
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 9

Período 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, los cuales sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 9 comprende instalaciones de las empresas Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante "SEAL"), ElectroSur S.A. (en adelante "ELECTROSUR"), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (en adelante "EGASA"), Conelsur LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR") y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP") (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que, solamente SEAL presentó su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 9, correspondiente al periodo 2025-2029, en tanto que, ELECTROSUR señaló que no requiere inversiones en el Área de Demanda 9 para el presente Plan de Inversiones.

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 Osinergmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; la publicación, por parte de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinergmin 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, como siguiente etapa corresponde la 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 los TITULARES, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a las Propuestas, 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 Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es

¹ Área de Demanda 9: Abarca el departamento de Arequipa.

Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergrmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

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

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado correspondiente.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 9; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- Las sobrecargas en los transformadores fueron solucionadas mediante nuevos Transformadores de Potencia, traspasos de carga entre devanados, traspaso de carga a Subestaciones existentes y futuras; evitando y/o postergando, de esta manera, las soluciones que involucran una mayor inversión. Cabe señalar que, se consideró la ampliación de capacidad de las Subestaciones Existentes, en tanto la empresa concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- Se considera las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025 y modificatoria, a fin de no considerar instalaciones adicionales en el nuevo Plan de Inversiones 2025-2029.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, dentro del Plan de Inversiones 2025-2029, se aprueban los siguientes proyectos:

- Implementación de la nueva Línea de Transmisión en 138 kV La Huerta –Secocha de 60 km y nueva SET Secocha con Transformador de Potencia 138/33 kV de 30 MVA el año 2028, requerido para la atención de la demanda sustentada en la zona, lo cual incluye celdas de línea en la SET La Huerta.
- Implementación de un Transformador de Potencia 138/33 kV de 75 MVA, para la SET Intermedia Norte el año 2028, con la finalidad de reforzar la configuración de la red de transmisión existente en 33 kV, incluyendo la conexión en PI con el seccionamiento de la Línea de Transmisión en 33 kV Challapampa – Cono Norte, con lo cual se afianzarán los niveles de tensión en la SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, mejorando a su vez la confiabilidad de la red de transmisión en 33 kV al descargar las líneas Challapampa – Chilina (Convertidor) ante contingencias N-1.
- Implementación de un Banco de Compensación Capacitivo en 10 kV del tipo fijo de 0,9 MVA en SET Ciudad de Dios el año 2025 con la finalidad de mantener los niveles de tensión dado el incremento de demanda adicional presentada, afianzando los niveles de tensión hasta el ingreso de SET Intermedia Norte 138/33 kV.
- Implementación de un Banco de Compensación Capacitivo en 22,9 kV del tipo variable de 2,4 MVA en SET Chuquibamba el año 2026, con la finalidad de mejorar los niveles de tensión; asimismo, se aprueban celdas de transformación, alimentador y medición para el año 2025 en dicha subestación.
- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia 138/60/23 kV de 40/40/40 MVA para la SET Majes el año 2028, requerido para la atención de la demanda sustentada en la zona.
- Implementación de un nuevo Transformador de Reserva compartida en 33/23/10 kV de 25/25/25 MVA a ubicarse en la SET Cono Norte para el año 2025.

- Renovación de los equipos del patio en 33 kV de la SET Base Islay al año 2028, se renuevan: dos (02) celdas de línea y una (01) celda de transformador.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9, para el período 2025 – 2029, se muestra a continuación:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9
Periodo 2025-2029**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 09	14 493 260	60,05	170	32
SEAL	14 493 260	60,05	170	32
AT				
Celda	1 439 258			12
Línea	91 644	0,05		1
TP Reserva	726 472		25	1
MAT				
Celda	1 552 650			4
Línea	5 615 162	60,00		1
TP	4 276 194		145	3
MT				
Celda	611 456			8
Banco	180 425			2

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	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	9
2. UBICACIÓN.....	12
3. PROPUESTA INICIAL.....	16
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	16
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	17
3.2.1 Propuesta Inicial de SEAL.....	17
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS.....	20
5. PROPUESTA FINAL	23
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	23
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	24
5.2.1 Propuesta Final de SEAL	24
5.2.2 Inversiones Propuestas	25
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	27
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA.....	27
6.1.1 Información Base.....	28
6.1.1.1 Ventas de energía.....	28
6.1.1.2 Variables explicativas	28
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	28
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	28
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	28
6.1.5 Proyección Global	30
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	30
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	32
6.2.1 Consideraciones.....	33
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	34
6.2.3 Análisis de Alternativas	37
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Arequipa.....	38
6.2.3.2 Sistema de Islay.....	43
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Camaná - Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguas y Pampacolca (Ocoña, Caraveli y Atico)	45
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Repartición – La Cano	50
6.2.3.5 Transformadores de Reserva	51
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	57
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	57
6.2.4.2 Programación de Bajas	58
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	59
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
8. ANEXOS.....	61
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN	62
Análisis de las Opiniones y Sugerencias de SEAL a la PREPUBLICACIÓN	63
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	87
Metodología Aplicada para el Estudio de la Demanda	88
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	104
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DEL TITULAR.....	113

ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA, SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN 115

ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN 121

ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS 123

9. REFERENCIAS 125

1. Introducción

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

En ese sentido, en el presente informe se describen 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 9, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029).

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (en adelante “EGASA”), Conelsur LT S.A.C. (en adelante “CONELSUR”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”) son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 9, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”), remunerados por la demanda.

De los TITULARES, SEAL ha presentado el estudio que sustenta su Propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 9, correspondiente al período 2025-2029; siendo que para el caso de ELECTROSUR en el estudio presentado para todas sus Áreas de Demanda, dicha empresa ha manifestado que no requiere inversiones en el Área de Demanda 9 para el presente Plan de Inversiones en Transmisión.

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 Osinergmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinergmin 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 los TITULARES como sustento de su propuesta de inversión para el 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, establece que el sistema de precios 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 literal c) del artículo 43 de la LCE³.

Ahora bien, según el artículo 44⁴ de la LCE, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de dicha Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del Artículo 27 de la misma Ley N° 28832 establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”).

En el artículo 139 del RLCE se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se 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.-**

(...)

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, 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, se cuenta con las siguientes normas aprobadas por Osinermin, que tienen relación con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado por Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, 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 (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

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

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 Osinermin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinermin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinermin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por Osinermin; asimismo, este último 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 Osinermin, 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" aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.1 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante "PROCEDIMIENTO").

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 disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando 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 Técnico - Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029", en adelante ESTUDIO o ESTUDIOS⁸ según corresponda, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló entre los días 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 propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

⁸ ESTUDIO: Definición conforme al numeral 3.9 de la NORMA TARIFAS

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 Observaciones

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

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, el 13 de febrero de 2024 Osinerghmin publicó el proyecto de resolución que aprobaría 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.

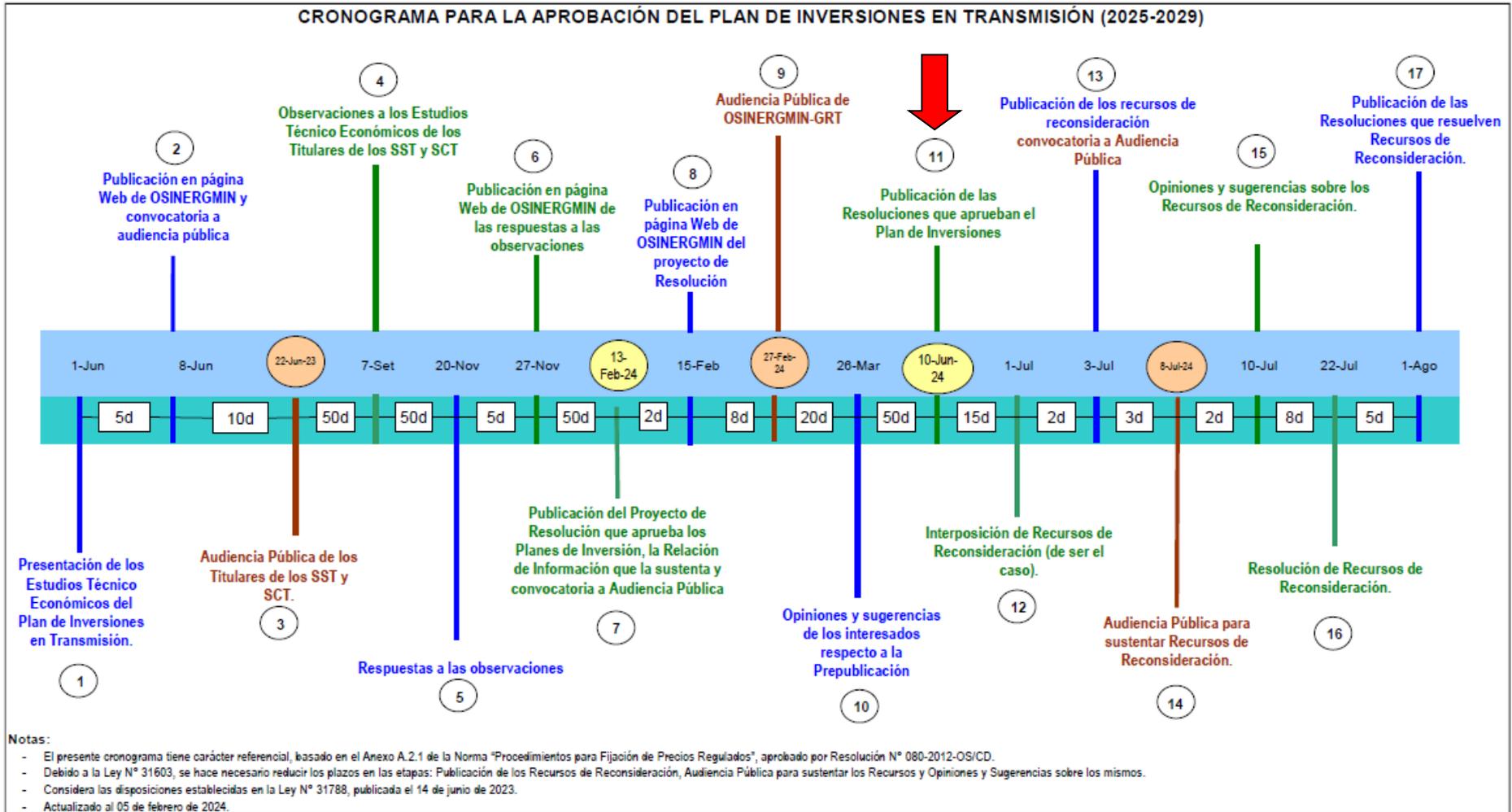
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

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 PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 9 está circunscrita al departamento de Arequipa, el cual se ubica en la zona sur oeste del Perú.

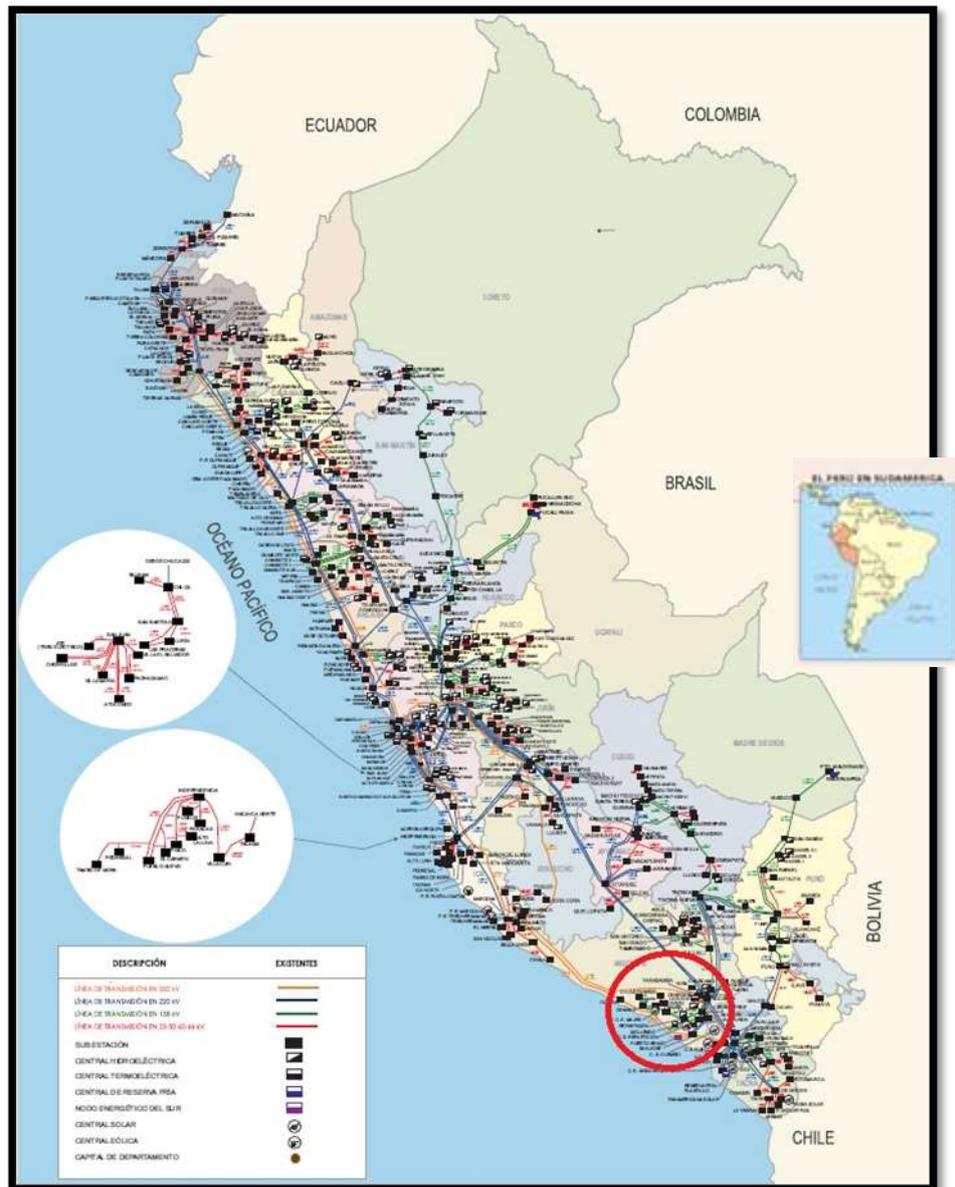
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a SEAL, ELECTROSUR, EGASA, CONELSUR y REP.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 9 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Sistema de Arequipa.
- Sistema de Islay.
- Sistema de Camaná – Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes – Siguan.
- Sistema de Repartición - La Cano.
- Sistema de Orcopampa y Valle del Colca.
- Sistema de Puquina - Omate - Ubinas.
- Sistema de PSE Chuquibamba.

En el Gráfico 2-1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 9.

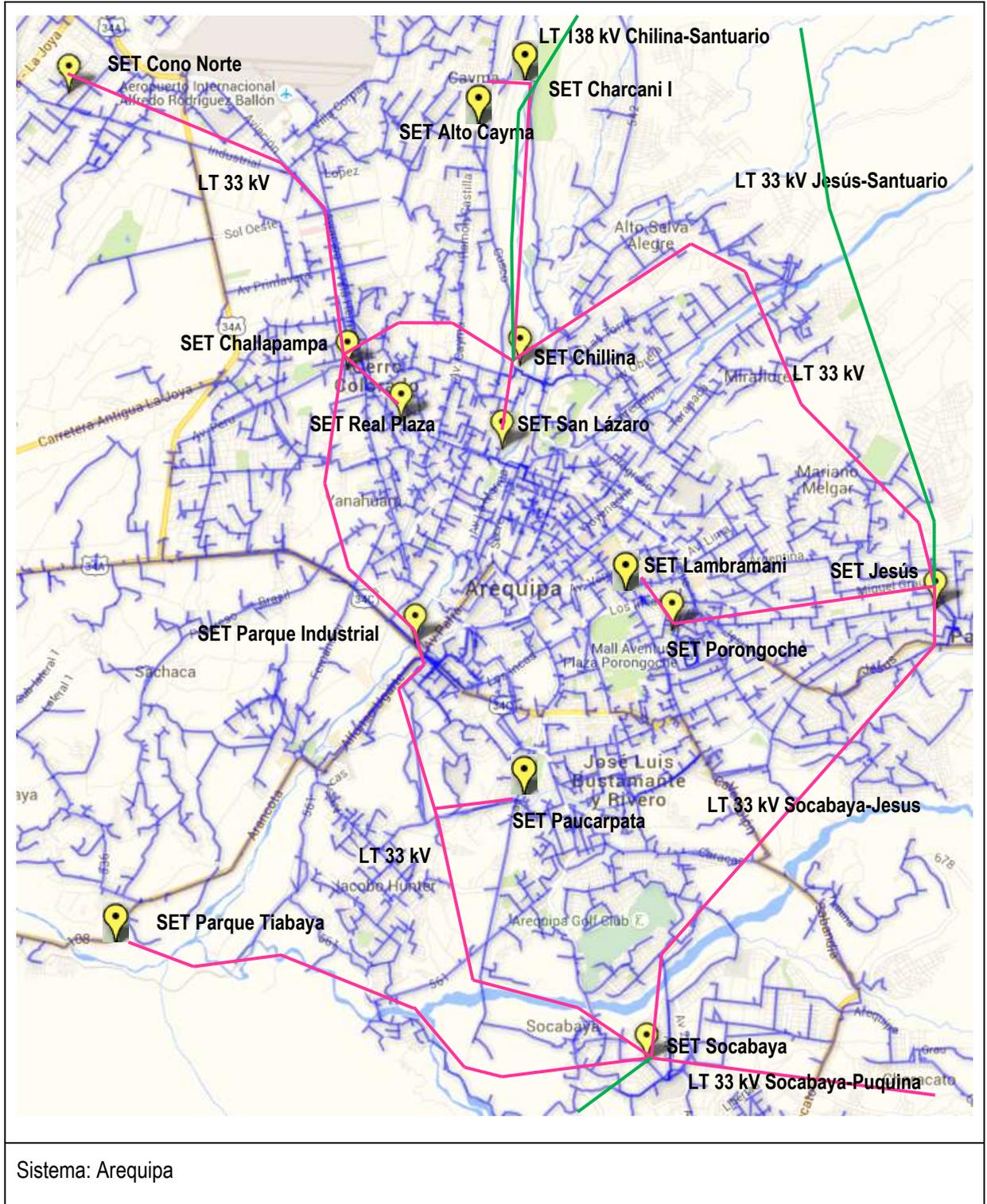
Gráfico 2-1. Ubicación Geográfica del Área de Demanda 9



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

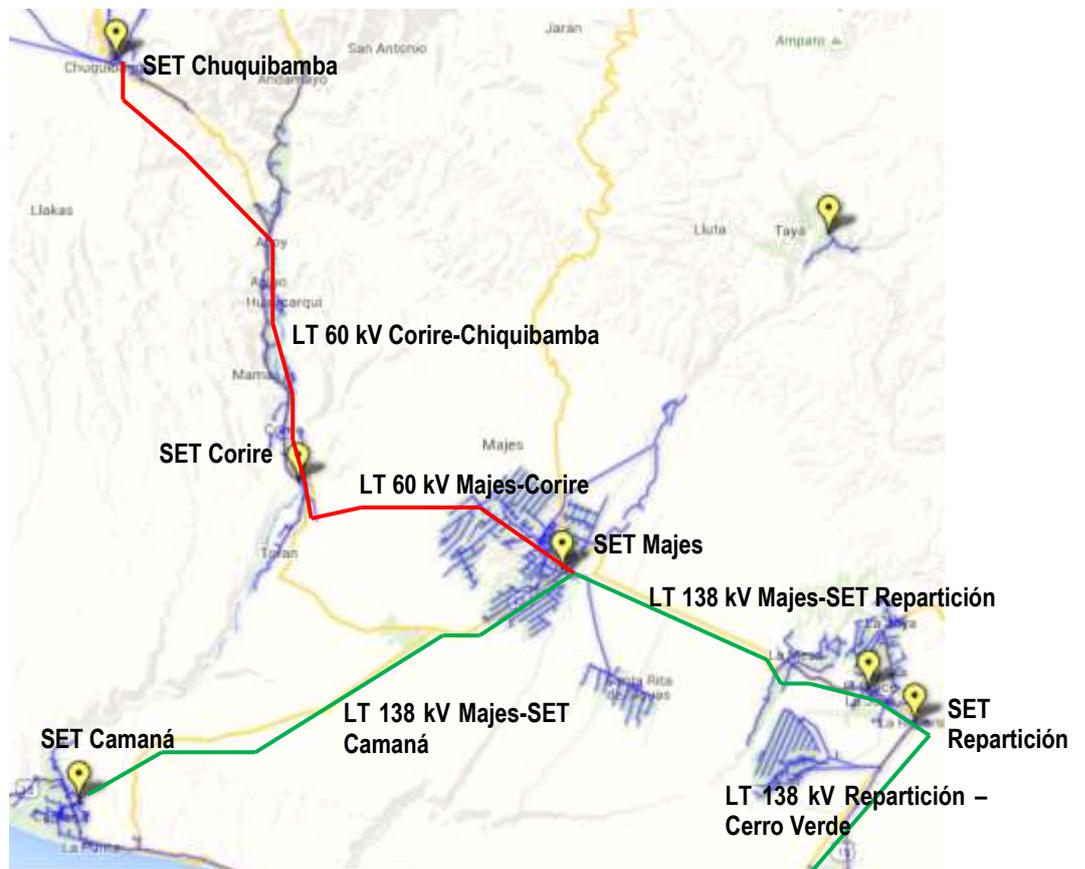
Asimismo, en el Gráfico 2-2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 9.

Gráfico 2-2. Principales Instalaciones del Área de Demanda 9





Sistema: Islay



Sistemas: Camaná - Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguas y Repartición-La Cano

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 01 de junio de 2023, mediante carta GG/TEP-2085-2023, SEAL presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta para el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 9. Asimismo, se ha considerado la información remitida por SEAL el 08 de junio de 2023, mediante carta GG/TEP-2184-2023, para subsanar un error material, según lo indicado por la concesionaria. Por otra parte, la empresa ELECTROSUR mediante carta GE-0756-2023, presentó un estudio en el cual indica que, para el Área de Demanda 9 no presenta PI 2025-2029; sin embargo, incluye información de la proyección de demanda de dicha área.

En base a ello, en adelante y en conjunto para el Área de Demanda 9, se considera para el PI 2025-2029 el estudio presentado por SEAL el cual se denominará “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En el estudio presentado por ELECTROSUR, dicha empresa indica haber procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 9, donde los modelos de proyección se construyeron en base a información histórica de ventas de energía y de variables explicativas. Agrega que, con los valores de potencia por barra obtenidos a partir de los registros de carga, se ha proyectado el crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión. Por su parte, en su PROPUESTA INICIAL, SEAL señala que la proyección de la demanda de energía se realizó mediante distintas metodologías diferenciando los tipos de usuario. En los estudios de ELECTROSUR y SEAL se aprecia que la proyección de demanda fue desglosada por sistema eléctrico, por SET y por nivel de tensión, y que, en la formulación del modelo de proyección de energía del Área de Demanda 9 se aplicó métodos tendenciales y econométricos, lo cual requirió que presenten las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección.

En lo que se refiere a la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, SEAL y ELECTROSUR han considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. En lo particular, para las cargas de usuarios libres existentes consideraron aquellas vigentes a diciembre del año 2022, tomándolas luego como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), Osinergmin ha tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas.

Finalmente, para obtener el pronóstico de la demanda de toda el Área de Demanda 9, SEAL y ELECTROSUR suman la proyección de la demanda de Usuarios Libres a la de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga y por nivel de tensión.

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 SEAL.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW) – Demanda MT

Año	Arequipa	Islay	Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguan y Pampacolca	Repartición - La Cano	Orcopampa, Valle del Colca	Puquina - Omate - Ubinas
2022	155,31	15,74	18,35	14,88	9,20	1,33
2023	164,36	18,95	19,23	18,53	9,30	1,65
2024	172,04	20,09	20,86	19,72	9,40	1,74
2025	181,92	21,27	26,34	20,45	9,50	1,84
2026	188,13	22,06	27,41	20,88	9,60	1,97
2027	198,72	23,18	30,24	21,61	9,69	2,04
2028	207,30	25,66	39,22	22,15	9,79	2,27
2029	210,87	25,93	41,88	22,38	9,89	2,29
2030	214,30	26,19	44,59	22,61	9,99	2,32
2031	217,82	26,46	48,21	22,84	10,09	2,35
2032	221,34	26,73	51,37	23,07	10,19	2,38
2033	224,86	26,99	54,08	23,30	10,29	2,41
2034	228,38	27,26	56,79	23,53	10,38	2,44
TC	3,3%	4,7%	9,9%	3,9%	1,0%	5,2%

Notas:

- (1) Formato F-121 de SEAL.
- (2) La demanda del sistema eléctrico Puquina – Omate – Ubinas, corresponde a la propuesta de ELECTROSUR.
- (3) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (4) El Área de Demanda 9 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 3.1.

Del Cuadro N° 3.1, SEAL propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguan y Pampacolca” de 128,2% en el año 2029 (41,88 MW) respecto del 2022 (18,35 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, solo SEAL presentó propuestas para el Área de Demanda 9, y ELECTROSUR no presentó propuesta para el sistema eléctrico Puquina - Omate - Ubinas que forma parte de dicha Área de Demanda.

3.2.1 Propuesta Inicial de SEAL

Sistema Arequipa

- Implementación de una línea de transmisión Intermedia Norte – Cono Norte en 138 kV de 2,1 km y un transformador de potencia de 138/33 kV de 60 MVA en la SET Cono Norte.

- Implementación de un transformador de potencia (en adelante “TP”) de 33/22,9/10,4 kV de 25 MVA en SET Paucarpata.

Sistema Islay

- Implementación de una línea de transmisión Base Islay – Mejía en 138 kV de 14,6 km y un transformador de potencia de 138/33 kV de 40 MVA en la SET Mejía.
- Implementación de TP de 33/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET Mejía.
- Implementación de TP de 33/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET La Curva.
- Implementación de TP de 33/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET Chucarapi.

Sistema de Camaná - Chuquibamba, Valle de Majes – Siguas

- Implementación de una línea de transmisión Majes – Corire en 138 kV de 32,2 km y un transformador de potencia de 138/60/13,2 kV de 40 MVA en la SET Corire.
- Implementación de TP de 138/23 kV de 75 MVA en la SET Majes.
- Implementación de TP de 60/23 kV de 10 MVA en la SET Chuquibamba.
- Implementación de una línea de transmisión Chuquibamba – Yanaquigua en 60 kV de 35 km y una nueva SET Yanaquigua con TP de 60/23 kV de 10 MVA.
- Implementación de una línea de transmisión La Huerta (Ocoña) – Secocha en 60 kV de 53 km y una nueva SET Secocha con TP de 60/33 kV de 25 MVA.
- Implementación de TP de 138/60/33 kV de 60 MVA en la SET La Huerta (Ocoña).

Sistema Repartición – La Cano

- Implementación de una línea de transmisión Repartición – San Camilo en 138 kV de 25 km y una nueva SET San Camilo con TP de 138/23 kV de 25 MVA.

Según su PROPUESTA INICIAL, SEAL considera ejecutar el 100% de la inversión total en el año 2028.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, de la PROPUESTA INICIAL de SEAL se resumen en el Cuadro 3-2.

Cuadro 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (1) (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) (2)	Cantidad de Elementos (3)
Total Área de Demanda 9	39 157 370	165,45	505	100
SEAL	39 157 370	165,45	505	100
AT				
Celda	3 208 240			23
Línea	7 315 509	91,33		2
Transformador	3 788 238		115	7

Proponentes/Titulares	Inversión (1) (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) (2)	Cantidad de Elementos (3)
Banco				
MAT				
Celda	5 072 060			12
Línea	8 593 172	74,12		4
Transformador	8 712 055		390	7
Banco				
MT				
Celda	2 262 448			43
Banco	2 056 48			2

Nota:

- (1) El ESTUDIO presentado por SEAL como PROPUESTA INICIAL no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- (2) El ESTUDIO adicionalmente considera un transformador de reserva de 25 MVA que según lo indicado por SEAL servirá tanto para el Área de Demanda 9 como para el Área de Demanda 8.
- (3) El ESTUDIO adicionalmente considera sistemas de comunicaciones de fibra óptica y microondas tanto para subestaciones existentes como subestaciones propuestas, los cuales han sido valorizados por SEAL en USD 518 536.

4. Observaciones a los Estudios Técnico-Económicos

Mediante los Oficios N° 1501-2023-GRT y N° 1539-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a SEAL y ELECTROSUR respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinerghmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del PI 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.

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones 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.

Se indicó también que la absolución de las observaciones debía 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.

Asimismo, se agregó que el Titular debe revisar completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la Propuesta.

Del mismo modo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y costo de operación y mantenimiento (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 PI 2025-2029.

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

- El ESTUDIO no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, SEAL deberá actualizar su Estudio considerando lo mencionado en el presente numeral.
- En la información presentada como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que SEAL debe completar su ESTUDIO teniendo en cuenta lo mencionado en el presente numeral y lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.
- Se ha identificado en el ESTUDIO presentado por SEAL la falta de documentos que justifiquen la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas.
- SEAL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda acorde con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- El ESTUDIO no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad. seguridad, asimismo, no presentan propuestas claras en cuanto a los Elementos aprobados anteriormente.
- En el ESTUDIO se indican alternativas generales para las problemáticas identificadas en el periodo de estudio en cada Área de Demanda; en ese sentido presenta para el caso del AD 8 una única alternativa y para el caso del AD 9 dos alternativas; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.
- En el ESTUDIO se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Islay, Majes, entre otros; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georreferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición.
- En el ESTUDIO no se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD, vigentes al momento de la presentación de su Propuesta. Al respecto, SEAL debía actualizar su propuesta de valorización utilizando la última base de datos aprobada.
- SEAL no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS.
- Los formatos presentados como parte de los Anexos del ESTUDIO contienen datos incompletos o con errores que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos de Información General

(F-000) presentan información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pdf, por lo cual se requiere su corrección, los formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar (F-200) presentan información incompleta. Asimismo, los formatos de Costos de Inversión (F-300) no se encuentran debidamente vinculados y en algunos casos no presentan información consistente con la alternativa planteada en su informe, con lo cual no es posible validar la valorización realizada. Al respecto, SEAL debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS

- En el ESTUDIO presentado por SEAL no se describe de manera clara cómo se realiza la Redistribución de la Máxima Demanda de la SET luego de la puesta en servicio de nuevas subestaciones de transmisión. Al respecto, se requiere que SEAL presente de manera detallada la información señalada como parte del planeamiento efectuado.
- La información presentada como parte del ESTUDIO consignada en los archivos de flujo de potencia (extensión .pdf), en algunos casos no guarda relación con la información plasmada en el informe, los formatos y en los anexos sustentatorios. Al respecto, se requiere que SEAL revise toda la información y corrija dicha información donde corresponda.
- Las propuestas asociadas a transformadores de reserva deben ser sustentadas con un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y demás documentos de sustento, considerando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, toda vez que se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la normativa así lo establece.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante Carta SEAL GG/TEP-4766-2023, SEAL presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, conjuntamente con la información complementaria adjuntas a las respuestas, son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 090-2024-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 expresar sus comentarios respecto de los temas observados. – [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, SEAL presenta una proyección de la demanda superior al 3,9% en promedio para el sistema eléctrico “Orcopampa, Valle del Colca”, con respecto a su PROPUESTA INICIAL. Asimismo, para el resto de sistemas eléctricos del Área de Demanda 9, la proyección de demanda de la PROPUESTA FINAL resulta menor que la PROPUESTA INICIAL.

Por otro lado, ELECTROSUR para su PROPUESTA FINAL no presenta proyección de demanda para el Área de Demanda 9.

En el Cuadro 5-1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico en el nivel de media tensión (MT) presentada en la PROPUESTA FINAL de SEAL.

Además, del Cuadro 5-1, SEAL propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguas y Pampacolca” de 82,5% en el año 2029 (32,17 MW) respecto al año 2022 (17,63 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda en dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 9,9% a 7,0%.

Cuadro 5-1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 9 - SEAL
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW) – Demanda MT

Año	Arequipa	Islay	Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes - Siguas y Pampacolca	Repartición - La Cano	Orcopampa, Valle del Colca	Puquina - Omate - Ubinas
2022	155,31	15,75	17,63	12,70	9,56	1,35
2023	160,95	17,57	18,56	15,02	9,66	1,38
2024	166,49	18,23	21,15	15,60	9,77	1,42
2025	173,03	18,84	24,63	15,88	9,87	1,45
2026	177,83	19,22	25,40	16,06	9,98	1,49
2027	184,71	19,78	26,10	16,34	10,09	1,52
2028	190,67	20,31	26,64	16,56	10,19	1,55
2029	194,24	22,36	32,17	16,67	10,30	1,59
2030	197,29	22,63	33,00	16,77	10,39	1,62
2031	200,39	22,84	34,53	16,87	10,48	1,65
2032	203,56	23,05	36,53	16,97	10,58	1,68
2033	206,79	23,27	38,31	17,08	10,67	1,71
2034	210,09	23,49	39,87	17,18	10,77	1,74
TC	2,5%	3,4%	7,0%	2,6%	1,0%	2,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de SEAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 9 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 5.1.
- (4) El Sistema "Repartición-La Cano" que figura en el Cuadro ha sido consignado por Osinermin, pues SEAL en su PROPUESTA FINAL no ha consignado el sistema Repartición-La Cano como tal en sus formatos F-100, en su lugar la SET y la barra de ese sistema lo ha consignado en el sistema de "Camaná, Ocoña, Caravelí; Chuquibamba; Majes-Sihuas; Repartición-La Cano; Valle de Majes".

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, SEAL presenta los siguientes proyectos:

5.2.1 Propuesta Final de SEAL

SEAL presentó su PROPUESTA FINAL de la siguiente manera:

Sistema Arequipa

- Reforma de la SET Parque Industrial considerando dos nuevos transformadores de 138/33/10 kV - 60/60/60 MVA en reemplazo de los tres transformadores existentes, uno de 138/33 kV - 75 MVA y dos de 33/10 kV - 25 MVA cada uno, con la finalidad de ser rotados a otras subestaciones dada la problemática identificada en Cono Norte y Paucarpata, lo cual no fue precisado en su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET Paucarpata de 33/10 kV - 10 MVA por uno de los transformadores de 33/10 kV - 25 MVA rotado de SET Parque Industrial para el año 2029 dada la problemática identificada tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL.
- Implementación de la SET Intermedia Norte correspondiente al ITC aprobado en el Plan de Transmisión 2023 - 2032 "NUEVA SUBESTACIÓN

PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)”, con los transformadores de 138/33 kV - 75 MVA y 33/10 kV - 25 MVA ambos rotados de la SET Parque Industrial y conexión en PI al seccionamiento de la línea en 33 kV Challapampa – Cono Norte, dada la problemática identificada en la zona de Cono Norte, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Sistema Islay

- Implementación de la L.T. Base Islay – La Curva en 33 kV de 28 km, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET La Curva por un transformador de 33/23/10 kV - 10 MVA, manteniendo su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET Mejía con un transformador de 33/10 kV - 5,5 MVA rotado de la SET Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Sistema de Camaná - Chuquibamba, Valle de Majes – Siguan

- Cambio de transformador en la SET Majes con la implementación de un transformador de 138/60/22,9 kV - 75/25/50 MVA, variando la alternativa indicada en su la PROPUESTA INICIAL.
- Implementación de un banco de compensación capacitiva de 2 MVAR para la SET Chuquibamba; así como celdas en 60 kV y 23 kV, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.
- Implementación de la L.T. La Huerta – Secocha en 138 kV de 60 km y una nueva SET Secocha con transformador de 138/33 kV - 75 MVA, incluyendo un banco de compensación de 7,5 MVAR, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Sistema Eléctrico Repartición – La Cano

- Implementación de la nueva SET San Camilo con un transformador de 138/22,9 kV - 30 MVA con conexión en PI seccionando la línea de 138 kV Repartición - Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Otros requerimientos

- Transformador de reserva de 33/23/10kV-25MVA ubicado en la SET Cono Norte.
- Transformador de reserva de 33/10kV-25MVA ubicado en la SET San Luis.
- Transformador de reserva de 33/23/10kV-10 MVA ubicado en la SET Mollendo.

5.2.2 Inversiones Propuestas

Con relación a la PROPUESTA FINAL, SEAL considera ejecutar el 100 % de su inversión total en el año 2029. Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por SEAL se resumen en el Cuadro 5-2.

Cuadro 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (1) (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) (2)	Cantidad de Elementos (3)
Total Área de Demanda 9	36 701 985	88,12	310	93
SEAL	36 701 985	88,12	310	93
AT				
Celda	4 043 404			28
Línea	3 637 267	28,12		3
Transformador	684 756		10	1
Banco				
MAT				
Celda	5 826 368			12
Línea	7 722 911	60		2
Transformador	9 558 925		300	5
Banco				
MT				
Celda	4 577 063			40
Banco	651 290			2

Nota:

- (1) El ESTUDIO presentado por SEAL como PROPUESTA FINAL para el caso de valorización de líneas no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- (2) El ESTUDIO adicionalmente considera tres transformadores de reserva.
- (3) El ESTUDIO adicionalmente considera sistemas de comunicaciones de fibra óptica y microondas, los cuales han sido valorizados por SEAL en USD 1 546 766.

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por SEAL, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 9 han sido presentadas y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinerghmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, 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 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 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 <https://www.gob.pe/osinerghmin/> [Ver Referencia 6]

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 9, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la información disponible, teniendo en cuenta que el Estudio presentado por SEAL se ha identificado inconsistencias tales como:

- Los formatos y/o los archivos de sustento no guardan coherencia entre sí.
- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes, según lo indicado en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Es del caso resaltar que, para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, en el período de análisis, es necesario que la proyección de la demanda de potencia cumpla con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, se ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, sobre la base de la metodología desarrollada en el Anexo B del presente informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 9, a nivel de barras, de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados del año 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM disponible por Osinergmin en el portal web; y, de los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificación del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025 (en adelante "PI 2021-2025").

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI del año 2022 disponible por Osinergmin en el portal web oficial.

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, número de Clientes, Población y la Tarifa Real. Ver detalle en el Anexo B del presente informe.

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). La metodología establecida en la NORMA TARIFAS se desarrolla en el Anexo B del presente informe.

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 mismos usuarios a través de encuestas efectuadas por los suministradores.

En caso, los Usuarios Libres, existentes hasta el año 2022, no presenten solicitud de incremento de carga, los consumos de ese año serán considerados constantes en todo el periodo de proyección y se consignarán según la información base del SICLI del 2022.

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

En caso de nuevas demandas en bloque, estas son incorporadas a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

En efecto, para que una carga 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 validada,

revisada y seleccionada por Osinerghmin, conforme los criterios descritos en el Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Considerando lo anterior, en el Área de Demanda 9, SEAL en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 113 cargas, de las cuales 81 no fueron seleccionadas por Osinerghmin, debido a que no contaban con el debido sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

ELECTROSUR por su parte, presentó en su PROPUESTA INICIAL tres cargas como Demanda Incorporada; sin embargo, en su PROPUESTA FINAL no presentó proyección de demanda. A pesar de ello, las cargas fueron evaluadas pero debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS no fueron seleccionadas por Osinerghmin en la proyección de la demanda.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, SEAL presentó opiniones sobre 41 cargas propuestas en su PROPUESTA FINAL, además, presentó 64 cargas nuevas para la evaluación correspondiente. De la revisión del sustento presentado, en esta etapa se adicionan 42 cargas como demanda incorporada. Finalmente, en la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ELECTROSUR no presentó documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Por tanto, de la revisión al sustento presentado por las Demandas Incorporadas, se han considerado 74 nuevas cargas que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS. En el Cuadro 6-1 se muestra la Máxima Demanda de Potencia No Coincidente totales de las Demandas Nuevas e Incorporadas para la proyección de la demanda del Área de Demanda 9.

Cuadro N° 6-1
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas e Incorporadas,
según SET (MW)

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CHILINA	CHILIO10	10	-	0,2	0,7	1,2	1,7	2,8	2,9	2,9
CONO NORTE	CONOR010	10	-	0,7	1,6	2,2	2,6	3,0	3,5	3,5
LAMBRAMANI	LAMBR010	10	-	-	-	0,4	0,8	1,1	1,4	1,4
SAN LAZARO	SLAZA010	10	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8
SOCABAYA	SOCAB010	10	-	-	1,1	2,9	3,2	3,6	4,0	4,0
CHUCARAPI	CHUCA010	10	-	-	-	0,4	0,8	1,2	1,6	1,6
MATARANI	MATAR010	10	-	-	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
CHUQUIBAMBA	CHUQU023	22,9	-	0,5	1,0	4,7	5,7	6,2	6,7	6,7
CAMANA	CAMAN010	10	-	0,4	0,6	0,8	1,2	1,6	1,6	1,6
LA HUERTA	HUERTA033	33	-	-	1,1	3,3	5,2	7,7	11,2	15,6
REPARTICION	REPAR023	22,9	-	0,3	1,6	3,7	4,9	5,7	6,5	6,5
CHALLAPAMPA	CHALP011	10	-	-	0,1	1,3	2,4	3,5	4,5	5,6
JESUS	JESUS010	10	-	-	-	0,2	0,4	0,7	0,9	0,9
P. INDUSTRIAL	PQSEA010	10	-	-	1,3	4,3	6,4	8,5	10,5	10,5
TIABAYA	TIABA010	10	-	-	-	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5
PAUCARPATA	PAUCA010	10	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
LA CURVA	LCURV010	10	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
MAJES	MAJES023	22,9	-	-	-	1,7	3,3	5,0	6,9	7,1

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

Cabe indicar que la validación y revisión efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada, se detallan en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades SEAL” y “Factibilidades ELS”.

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 9. Ver Cuadro 6-2.

Cuadro 6-2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 9 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	3 947,92	106,30	1 313,57	5 367,79
2023	3 947,92	106,66	1 350,95	5 405,53
2024	3 947,92	113,62	1 406,93	5 468,47
2025	3 947,92	128,00	1 510,08	5 586,00
2026	3 947,92	140,40	1 583,33	5 671,66
2027	3 947,92	156,09	1 654,90	5 758,92
2028	3 947,92	178,33	1 720,00	5 846,25
2029	3 947,92	206,51	1 753,92	5 908,35
2030	3 947,92	219,92	1 777,39	5 945,23
2031	3 947,92	220,23	1 801,30	5 969,46
2032	3 947,92	220,56	1 869,74	6 038,22
2033	3 947,92	220,89	1 898,50	6 067,31
2034	3 947,92	221,22	1 935,09	6 104,24

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 1,08%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 3,28%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

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

Con fines de proyectar la demanda por subestaciones, se ha empleado 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 de energía total del Área de Demanda (FPMWHS).

Luego, tomando en consideración 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.

El Cuadro 6-3 muestra la Máxima Demanda Coincidente del Área de Demanda 9.

Cuadro 6-3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 9 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ALTO CAYMA	10	7,8	8,0	8,3	8,5	8,8	9,0	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5
CHALLAPAMPA	10.5	17,9	18,3	18,7	19,7	20,7	21,6	22,5	23,5	23,8	24,1	24,5	24,8	25,1
CHILINA	10	18,5	19,2	20,3	21,3	22,3	24,0	24,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,2	27,6
CONO NORTE	10	8,9	9,7	10,6	11,3	11,8	12,4	12,9	13,1	13,3	13,5	13,6	13,8	14,0
CONO NORTE	22.9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7
JESUS	10	11,5	11,8	12,2	12,7	13,1	13,6	14,1	14,5	14,8	15,0	15,3	15,6	15,9
JESUS B	10	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,4
JESUS B	22.9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
LAMBRAMANI	10	2,2	2,3	2,3	2,6	2,9	3,2	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7
PARQUE INDUSTRIAL	10	29,4	30,0	31,3	33,5	35,2	36,8	38,5	39,1	39,6	40,1	40,5	41,0	41,5
PORONGOCHÉ	10	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,6	5,7	5,8	5,8	5,9	5,9	6,0
REAL PLAZA	10	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	6,9	7,1	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6
SAN LAZARO	10	12,3	12,6	13,0	13,5	14,0	14,5	15,1	15,4	15,7	16,0	16,3	16,6	16,9
SOCABAYA	10	13,6	13,9	14,8	16,1	16,7	17,2	17,8	18,2	18,4	18,7	19,0	19,2	19,5
TIABAYA	10	5,9	6,0	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,5
PAUCARPATA	10	7,8	8,0	8,3	8,6	8,9	9,1	9,4	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7
SOCABAYA	220	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2	201,2
SAN JOSE	500	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5	329,5
PARQUE INDUSTRIAL	33	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
CERRO VERDE	138	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
MINA CERRO VERDE	220	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7	148,7
SANTUARIO	138	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7
AGUA LIMA	10	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
COCACHACRA	10	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
CHUCARAPI	10	0,3	0,3	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
LA CURVA	10	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
MATARANI	10	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7
MEJIA	10	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7
MOLLENDÓ	10	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4
ISLAY	33	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
MATARANI	33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAMANA	10	5,2	5,6	6,0	6,3	6,8	7,3	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,1	8,2
CAMANA	22.9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHUQUIBAMBA	22.9	2,6	2,9	3,3	6,0	6,8	7,2	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	7,7	7,7
MAJES	22.9	8,5	8,8	9,0	10,3	11,6	12,9	14,3	14,7	15,0	15,3	21,5	22,4	24,2
CORIRE	13.2	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3
LA HUERTA	33	4,6	4,7	5,5	7,2	8,6	10,4	13,0	16,2	17,8	17,8	17,9	18,0	18,0
REPARTICION	22.9	12,7	13,1	14,3	15,9	16,8	17,5	18,3	18,4	18,5	18,7	18,8	18,9	19,1
HUANCARAMA	22.9	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
CALLALLI	22.9	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8
ARES	66	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
TALTA	138	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
CAYLLOMA	15	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PUQUINA	22.9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
TOTAL		998,8	1005,1	1015,0	1032,1	1044,8	1057,9	1070,7	1079,8	1085,3	1089,4	1099,5	1104,3	1110,2

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghin.

En el Cuadro 6-4 y Gráfico 6-1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de SEAL.

Cuadro 6-4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)
Demanda MT

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL SEAL (OyS)	PROPUESTA INICIAL SEAL
2022	211,79	211,79	214,84
2023	217,97	217,97	231,75
2024	227,13	234,11	243,51
2025	242,48	258,41	260,92
2026	253,78	273,72	269,57
2027	265,12	282,13	284,97
2028	275,28	290,12	305,67
2029	281,15	298,29	312,54
2030	285,15	306,43	319,31
2031	289,23	310,85	327,07
2032	299,22	316,04	334,38
2033	303,98	322,51	341,24
2034	309,79	328,64	348,10
TC	3,2%	3,7%	4,1%

Fuente: Formato F-121

Gráfico 6-1



Nota: La proyección de la demanda efectuada por Osinerghmin difiere de la PROPUESTA FINAL de SEAL debido principalmente a los aspectos indicados en el numeral 6.1 del presente informe.

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9, en cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, considerando que en el ESTUDIO presentado por SEAL se identificó lo siguiente:

- Las vistas de planta de las subestaciones existentes no fueron presentadas, lo cual no permite la validación de espacio y el contraste de la ubicación de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- En las alternativas presentadas, no se evaluó mejoras en el Sistema de Arequipa, tales como reforzamientos de la red de 33 kV, entre otros, en comparación con alternativas de reforma de subestaciones existentes.
- No sustenta el dimensionamiento de los nuevos elementos de transmisión que conforman el SER en el sistema eléctrico al que pertenecen; por ejemplo, no sustenta los criterios considerados y resultados obtenidos para determinar la nueva capacidad de transformación solicitada en cada caso. Es decir, no evalúa las nuevas subestaciones propuestas con otra alternativa como la ampliación de las subestaciones existentes.
- En la redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones existentes como medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones o ampliación de las instalaciones existentes, se debió realizar adicionalmente a la rotación de transformadores, la posibilidad de mayores traslados de cargas entre subestaciones cercanas, entre otros. La empresa evalúa parcialmente estos criterios definidos en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- Como parte de las propuestas de rotación de transformadores, SEAL considera elementos sin tener en cuenta las Bajas asociadas a los mismos.
- Dentro de la evaluación de nuevos requerimientos y renovaciones, no considera todos los elementos que se encuentran aprobados en anteriores Planes de Inversiones en Transmisión.

6.2.1 Consideraciones

Los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT y remunerados por la demanda, se toma 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 considera como base las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin. Se ha tomado en cuenta la ampliación de capacidad de las subestaciones existentes, en tanto la concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.

- 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 estos, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.
- En caso corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para tal efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- 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 determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 9 a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, mediante el formato "F-202" se procedió a identificar las Subestaciones que superan la capacidad de diseño; para lo cual 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 identifica la situación actual y el nivel de sobrecarga 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 9, se solucionan parte de las sobrecargas presentadas en las subestaciones existentes; sin embargo, en la SET La Huerta y SET Majes aún se presenta sobrecargas al año 2034.

a) Sobrecarga en Transformadores

Teniendo en cuenta la proyección de la demanda, los Transformadores de Potencia de dos (2) devanados no presentarían sobrecargas. Al año 2034, los

transformadores de este tipo que tendrían el mayor factor de utilización se muestran en el Cuadro 6-5.

Cuadro N°6-5
Transformadores de Potencia de dos (2) devanados con mayor factor de utilización al 2034

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
PARQUE INDUSTRIAL	PINDU033	PQSEA010	50	0,95
CHILINA	CHILIO33	CHILIO10	25	0,87

Fuente: F-202 (Osinerghmin)

No se considera el incremento en el factor de uso del actual transformador de la SET Chuquibamba (60/23 kV-4 MVA) debido a que en la modificación del PI 2021-2025 se aprobó el reemplazo por un transformador de 15 MVA; asimismo, el factor de utilización de SET Parque Industrial en el formato "F-202" considera que asume parte de la carga de SET Paucarpata, por lo que con la presencia de esta última subestación el factor de utilización de SET Parque Industrial se reduce.

Los transformadores de potencia de tres (3) devanados que presentarían sobrecarga en el año 2034 se muestran en el Cuadro 6-6.

Cuadro N°6-6
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de tres (3) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
LA HUERTA	LA HUERTA138	LA HUERTA60	LA HUERTA33	32,5	20	12,5	0,64	0	1,67
MAJES(*)	MAJES138	MAJES060	MAJES023	25	12,5	15	1,49	0,84	1,78

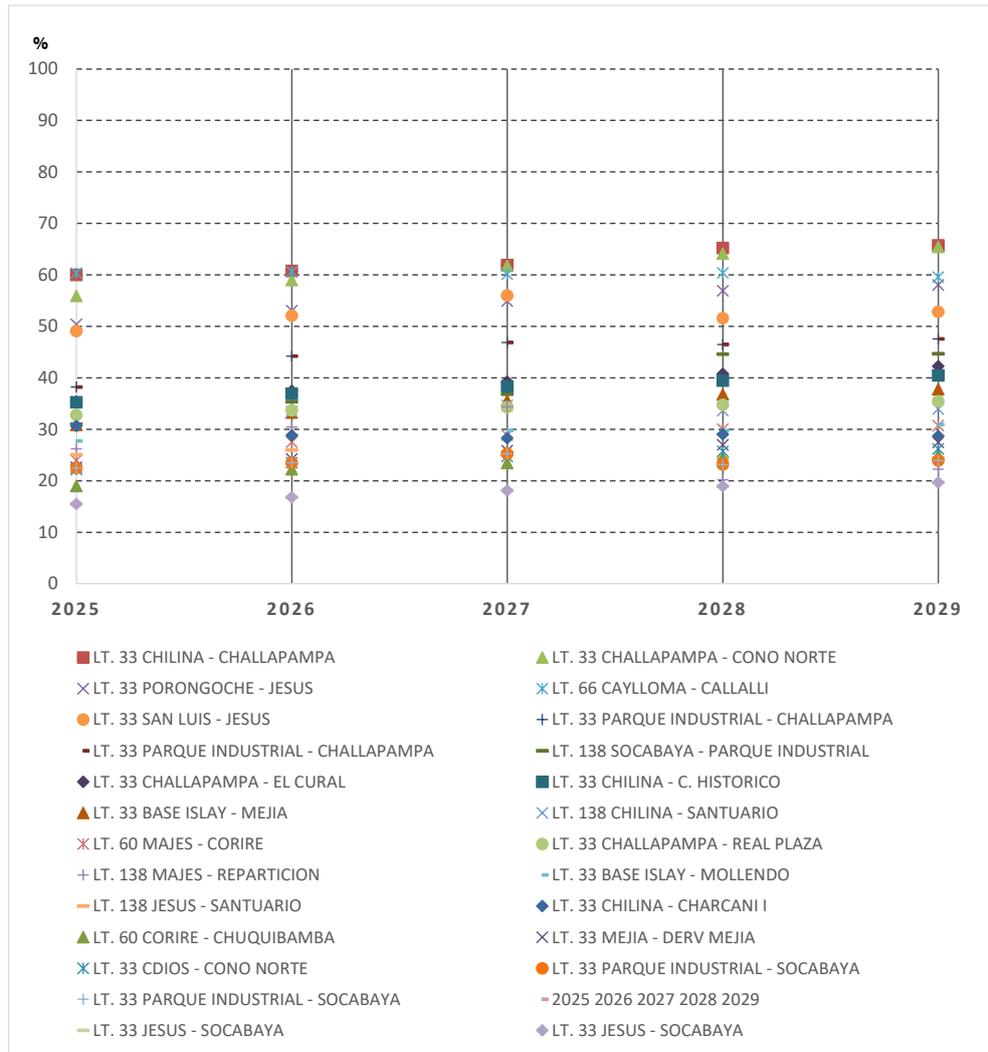
(*) El transformador actual de SET Majes corresponde a un transformador de 4 devanados; sin embargo, el devanado de 10 kV no tiene carga.
Fuente: F-202 (Osinerghmin)

Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 9, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent (.pfd) hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las concesionarias y las placas de los transformadores de potencia obtenidos en las visitas técnicas, realizadas en el mes de julio de 2023 y marzo de 2024. La demanda utilizada corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Producto de dicha evaluación, se tienen los siguientes resultados:

Respecto a las líneas de transmisión, estas no presentan mayores dificultades en el período 2025-2029, observándose que los mayores niveles de carga de líneas en 33 kV corresponden al enlace Challapampa – Chilina (Convertidor), y Challapampa – Cono Norte, conforme se muestra en la Gráfico 6-2.

Gráfico N° 6-2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



Respecto a los perfiles de tensión de las barras, se verifica que las tensiones se encuentran dentro rango de mínima y máxima; a excepción de la barra en 33 kV de la zona del cono norte del Sistema de Arequipa vinculada a la SET Ciudad de Dios; así como la barra en 60 kV de la SET Chuquibamba, saliendo de la tolerancia mínima de 0,95 p.u a partir de los años 2025 y 2026 respectivamente, tal como se observa el Gráfico 6-3.

Gráfico N° 6-3
Perfil de tensiones (p.u)



Nota: En el gráfico anterior se incluyen los límites permitidos (0,95 y 1,05 p.u.).

Como resultado del diagnóstico general y teniendo en cuenta las inversiones aprobadas a la fecha, los sistemas eléctricos que requieren nuevas inversiones en transmisión corresponden a los sistemas eléctricos de Arequipa, Ocoña y Chuquibamba, sin perjuicio de las necesidades que podrían identificarse respecto a celdas de transformador y/o alimentador en los otros sistemas.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 9, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025 – 2029.

El diagnóstico advierte una problemática en el Sistema de Ocoña, reflejado en la sobrecarga del transformador MAT/AT de la SET La Huerta; asimismo, se identifica problemas de tensión en el Sistema de Arequipa y el Sistema Chuquibamba.

En ese sentido, considerando la problemática identificada y las soluciones propuestas por SEAL para el PI 2025-2029, se realiza el análisis correspondiente por sistema eléctrico; asimismo, de la revisión de la PROPUESTA FINAL y el análisis a las opiniones y sugerencias de la PREPUBLICACIÓN presentadas por SEAL, se identifican Elementos que corresponde sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo con las razones señaladas por dicho TITULAR y de los resultados del diagnóstico.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Arequipa

- **Sobre la reforma de la SET Parque Industrial**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, se observó a SEAL que en el Área de Demanda 9 consideraba la renovación de elementos de la SET Parque Industrial, pero no presentó sustento. En la etapa de subsanación de observaciones, SEAL precisó que realizó un mayor análisis y llegó a la reformulación de la SET Parque Industrial, proponiendo su reforma ya que la demanda supera los 30 MW, argumentando el criterio de confiabilidad.

Al respecto, SEAL planteó en su PROPUESTA FINAL la reforma de la SET Parque Industrial considerando dos nuevos transformadores de 138/33/10 kV de 60/60/60 MVA en reemplazo de los tres transformadores existentes, uno de 138/33 kV - 75 MVA y dos de 33/10 kV - 25 MVA cada uno, que deberían ser rotados a otras subestaciones, dada la problemática identificada en la SET Cono Norte y SET Paucarpata; sin embargo, no sustentó técnicamente el criterio de confiabilidad sobre el cual se basa para realizar dicha propuesta.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha presentado demanda adicional relacionada a la SET Parque Industrial, cuyos sustentos han sido evaluados, y se han considerado aquellas demandas debidamente sustentadas.

Considerando el diagnóstico realizado en la sección 6.2.2 del presente informe, no se ha identificado instalaciones de la SET Parque Industrial que presenten alguna problemática que requiera atenderse con inversiones durante el periodo 2025-2029; más aún, si se mantiene operativa la SET Paucarpata. Por otro lado, respecto a los aspectos de confiabilidad basado en que la demanda atendida supera los 30 MW, corresponde señalar que bajo el criterio de N-1, las salidas de servicio tanto de las líneas de 138 kV como de 33 kV no ocasionan la restricción del suministro atendido por dicha subestación; más aún si como parte del ITC "NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)", aprobado en el Plan de Transmisión 2023 – 2032, se contempla una nueva línea de transmisión en 138 kV SET Intermedia Norte – SET Parque Industrial.

Sin perjuicio de lo señalado, se debe considerar que en la PROPUESTA FINAL de SEAL en la SET Parque Industrial se contempla la necesidad de requerir de dos (02) transformadores de 3 devanados y 60 MVA cada uno, a pesar que la demanda proyectada no superará la capacidad del actual transformador de potencia de 138/33 kV – 75 MVA, ello porque SEAL de depender de un solo transformador de 3 devanados, la desconexión del mismo ocasionaría la interrupción total de la carga atendida por dicha subestación, menoscabando el nivel de seguridad de la actual configuración de transformación en cascada que se encuentra en operación. En vista de ello, SEAL propone en la SET Parque Industrial dos transformadores con una potencia instalada total de 120 MVA, lo que supera notablemente la demanda proyectada a ser atendida por dicha subestación inclusive a largo plazo, lo cual no resulta eficiente.

Asimismo, como parte de sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, SEAL mantiene su propuesta sobre la implementación de dos transformadores, variando en sus opiniones el devanado de 33 kV de su PROPUESTA FINAL a un devanado de 22,9 kV (138/22,9/10 kV), justificándose en una supuesta operación al límite de los transformadores de 33/10 kV de SET Parque Industrial, los cuales, con la demanda presentada y que fue debidamente sustentada, no superan su capacidad al año 2029; más aún, si se mantiene operativa la SET Paucarpata, cuyo traslado de carga que ya no es incorporado a SET Parque

Industrial hace que esta última subestación no presente sobrecargas hasta el año 2042. El análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

Por lo tanto, no se justifica la reforma de SET Parque Industrial, ya sea por el criterio de N-1 como por temas de seguridad ante la salida de servicio del actual transformador de 138/33 kV, ni tampoco por requerimiento de la demanda.

- **Sobre la ampliación de la capacidad de transformación de SET Paucarpata**

SEAL indicó en su PROPUESTA FINAL la necesidad del cambio del transformador de la SET Paucarpata de 33/10 kV - 10 MVA por uno de los transformadores de 33/10 kV - 25 MVA rotado desde la SET Parque Industrial para el año 2029, en base a la propuesta de reforma de esta última subestación, sustentado en el diagnóstico efectuado por SEAL respecto a que la proyección de la demanda superaría la capacidad de transformación de SET Paucarpata; asimismo, como parte de su propuesta en los anexos presentados incorpora elementos adicionales en 33 kV.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ante la propuesta de baja de las instalaciones de SET Paucarpata, ha presentado demanda adicional relacionada a dicha subestación; asimismo, SEAL argumenta que la distribución de cargas que Osinergmin propuso y que justificó la baja propuesta, no fue posible físicamente, ya que, según manifiesta, ello originaría sobrecargas en las redes de MT que no pueden ser repotenciados por cuanto las estructuras no soportarían el esfuerzo mecánico, lo cual implicaría una remodelación; asimismo, se presentarían caídas de tensión.

Al respecto, SEAL llega a dicha conclusión en base al análisis de las redes en MT existentes sin la inclusión de proyectos aprobados en los PIT anteriores; tampoco presenta en el análisis el sustento de secciones óptimas, por último, limita los alimentadores a 3,5 MW sin mayor sustento, lo cual es contrario a lo indicado en su PROPUESTA FINAL, ya que en su Formato F-204 SEAL considera 5 MW.

Como parte de su evaluación SEAL ha incluido los niveles de carga y caídas de tensión en su red de MT, sustentando que no se pueden realizar traslados de carga en las magnitudes propuestas por Osinergmin en la PREPUBLICACIÓN, con lo cual argumenta que no es viable la desactivación de SET Paucarpata; sin embargo, no ha presentado información sobre cuál es la magnitud de demanda que puede ser trasladada a las SETs cercanas. SEAL afirma que en algunos casos el traslado de carga puede implicar una remodelación de las redes en MT, y también sostiene que no es posible realizar los traslados propuestos para evitar caídas de tensión que originan pérdidas técnicas por encima de lo regulado al tener alimentadores de más de 6 km de longitud.

Sin perjuicio de lo indicado, se ha evaluado la ubicación de la SET Paucarpata, la cual está entre SET Parque Industrial y SET Socabaya. Se debe precisar que sus instalaciones son remuneradas, y su presencia contribuirá a aliviar la demanda de los alimentadores en 10kV de dichas SETs.

Al respecto cabe resaltar que subestaciones cercanas como la SET Porongoche que cuenta con un transformador 33/10 kV – 25 MVA, se ubica a menos de 3 kilómetros de SET Paucarpata. Según la proyección de demanda en Porongoche, al año 2029 no se supera el 43% de su capacidad, siendo que para el año 2034 la misma no excede el 46 %, considerando en ambos casos el traslado del 35 % de la carga de SET Paucarpata. Cabe mencionar que, actualmente la SET Porongoche cuenta con tres (03) celdas de alimentador en

10 kV aprobadas e implementadas, por lo que con dicha capacidad adicional de traslado de carga no se requiere de celdas adicionales.

Respecto a la posibilidad de superación del nivel de carga del alimentador Pizarro de SET Porongoche indicada por SEAL, de trasladarse sólo un 30 % de carga de SET Paucarpata a dicho alimentador, considerando inclusive los datos de proyección del mismo informados por SEAL, no se superaría la capacidad de dicha celda de alimentador (5 MW), ni el 40 % de la capacidad de SET Porongoche al 2029; en este contexto, dado que, se evidencia que no se supera la capacidad de transformación en la SET Porongoche, se considera que la solución para la atención del suministro de electricidad con una mejor calidad de tensión se encuentra en el ámbito de la mejora de la red de distribución en MT. En ese sentido, y debido a que SEAL cuenta con las celdas de alimentador necesarias en 10 kV en SET Porongoche, se prevé el traslado de 30 % de la carga de SET Paucarpata. El análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, si bien SEAL indica que los traslados de carga propuestos en la PREPUBLICACIÓN no serían posibles en las magnitudes propuestas (35% a SET Porongoche, 25% a SET Jesús, 25% a SET Parque Industrial, y 15% a SET Socabaya); sí ha evidenciado la posibilidad de trasladar parte de la carga de SET Paucarpata a alimentadores cercanos a dicha SET. Por tal motivo, SET Paucarpata se descarga parcialmente, recuperando dicha subestación la carga que fue distribuida a las SETs Parque Industrial, Socabaya y Jesús.

Finalmente, de lo sustentado por SEAL se retira la baja propuesta a las instalaciones de la SET Paucarpata, manteniéndose activa dicha subestación; asimismo, con el traslado de carga de 30 % de la carga de SET Paucarpata a la SET Porongoche, la SET Paucarpata no requiere nuevas inversiones para atender la demanda dentro del presente PI 2025-2029. Por otro lado, respecto a los elementos adicionales en 33 kV, SEAL no adjunta ningún sustento y no se identifica ninguna necesidad en el diagnóstico determinado.

- **Implementación de la SET Intermedia Norte 138/33 kV y 33/10 kV**

SEAL, en su PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL, identificó problemas de caída de tensión en la red de transmisión dada la proyección de la demanda. En su PROPUESTA FINAL, SEAL propuso el proyecto de conexión de la SET Intermedia Norte seccionando la línea LT 33 kV Challapampa – Cono Norte, e implementando un sistema de transformación en cascada con el transformador de potencia 138/33 kV – 75 MVA y un transformador de potencia 33/10 kV - 25 MVA, ambos rotados de la SET Parque Industrial considerando los transformadores que quedaban disponibles dada la propuesta de SEAL de reformar esta última subestación; ello en reemplazo del proyecto planteado en su PROPUESTA INICIAL que comprendía la línea 138 kV Intermedia Norte – Cono Norte y un transformador de potencia 138/33 kV – 60 MVA en la SET Cono Norte.

Al respecto, los perfiles de tensión en el Área de Demanda 9 correspondiente al Sistema de Arequipa, han sido determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent (.pfd). Estos resultados corroboran que, bajo la proyección de la demanda a ser atendida en la SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, incluyendo las demandas adicionales que han sido debidamente sustentadas por SEAL como parte de sus opiniones y sugerencias, se presentará problemas de caída de tensión en la red de 33 kV a partir del año 2025; asimismo, ante una contingencia en una de las líneas de 33 kV Challapampa – Chilina (Convertidor), se registraría un nivel elevado de carga en

la otra terna, superando el nivel de cargabilidad permitido de 120 % a partir del año 2028.

Ahora, con las instalaciones del proyecto ITC “NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)”, aprobado en el Plan de Transmisión 2023 – 2032, si bien se mejora el nivel de confiabilidad bajo el criterio N-1 en la alimentación de la SET Parque Industrial, los problemas de tensión identificados en la zona de SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios aún persisten, y asimismo se presentan cargas elevadas en las líneas de 33 kV hacia la SET Challapampa en caso de contingencia con el criterio N-1.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, como parte del sustento de necesidad de una transformación de 33/10 kV – 25 MVA en la SET Intermedia Norte 138/33 kV, ha presentado demanda adicional relacionada a la SET Cono Norte ubicada a menos de 2 kilómetros de la SET Intermedia Norte; así mismo SEAL indica que, parte de la demanda de SET Cono Norte que es asumida por la SET Ciudad de Dios, es inviable, sustentado su afirmación en que geográficamente la mayor demanda se encuentra en la zona inferior (sureste) que atiende la SET Cono Norte, argumentando que no es factible operar los alimentadores en MT por la sobrecarga y caída de tensión que se presentarían en base a su análisis. En vista de ello, SEAL considera que debe aprobarse la implementación de la transformación 33/10 kV en SET Intermedia Norte. Al respecto, el análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

Al respecto, en el caso de SET Cono Norte, por solicitud de SEAL el transformador de SET Cono Norte fue implementado con 3 devanados (33/22,9/10 kV); asimismo, se aprobaron e implementaron cuatro (04) celdas de alimentador en 10 kV y dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV, observándose de la propia información presentada por SEAL, que los alimentadores con mayor extensión se encuentran en la zona superior (noroeste) de SET Cono Norte, en dirección a SET Ciudad de Dios; siendo que, en base a la propia información de SEAL, la mayor demanda se presenta en la zona del alimentador Ciudad Municipal que se encuentra en dicha dirección.

En ese sentido, la SET Ciudad de Dios dentro del planeamiento asume una parte significativa de la carga de SET Cono Norte, descargando esta última subestación, por lo tanto y en base al análisis que se presenta en el Anexo A del presente informe, la afirmación de SEAL sobre la inviabilidad que SET Ciudad de Dios asuma parte de la carga de SET Cono Norte carece de sustento. Por otro lado, como resultado de la incorporación de la demanda adicional que ha sido debidamente sustentada por SEAL como parte de sus opiniones y sugerencias, se observa de los formatos F-200 que las cuatro (04) celdas de alimentador en 10 kV son suficientes para atender la demanda proyectada al 2034, sumado a que, SEAL no ha advertido en su análisis el traslado de cargas del nivel de 10 kV a 22,9 KV, con lo cual se incrementa el alcance de la SET Cono Norte, posibilitando que esta última subestación asuma más demanda en su radio de acción. En ese sentido, la necesidad de que parte de la demanda que es atendida por SET Cono Norte sea necesariamente asumida por SET Intermedia Norte carece de sustento; más aún cuando la zona cercana a esta última SET no presenta una densidad de carga importante como se puede observar en el Gráfico 6-4.

Gráfico 6-4



Por lo expuesto, se considera necesario plantear una alternativa de inversión para dar solución a la problemática identificada. A continuación, se evalúan las siguientes alternativas:

Alternativa 1

Se analizó la necesidad de contar con transformación en la SET Intermedia Norte, para su conexión a la actual red de 33 kV, con lo cual se solucionarían tanto los niveles de tensión en la zona de SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, como las sobrecargas de las líneas de 33 kV hacia la SET Challapampa ante contingencias con el criterio N-1, contribuyendo a la seguridad operativa del Sistema de Arequipa.

Entonces, para el año 2028, se considera la implementación de un transformador de 138/33 kV – 75 MVA en la SET Intermedia Norte, y la conexión en PI correspondiente al seccionamiento de la línea L.T. 33 kV Challapampa – Cono Norte dada la proximidad a dicha línea a la referida subestación, lo cual incluye una celda de transformador de 138 kV, una celda de transformador de 33 kV y dos celdas de línea en 33 kV. Cabe precisar que, dicha subestación es parte de un proyecto ITC aprobado por el COES, y de acuerdo al Anteproyecto respectivo tiene espacio suficiente para esta implementación.

Respecto a la transformación de 33/10 kV solicitada para la SET Intermedia Norte por parte de SEAL, de la proyección de la demanda en la zona de Cono Norte y la descarga de SET Cono Norte con la SET Ciudad de Dios, no se evidencia aún la necesidad de contar un nuevo punto de suministro en 10 kV para la zona donde se ubica la SET Intermedia Norte; más aún si parte de la carga de la SET Challapampa cercana a SET Intermedia Norte será transferida a la SET Goyoneche dada la capacidad de transformación de esta última subestación.

Alternativa 2

Se analizó la necesidad de contar con transformación en la SET Cono Norte en el nivel de 138 kV para su conexión a la actual red de 33 kV, solucionando los niveles de tensión en la zona de SET Cono Norte y SET Ciudad de Dios, como las sobrecargas de las líneas de 33 kV hacia la SET Challapampa ante contingencias bajo el criterio N-1.

Entonces, para el año 2028, se considera la implementación de (i) un transformador de 138/33 kV – 75 MVA, incluye una celda de transformador de

33 kV en la SET Cono Norte; y, (ii) la implementación de una línea de transmisión en 138 KV SET Intermedia Norte – SET Cono Norte de 2.1 km, incluye una celda de línea en SET Intermedia Norte y una celda línea - transformador en SET Cono Norte. Ambas subestaciones tienen espacio suficiente para dicha implementación.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el Cuadro 6-7.

Cuadro 6-7
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 9
Análisis de alternativas

Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	-	65 230	1 279 179	273 765	1 618 174	283 125	-494 237	1 407 062
Alternativa 2	263 092	-	1 724 303	33 637	2 021 032	351 420	-457 310	1 915 141
Alternativa seleccionada: Alternativa 1								

Fuente: Formatos F-205 determinado por Osinerghmin.

Al respecto, se identifica que la Alternativa 1 representa el menor costo en un horizonte de análisis de 10 años.

En ese sentido, para el presente PI 2025-2029, corresponde implementar en la SET Intermedia Norte un transformador de 138/33 kV – 75 MVA y una conexión en PI con el seccionamiento de la línea L.T. 33 kV Challapampa – Cono Norte a partir del año 2028, para con ello mantener niveles de tensión adecuados en la zona norte de Arequipa y mejorar la seguridad operativa del Sistema de Arequipa ante contingencias con el criterio N-1.

Por otro lado, considerando el incremento de la demanda en la SET Ciudad de Dios producto de las demandas adicionales que han sido debidamente sustentadas por SEAL como parte de sus opiniones y sugerencias en la zona del cono norte, del análisis de flujo de carga, se requerirá de un banco de compensación capacitivo de 0,9 MVar a partir del año 2025 en SET Ciudad de Dios, con la finalidad de mantener los niveles de tensión dado el incremento de demanda adicional presentada, afianzando los niveles de tensión hasta el ingreso de SET Intermedia Norte 138/33 kV, no siendo necesario la incorporación de transformación de 33/10 kV en esta última SET, hasta que la demanda en la zona justifique la incorporación de la misma, dada la capacidad disponible en SET Cono Norte y la capacidad disponible en SET Challapampa dado que esta última fue descargada por la implementación de la SET Goyeneche. Finalmente, se considera que la solución para la atención del suministro de electricidad con una mejor calidad de tensión se encuentra en el ámbito de la mejora de la red de distribución en MT.

En el Anexo E se muestra el diagrama unifilar con los proyectos aprobados por Osinerghmin.

6.2.3.2 Sistema de Islay

- **Implementación de la L.T. Base Islay – La Curva en 33 kV**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la construcción de una línea de transmisión en 138 kV SET Base Islay - SET Mejía de 14,6 km y la instalación de un transformador de 138/33 kV - 40 MVA en SET Mejía, basado en la identificación de problemas de caída de tensión a nivel de transmisión. Como parte de la etapa de observaciones a la PROPUESTA INICIAL de SEAL

se solicitó que analice la configuración de la red de 33 kV indicando cómo quedará configurado el sistema existente; es decir, si la SET La Curva será alimentada en 33 kV desde Mejía, precisando la configuración en 138 y 33 kV en el período de evaluación y en el horizonte de largo plazo para este caso.

Como subsanación a las observaciones a la PROPUESTA INICIAL, SEAL indicó que realizaron un mayor análisis y reformularon las alternativas, en este sentido para la caída de tensión y cargabilidad de transformadores en su PROPUESTA FINAL propone lo siguiente para el Sistema Eléctrico de Islay:

- Implementación de la L.T. Base Islay – La Curva en 33 kV de 28 km, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET La Curva por un transformador de 33/23/10 kV - 10 MVA, manteniendo su PROPUESTA INICIAL.
- Cambio de transformador de la SET Mejía con un transformador de 33/10 kV - 5,5 MVA rotado de la SET Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, argumenta que Osinergmin ha retirado el 100% de las cargas incorporadas debido a que considera que son habilitaciones urbanas, lo cual al parecer de SEAL no es correcto. En ese sentido, considerando la demanda prevista por SEAL calificadas como cargas incorporadas por dicha Concesionaria, observa que la capacidad de las subestaciones La Curva y Mejía no sería suficiente en el periodo 2025-2029; asimismo, se presentarían problemas de caída de tensión en la red de transmisión en 33 kV. En ese sentido, SEAL sugiere considerar la implementación de una línea de transmisión de 138 kV desde SET Base Islay a SET La Curva y para SET La Curva proponen un transformador 138/33/22.9 kV en la SET La Curva.

Con relación a lo indicado por SEAL, se debe tomar en cuenta que la Concesionaria ha presentado, como parte de la nueva demanda a ser considerada en SET La Curva, cargas de habilitaciones urbanas tal como consta en los documentos presentados de sustento, lo cual ya se encuentra considerada dentro de la proyección de la demanda regulada. El análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, la demanda presentada por SEAL para SET La Curva y SET Mejía, considerada como habilitaciones urbanas, forma parte de la proyección de la demanda regulada.

Por lo tanto, en base a la proyección de la demanda que se encuentra debidamente sustentada por parte de SEAL, la cual incluye aquellas demandas presentadas como parte de sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN debidamente sustentadas, en la red de transmisión de 33 kV de SET Mejía – SET La Curva – SET Cocachacra y SET Chucarapi no se superan las capacidades de transformación en SET La Curva y SET Mejía en el periodo 2025-2029; asimismo, en base a dicha proyección de demanda con la actual configuración de la red de transmisión en 33 kV no se presentarían problemas de caída de tensión.

Por otro lado, SEAL no ha sustentado adecuadamente la necesidad de requerir un nuevo nivel de tensión para atender la demanda, ni ha descartado que pueda ser atendido mediante una reforma en la red de MT que parte de SET La Curva, dado que de los resultados de la evaluación de la cantidad de alimentadores necesarios para la demanda a ser atendida por la SET La Curva (formatos F-200), no se requerirían más alimentadores a los que actualmente se tiene en dicha subestación. En ese sentido, con relación a la necesidad de contar con un

nuevo alimentador en 22,9 kV, SEAL no ha fundamentado adecuadamente dicha necesidad.

Finalmente, como parte de sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, SEAL ha presentado dentro de los Anexos de su informe al respecto, un requerimiento de renovación de las celdas de SET La Curva, en el cual indican que son celdas metal clad con una antigüedad que supera los 20 años; sin embargo, ello no fue consignado como pedido tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, ni se ha consignado en su informe principal "Opiniones y Sugerencias a la Publicación del Proyecto de Resolución del Plan de Inversiones de Transmisión de SEAL 2025-2029" siendo extemporánea dicha solicitud.

En ese sentido, dado el análisis efectuado mediante flujos de carga, no se requieren los proyectos propuestos para el Sistema Eléctrico de Islay ya que no se presentan los problemas identificados por la Concesionaria.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Camaná - Ocoña, Chuquibamba, Valle de Majes - Sigvas y Pampacolca (Ocoña, Caraveli y Atico)

- **Sobre la ampliación de la capacidad de transformación de SET Majes**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso incorporar un transformador de potencia de 138/23 kV - 75 MVA para reducir la carga del transformador actual y así poder suplir el incremento de demanda que estima en dicha subestación; en su PROPUESTA FINAL, ante un mayor análisis la concesionaria propone el cambio de transformador en la SET Majes con la implementación de un transformador de 138/60/23 kV - 75/25/50 MVA, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Respecto a la ampliación de la capacidad de transformación de la SET Majes, la empresa sustenta dicha inversión en base a su proyección de demanda en la zona; sin embargo, en la etapa de PREPUBLICACIÓN se determinó que la proyección de la demanda realizada con la información de demanda debidamente sustentada por parte de SEAL en su PROPUESTA FINAL, no superaba, tanto para el año 2029 como para el año 2034, la capacidad de transformación en el devanado de 23 kV, así como tampoco la capacidad de transformación del actual transformador de SET Majes.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha presentado mayores sustentos respecto a la demanda presentada en su PROPUESTA FINAL y que no fue aceptada en dicha etapa; asimismo, ha presentado demanda adicional en la barra de 23 kV de SET Majes. El análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

Al respecto, como resultado de la incorporación de la demanda adicional que ha sido debidamente sustentada por SEAL como parte de sus opiniones y sugerencias, se observa que la capacidad de transformación de la SET Majes correspondiente al transformador 138/60/23/10 kV - 25/12,5/15/5 MVA de 4 devanados (cuyo devanado en 10 kV se encuentra sin carga) es superada a partir del año 2028, tanto en el lado de 138 kV como en el lado de 23 kV, con lo cual se requiere la ampliación de la capacidad de transformación de dicha subestación, originando a su vez mayor caída de tensión en la red de 60 kV que parte de la SET Majes.

En ese sentido, considerando la demanda adicional en la barra de 23 kV de la SET Majes, debidamente sustentada por SEAL como parte de sus opiniones y sugerencias, en el presente Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029, se

requiere la ampliación de la capacidad de transformación en la SET Majes a partir del año 2028.

Al respecto, SEAL en su PROPUESTA FINAL solicitó el cambio de transformador de la SET Majes por un transformador de 138/60/23 kV- 75/25/50 MVA; sin embargo, considerando que el proyecto Majes – Sigwas II, la cual será la mayor carga futura, proyecta una futura nueva ciudad Sigwas que se ubicará a más de 20 kilómetros de la actual SET Majes, no sería coherente ubicar la magnitud de potencia de transformación solicitada por SEAL (75 MVA) en dicha subestación considerando el desarrollo paulatino del proyecto y la ubicación de las mayores cargas incorporadas a futuro. En ese sentido, considerando que la potencia requerida por el mayor proyecto en la zona se alcanza pasado el año 2034, es factible la implementación paulatina de la transformación de SET Majes por etapas o en un futuro considerar una nueva subestación que atienda los incrementos de demanda cerca de un nuevo centro de carga, de ser el caso, si la demanda lo amerita según su magnitud.

Por lo tanto, para el presente Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029, se considera la ampliación de la capacidad de SET Majes con un transformador de 138/60/23 kV- 40/40/40 MVA el año 2028, con la finalidad de cubrir la demanda prevista, manteniendo como capacidad disponible el actual transformador de SET Majes, siendo que en los futuros Planes de Inversiones en Transmisión se evaluará la necesidad de ampliación de SET Majes o el requerimiento de nuevas inversiones de presentarse un nuevo centro de carga producto del desarrollo de los nuevos proyectos.

- **Niveles de tensión en SET Chuquibamba**

En la PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la línea de transmisión en 138 kV SET Majes - SET Corire de 32 km debido a los problemas de tensión identificados en el sistema de transmisión en la zona de la SET Chuquibamba; asimismo, para el caso de esta última subestación solicita un nuevo transformador de 60/23 kV - 10 MVA, incluyendo la nueva SET Yanaquihua 60/23 kV – 10 MVA para atender el incremento de demanda en la zona. Al respecto, se observó que en la modificación del PI 2021-2025, a solicitud de SEAL, se aprobó un transformador 60/22,9 kV de 15 MVA para la SET Chuquibamba dada la solicitud de SEAL en dicho proceso.

Como levantamiento a las observaciones realizadas sobre los proyectos propuestos, SEAL indicó que realizaron mayores análisis, descartando los proyectos de línea de transmisión en 138 kV SET Majes - SET Corire, la nueva SET Yanaquihua y la ampliación de la SET Corire. Al respecto, en su PROPUESTA FINAL la concesionaria considera la instalación del nuevo transformador 60/22,9 kV - 15 MVA aprobado en la modificación del PI 2021-2025, y propone un banco de compensación capacitivo de 2 MVAr incluyendo según su informe elementos de celdas en 60 kV y 23 kV, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha presentado mayores sustentos respecto a la demanda presentada en su PROPUESTA FINAL en la SET Chuquibamba. Al respecto, como resultado de la incorporación de la demanda adicional que ha sido debidamente sustentada por SEAL, de la proyección de la demanda de la SET Chuquibamba se observa que con el transformador 60/22,9 kV - 15 MVA aprobado, no se presenta problemas de capacidad de transformación, permitiendo cubrir la demanda; sin embargo, se identificaron los problemas en los niveles de tensión del sistema de transmisión que abastece la subestación.

Con respecto a los problemas de los niveles de tensión identificados en la barra de 60 kV de SET Chuquibamba, se considera que con la incorporación de la nueva demanda sustentada por SEAL en sus opiniones y sugerencias, se requiere de compensación reactiva a partir del año 2026, por lo que se aprueba la incorporación de un banco de capacitores en dicha subestación, con una capacidad variable de 2,4 MVAR con dos pasos (1,2x2) derivado del análisis de flujo de carga, incluyendo la respectiva celda para su conexión en 22,9 kV, con la finalidad de mejorar los niveles de tensión dada la proyección de la demanda, siendo que los problemas futuros de calidad de tensión en 60 kV serán superados con el ingreso del nuevo transformador de SET Majes.

En ese sentido, para el PI 2025-2029, corresponde implementar un banco de capacitores en dicha subestación, con una capacidad variable de 2,4 MVAR con dos pasos (1,2x2) a partir del año 2026, para con ello mantener niveles de tensión adecuados en la SET Chuquibamba.

Respecto a la implementación de celdas de 60 kV y 22,9 kV propuestas, estas se sustentan en el informe "ANEXO 0 – Informe de la Infraestructura de la SET Chuquibamba" adjunto por SEAL en su PROPUESTA FINAL, en el cual se detalla el equipamiento con el que cuenta dicha subestación, así como las condiciones de las salidas en 22,9 kV con las que actualmente atiende su demanda en la zona. En ese sentido, dada la nueva capacidad de transformación y el sustento presentado por SEAL respecto al actual equipamiento, lo cual fue corroborado en la visita técnica realizada a dicha subestación en el mes de julio 2023, se sustenta los nuevos Elementos de celdas para la SET Chuquibamba a ser aprobados; sin embargo, en el caso de las celdas de alimentador, sólo se aprueban 4 celdas debido a la cantidad de alimentadores con los que actualmente se abastece la demanda desde dicha subestación, ya que SEAL a pesar de haber solicitado 5 celdas de alimentador, en el caso de la celda adicional, no justifica la necesidad de la misma. Finalmente, una vez dados de Alta los Elementos aprobados, el equipamiento que corresponda deberá ser retirado de operación.

En el Anexo E se muestra el diagrama unifilar con los proyectos aprobados por Osinergrmin.

- **Implementación de la L.T. La Huerta – Secocha 138 kV y nueva SET Secocha**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la línea La Huerta - Secocha en 60 kV, la incorporación de un transformador 138/60/33kV - 60MVA en la SET Ocoña (La Huerta) y la implementación de la nueva SET Secocha con transformador de 60/33 kV - 25 MVA; sin embargo, en la etapa de observaciones, se indicó que SEAL no mostraba un análisis detallado de los mismos, y que no se incluía información sobre los Mapas de Densidad de Carga correspondientes al Área de Demanda 9 que sustente la alimentación de las nuevas cargas desde la nueva SET Secocha propuesta.

Como levantamiento a las observaciones realizadas a los proyectos propuestos en el sistema de transmisión que abastece a la zona de Ocoña desde la SET La Huerta, SEAL indicó que realizaron mayores análisis, descartando la ampliación de la SET La Huerta, considerando la línea La Huerta - Secocha en 138 kV. Al respecto, en su PROPUESTA FINAL la concesionaria propone la implementación de la L.T. La Huerta – Secocha en 138 kV de 60 km y la nueva SET Secocha con transformador de 138/33 kV - 75 MVA, incluyendo un banco de compensación de 7,5 MVAR, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL. Asimismo, con respecto a la información sobre los Mapas de Densidad de Carga, el levantamiento de esta observación fue parcial

como se observa en el análisis correspondiente incluido en el Anexo A del Informe Técnico N° 090-2024-GRT que sustenta la PREPUBLICACIÓN; sin embargo, SEAL incluyó información respecto a la ubicación de los suministros atendidos por la SET La Huerta en la zona de Ocoña, lográndose obtener la distribución espacial de las cargas que atiende el alimentador Río Grande, el cual suministra energía a la zona de Secocha y Caraveli.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha sugerido reevaluar el tamaño del transformador propuesto de 138/33 kV y 30 MVA en la SET Secocha, aduciendo que hay demanda que no se ha considerado, y que el horizonte del planeamiento debe tener una proyección de 10 años. El análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

Al respecto, SEAL como parte de sus opiniones y sugerencias no ha presentado mayor demanda en la zona de Secocha y/o SET La Huerta que pueda ser incorporada a la demanda atendida por la futura SET Secocha, ni ha sustentado debidamente las demandas no consideradas en la PREPUBLICACIÓN motivo por el cual se mantienen las cargas proyectadas a ser incorporadas. Con relación al horizonte de planeamiento al año 2034, como se puede observar de los formatos F-203, la capacidad de transformación de SET Secocha se encuentra a un 60 % al 2034; asimismo, a largo plazo no se alcanza el 100 % de utilización de los 30 MVA considerados teniendo un margen de más del 30% de capacidad disponible. En ese sentido, se mantiene la capacidad propuesta en la PREPUBLICACIÓN.

Al respecto, de la proyección de demanda que se encuentra debidamente sustentada por parte de SEAL, se evidencia que se sobrecargaría la actual capacidad de transformación de la SET La Huerta en el devanado de 33 kV; asimismo, de la distribución espacial de las cargas que atiende SET La Huerta hacia la zona de Ocoña en 33 kV dada la configuración de dicha red, se observa que el alimentador Río Grande es un alimentador extenso que suministra energía en la zona de Secocha y Caravelí, zona donde se ubica la mayor carga atendida.

En ese sentido, se analizó la necesidad de contar con una nueva subestación en la zona de Secocha, dado que la mayor demanda se concentra en la zona de Secocha y Caravelí, la cual se encuentra alejada de SET La Huerta, con ello se superan los problemas de sobrecarga identificados y se logra descargar la SET La Huerta.

En consecuencia, las alternativas evaluadas son las siguientes:

Alternativa 1

Para el año 2028, se considera la inversión en la implementación de la nueva SET Secocha con un transformador de 138/33 kV – 30 MVA dada la proyección de demanda, lo cual incluye una celda línea - transformador de 138 kV, una celda de transformador de 33 kV, celda de medición y 3 celdas en 33 kV dada la red existente; para su conexión se considera una línea de transmisión en 138 KV SET La Huerta – SET Secocha de 60 km, y las respectivas dos celdas de línea en 138 kV para SET La Huerta, dada la actual celda línea-transformador en 138 kV que dispone dicha SET, la cual será configurada como celda de transformación.

Respecto a la propuesta de SEAL sobre la inclusión de un banco de capacitores de 7,5 MVAR, de las simulaciones de flujo de potencia con la proyección de la demanda sustentada y dada la magnitud de la demanda que se proyecta ser

atendida por dicha subestación, no se registran problemas de calidad de tensión; por lo tanto, no se requiere dicho equipamiento de compensación.

Alternativa 2

Para el año 2028, se considera la inversión en la implementación de la nueva SET Secocha con un transformador de 60/33 kV – 30 MVA dada la proyección de demanda, lo cual incluye una celda línea - transformador de 60 kV, una celda de transformador de 33 kV, celda de medición y 3 celdas en 33 kV dada la red existente, para su conexión se considera una línea de transmisión en 60 KV SET La Huerta – SET Secocha de 60 km; asimismo, un nuevo transformador 138/60/33 kV – 30 MVA paralelo al existente y celdas de transformación en 138, 60 y 33 kV, así como las respectivas celdas de línea en 138 kV y en 60 kV para SET La Huerta dado que la actual configuración de la subestación en el lado de 138 kV sólo cuenta con celda línea-transformador.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el Cuadro 6-8.

Cuadro N° 6-8
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 9
Análisis de alternativas

Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	3 996 761	-	2 000 064	302 075	6 298 900	1 073 611	-404 050	6 968 461
Alternativa 2	-	4 232 175	1 245 163	2 455 740	7 933 079	1 295 926	651 273	9 880 278
Alternativa seleccionada: 1								

Fuente: Formatos F-205 determinado por Osinermin.

Al respecto, se puede notar que la Alternativa 1 es la alternativa de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años.

En ese sentido, para el presente Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029, corresponde implementar la nueva SET Secocha con TP de 138/33 kV – 30 MVA y la línea de transmisión en 138 KV SET La Huerta – SET Secocha de 60 km.

Cabe mencionar que, en la PREPUBLICACIÓN se propuso la aprobación de la SET Secocha, considerando la valorización de módulos metal clad en 23 kV; al respecto, dada la actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares, se ha revisado la valorización modificando la implementación de las celdas en 33 kV con los módulos de celdas encapsuladas para la costa, debido a que el nivel de cortocircuito en SET Secocha no supera los 16 kA, siendo adecuadas para este nivel de cortocircuito.

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.

Por otra parte SEAL, en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha sugerido la reconfiguración de la red en 33 kV que parte de SET La Huerta a SET Ocoña; sin embargo, como se aprecia en el análisis de sus opiniones y sugerencias mostrados en el Anexo A del presente informe, dicho pedido es extemporáneo al no haber sido solicitado como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029.

En el Anexo E se muestra el diagrama unifilar con los proyectos aprobados por Osinerghmin.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Repartición – La Cano

- **Implementación de la nueva SET San Camilo 138/22,9 kV**

Con relación a su PROPUESTA INICIAL, SEAL propuso la construcción de una nueva SET San Camilo alimentada desde la SET Repartición a través de una nueva línea L.T. Repartición – San Camilo en 138 kV de 25 km; asimismo, incluyó la instalación de un transformador de 138/23 kV - 25 MVA. Como parte de las observaciones a dicho proyecto, se observó que no se presenta sobrecarga en el transformador de 138/22,9/10 kV y 30/30/30 MVA de la SET Repartición que actualmente abastece la zona de San Camilo, por lo cual no se justifica la necesidad de trasladar carga y/o proponer la ampliación de la misma; asimismo, que SEAL no incluía información sobre los Mapas de Densidad de Carga correspondientes al Área de Demanda 9.

Como parte del levantamiento de estas observaciones, SEAL indicó que el problema en la zona de San Camilo son las caídas de tensión que se originan en las redes de media tensión. Con respecto a la información sobre los Mapas de Densidad de Carga, el levantamiento de esta observación fue parcial como se observa en el análisis correspondiente incluido en el Anexo A; sin embargo, SEAL incluyó información respecto a la ubicación de los suministros atendidos por la SET Repartición, lográndose obtener la distribución espacial de las cargas que atiende el alimentador San Camilo, el cual suministra energía a la zona de San Camilo.

En su PROPUESTA FINAL, SEAL propone la nueva SET San Camilo en una nueva ubicación con un transformador de 138/23 kV - 30 MVA con conexión en PI seccionando la línea de 138 kV Repartición - Mollendo, variando la alternativa indicada en su PROPUESTA INICIAL.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha indicado que la SET San Camilo propuesta por SEAL, se basa en la mejora de la calidad de tensión en MT, indicando que ello no fue analizado por Osinerghmin, que según manifiesta sólo se limitó a verificar la cargabilidad del transformador de SET Repartición, ante ello presenta un análisis que considera las nuevas cargas presentadas como parte de sus opiniones y sugerencias, asumiendo que dichas cargas están totalmente justificadas. Al respecto, como se puede apreciar de los siguientes párrafos, en la etapa de PREPUBLICACIÓN se observó la configuración de la red en MT que atiende la zona de San Camilo, por lo que Osinerghmin no se limitó a sólo verificar la capacidad de SET Repartición, tal como afirma SEAL.

Al respecto, como se aprecia en el análisis de sus opiniones y sugerencias mostrados en el Anexo A del presente informe, el análisis del alimentador MT San Camilo que presenta SEAL, contempla una demanda de 10,2 MW y 11,2 MW en el 2025 y 2033 respectivamente, lo cual implicaría que el alimentador tome el 64 y 59% de la demanda de Repartición en los años 2025 y 2033 respectivamente, lo que resulta incoherente; esto se debe a que SEAL está incluyendo demanda incorporada que no se encuentra debidamente sustentada, e incluye adicionalmente la demanda de la zona La Cano, sin considerar que dispone de celdas aprobadas en 23 kV para mejorar su red de MT.

Respecto al proyecto de la nueva SET San Camilo, se observa que actualmente la demanda de la zona de San Camilo se encuentra atendida desde la SET Repartición a través de un alimentador en 23 kV; asimismo, de acuerdo a la información de SEAL, el alimentador estaría bordeando los 14 MW al año 2029

y al año 2034 presentaría un incremento de 3% en su PROPUESTA FINAL. Al respecto, considerando la distribución de los suministros que atiende dicho alimentador, se observa que el mismo tiene dos ramales, uno que se dirige al área de La Cano donde se concentra la mayor demanda, y el otro ramal que se dirige al área de San Camilo.

El sustento de SEAL para la necesidad de una nueva SET San Camilo, se basa en la mejora de la calidad de tensión en el área de San Camilo.

En primer lugar, incluyendo la demanda adicional que fue debidamente sustentada por SEAL en sus opiniones y sugerencias, se observa que la SET Repartición no supera el 65% de la capacidad de transformación en el devanado de 23 kV al año 2029, siendo que para el año 2034 no superaría el 67% de dicha capacidad, por lo que la subestación tiene capacidad suficiente para atender el crecimiento de la demanda en la zona. Cabe mencionar que, actualmente la SET Repartición cuenta con cinco (05) celdas de alimentador en 23 kV aprobadas en el Plan de Inversiones en Transmisión 2017 – 2021 que, según los registros, aún no se encuentran ejecutados, y el análisis presentado por SEAL en sus opiniones y sugerencias contempla sólo el alimentador existente, el cual, además, a la salida de la SET Repartición toma distintas cargas previstas para ser alimentadas desde los otros alimentadores.

En este contexto, dado que, se evidencia que no se supera la capacidad de transformación en la SET Repartición (según formato F-202) y que según la actual distribución del alimentador San Camilo la mayor demanda se encuentra en la zona de La Cano, se considera que la solución para la atención del suministro de electricidad con una mejor calidad de tensión en el área de San Camilo se encuentra en el ámbito de la mejora de la red de distribución en MT, para lo cual se hace necesario reformular la red de MT para asumir parte de la carga del actual alimentador San Camilo, dada la distribución geográfica de las cargas, por lo que corresponde que SEAL realice las acciones necesarias para la solución del problema de calidad de tensión a nivel de distribución. En ese sentido, y debido a que SEAL cuenta con celdas de alimentador en 22,9 kV aprobadas para la SET Repartición que aún no se encuentran ejecutadas, no se requiere la nueva SET San Camilo.

6.2.3.5 Transformadores de Reserva

- **Implementación de tres (03) transformadores de reserva**

SEAL, ha solicitado la aprobación de tres (3) transformadores de reserva (TP 33/10 kV- 25 MVA, TP 33/23/10 kV – 10 MVA y TP 33/23/10 kV – 25 MVA), sustentando su pedido en la aplicación de los criterios y metodología definidas en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Además, propuso la aprobación de un transformador de 60/23/10 kV – 25 MVA para las SET's Corire y Chuquibamba; sin embargo, no ha remitido ningún sustento que justifique dicha solicitud.

Por otra parte, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, se encuentra conforme con el transformador de reserva propuesto de 33/23/10 kV y 25/25/25 MVA que se ubicará en la SET Cono Norte. En cuanto a la disposición sobre mantener el actual transformador de reserva de 33/10 kV y 20 MVA que actualmente se viene remunerando, SEAL argumenta que este transformador aprobado en la ubicación de la SET Parque Industrial, por espacio disponible en dicha SET, según lo manifestado por SEAL lo cual no ha sustentado, solicitó la ubicación en la SET San Luis, al respecto menciona que en la SET Real Plaza no existe espacio para ubicar este transformador.

Adicionalmente SEAL manifiesta que, este transformador por espacio disponible podrá reemplazar con limitaciones de potencia (transformadores existentes de 25 MVA y el de reserva de 20 MVA), en caso de contingencia a las siguientes subestaciones del sistema eléctrico de Arequipa: SET Porongoche, SET Challapampa y SET Goyeneche. En ese sentido, solicita se mantenga la propuesta de SEAL, respecto a la baja del transformador de reserva 33/10 kV – 20 MVA y la aprobación de un transformador de reserva 33/10 kV – 25 MVA.

Al respecto, como se aprecia en el análisis de sus opiniones y sugerencias mostrados en el Anexo A del presente informe, SEAL no presenta ni sustenta el requerimiento para el reemplazo del transformador de potencia de 20 MVA por uno de 25 MVA, mediante la aplicación de la metodología establecida en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN; asimismo, con relación a lo afirmado en el caso de contingencia en las subestaciones Porongoche, Challapampa y Goyeneche, sobre que el transformador de 20 MVA podrá reemplazar sus transformadores existentes con limitaciones de potencia, del análisis se observa que el transformador de 33/10 kV - 20 MVA tiene la capacidad suficiente para suministrar la potencia requerida al año 2034.

Cabe mencionar que lo afirmado por SEAL, en sus opiniones y sugerencias respecto a que por espacio disponible en SET Parque Industrial, la ubicación solicitada para el transformador de reserva 33/10 kV fue realizada en la SET San Luis, se debe aclarar que, según su PROPUESTA FINAL, el requerimiento de dicho transformador de reserva fue considerado por SEAL para ubicarse en la SET Challapampa o SET Goyeneche y que por falta de espacio propuso situarlo en la SET San Luis; asimismo, Osinerghmin en la PREPUBLICACIÓN dispuso que se mantenga el actual transformador de reserva, siendo que con la metodología de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN determinó su ubicación en SET Real Plaza, motivo por el cual, al tener conocimiento de la falta de espacio en esta última subestación propuso situarlo en SET San Luis.

Adicionalmente, SEAL como parte sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, manifestó que ninguno de los transformadores de reserva aprobados puede reemplazar en caso de contingencia, a los transformadores de SET Real Plaza y la SET Lambramani por limitación de espacio, los cuales son transformadores de 33/10 kV y 10 MVA del tipo seco. Al respecto, como se aprecia en el análisis de su comentario mostrado en el Anexo A del presente informe, la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN establece los criterios y la metodología para determinar la capacidad y ubicación óptima de los Transformadores de Reserva Compartida, siendo que, como parte de los criterios establecidos en dicha norma, el Transformador de Reserva Compartida será de características estándar, considerando para su aprobación y remuneración la Base de Datos de Módulos Estándar vigente. En ese sentido, no es posible establecer un transformador de reserva ad hoc para dichas subestaciones, ya que como se observa el criterio es claro, siendo a su vez que la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión no contempla este tipo de equipamiento.

Finalmente, SEAL como parte sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, manifiesta que Osinerghmin no se ha pronunciado respecto a la solicitud del transformador de reserva 33/23/10-10 MVA, solicitado en su PROPUESTA FINAL a ser ubicado en SET Mollendo, el cual deberá ser dimensionado conforme a los nuevos elementos que serían aprobados en el sistema eléctrico. Al respecto, como se aprecia en el análisis de su comentario mostrado en el Anexo A del presente informe, el transformador de reserva propuesto en la PREPUBLICACIÓN cubre el transformador de reserva solicitado por SEAL en Mollendo; asimismo, SEAL no ha sustentado que tenga alguna

dificultad en cuanto al traslado de los Transformadores de Reserva Compartida (33/23/10 kV - 25/25/25 MVA y 33/10 kV-20 MVA), los cuales pueden cubrir ampliamente los requerimientos de potencia al presentarse una contingencia.

Cabe mencionar que, los Transformadores de Reserva Compartida son para el Área de Demanda en su conjunto, siendo uno de los criterios establecidos por la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, que un transformador de tres devanados puede considerarse como Transformador de Reserva Compartida de dos devanados de igual o menor capacidad, con los mismos niveles de tensión, de acuerdo con la evaluación.

Al respecto, de la revisión del parque de transformadores del AD9, y luego de la evaluación de confiabilidad haciendo uso del modelo de transformadores de reserva, se definen los siguientes grupos de transformadores:

Transformadores en 33/10 kV de 1,2,4,10,12,20 y 25 MVA

Se toma como primer criterio de agrupamiento el tamaño en función de la capacidad del transformador, definiéndose los siguientes grupos:

- Grupo de transformadores de 10 MVA, 12 MVA, 20 MVA y 25 MVA. Considerando que estos transformadores pueden compartir un tipo de reserva, este grupo se considera en la optimización de transformadores.
- Grupo de transformadores de 1,2,4 y 6 MVA. Al respecto, este es el grupo más reducido, que por su tamaño no pueden incluirse en la agrupación de los transformadores de 20 y 25 MVA. Por tanto, no se considera en la optimización. Además, es preciso indicar que SEAL solicitó reservas en 25 MVA.

Transformadores en 33/23/10 kV de 25/25/25 MVA

En este grupo se tiene 6 transformadores (incluido los transformadores aprobados en Planes de Inversión en Transmisión anteriores). Estos transformadores serán incluidos en la evaluación de optimización.

Transformadores en 60/23 kV y 60/10 kV de 4 MVA

En el AD9, se tiene 1 transformador de 60/23 kV - 4 MVA y un transformador de 60/10 kV - 4MVA. Estos transformadores por el nivel de tensión no pueden compartir una reserva entre sí. Además, no cumplen los requisitos mínimos de cantidad (mínimo 2 transformadores) para ser evaluados con el modelo de transformadores de reserva.

Sin perjuicio de ello, es preciso indicar que, en el PI 21-25 se aprobó el reemplazo del transformador de 60/23 kV - 4 MVA de la SET Chuquibamba, por uno de 15 MVA. Por tanto, el transformador de 4 MVA quedará para ser utilizado como reserva disponible.

En resumen, los transformadores que serán evaluados con el modelo de optimización son los mostrados en el Cuadro N° 6-9.

Cuadro N° 6-9
Grupos de Transformadores para Evaluación de Reserva Compartida

Tipo	Grupo de Transformadores
33/10 kV	TPs de 10 MVA TPs de 12 MVA TPs de 20MVA TPs de 25 MVA
33/23/10 kV	06 transformadores de 25 MVA

Luego de la evaluación con el modelo de transformadores de reserva, se concluye que, para brindar una reserva a los transformadores del AD9, se requiere:

- 01 transformador de reserva 33/10 kV – 20 MVA, en SET Real Plaza.
- 01 transformador de reserva 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA, en SET Cono Norte.

En tal sentido, para el PI 2025-2029, se dispone la aprobación de un Transformador de Reserva Compartida en 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA para la SET Cono Norte el año 2025; asimismo, se desestima la baja solicitada por SEAL respecto al actual transformador de reserva en 33/10 kV – 20 MVA ya que se requiere dicha reserva, para el cual se dispone su ubicación en la SET San Luis, dado el espacio en dicha subestación a comparación de la SET Real Plaza.

La metodología y los resultados se desarrollan en el Anexo C del presente informe.

• **Renovación de equipamiento de subestaciones**

SEAL como parte de su PROPUESTA INICIAL incluyó elementos a renovar; sin embargo, se observó que estas solicitudes deben contar con el respectivo informe técnico y/o información que sustente la antigüedad de los mismos de manera detallada y su estado operativo, así como corregir la relación de instalaciones a considerar para renovación según corresponda, ya que para el caso de las SET Cono Norte y SET Parque Industrial solicitaba elementos a renovar sin sustento, más aún si el equipamiento de estas no sería equipamiento antiguo.

Asimismo, se precisó que la información contenga los respectivos datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas entre otros; que sustente la condición de los mismos.

Al respecto, como se puede apreciar en el levantamiento de observaciones que se analiza en el Anexo A, SEAL en su respuesta desestimó la solicitud de renovación de elementos en SET Cono Norte y SET Parque Industrial, corrigiendo la relación de instalaciones a considerar para renovación en su PROPUESTA FINAL; asimismo, indicó que había adjuntado un listado de instalaciones con más de 30 años, sin embargo no precisó, como en los demás casos de su levantamiento de observaciones, la ubicación o nombre del archivo correspondiente al listado indicado, ni tampoco muestra dicho listado como parte de su informe, sin haber adjuntado mayor información respecto al sustento de renovación de los elementos solicitados para tal fin.

La información relacionada a la renovación de elementos fue incluida en su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, sólo se muestran imágenes de algunos equipos, sin precisar a qué elementos se refieren.

A continuación, se detalla las subestaciones de transmisión para las cuales, SEAL en su PROPUESTA FINAL sólo indicó la relación de elementos a renovar; siendo que para caso se incluye el análisis al respecto.

- Elementos a renovar en la SET Alto Cayma: Al respecto, SEAL sólo adjunta imágenes de placa (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere, en las cuales se identifican placas de transformadores de tensión, corriente y transformador de SSAA posteriores al año 2002. En su PROPUESTA FINAL no adjunta mayor información ni sustento al respecto.

- Elementos a renovar en la SET Base Islay: Al respecto, SEAL sólo adjunta imágenes de placa borrosas (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere, con las cuales no se puede identificar los datos del equipamiento. En su PROPUESTA FINAL no adjunta mayor información ni sustento al respecto.
- Elementos a renovar en la SET Mollendo: Al respecto, SEAL no adjunta información ni sustento al respecto.
- Elementos a renovar en la SET Ocoña: Al respecto, SEAL sólo adjunta imágenes de placa de un transformador 33/10 kV las cuales muestran que el transformador ha tenido un overhaul del año 2014 (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere. En su PROPUESTA FINAL no adjunta mayor información ni sustento al respecto.

Considerando ello, SEAL en sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, ha presentado mayor información en cuanto a sus solicitudes de renovación en SET Alto Cayma y SET Base Islay; respecto a los elementos a renovar en la SET Ocoña, no ha adjuntado mayor información o un informe técnico sobre los elementos a renovar, indicando un nuevo proyecto de cambio topológico de la red de 33 kV que parte desde SET La Huerta a SET Ocoña. Por otra parte, ha indicado adicionalmente una solicitud de renovación de elementos en SET La Curva. Al respecto, el análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

Solicitud de Renovación de Elementos en la SET Alto Cayma

Sobre la solicitud de renovación de equipamiento en la SET Alto Cayma, SEAL solicita la renovación de celdas en 10 kV (03 de alimentador y 01 de transformación); así como la celda de línea - transformador en 33 kV y una celda de línea en 33 kV en SET Charcani I, como se aprecia en el análisis a sus opiniones y sugerencias, en el Anexo A del presente informe.

Al respecto, cabe mencionar que la SET Alto Cayma fue puesta en operación sin estar incluida en el Plan de Inversiones 2013-2017 y se aceptó la solicitud de inclusión como parte del Plan de Inversiones 2013-2017, por lo cual se aprobó los elementos basado en los módulos estándares correspondientes que actualmente son solicitados como renovación en SET Alto Cayma, lo cuales según los registros aún no han sido ejecutados; adicionalmente, SEAL solicita sistemas de comunicaciones de fibra óptica, lo cual como se indicó en la respuesta a la absolución de observaciones en la etapa de PREPUBLICACIÓN, ello no cumple con los lineamientos establecidos en el numeral 16.1.3 de la NORMA TARIFAS, ya que se trata de subestaciones existentes.

Considerando ello, si bien SEAL presenta las características del actual equipamiento de las celdas en 10 kV que no serían adecuadas para el nuevo transformador 33/10 kV – 25 MVA, los módulos de celdas en 10 kV que se encuentran aprobados no han sido ejecutados, siendo que las celdas existentes no corresponden a las características técnicas de las celdas ya aprobadas para SET Alto Cayma, motivo por el cual no procede alguna renovación dada la aprobación vigente.

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.

Solicitud de Renovación de Elementos en la SET La Huerta (en SET Ocoña)

Sobre la solicitud de renovación de equipamiento en la SET Ocoña cercana a SET La Huerta, como se indicó, SEAL sólo adjuntó imágenes de placa de un transformador 33/10 kV, las cuales muestran que el transformador ha tenido un overhaul del año 2014 (PROPUESTA INICIAL) sin precisar los elementos a los que se refiere. En su PROPUESTA FINAL no adjuntó mayor información ni sustento al respecto, por tal motivo no se consideró la renovación solicitada.

Como parte de sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, SEAL en esta oportunidad solicita la independización de SET Ocoña como parte de un nuevo proyecto, lo cual involucra el cambio topológico del sistema de transmisión actual desde SET La Huerta a SET Ocoña, incorporando dos celdas en SET La Huerta. Al respecto, cabe mencionar que dicho proyecto es extemporáneo al no haber sido solicitado como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029; sin perjuicio de lo indicado, el análisis se incluye en el Anexo A del presente informe, donde se concluye que la configuración existente de dos celdas en 33 kV es suficiente para atender a Jahuay (celda que se dirige hacia el sur de SET La Huerta) y a SET Ocoña (al norte de SET La Huerta); más aún si el proyecto aprobado de SET Secocha descarga alrededor del 80 % de la carga prevista en la línea 33 kV que se dirige a SET Ocoña, al asumir también la carga de Caravelí.

En ese sentido, considerando que corresponde a un pedido extemporáneo no procede lo solicitado por SEAL en este caso.

Solicitud de Renovación de Elementos en la SET Base Islay

Sobre la solicitud de renovación de equipamiento en la SET Base Islay, SEAL en la información proporcionada como parte de sus opiniones y sugerencias, presenta imágenes de la placa de datos de los equipos en 33 kV en los cuales ya se pueden distinguir las características técnicas de los mismos, lo cual fue verificado en la visita técnica realizada en marzo de 2024; siendo que en la visita a dicha SET se validó los efectos por causas externas relacionadas a la humedad salina informada por SEAL como parte de su sustento; el análisis se incluye en el Anexo A del presente informe.

Por lo tanto, siendo que estos equipos cumplirán 30 años en el periodo 2025-2029, y han sido afectados por la humedad salina, corresponde atender lo solicitado por SEAL respecto a la renovación de elementos en 33 kV de la SET Base Islay. Por otra parte, se verificó la implementación de las celdas en 10 kV correspondientes al Plan de Inversiones 2013-2017, las cuales se encuentran en buen estado de conservación.

En relación a los elementos a renovar, se aprueba la renovación de tres celdas en 33 kV, una de transformador y dos de línea (una hacia SET Mejía y otra hacia SET Mollendo).

Cabe mencionar que adicionalmente, SEAL solicita sistemas de comunicaciones de fibra óptica y microondas en SET Base Islay, lo cual como se indicó en la respuesta a la absolución de observaciones en la etapa de PREPUBLICACIÓN, ello no cumple con los lineamientos establecidos en el numeral 16.1.3 de la NORMA TARIFAS, ya que se trata de subestaciones existentes.

Renovación de Elementos en la SET La Curva

Finalmente, como parte de sus opiniones y sugerencias formuladas a la PREPUBLICACIÓN, SEAL ha presentado dentro de los Anexos de su informe al respecto (Anexo 3 – “Informe de Renovación de Elementos”), un requerimiento de renovación de las celdas de SET La Curva, en el cual indican que son celdas

metal clad con una antigüedad que supera los 20 años; sin embargo, ello no fue consignado como pedido tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, ni se ha consignado en su informe “Opiniones y Sugerencias a la Publicación del Proyecto de Resolución del Plan de Inversiones de Transmisión de SEAL 2025-2029” siendo extemporánea dicha solicitud.

De lo analizado en los párrafos anteriores, en el PI 2025 – 2029 se aprueba la renovación de los elementos para el Área de Demanda 9 mostrados en el Cuadro N° 6-10, ya que SEAL ha sustentado parcialmente sus pedidos de renovación, incluyendo información que sustentan las renovaciones solicitadas.

Cuadro N° 6-10
Elementos a Renovar – Área de Demanda 9

Año de Implementación	Instalación	Descripción
2028	SET Base Islay	Renovación de Celdas en 33 kV: - 01 celda de transformación. - 01 celda de línea (a Mejía). - 01 celda de línea (a Mollendo).

Se debe precisar que el actual equipamiento, según información de placas corresponde a un nivel de corto circuito de 25 kA, siendo que según la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, bajo esta característica corresponden módulos de celdas al exterior, por lo que los módulos seleccionados corresponden a este tipo de módulos; 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.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

Cabe mencionar que, en la fecha de puesta en Operación Comercial de las instalaciones en transmisión, en cuanto a las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio, se deberá 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.

6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a unidades disponibles, 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 quedaría en desuso.

En el caso del Área de Demanda 9, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029, producto de la renovación de elementos en SET Base Islay.

En el caso del Área de Demanda 9, se han programado las Bajas para el período 2025-2029 de acuerdo a lo consignado en el Cuadro 6-11.

Cuadro 6-11
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 9

Programación de Bajas AD09				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	SEAL	2028	Celda de transformador 33 kV	SET BASE ISLAY
2	SEAL	2028	Celda de Línea 33kV Hacia Mollendo	SET BASE ISLAY
3	SEAL	2028	Celda de Línea 33kV Hacia Mejja	SET BASE ISLAY

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 9, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6-12. Se incluyen únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029.

Cuadro N° 6-12
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 9
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 09	14 493 260	60,05	170	32
SEAL	14 493 260	60,05	170	32
AT				
Celda	1 439 258			12
Línea	91 644	0,05		1
TP Reserva	726 472		25	1
MAT				
Celda	1 552 650			4
Línea	5 615 162	60,00		1
TP	4 276 194		145	3
MT				
Celda	611 456			8
Banco	180 425			2

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁹, los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 que no han 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 División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía de Osinerghmin, son materia de evaluación en la elaboración del PI 2025–2029.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta revisión del Regulador, tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales 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 TARIFAS¹⁰, en caso de que el 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 FINAL y el análisis efectuado en el Área de Demanda 9, no se han presentado casos que impliquen el retiro de instalaciones consideradas en el PI 2021-2025.

⁹ 5.7.2.- “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 Osinerghmin, 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”.

¹⁰ 5.8.5.- La aplicación del Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de SST y SCT, quedará sujeta al resultado de la revisión y pronunciamiento de Osinerghmin al que se refiere el numeral VII) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, respecto de la eliminación de proyectos o reprogramación del inicio de su implementación, que se formulen ya sea en una solicitud de modificación del Plan de Inversiones o en una propuesta del mismo para el siguiente Período Tarifario. En caso sea negativo el pronunciamiento de Osinerghmin, se mantendrá el plazo original establecido para la implementación de dichos proyectos.

7. Conclusiones y Recomendaciones

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

- a) Se ha obtenido el valor de 3,2% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica (MT) en el Área de Demanda 9 (período 2025-2034), menor que el valor de 3,7% presentado por SEAL en su PROPUESTA FINAL, que incluye la etapa de Opiniones y Sugerencias.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 9, en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 14 493 260 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 100% a SEAL.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 9, se han previsto Bajas en el período 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 9, 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 es responsabilidad de la empresa distribuidora su implementación

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

/rho-jfp

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 SEAL a la PREPUBLICACIÓN

1. Demanda de usuarios regulados (vegetativa)

SEAL menciona que la propuesta de Osinerghmin considera una proyección de demanda global y asigna una tasa de crecimiento única para todo su sistema, cuando en la práctica el sistema de Arequipa por ser el sistema de mayor tamaño crece a una tasa mayor debido a las migraciones de las zonas rurales, según indica la Concesionaria.

Sustento

La siguiente tabla muestra la tasa de crecimiento propuesto por Osinerghmin.

TASAS DE CRECIMIENTO							
	SISTEMA	NT	2022	2023	2024	2025	2026
ÁREA 9AT	ÁREA 9	AT	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100
ArequipaMT+BT	Arequipa	MT+BT	0.00%	102.88%	103.13%	103.09%	102
IslayMT+BT	Islay	MT+BT	0.00%	102.88%	103.13%	103.09%	102
Camana- Chuquibamb	Camana- Chuquibambe, Valle d	MT+BT	0.00%	102.88%	103.13%	103.09%	102
Reparticion - La Ca	Reparticion - La Cano	MT+BT	0.00%	102.88%	103.13%	103.09%	102
Orcopampa, Valle d	Orcopampa, Valle del Colca	MT+BT	0.00%	102.88%	103.13%	103.09%	102
Puquina-Omate-Ubi	Puquina-Omate-Ubinas	MT+BT	0.00%	102.88%	103.13%	103.09%	102
PÉRDIDAS EQUIVALENTES (SICOMI)							
	SISTEMA	NT	2022	2023	2024	2025	2026
ÁREA 9AT	ÁREA 9	AT	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100
ÁREA 9MT+BT	ÁREA 9	MT+BT	109.31%	109.31%	109.31%	109.31%	109

F-101 Registros F-102 F-103 F-104 F-105 F-106 F-107 F-108 Tasas F-109 F-110 F-110 (SET) F-111 F-112 F-113

A continuación, se muestra información real reportada por el INEI donde se puede observar la diferencia del crecimiento poblacional de Arequipa con respecto a las otras provincias.

3.3 AREQUIPA: POBLACIÓN CENSADA, ESTIMADA Y TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL SEGUN PROVINCIAS, 1993, 2007, 2017 y 2018 - 2022										
Provincia y Distrito	Población Censada			Población Estimada					Tasa de Incremento Promedio Anual	
	1993	2007	2017	2018	2019	2020	2021	2022	93-07	07 - 17
Arequipa	916 806	1152 303	1382 730	1 428 708	1 464 638	1 497 438	1 526 669	1 553 994	1.6	1.8
Arequipa	676 790	864 250	1060 635	1 114 721	1 148 418	1 175 765	1 201 896	1 226 404	1.7	2.2
Canariá	42 403	53 065	59 370	59 939	60 960	61 708	62 433	63 098	1.6	1.1
Caravelí	27 484	35 928	41 346	42 127	42 961	43 690	44 263	44 803	1.9	1.4
Castilla	36 864	38 425	33 629	35 129	34 964	34 743	34 564	34 389	0.3	-1.3
Caylloma	45 236	73 718	86 771	92 761	95 211	97 458	99 437	101 277	3.5	1.6
Condesuyos	20 695	18 991	16 118	16 720	16 595	16 426	16 294	16 167	-0.6	-1.5
Islay	50 039	52 264	52 034	54 162	54 560	54 851	55 120	55 360	0.3	0.0
La Unión	17 295	15 662	12 827	13 149	12 969	12 797	12 642	12 496	-0.7	-2.0

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Sugerencia

En consecuencia, SEAL sugiere que se realice las proyecciones de demanda para dos casos, para el sistema de Arequipa y otro para las otras localidades, de manera que se capture el comportamiento natural del mercado eléctrico.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo al numeral 6.2.2 del artículo 6 de la Norma Tarifas "Las proyecciones deben ser elaboradas de manera sustentada y documentada mediante métodos y modelos de proyección que tomen en cuenta las estadísticas de consumo histórico de electricidad, la evolución de la población, la evolución del número de clientes y complementariamente aplicarse metodologías que consideren otros valores explicativos como índices

macroeconómicos relevantes y de desarrollo urbano y otras variables que expliquen el comportamiento de la demanda eléctrica”.

Asimismo, en el numeral 6.2.4 de la NORMA TARIFAS, se establece que "*Para el caso de los Usuarios Regulados, las demandas de energía y potencia eléctrica deben ser proyectadas para el total del Área de Demanda mediante diversos modelos alternativos*"

Por otro lado, en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS indica que para la proyección de la demanda se debe contar, entre otras, con "*Información histórica de las variables explicativas, tales como PBI, número de clientes, población, índice de electrificación, entre otras, por Área de Demanda, de acuerdo con el formato F-104*".

En ese sentido, para la proyección de demanda regulada efectuada por Osinerghmin se ha seguido los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS, siendo que esta fue realizada para toda el Área de Demanda en base a información histórica de variables explicativas macroeconómicas tales como el PBI, cuyo valor es calculado por Área de Demanda considerando lo establecido en el Artículo 33 (Formato F-104) de la NORMA TARIFAS. Sin perjuicio de lo mencionado, cabe precisar que la propuesta de SEAL de realizar la proyección de demanda separada para el sistema eléctrico de Arequipa de otras localidades, no fue presentada ni sustentada en las etapas anteriores del presente proceso.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

2. Demanda de usuarios libres (incorporados)

SEAL menciona que en el proyecto del PI 2025-2029 no se incluye una parte de la demanda de los Usuarios Libres por diversos motivos, los cuales están siendo subsanados por los mismos y que se adjunta para que Osinerghmin pueda incluirlos, ya que de lo contrario SEAL no podrá atenderlos. Asimismo, adjunta nueva demanda de usuarios libres que no fue presentada en la etapa de presentación de propuestas, esto se debe a que en el transcurso de los meses conforme avanza el proceso de regulación, los usuarios se han presentado solicitando factibilidades de suministro.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la documentación presentada por SEAL como parte de sus Opiniones y Sugerencias, se consideran adicionalmente 42 cargas de 105 opinadas por SEAL.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por SEAL, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B "Metodología empleada para el Estudio de Demanda" del presente informe, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades SEAL", correspondiente al Área de Demanda 9.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025-2029 debido al presente comentario, considerado 42 de las 105 cargas opinadas por SEAL.

Conclusión

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

3. Criterios de Demanda de usuarios libres (incorporados)

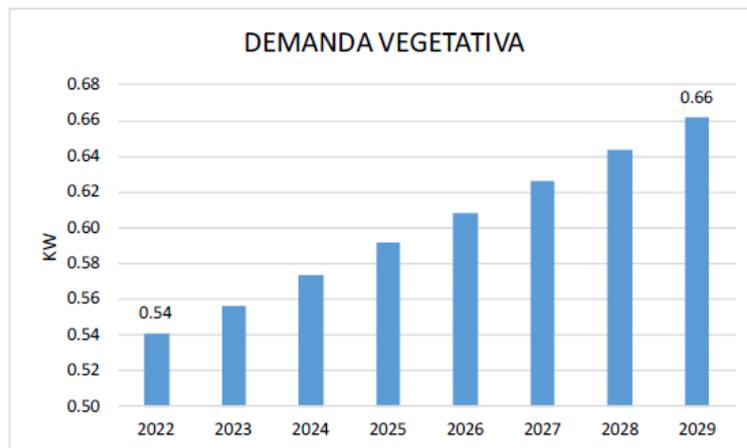
SEAL menciona que en la propuesta de Osinerghmin se observa un cambio de criterio en la consideración de las cargas mayores a 200 kW de habilitaciones urbanas, ya que están incluidas en las proyecciones de la demanda vegetativa.

Tos de conexión	Barra (Definida por la concesionaria)	Tensión (KV)	Máxima Demanda (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	¿Carga aceptada?	Resumen Final
3	LDIRV010	10	0.72	0.05	0.25	0.35	0.45	0.55	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	No	Se presenta solicitud, cronograma de ingreso de carga, plano de ubicación, compromiso de inversión. No se presenta cuadro de cargas sustentado por el cliente. Dado el tipo de carga, se encuentra considerado en la proyección de demanda regulada.
4	LDIRV010	10	0.20	-	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	No	Se presenta solicitud, cuadro de cargas, cronograma de ingreso de carga, plano de ubicación, compromiso de inversión. Dado el tipo de carga, se encuentra considerado en la proyección de demanda regulada.
5	LDIRV010	10	0.31	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	No	Se presenta solicitud, cuadro de cargas, cronograma de ingreso de carga, plano de ubicación, compromiso de inversión. Dado el tipo de carga, se encuentra considerado en la proyección de demanda regulada.
7	LDIRV010	10	0.20	0.10	0.10	0.16	0.16	0.16	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	No	Se presenta solicitud, cuadro de cargas, cronograma de ingreso de carga, plano de ubicación, compromiso de inversión. Dado el tipo de carga, se encuentra considerado en la proyección de demanda regulada.
8	LDIRV010	10	0.28	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	No	Se presenta solicitud, cuadro de cargas, cronograma de ingreso de carga, plano de ubicación, compromiso de inversión. Dado el tipo de carga, se encuentra considerado en la proyección de demanda regulada.

Sin embargo, SEAL manifiesta que esta consideración se realiza sin evaluación alguna, debido a que no mide el impacto de las mismas en la demanda vegetativa, de hecho revisando el caso de la SET La Curva que es la subestación con el mayor impacto negativo se puede observar que el crecimiento vegetativo no cubre la demanda incorporada de las habilitaciones urbanas esperadas y solicitadas hacia SEAL por lo que no podría atenderlas.

Sustento

En la siguiente figura SEAL muestra el crecimiento de la demanda vegetativa no coincidente proyectada por Osinergmin (F-110), así también, se observa que el crecimiento acumulado hasta el año 2029 es de 120 kW, lo cual evidentemente no cubre la demanda de ni siquiera una habilitación urbana.



En consecuencia, SEAL sugiere considerar a las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas, no solo para la SET La Curva sino también a las otras subestaciones ya que son demandas que no forman parte del crecimiento vegetativo de la demanda actual, argumentando, según indica la Concesionaria, retomar el criterio de las regulaciones anteriores.

Indica además que, se debe tener en cuenta que la demanda adicional tiene un comportamiento similar a los sistemas aislados que van incorporándose al sistema interconectado, y el tratamiento correcto, a su parecer, es incluirlo por fuera tal como se hizo en las regulaciones tarifarias de tarifa en barra o inclusive en la formulación del Plan referencial de Electricidad del 2026.

- Las ventas totales de energía se han desagregado de acuerdo al tipo de carga, siguiendo los criterios aplicados que OSINERGMIN y el COES mantienen para la proyección de la demanda en los estudios de Fijación de Tarifas en Barra:
 - a) Cargas Vegetativas: definidas como las cargas de las que se dispone de amplia información estadística, desde 1981 hasta el primer semestre del 2006 en forma anual y desde Enero del 2000 hasta junio del 2006 en forma mensual.
 - b) Cargas Especiales: definidas como cargas que por su magnitud, su alto factor de carga y reciente incorporación al SEIN no se consideran como cargas vegetativas.
 - c) Cargas Incorporadas: definidas como las cargas que operaron en forma aislada y que se incorporaron recientemente con el SEIN, asimismo, de dichas cargas su información es parcial en cuanto a representatividad histórica.

Fuente: Pagina 169 del Anexo 7.1 de la metodología de la proyección de la demanda del Plan Referencial de Electricidad-MEM

Sugerencia

La Concesionaria indica que, en caso se persista en no incluir la demanda de las habilitaciones urbanas, SEAL solicita se explique en el informe, ya que se tendrá que denegar las solicitudes que presentan los propietarios de dichas habilitaciones, esto con la finalidad de no incurrir en el futuro con el incumplimiento del artículo 34 de la LCE.

Análisis de Osinerqmin

El criterio de no considerar las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas se sostiene en que, en una habilitación urbana los consumidores finales de electricidad son mayormente por usuarios residenciales [1]; cuyos patrones de consumo, preferencias y sistema de medición se adaptan mejor o **corresponden a los Usuarios Regulados, y cuyo crecimiento está considerado en la proyección de la demanda regulada.**

[1] En el sector eléctrico, el numeral 36 del artículo 1 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, define como usuarios a los “consumidores finales de electricidad localizados en el Perú”.

Al respecto, el comportamiento del mercado eléctrico muestra que, a pesar del crecimiento económico y sus repercusiones sobre un mayor consumo de electrodomésticos y activos tecnológicos, el consumo de una familia promedio aún no llega a alcanzar un nivel de demanda anual que permita clasificarlos como Usuarios Libres.

Por otro lado, si en la habilitación urbana se encontraran Usuarios (comerciales, industriales, etc.) cuyo nivel de demanda corresponda a los Usuarios Libres, tienen la opción de migrar.

También, cabe señalar que, de acuerdo con los criterios tomados en cuenta para las proyecciones de demanda en los procesos del Plan de Inversiones en Transmisión anteriores, no se han considerado a las habilitaciones urbanas como demandas incorporadas; por lo indicado no ha habido un cambio de criterio, como lo afirma SEAL.

Con relación a la SET La Curva, que como indica SEAL es el de mayor impacto, se observa que la demanda coincidente en la SET a diciembre de 2018 estuvo en 1,46 MW, mientras que al año 2022 está en 1,48 MW (F-121), es decir en cuatro años no se ha evidenciado mayor crecimiento; el resultado de la proyección de demanda coincidente al año 2034 es de 1,79 MW, como se muestra en el formato F-121 siguiente:

AREA DE DEMANDA: 9																
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSIÓN (kV)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1000	LA CURVA	LCURV010	10	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
				1.48	1.50	1.52	1.50	1.51	1.56	1.70	1.72	1.73	1.75	1.75	1.75	1.79

La SET La Curva tiene, como se indicó una demanda coincidente de 1,48 MW y un transformador de 3,5 MVA, es decir, cualquier incremento mayor al estimado en la proyección podría ser cubierto por el transformador existente; en el supuesto que las habilitaciones urbanas tengan un crecimiento acelerado en los próximos cuatro años, situación que no ha sucedido en los 10 años anteriores, el transformador de SET La Curva estaría en capacidad de atender las cargas, ya que del formato F-120 (SET) al año 2034 tendría una capacidad disponible de 44 %, siendo que con esta capacidad disponible se podría cubrir el doble de la demanda presentada el año 2022, Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por SEAL.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

4. SET Parque Industrial

SEAL menciona que Osinerghmin rechazó la propuesta de la implementación de dos transformadores de 138/33/10 kV de 60/60/60 MVA en reemplazo de los existentes, argumentando que no superan la capacidad del transformador actual de 138/33 kV de 75 MVA.

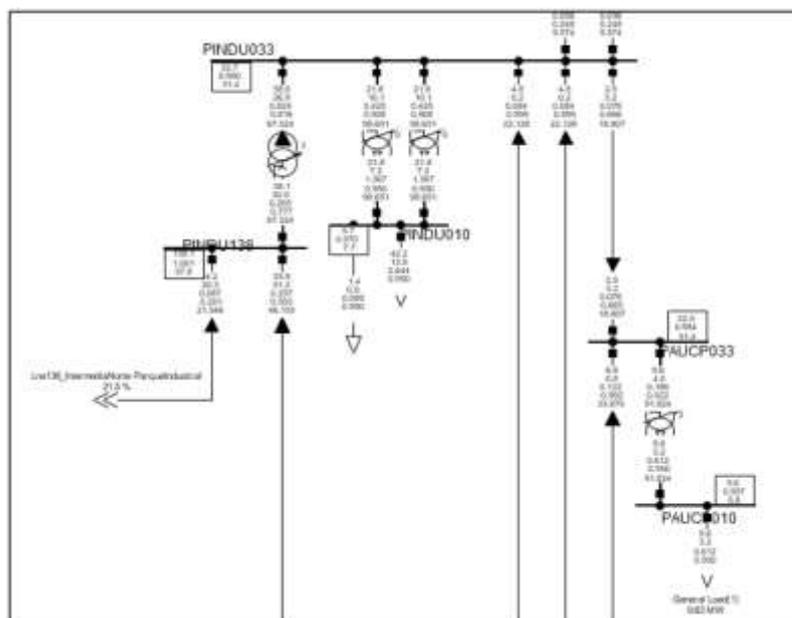
Sustento

SEAL menciona que durante todo el proceso de regulación ha recibido requerimientos de demanda para esta subestación y que sobrecarga a los transformadores de 33/10 kV de 25 MVA.

NOMBRE DE LA RED	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año	Fabricación									
		LABO	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
SET ATIMT PARQUE INDUSTRIAL 2xTP 23/10 kV-25 MVA	MAX DEM. (T)	LV	10		24.32	36.03	43.21	44.13	45.60	46.38	46.88	46.71	50.31	
	POT. RED. (MVA)	LV	10	1994	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	
	FACTOR DE USO	LV	10	1990	0.68	0.73	0.80	0.88	0.91	0.83	0.98	0.88	1.01	

Fuente Formato F-203

Así también, SEAL menciona que en las simulaciones con demanda coincidente con el sistema se observa que los dos transformadores de 33 kV se encuentran al límite.



Ante este nuevo escenario establecido por SEAL, indica que se hace necesario el cambio de capacidad de los dos transformadores ya que estos llegan a operar al límite al año 2029; por otro lado, si bien el transformador de 138/33 kV de 75 MVA no se

sobrecarga, esto por que soporta la demanda coincidente del sistema, ya que se considera el ingreso oportuno del proyecto ITC “NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

La Concesionaria manifiesta que en el supuesto caso que el proyecto ITC no se ejecutaría en el año previsto, el sistema estaría limitado por la capacidad del transformador de 75 MVA, para ello se propone una solución integral de largo plazo a ambas problemáticas de los transformadores 33/10 kV y de 138/33 kV, esto es, la implementación de dos transformadores de 138/22.9/10 kV cuya capacidad la deja a criterio de Osinerghmin, indicando que a su parecer, esta solución reducirá la cantidad de transformadores en dicha subestación, además que los transformadores existentes pueden ser rotados a las otras subestaciones de Intermedia Norte y Paucarpata tal como fue la propuesta de SEAL.

Asimismo, manifiesta que al ingresar los proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032 quedaría garantizado el suministro en 138 kV, con lo cual ya no se requeriría la interconexión en 33 kV y por lo tanto SEAL en su opinión propone el nivel 22.9 kV con la finalidad ofertar mayor potencia por Alimentador y de esta manera ser más eficientes en la distribución de energía eléctrica; así mismo, la Concesionaria manifiesta que como es de conocimiento dentro del planeamiento energético del sistema eléctrico Arequipa, se está migrando paulatinamente de niveles de tensión de 33 kV y 10 kV a niveles de tensión superiores 138 kV y 22.9 kV respectivamente, en tal sentido solicita celdas de alimentador de 22.9 kV en la subestación Parque industrial. Respecto al cliente libre UCP Backus y Jonhson que se conecta en la actual Línea de Subtransmisión 33 kV, indica que deberá adecuar sus instalaciones al nivel de tensión en 22.9 kV.

En consecuencia, SEAL reitera el pedido en lo referido a rotar los transformadores de 138/33 kV -75 MVA y 33/10 kV – 25 MVA a la SET Intermedia Norte y 33/10 kV -25 MVA a la SET Paucarpata, esto evitaría la implementación de nuevo TP 138/33 kV en la SET Intermedia Norte, porque considera que resulta una solución integral y eficiente.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, para el caso de nuevas demandas incorporadas, estas se incluyen a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

De la revisión de la documentación presentada como parte de sus Opiniones y Sugerencias, SEAL ha identificado y propuesto 17 cargas a ser atendidas desde la SET Parque Industrial, de las cuales, luego de la revisión de la documentación de sustento presentada, en la proyección de demanda efectuada por Osinerghmin se están considerando 14 cargas que cumplen con la documentación debidamente sustentada.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por SEAL, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda” del presente informe, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades SEAL”, correspondiente al Área de Demanda 9.

Considerando lo anterior, con la demanda actualizada por Osinerghmin, para la SET Parque Industrial, los transformadores de 33/10 kV, no presentarían sobrecarga hasta el año 2037, tal como se muestra en el Formato F-202, cuyo resumen es el siguiente:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año																
		LADO	NIVEL	Fabricación	Demanda															
					2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
SET ATMT Parque Industrial	MAX. DEM. (1)	LV	10		33.19	33.39	33.42	33.91	35.80	41.66	43.53	44.34	44.95	45.56	45.19	45.83	47.49	48.15	48.93	49.53
2xTP 33/10 kV-25 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10	1994	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
	FACTOR DE USO	LV	10	1995	0.66	0.68	0.71	0.76	0.80	0.83	0.87	0.89	0.90	0.91	0.92	0.94	0.95	0.96	0.98	0.99

Con la activación de la SET Paucarpata, al no trasladarse carga de dicha subestación a SET Parque Industrial, esta última no presentaría sobrecarga hasta el año 2042, tal como se muestra en el Formato F-203, cuyo resumen es el siguiente:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda																				
		LADO	kV		Año																				
					2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
SET INTERMEDIA INDUSTRIAL	MAL DEM. (1)	L1	10	1999	32.15	33.89	35.42	36.28	37.15	38.05	40.75	41.48	42.00	42.52	43.15	43.74	44.33	44.94	45.55	45.95	46.02	47.45	48.15	48.55	49.02
SET PARQUE INDUSTRIAL	POT. INST. (MVA)	L1	10	1994	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
	FACTOR DE USO	L1	10	1999	0.66	0.68	0.71	0.71	0.74	0.79	0.84	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.90	0.91	0.92	0.94	0.95	0.96	0.98	0.99

Por otro lado, con relación al traslado de un transformador de potencia de 33/10 kV y 25 MVA de SET Parque Industrial a SET Intermedia Norte, este no estaría disponible dado que no se justifica la reforma de Parque Industrial, siendo que además, alrededor de la SET Intermedia Norte se tiene poca demanda en 10kV, la misma que se ubica a 2km y continuará siendo alimentada por la SET Cono Norte.

Sin perjuicio de lo indicado, SEAL propone dos (02) transformadores de 138/22.9/10 kV en reemplazo del transformador de 138/33 kV – 75 MVA y de los dos transformadores de 33/10 kV – 25 MVA, ambos operativos en Parque Industrial, eliminación del sistema en 33 kV y reemplazo progresivo de la distribución de 10 a 23 kV. Esta propuesta, como indica SEAL, es una alternativa ante la eventualidad del no ingreso del ITC aprobado en el Plan de Transmisión; es decir se basa en un supuesto no contemplado en la NORMA TARIFAS.

Cabe mencionar que, lo propuesta por SEAL en la Opinión y Sugerencia, es distinto a lo indicado en su PROPUESTA FINAL, lo cual no sustenta y se aprecia lo siguiente:

(i) La propuesta de SEAL del reemplazo por dos transformadores de 138/22,9/10 kV no contempla el incremento del nivel de cortocircuito en 10 kV, que podría obligar al reemplazo de los 18 alimentadores existentes en 10 kV en la SET Parque Industrial.

(ii) La propuesta de SEAL considera la línea de transmisión en 138 kV Socabaya – Parque Industrial y la futura línea de transmisión en 138 kV Intermedia Norte – Parque Industrial, las cuales alimentarían a los transformadores propuestos de 138/22.9/10 kV, desconectando el anillo en 33 kV, sin contemplar como quedaría el anillo en 33 kV existente al pasar a solo tres puntos de alimentación en 138 kV (Socabaya, Jesús, Chilina).

Por ejemplo, en el período 2025-2029 y ante el no ingreso del ITC (como lo sugiere SEAL, lo cual es un supuesto), la línea de transmisión en 138 kV Socabaya – Parque Industrial abastecería únicamente las demandas de Parque Industrial con los transformadores propuestos de 138/22,9/10 kV y no al anillo en 33 kV. En dicho escenario una falla de esta línea implicaría la pérdida de la demanda de Parque Industrial, sin posibilidad de ser atendida, toda vez que la demanda ya no podría ser cargada al anillo en 33 kV.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

5. SET Paucarpata

SEAL menciona que la SET Paucarpata es necesaria por la distribución topológica de las redes de MT, ya que la distribución de cargas que Osinergmin propuso en la regulación 2025-2029 no fue posible físicamente, ya que originaría sobrecargas en las redes de MT que no pueden ser repotenciados por cuanto las estructuras no soportarían el esfuerzo mecánico, esto implicaría una remodelación, así también se presentaría caídas de tensión.

Considerando la desactivación de la SET Paucarpata y las proyecciones de demanda regulada de los AMT de la SET Paucarpata y de los alimentadores de media tensión (AMT) a los que se les transfirió carga a las SET Colindantes conforme a los propuesto por Osinerghmin según se detalla:

- 35% de carga se trasladará a la SET Porongoché.
- 25% de carga se trasladará a la SET Jesús.
- 25% de carga se trasladará a la SET Parque Industrial.
- 15% de carga se trasladará a la SET Socabaya.

A continuación, SEAL muestra sus resultados de la evaluación de la distribución de los alimentadores propuestos.

- Los AMT Sacos del Sur y Pizarro superarían el 2029 a una demanda de 5MW, tal como se pueden ver en el cuadro siguiente:

SET	ALIMENTADOR	MAXIMA DEMANDA AMT (KW)		
		2025	2029	2033
JESUS	ISRAEL	3550.283	3960.012	4315.28
	PORONGOCHÉ	3474.351	3862.419	4220.08
PORONGOCHÉ	PIZARRO	4512.452	5009.792	5510.088
SOCABAYA	DOLORES	3045.219	3364.427	3681.108
P. INDUSTRIAL	SACOS DEL SUR	4844.177	5384.525	5872.592

- Es importante señalar que si bien se está considerando la potencia teórica de 5 MW como la capacidad máxima para cada alimentador, SEAL indica que esta potencia no es posible, ya que se trata de alimentadores urbanos que tienen la posibilidad de cerrar circuitos con otro alimentadores haciendo anillos temporales ante contingencias de manera que permite cumplir con la norma técnica de calidad de servicios (SAIDI y SAIFI), en consecuencia, afirma que la potencia operable máxima es de 3,5 MW, ya que debe reservar potencia para los cierres por confiabilidad, tener la suficiente reserva para atender nuevos requerimientos de demanda importantes, así como evitar caídas de tensión que originan pérdidas técnicas por encima de lo regulado al tener alimentadores de más de 6 km de longitud.
- Los AMT Israel y Sacos del Sur presentarán caídas de tensión por debajo de lo establecido en la NTCSE desde el 2025, así mismo, desde el 2029 los demás AMT presentarían una caída de tensión en su nodo más alejado por debajo de lo establecido en la NTCSE.

SET	ALIMENTADOR	CAÍDA DE TENSIÓN AMT (p.u.)		
		2025	2029	2033
JESUS	ISRAEL	0.934	0.926	0.915
	PORONGOCHÉ	0.948	0.943	0.935
PORONGOCHÉ	PIZARRO	0.946	0.940	0.932
SOCABAYA	DOLORES	0.924	0.914	0.902
P. INDUSTRIAL	SACOS DEL SUR	0.952	0.946	0.941

- Los AMT Pizarro y Sacos del Sur presentarían sobrecarga desde el año 2025.

SET	ALIMENTADOR	CARGABILIDAD CONDUCTOR (%)		
		2025	2029	2033
JESUS	ISRAEL	65.3%	72.9%	79.7%
	PORONGOCHÉ	73.7%	82.1%	89.9%
PORONGOCHÉ	PIZARRO	99.1%	110.2%	121.7%
SOCABAYA	DOLORES	65.9%	73.1%	80.2%
P. INDUSTRIAL	SACOS DEL SUR	113.7%	126.8%	138.6%

SEAL manifiesta que, con la desactivación de la SET Paucarpata desde el año 2025 se presentarían caídas de tensión y sobrecargas en los AMT cercanos a dicha subestación debido a los traspasos de carga a las subestaciones contiguas, lo cual ocasionaría que se limite el suministro de energía de futuros requerimientos de demanda.

Asimismo, SEAL menciona que todos los AMT presentan caídas de tensión por debajo de lo permitido en la NTCSE a partir del 2029 y por la cantidad de tramos a reforzar es técnicamente conveniente mantener en operación la SET Paucarpata.

Finalmente, SEAL, de acuerdo con los resultados obtenidos de su propia evaluación, indica que no sería factible operar con los traspasos de carga propuestos por Osinerqmin por generarse sobrecarga y caídas de tensión de los AMT, por tal sentido, sugiere aprobar la SET Paucarpata, el cual, a su parecer, operaría con un transformador rotado 33/10 kV – 25 MVA ubicado actualmente en la SET Parque Industrial.

Análisis de Osinerqmin

La SET Paucarpata fue descargada desde los planes anteriores (PIT 2013-2017, 2017-2021, 2021-2025), y en base a esto, SEAL sustentó la SET Porongoche (PIT 2009-2013). La demanda de la SET Paucarpata se distribuía en las SETs Porongoche (35%), Jesús (25%), Parque Industrial (25%) y Socabaya (15%).

SEAL ha indicado que no ha sido posible físicamente la distribución de las cargas de la SET Paucarpata a ninguna de las subestaciones aledañas, en base al análisis de las redes en MT existentes y sin la inclusión de proyectos aprobados en los PIT anteriores; tampoco presenta en el análisis el sustento de secciones óptimas, por último, limita los alimentadores a 3,5 MW sin mayor sustento y contrario a su propuesta final (en el F-204, SEAL considera 5 MW).

Si bien SEAL indica que los traslados de carga propuestos en la PREPUBLICACIÓN no serían posibles en las magnitudes propuestas; si ha evidenciado la posibilidad de trasladar parte de la carga de SET Paucarpata a alimentadores cercanos a dicha SET.

Sin perjuicio de lo indicado, se ha evaluado la ubicación de la SET Paucarpata, la cual se encuentra entre SET Parque Industrial y SET Socabaya, sus instalaciones son remuneradas, y su presencia aliviaría la demanda de los alimentadores en 10kV de dichas subestaciones, permitiendo efectuar transferencia de carga en contingencia, mejorando la confiabilidad en 10kV.

Por tal motivo, se retira la baja propuesta de la SET Paucarpata, recuperando esta subestación su carga que fuera distribuida a las SET's Parque Industrial, Socabaya y Jesús, las cuales se encuentran más alejadas de la subestación Paucarpata. En ese sentido, considerando la actualización de la demanda incorporada que cumple con los sustentos de la NORMA DE TARIFAS y una transferencia del 30 % de la carga de SET Paucarpata a la SET Porongoche (a menos de 3 km de Paucarpata), dada la capacidad disponible de esta última SET, se tienen los resultados mostrados en el Formato F-203 y que se resumen en el siguiente cuadro:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Prestación de servicio														
		LADO	kV		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SET ATMT PAUCARPATA TR 33/10 KV-10MVA	MVA DEM (1)	LV	10																
	POT INST. (MVA)	LV	10																
	FACTOR DE USO	LV	10																
SET ATMT PARQUE INDUSTRIAL 2x17,5/10 KV-25 MVA	MVA DEM (1)	LV	10	33.19	33.89	36.43	35.55	37.19	36.96	40.76	41.48	42.63	42.89	43.18	43.74	44.33			
	POT INST. (MVA)	LV	10	1004	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00			
	FACTOR DE USO	LV	10	1004	0.88	0.88	0.71	0.71	0.74	0.73	0.81	0.81	0.84	0.85	0.86	0.87			
SET ATMT PORONGOCHO TR 33/10 KV-25 MVA	MVA DEM (1)	LV	10		9.18	8.27	8.57	9.25	9.45	9.68	9.86	10.06	10.23	10.38	10.52	10.66	10.84		
	POT INST. (MVA)	LV	10		28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00			
	FACTOR DE USO	LV	10		0.27	0.27	0.38	0.37	0.38	0.39	0.40	0.40	0.41	0.42	0.42	0.43			

Como se puede apreciar, no hay sobrecargas en la SET Paucarpata, al 2034 su factor de uso quedaría en 0,88 y el factor de uso de SET Porongocho quedaría en 0,43. La SET Porongocho, con el traslado del 30% de la SET Paucarpata, Porongocho alcanzaría 10,84 MVA al 2034 con un promedio por alimentador de 3,43 MW. Asimismo, se considera que la solución para la atención del suministro de electricidad con una mejor calidad de tensión se encuentra en el ámbito de la mejora de la red de distribución en MT.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025-2029 considerando sólo el retiro de la baja de la SET Paucarpata. Asimismo, no corresponde el traslado del transformador de 33/10 KV – 25 MVA de la SET Parque Industrial, porque no estaría disponible por seguir operando en dicha subestación, siendo además que el transformador de la SET Paucarpata no presentaría sobrecargas hasta el año 2040.

Conclusión

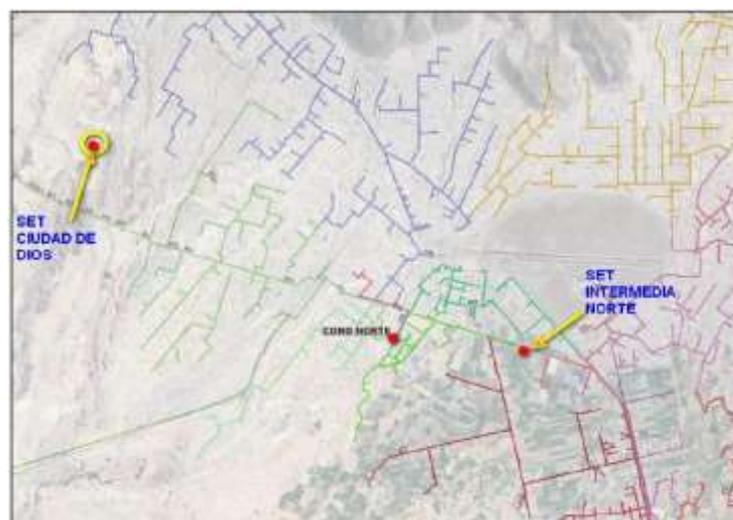
Por las razones expuestas, se acoge parcialmente la Opinión y Sugerencia, retirándose la baja de la SET Paucarpata, siendo que el 30 % de su carga será asumida por SET Porongocho.

6. SET Intermedia Norte:

SEAL menciona que Osinergmin no evidencia aún la necesidad de contar un nuevo punto de suministro en 10 kV, sin embargo esto responde a una necesidad en MT que Osinergmin no ha evaluado.

Sustento

SEAL precisa que la propuesta de Osinergmin que asume que gran parte de la demanda de Cono Norte debe ser asumido por la S.E. Ciudad de Dios es inviable ya que, según indica, geográficamente la mayor demanda se encuentra al lado inferior de la SET Cono Norte, adjuntando la siguiente figura. SEAL indica que, su análisis se realizó con la demanda posible de asumir por la subestación de Ciudad de Dios.



Distribución topológica de las redes de MT de la Subestación Cono Norte.

SEAL indica que considera proyecciones de demanda regulada de los AMT de la SET Cono Norte y SET Challapampa y la nueva carga comprometida, asimismo, indica que efectúa su análisis sin considerar el ingreso de la SET Intermedia Norte proyectada 33/10 kV -25 MVA, manifestando que, de su análisis obtiene los siguientes resultados:

- El AMT Aviación, Rio Seco y Corpac tendría una máxima demanda mayor a 3.5MW desde el 2025, tal como se pueden ver en el cuadro siguiente:

SET	ALIMENTADOR	MAXIMA DEMANDA AMT (KW)		
		2025	2029	2033
CONO NORTE	AVIACION	5559.63	5803.31	6215.54
	RIO SECO	4091.12	4213.23	4485.91
CHALLAPAMPA	CORPAC	3547.99	3771.11	4091.74
	CERRO COLORADO	2486.89	2703.22	3011.00

- Los AMT Rio Seco, Corpac y Cerro Colorado presentarían una caída de tensión en su nodo más alejado por debajo de lo establecido en la NTCSE desde el año 2025.

SET	ALIMENTADOR	CAÍDA DE TENSIÓN AMT (p.u.)		
		2025	2029	2033
CONO NORTE	AVIACION	0.971	0.967	0.957
	RIO SECO	0.947	0.942	0.931
CHALLAPAMPA	CORPAC	0.916	0.911	0.903
	CERRO COLORADO	0.947	0.942	0.935

- En la siguiente tabla muestra la cargabilidad de los AMT.

SET	ALIMENTADOR	CARGABILIDAD CONDUCTOR (%)		
		2025	2029	2033
CONO NORTE	AVIACION	88.4%	92.7%	100.3%
	RIO SECO	64.4%	66.7%	71.7%
CHALLAPAMPA	CORPAC	80.3%	85.4%	93.0%
	CERRO COLORADO	51.2%	55.7%	62.2%

Indica que desde el año 2025 se presentarían caídas de tensión en los AMT cercanos a la proyectada SET Intermedia Norte 33/10 kV – 25 MVA, lo cual ocasionaría que se limite el suministro de energía de futuros requerimientos de demanda.

En consecuencia, SEAL sugiere considerar la SET Intermedia Norte con un TP de 33/10 kV y 25 MVA que puede ser el transformador rotado de la SET Parque Industrial.

Análisis de Osinerghmin

Como se indicó en los análisis anteriores, no se evidencia sobrecarga en la SET Parque Industrial, por lo indicado, no se encuentra disponible el transformador de 33/10 kV – 25 MVA de Parque Industrial para ser rotado a SET Intermedia Norte como lo solicita SEAL.

SEAL indica que Osinerghmin “*asume que gran parte de la demanda de Cono Norte debe ser asumido por la S.E. Ciudad de Dios es inviable ...*”; al respecto, la SET Ciudad de Dios fue propuesta por SEAL y aprobada por Osinerghmin en el PIT 2017-2021 para que

tome carga en 10 y 22,9 kV de la SET Cono Norte; es así, que quedó previsto que la SET Ciudad de Dios tomaría el 55% de la carga de Cono Norte (25% de 10 kV y 35% del 22,9 kV). De igual manera, el transformador aprobado en Cono Norte 33/10 kV en el PIT 2013-2017, fue modificado a solicitud de SEAL a 33/22,9/10 kV, para lo cual se aprobó la distribución prevista de la SET Cono Norte con demandas en 22,9 kV.

Del mismo modo, en el PIT 2017-2021, SEAL propuso la SET El Cural, la cual tomaría carga de las SET's Challapampa y Parque Industrial, así como la SET Goyeneche para asumir parte de la carga de la SET Challapampa.

Los proyectos mencionados y otros que no han sido ejecutados en el Sistema Eléctrico de Arequipa, implicaban redistribución de cargas entre las subestaciones con el fin de optimizar el desempeño de las redes de distribución, incluidas las correspondientes a las SET's Challapampa y Cono Norte.

SEAL presenta un análisis de distribución de cargas en 10 kV en el que se puede apreciar lo siguiente: (i) el análisis se basa en la configuración de redes existentes sin considerar la inclusión de proyectos aprobados en los planes de transmisión anteriores y que su ejecución implicaba la mejora en las red existente, tal como se indicó en los párrafos anteriores; (ii) no se identifica en el análisis el uso de secciones óptimas; (iii) limita la demanda por alimentador a 3,5 MW sin mayor sustento y contrario a su propuesta final (en el F-204 considera 5 MW); y (iv) incluye demandas incorporadas que no han sido aprobadas por no cumplir con la NORMA DE TARIFAS.

SEAL indica en el documento que anexa, que la demanda en dos alimentadores de Cono Norte serían los siguientes:

SET	ALIMENTADOR	(KW)		
		2025	2029	2033
CONO NORTE	AVIACION	5559.63	5803.31	6215.54
	RIO SECO	4091.12	4213.23	4485.91

Del formato F-203, se aprecia que el traslado previsto a SET Ciudad de Dios en el año 2025 es en total 7,08 MW; es decir, la demanda de Cono Norte al año 2025 debería ser de 7,8 MW, y el valor que incluye SEAL en sus redes en solo dos alimentadores es de 9,6 MW (en Aviación y Río Seco).

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MW)												
		LADO	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nueva SET ATMT CIUDAD DE DIOS	MAX. CDR (I)	RV	30		6,07	6,50	7,06	7,46	7,79	8,32	8,45	8,61	8,72	8,83	8,95	9,07	9,19
	MAX. CDR (II)	RV	23		3,23	3,55	3,85	4,07	4,25	4,43	4,61	4,69	4,76	4,82	4,88	4,95	5,01
	MAX. CDR (II)	LV	10		2,74	2,96	3,21	3,39	3,54	3,69	3,84	3,91	3,96	4,02	4,07	4,12	4,18

Lo indicado por SEAL se contradice, además, con el Formato F-203 presentado en su PROPUESTA FINAL, en el cual se aprecia que SEAL considera un traslado de menos de 6 MW en Ciudad de Dios. Se observa, que la demanda que ahora indica SEAL de 9,6 MW (en Aviación y Río Seco), no contempla los proyectos previstos en los planes de inversión aprobados, tal como se indicó en los párrafos anteriores.

De igual forma sucede con la SET Challapampa, el análisis presentado no toma en cuenta los proyectos aprobados en los planes anteriores e incluye demandas, que no han sido aprobadas por no cumplir con la NORMA TARIFAS.

Cabe mencionar que SEAL es responsable de ejecutar los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones en Transmisión (SETs Ciudad de Dios, Cural, etc.) y según estos proyectos, optimizar las distribuciones de carga previstas entre subestaciones, según lo cual no se tendría ningún inconveniente en el desarrollo a futuro de las redes en MT en las inmediaciones de Intermedia Norte, que podrán ser alimentadas desde la SET Cono Norte, ubicada a dos kilómetros de la futura SET Intermedia Norte.

Es importante señalar, que la SET Cono Norte cuenta con capacidad disponible en 22,9 kV, con un radio de acción mayor a 7 km. Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por SEAL.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

7. SET Majes

SEAL adjunta sustentos de las demandas observadas por Osinerghmin, en estas se encuentran el cronograma e información adicional que evidencian los avances de los proyectos, en el caso particular del proyecto de irrigación Majes Sigvas II de Autodema, indica que, si bien se encuentra paralizado este proyecto será ejecutado por el gobierno nacional y es de necesidad e interés público, por lo cual, consideramos que debe ser considerado para el dimensionamiento de la capacidad de potencia del transformador, esto considerando que corresponde realizar una planificación de mínimo 10 años.

Sustento

SEAL sustenta que la demanda requerida por el proyecto de irrigación Majes Sigvas II se requiere a partir del año 2028; sin embargo, en el supuesto negado que no ingrese esta carga a partir del año proyectado, se puede observar que al 2029 el devanado 22,9 kV del transformador de Majes se sobrecarga.

A continuación, se SEAL muestra su proyección de la demanda:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	Tensión		Año Fabricación	Año									
		LADO	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
SET ATINTE MAJES	MAX. DEM. (1)	HV1	138		13.74	14.44	17.00	22.06	23.04	24.32	24.88	25.86		
	MAX. DEM. (2)	HV2	66		4.46	4.90	6.86	9.41	9.86	9.97	10.26	10.16		
	MAX. DEM. (3)	MV1	23		9.28	9.94	10.12	13.44	13.96	14.35	14.74	15.71		
	MAX. DEM. (4)	LVT	16		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	POT. INST. (MVA)	HV1	138	2000	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	
POT. INST. (MVA) 25/12.5/15 MVA	POT. INST. (MVA)	HV2	66		12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50		
	POT. INST. (MVA)	MV1	23		15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00		
	POT. INST. (MVA)	LVT	16		5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00		
	FACTOR DE USO	HV1	138		0.95	0.96	0.64	0.61	0.65	0.67	0.69	0.69	0.67	
	FACTOR DE USO	HV2	66		0.36	0.39	0.55	0.75	0.76	0.80	0.80	0.81		
	FACTOR DE USO	MV1	23		0.62	0.64	0.67	0.69	0.69	0.66	0.66	0.66	0.63	
	FACTOR DE USO	LVT	16		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente Formato F-203

SEAL indica que ha incorporado la demanda a los archivos pfd de Osinerghmin y observa que en demanda coincidente con el sistema también se presenta sobrecargas en el transformador de la SET Majes y además caídas de tensión considerables en las barras de Corire y Chuquibamba.

Asimismo, menciona que, el actual transformador de la SET Majes 138/60/22.9 kV – 25/12.5/15 MVA sería rotado a la SET San Camilo propuesta en este PIT 2025-2029, por lo que estaría haciendo eficiente la infraestructura actual.

En consecuencia, sugiere reconsiderar el nuevo transformador de Majes con la finalidad de evitar restricción de demanda, y también que se considere el Proyecto de irrigación Majes Sigvas II de Autodema para el dimensionamiento del nuevo transformador que debe ser concordante con la visión de largo plazo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, para el caso de nuevas demandas incorporadas, estas se incluyen a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

De la revisión de la documentación presentada como parte de sus Opiniones y Sugerencias, SEAL ha identificado y propuesto 8 cargas a ser atendidas desde la SET Majes, de las cuales, luego de la revisión de la documentación de sustento presentada,

en la proyección de demanda efectuada por Osinerghmin se están considerando 5 cargas que cumplen con la documentación debidamente sustentada.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por SEAL, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda” del presente informe, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades SEAL”, correspondiente al Área de Demanda 9.

Cabe señalar que, con relación a la carga del proyecto “Majes Siguas II”, SEAL alcanza el Oficio N° 255-2024-GRA-PEMS-GE-GDPMSIIE de fecha 26/03/2024 de la Autoridad Autónoma de Majes, y el Informe N° 17-2014/PEMS-GDPMSIIE-MAT/LBHH de fecha 21/03/2024, mediante el cual se comunica de la situación actual del proyecto. En el referido informe se señala que, a la fecha actual 2024 es de conocimiento público la situación arbitral entre el Concesionaria y el Concedente. En base a ello, se presenta un cronograma con plazos indicados, en el cual, considerando la situación actual del proyecto, el plazo de ejecución de obras estaría previsto para el año 2028, año en el cual se requerirá la demanda inicial del proyecto “Majes Siguas II” de 200 kW. Así, el proyecto irá tomando carga hasta una demanda de 10 MW al quinto año (2032) y posteriormente tendrá un crecimiento progresivo hasta en 19 años, según cronograma de ingreso de carga presentado mediante Oficio N° 619-2023-GRA-PEMS-GE-GDPMSIIE de fecha 11/05/2024.

Teniendo en cuenta lo anterior, con la demanda actualizada por Osinerghmin, para la SET Majes, el transformador de potencia de 138/60/23/10 kV, presentaría sobrecargas en el año 2028 (motivado principalmente por las demandas incorporadas adicionales al proyecto Majes Siguas II), tal como se muestra en el formato F-202, cuyo resumen es el siguiente:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TIPO DE	Año Fabricación	Carga																		
				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034						
SET ATSMT MAJES	MAX DEM (I)	HV1	138	13.74	14.44	15.15	15.85	16.55	17.25	17.95	18.65	19.35	20.05	20.75	21.45	22.15	22.85	23.55	24.25	24.95		
	MAX DEM (II)	HV1	60	4.45	4.90	5.35	5.80	6.25	6.70	7.15	7.60	8.05	8.50	8.95	9.40	9.85	10.30	10.75	11.20	11.65		
	MAX DEM (III)	MV1	23	0.28	0.54	0.80	1.06	1.32	1.58	1.84	2.10	2.36	2.62	2.88	3.14	3.40	3.66	3.92	4.18	4.44		
TP - 138/60/23/10 kV - 2512/5195 MVA	MAX DEM (I)	L37	13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	POT. INST. (MVA)	HV1	138	2000	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00		
	POT. INST. (MVA)	HV1	60	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50		
	POT. INST. (MVA)	MV1	33	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00		
	POT. INST. (MVA)	L37	13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	FACTOR DE USO	HV1	138	0.59	0.58	0.57	0.56	0.55	0.54	0.53	0.52	0.51	0.50	0.49	0.48	0.47	0.46	0.45	0.44	0.43	0.42	
	FACTOR DE USO	MV1	33	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94		
FACTOR DE USO	L37	13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			

Considerando la nueva información proporcionada por SEAL, con relación a la demanda que sería atendida por la SET Majes, se aprueba en dicha subestación un nuevo TP de 138/60/23 kV y 40/40/40 MVA para el año 2028. El transformador existente quedará como capacidad disponible. En función a la evolución a la demanda, en los futuros Planes de Inversiones en Transmisión se evaluará la necesidad de ampliación de la SET Majes con un nuevo transformador de potencia en paralelo, o el requerimiento de nuevas inversiones de presentarse un nuevo centro de carga producto del desarrollo de los nuevos proyectos.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025-2029 debido al presente comentario.

Conclusión

Por las razones expuestas, se acoge parcialmente la Opinión y Sugerencia.

8. SET Secocha

SEAL manifiesta que si bien Osinerghmin ha aceptado la nueva subestación Secocha 138 kV, el transformador se ha reducido a 30 MVA, pensamos que el horizonte de planeamiento debe tener una proyección a los 10 años, por lo que sugiere que se

SEAL de su análisis manifiesta que desde el año 2025 se presentarían caídas de tensión en el AMT San Camilo de la SET Repartición, lo cual ocasionaría que se limite el suministro de energía de futuros requerimientos de demanda.

En conclusión, SEAL sugiere que Osinerghmin verifique el análisis de MT y reconsidere la propuesta de SEAL con la inclusión de la subestación San Camilo, proponiendo que el transformador de la SET Majes 138/60/22.9 kV – 25/12.5/15 MVA sea rotado a la SET San Camilo, afirmando que con esto se lograra mejorar la caída de tensión cumpliendo lo establecido en la NTCSE, así mismo, se podrá atender los futuros requerimientos de energía durante el horizonte de vida del proyecto.

Finalmente, SEAL manifiesta que la SET San Camilo no tendría mayores costos de inversión dado que el transformador sería rotado de la SET Majes y no se requeriría la construcción de una nueva línea dado que se conectaría en configuración PI a inmediaciones de la línea existente 138 kV Repartición – Base Islay.

Análisis de Osinerghmin

Es importante señalar que en el Informe N° 090-2024-GRT, Osinerghmin observó que la demanda de la zona de San Camilo viene siendo atendida desde la SET Repartición y tiene dos ramales; uno que se dirige al área de La Cano, donde se encuentra la mayor demanda, y el otro ramal que se dirige al área de San Camilo.

Asimismo, en el mismo informe se señaló que la SET Repartición cuenta con cinco (05) celdas de alimentador en 22,9 kV aprobadas en el PIT 2017-2021 y que no se encuentran ejecutadas. Finalmente, se concluyó que la solución para la atención del suministro de electricidad se encuentra en el ámbito de la distribución.

Por lo indicado, para el proyecto del PI 2025-2029 se analizó lo solicitado por SEAL y como resultado del análisis el pedido no fue considerado por las razones expuestas en el Informe N° 090-2024-GRT. Asimismo, como se indicó en citado informe, para el caso de nuevas demandas incorporadas, estas se incluyen a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

De la revisión de la documentación presentada como parte de sus Opiniones y Sugerencias, SEAL ha identificado y propuesto 20 cargas a ser atendidas desde la SET Repartición, de las cuales, luego de la revisión de la documentación de sustento presentada, en la proyección de demanda efectuada por Osinerghmin se están considerando 10 cargas que cumplen con la documentación debidamente sustentada.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por SEAL, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda” del presente informe, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades SEAL”, correspondiente al Área de Demanda 9.

Sin perjuicio de lo indicado, en la opinión y sugerencia, SEAL presenta el análisis del alimentador AMT San Camilo (incluye el Anexo 02, numeral 3,5); sin embargo, se observa que el análisis no contempla la configuración de redes existentes que debió implementar SEAL con la aprobación de las cinco celdas alimentador que fueron aprobadas en el PIT 2017-2021, así mismo contempla demandas incorporadas que no cumplen con la NORMA TARIFAS (ver formato F-100, Factibilidades).

Por ejemplo, como se puede apreciar, el análisis del AMT San Camilo que presenta SEAL, contempla una demanda de 10,2 MW y 11,2 MW en el 2025 y 2033 respectivamente, lo cual implicaría que el AMT tome el 64 y 59% de la demanda de la SET Repartición en los años 2025 y 2033 respectivamente, lo cual resulta incoherente, esto se debe a que SEAL está incluyendo demanda incorporada que no cumple con la NORMA TARIFAS e incluye la demanda de la zona La Cano; por otro lado, no

contempla la distribución debido a los cinco alimentadores aprobados para la SET Repartición y que debieron estar instalados según lo aprobado en el PIT 2017-2021.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Módulo Demanda y Potencia Instalada (MVA)												
		LADO	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SET AT/MT REPARTICIÓN	MAX. DEM. (t)	HV	130		13.37	13.75	15.00	16.73	17.70	18.50	19.25	19.47	19.81	19.74	19.89	20.02	20.17
	MAX. DEM. (t)	HV	23		13.37	13.75	15.00	16.73	17.70	18.50	19.25	19.47	19.81	19.74	19.89	20.02	20.17
	MAX. DEM. (t)	LV	10		No tiene cargas en LV												
TP 130/23/10 LV-30 MVA	POT. INST. (MVA)	HV	130	2018	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
	POT. INST. (MVA)	HV	23		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
	POT. INST. (MVA)	LV	10		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
	FACTOR DE USO	HV	130		0.45	0.46	0.50	0.55	0.59	0.62	0.64	0.65	0.65	0.65	0.65	0.67	0.67
	FACTOR DE USO	HV	23		0.45	0.46	0.50	0.55	0.59	0.62	0.64	0.65	0.65	0.65	0.67	0.67	0.67
	FACTOR DE USO	LV	10														

Finalmente, la configuración prevista por SEAL y aprobada por Osinergrmin en el PIT 2017-2021 contempla cinco alimentadores en 22,9 kV de los cuales, dos de ellos están previstos para la zona de San Camilo y el análisis presentado por SEAL contempla sólo el alimentador existente, el cual, además, a la salida de la SET Repartición toma distintas cargas previstas para ser alimentadas desde los otros alimentadores.

Por lo indicado, SEAL deberá cumplir con la implementación de los cinco (05) alimentadores previstos en el PIT 2017-2021, con lo cual no habrá dificultades para atender las demandas que vienen siendo atendidas desde la SET Repartición. Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por SEAL.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

10. SET Islay

Según lo manifestado por SEAL, Osinergrmin menciona que la proyección de la demanda debidamente sustentada por SEAL en la red de transmisión de 33 kV de SET Mejía – SET La Curva – SET Cocachacra y SET Chucarapi no superan las capacidades de transformación en SET La Curva y SET Mejía en el periodo 2025-2029; asimismo, en base a dicha proyección de demanda con la actual configuración de la red de transmisión en 33 kV no se presentarían problemas de caída de tensión, lo cual SEAL indica que no es correcto, ya que Osinergrmin ha retirado el 100% de las cargas incorporadas debido a que considera que son habilitaciones urbanas, afirmando también que no es correcto, manifestando que este cambio lo sustentan en la sección 3.3 de sus Opiniones y Sugerencias (ver numeral 3). Asimismo, indica que considerando la demanda prevista por SEAL en el sistema de Islay se puede observar que el transformador de la SET La Curva no es suficiente y debe ser reemplazo para el 2029.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2022					2023				
		LADO	kV		-2	-1	0	1	2	3	4	5		
SET AT/MT LA CURVA TP 33/10 LV/3.5 MVA	MAX. DEM. (t)	LV	10		1.53	1.25	1.77	1.90	2.14	2.14	2.16	2.16	2.16	
	POT. INST. (MVA)	LV	10	1995	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	
	FACTOR DE USO	LV	10		0.47	0.47	0.51	0.54	0.58	0.58	0.58	0.58	1.30	

Fuente Formato F-203

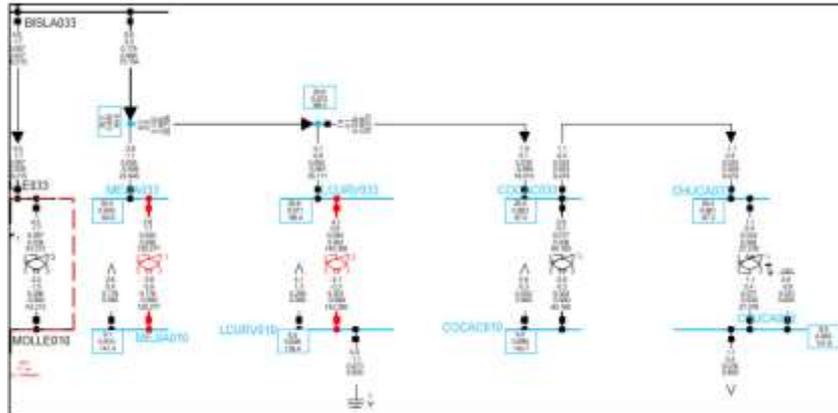
De forma similar observa que el transformador de Mejía requiere ser cambiado para el 2028-2029.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2021					2022				
		LADO	kV		-2	-1	0	1	2	3	4	5		
SET AT/MT MEJIA TP 33/10 LV/2.5 MVA	MAX. DEM. (t)	HV	10		1.47	1.50	1.54	1.58	1.64	1.65	1.65	1.65	1.65	
	POT. INST. (MVA)	HV	10	1994	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	
	FACTOR DE USO	HV	10		0.55	0.60	0.62	0.63	0.65	0.65	0.64	1.04	1.11	

Fuente Formato F-203

SEAL manifiesta que la demanda no considerada por Osinergrmin origina problemas de caída de tensión en la zona, indicando que esta demanda no considerada por Osinergrmin origina problemas de caída de tensión en la zona, tal como observa en sus

resultados de flujo de potencia, por lo que no solo requiere el cambio de transformadores sino también mayor nivel de tensión de la transmisión.



Simulación del flujo de potencia 2029

En conclusión, SEAL indica que se requiere mejorar el sistema de transmisión, para lo sugiere a Osinerghmin que considere la implementación de una línea de transmisión de 138 kV desde SET Base Islay a SET La curva con la finalidad de que sea consistente con el sistema eléctrico de Islay que se está migrando paulatinamente de niveles de tensión 33 kV y 10 kV a 138 kV y 22.9 kV, que sería concordante con el sistema adyacente de Matarani cuyo proyecto Línea 138 kV Base islay – Matarani y SET Matarani aprobado por Osinerghmin en el PIT 2021-2025 y que cuenta con la misma demanda proyectada para el sistema de Mejía-La curva, en este caso propone un transformador 138/33/22.9 kV en la SET La Curva.

Análisis de Osinerghmin

En relación a la demanda incorporada considerada por Osinerghmin, la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por SEAL, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda” del presente informe, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades SEAL”, correspondiente al Área de Demanda 9.

Sobre la demanda incorporada correspondiente a habilitaciones urbanas, ver Análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de SEAL, el cual concluye que el crecimiento de ese tipo de cargas se encuentra considerado en la proyección de la demanda regulada.

Por este motivo, en relación al Sistema Eléctrico de Islay, los transformadores de potencia no presentarían sobrecargas, tal como se muestra en el Formato F-202, cuyo resumen es el siguiente:

NOMBRE DE LA RED	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN	Alta Fabricación	Máxima Demanda															
				2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034			
SET ALM1 EDGROCARANA TP 33/19 KV-1.5 MVA	MAK. DEM. (T)	L3	12	0.87	0.88	0.91	0.93	0.95	0.97	0.98	1.01	1.03	1.05	1.08	1.10				
	POT. INET. (MVA)	L3	13	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30				
	FACTOR DE USO	L3	13	0.58	0.59	0.61	0.62	0.64	0.65	0.66	0.68	0.69	0.71	0.72	0.73				
SET ATIVO CHUCARANI TP 33/19 KV-2.5 MVA	MAK. DEM. (T)	L3	13	1.05	1.05	1.08	1.29	1.50	1.71	1.83	1.94	1.95	1.96	1.97	2.00				
	POT. INET. (MVA)	L3	13	1980	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30				
	FACTOR DE USO	L3	13	0.42	0.42	0.43	0.52	0.60	0.69	0.77	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76				
SET ATIVO LA CURVA TP 33/19 KV-1.5 MVA	MAK. DEM. (T)	L3	13	1.03	1.02	1.07	1.14	1.01	0.88	0.88	1.07	1.09	2.08	2.02	2.03	2.08			
	POT. INET. (MVA)	L3	13	1980	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30				
	FACTOR DE USO	L3	13	0.47	0.47	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.56	0.57	0.57	0.58	0.58				
SET ATIVO MEJA TP 33/19 KV-2.5 MVA	MAK. DEM. (T)	MV	13	1.07	1.30	1.56	1.58	1.62	1.66	1.70	1.74	1.77	1.80	1.83	1.87	1.90			
	POT. INET. (MVA)	MV	13	1980	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30				
	FACTOR DE USO	MV	13	0.58	0.60	0.62	0.63	0.65	0.66	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.73			

Del mismo modo, el diagnóstico no ha evidenciado sobrecargas de líneas en 33 kV ni niveles de tensión fuera de los parámetros permitidos dentro del horizonte de estudio.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

11. Renovación de Equipamiento – SET Alto Cayma

SEAL indica que en la actualidad la barra 10 kV está compuesta por un “recloser” en lugar de celdas, dado el nuevo nivel de potencia y tensión de la subestación se requiere la implementación de celdas de protección adecuadas, mostrando el siguiente cuadro.

SET AT/MT "Alto Cayma"	TENSION
Elementos ⁽¹⁾	
celda de línea 33 kv set charcani 1 hacia set alto cayma	33
celda de línea transformador 33 kv	33
celda de transformador 10 kv	10
celda de alimentador 01 10 kv	10
celda de alimentador 02 10 kv	10
celda de alimentador 03 10 kv	10
Sistema de Telecomunicaciones - en Sierra de Fibra Óptica - Alto Cayma	10

Asimismo, adjunta una imagen de la SET Alto Cayma que muestra la sala de celdas propuesta.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se ha verificado que la SET Alto Cayma fue solicitada por SEAL en la Modificatoria del PIT 2013-2017, la cual se aprobó para ser incluida según el requerimiento de dicha SET.

En el Informe N° 502-2014-GRT se indicó que la SET Alto Cayma, fue puesta en operación sin estar incluida en el Plan de Inversiones 2013-2017 y se aceptó la solicitud de inclusión como parte del PI 2013-2017 a partir del año 2014 incluyéndose los siguientes módulos:

Año	Titular	Nombre Elemento	Instalación	Código de Módulo Estándar
2014	SEAL	Línea Charcani-Alto Cayma	Línea Charcani-Alto Cayma	LT-033SIR0PCS0C1120A
2014	SEAL	Celda Línea 33 kV	SET AT/MT CHARCANI I	CE-033SIU2C1E.SBLI2
2014	SEAL	Celda Línea Transformador 33 kV	SET AT/MT ALTO CAYMA	CE-033SIU2C1E.SBLT2
2014	SEAL	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT ALTO CAYMA	CE-010SIU2MCISBTR1
2014	SEAL	Celda de Medición	SET AT/MT ALTO CAYMA	CE-010SIU2MCISBMD1
2014	SEAL	Celda de Alimentador	SET AT/MT ALTO CAYMA	CE-010SIU2MCISBAL1
2014	SEAL	Celda de Alimentador	SET AT/MT ALTO CAYMA	CE-010SIU2MCISBAL1
2016	SEAL	Celda de Alimentador	SET AT/MT ALTO CAYMA	CE-010SIU2MCISBAL1

En la base de datos de seguimiento de proyectos de Osinerghmin, figuran los elementos que ahora solicita SEAL, como no ejecutados y no liquidados. Por lo indicado no corresponde atender lo solicitado por SEAL, ya que se tienen elementos aprobados para tal requerimiento.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

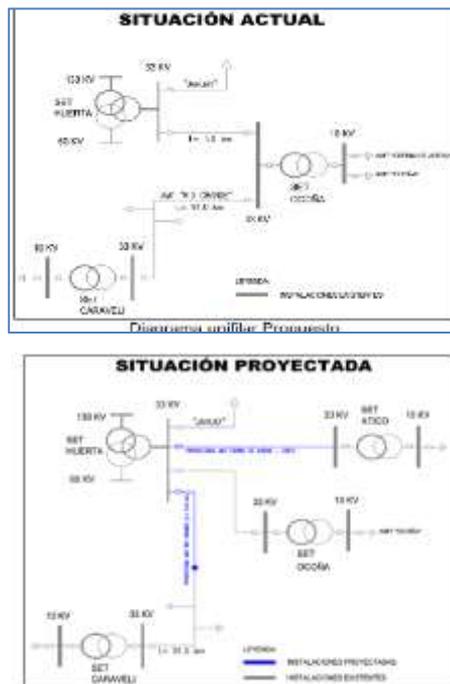
12. Renovación de Equipamiento – SET La Huerta (Ocoña):

SEAL manifiesta que en la actualidad los alimentadores en 33 kV de la SET Ocoña (Alimentadores Rio Grande y Cerro de Arena) están compuestos por un pórtico tipo rural implementado por recloser que hacen la función de celdas, dado el nivel de tensión de los alimentadores y la demanda creciente sugiere la independización de estos alimentadores desde la SET La Huerta, con la implementación de celdas de protección adecuadas.

Diagrama topológico actual:



Diagrama unifilar actual:



Como parte de su sugerencia indica elementos a aprobar para este nuevo proyecto.

SET AT/MT "La Huerta"	TENSIÓN
Elementos⁽¹⁾	
Celda de Alimentador 33 kV - Cerro de Arena	33
Celda de Alimentador 33 kV -Rio Grande	33

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe precisar que, en atención a la opinión y sugerencia, esta no corresponde ser atendida por ser extemporánea. SEAL no solicitó, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, celdas en 33 kV en la SET La Huerta, ni la reconfiguración de la red de 33 kV que parte de esta subestación a SET Ocoña. Por otra parte, SEAL solicitó la SET Secocha con la finalidad de atender las demandas en Caravelí que descargarán la SET La Huerta en 33 kV.

Sin perjuicio de lo indicado, se procede al análisis de lo sugerido por SEAL.

SEAL solicitó la SET Secocha para atender las demandas de Caravelí en 33 kV y la expansión de cargas incorporadas, sustentando que éstas no podían ser atendidas desde la SET La Huerta. En relación a lo solicitado, se aprobó la SET Secocha, quedando la demanda de la SET La Huerta según se muestra en el formato F-203 siguiente:

CANTIDAD DE LA SET	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	AÑO																							
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
SET BASE LA HUERTA	MARCO SEM 33	MV	08	7,32	8,23	11,89	12,9	1,64	1,69	1,73	1,77	1,81	1,85	1,90	1,94	1,98	2,02	2,06	2,10	2,14	2,18	2,22	2,26	2,30	2,34	2,38	
	MARCO OCHO 33	MV	08																								
	MARCO NUEVE 33	MV	08	7,39	8,31	11,86	12,88	1,64	1,69	1,73	1,77	1,81	1,85	1,90	1,94	1,98	2,02	2,06	2,10	2,14	2,18	2,22	2,26	2,30	2,34	2,38	
	MARCO DIEZ 33	MV	08																								
	MARCO ONCE 33	MV	08	12,51	13,53	17,19	18,21	2,36	2,41	2,45	2,49	2,53	2,57	2,61	2,65	2,69	2,73	2,77	2,81	2,85	2,89	2,93	2,97	3,01	3,05	3,09	
	MARCO DOCE 33	MV	08																								
	MARCO TRECE 33	MV	08	20,03	21,05	24,71	25,73	3,38	3,43	3,47	3,51	3,55	3,59	3,63	3,67	3,71	3,75	3,79	3,83	3,87	3,91	3,95	3,99	4,03	4,07	4,11	
	MARCO CATORCE 33	MV	08																								
	MARCO QUINCE 33	MV	08	12,83	13,85	17,51	18,53	2,38	2,43	2,47	2,51	2,55	2,59	2,63	2,67	2,71	2,75	2,79	2,83	2,87	2,91	2,95	2,99	3,03	3,07	3,11	
	MARCO DIECISEIS 33	MV	08																								
	MARCO DIECISIETE 33	MV	08	13,14	14,16	17,82	18,84	2,41	2,46	2,50	2,54	2,58	2,62	2,66	2,70	2,74	2,78	2,82	2,86	2,90	2,94	2,98	3,02	3,06	3,10	3,14	
	MARCO DIECIOCHO 33	MV	08																								
	MARCO DIECINUEVE 33	MV	08	10,03	11,05	14,71	15,73	2,03	2,08	2,12	2,16	2,20	2,24	2,28	2,32	2,36	2,40	2,44	2,48	2,52	2,56	2,60	2,64	2,68	2,72	2,76	
	MARCO VEINTI 33	MV	08																								

Actualmente la SET La Huerta cuenta con dos celdas en 33 kV las cuales quedarán para atender la demanda que queda luego de la implementación de la SET Secocha; dado que la demanda final en la SET La Huerta no superaría los 3 MW al 2034, no resulta necesario la implementación de un alimentador adicional.

La configuración existente de dos celdas en 33 kV es suficiente para atender a Jahuay (celda que se dirige hacia el Sur de La Huerta) y Ocoña (a 5 km al norte de La Huerta).

Sin perjuicio de lo antes señalado, se debe mencionar que, tal como lo muestra la propia SEAL en el diagrama del proyecto planteado, parte del cambio topológico de la red de 33 kV se requiere por la necesidad de conexión del Sistema Aislado de Atico al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en la SET La Huerta; sin embargo, en el ámbito del Plan de Inversiones no corresponde analizar estos casos, porque esto recae en el MINEM o COES, según lo señalado en el numeral 16.12. de la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobada mediante la R.M. N° 129-2009-MEM-DM.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

13. Renovación de Equipamiento – SET Base Islay

SEAL indica que la SET Base Islay fue puesta en servicio en el año 1989, que incluye la celda 138kV de tecnología convencionales, celdas 33 kV exterior convencionales compuestos por los siguientes equipos: Seccionadores de barra, seccionadores de línea, interruptores, transformadores de corriente, transformador de tensión y barras flexibles.

Añade que dicho equipamiento en 33 kV, se ha venido renovando periódicamente por componentes, según la necesidad operativa, sin embargo manifiesta que a la fecha es necesario su reemplazo total por celdas metal clad interior en gas, a fin de proteger los equipos de la humedad salina, solicitando la renovación de estos equipos en 33 kV por la antigüedad obsolescencia tecnológica y mejora de la confiabilidad en la operación de dichos equipos, así mismo presentan mantenimientos frecuentes. En relación a las celdas de 10 kV manifiesta que estas no vienen siendo reconocidas en la tarifa.

SET AT/MT "Base Islay"	TENSIÓN
Elementos ⁽¹⁾	
celda de transformador 33 kv	33
celda de línea 01 33 kv - a set mejía	33
celda de línea 02 33 kv - a set mollandó	33
celda de transformador 10 kv	10
celda de alimentador 10 kv - inclan	10
Sistema de Telecomunicaciones - en Costa de Fibra Óptica - Base Islay	10
Sistema de Telecomunicaciones - en Costa de Microondas - Base Islay	10

Análisis de Osinergrmin

SEAL alcanza la placa de datos de los equipos en 33 kV que datan del año 1997; es decir, cumplirían treinta años el año 2027. Al respecto, en la visita de campo se validó

los efectos por la humedad salina, por tal motivo corresponde atender lo solicitado por SEAL. En relación a los elementos a renovar: se aprueba la renovación de tres celdas en 33 kV, una de transformador y dos de línea (Mejía y Mollendo). Por otra parte, se verificó la implementación de las celdas en 10 kV correspondientes al Plan de Inversiones 2013-2017, las cuales se encuentran en buen estado de conservación, y según la base de datos, dichas celdas se vienen remunerando.

Cabe indicar que, como parte de su PROPUESTA FINAL, SEAL solicitó la renovación de tres celdas de línea en 33 kV; sin embargo, una de las celdas corresponde a la línea Base Islay – Matarani de 33 kV la cual fue dada de baja en el Plan de Inversiones 2017-2021, motivo por el cual corresponde la renovación sólo de dos celdas de línea, una a SET Mejía y otra a SET Mollendo.

Por otra parte, en la opinión y sugerencia de SEAL, como parte de los Anexos adjuntos a su informe "**Opiniones y Sugerencias a la Publicación del Proyecto de Resolución del Plan de Inversiones de Transmisión de SEAL 2025-2029**", solicita los elementos de la SET La Curva por renovación, lo cual se incluye en el "Informe de Renovación de Elementos" (Anexo 3), con el título "Proyecto: Celdas 10 kV SET La Curva", en el cual solicita renovación de las celdas en 10 kV por antigüedad y confiabilidad. Al respecto, los documentos y sustentos hacen referencia a reportes de los equipos en 33 kV donde se aprecia operación satisfactoria. De los equipos en 10 kV no adjunta datos de placa ni reportes que evidencien el estado de los equipos, indicando que tienen una antigüedad que superan los 20 años; sin embargo, al ser un nuevo requerimiento que no fue consignado en su PROPUESTA FINAL, dicha solicitud es extemporánea.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025-2029 debido al presente comentario, solo por la renovación de las celdas en 33 kV de la SET Base Islay.

Conclusión

Por las razones expuestas, se acoge parcialmente la Opinión y Sugerencia, correspondiendo la renovación de tres celdas en 33 kV de la SET Base Islay.

14. Transformadores de Reserva – TP en 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA en SET Cono Norte

SEAL manifiesta que se encuentra conforme con la aprobación del Transformador de Reserva Compartida en SET Cono Norte, dicho transformador de reserva por espacio disponible en la subestación, podrá reemplazar en caso de contingencia las siguientes subestaciones del sistema eléctrico de Arequipa: SET Jesús, SET Socabaya, SET Cono Norte, SET San Luis, SET Ciudad de Dios, SET El Cural.

Análisis de Osinerqmin

SEAL manifiesta su conformidad. Por lo indicado no hay opinión ni sugerencia que atender.

Conclusión

Por las razones expuestas, no hay opinión ni sugerencia que atender.

15. Transformadores de Reserva – TP 33/10 kV – 20 MVA

SEAL manifiesta que el Transformador de Reserva Compartida 33/10 kV y 20 MVA, se encuentra aprobado en la ubicación de la SET Parque industrial, sin embargo, indica que, por espacio disponible en dicha subestación, solicitó la ubicación en la SET San Luis, al respecto menciona que en la SET Real Plaza no existe espacio para ubicar este transformador, por lo que solicita se mantenga la propuesta de SEAL. Asimismo, señala que este transformador por espacio disponible podrá reemplazar con limitaciones de

potencia (Transformadores existentes de 25 MVA y el de reserva de 20 MVA) en caso de contingencia las siguientes subestaciones del sistema eléctrico de Arequipa: SET Porongoche, SET Challapampa, SET Goyeneche

Por lo manifestado, SEAL sugiere la baja del transformador de reserva 33/10 kV – 20 MVA y la aprobación de un transformador de reserva 33/10 kV – 25 MVA.

Análisis de Osinerghmin

SEAL no presenta ni sustenta el requerimiento para el reemplazo del transformador de potencia de 33/10 kV y 20 MVA, que actualmente es el Transformador de Reserva Compartida y se viene remunerando.

Sin perjuicio de lo indicado, se procedió a realizar una evaluación considerando las SET's Parque Industrial, Real Plaza, Challapampa, Goyeneche y Porongoche. En cualquiera de los casos en que un transformador de potencia de dichas subestaciones se desconecte, el Transformador de Reserva Compartida de 33/10 kV y 20 MVA tiene la capacidad suficiente para asumir la potencia requerida. En el caso de la SET Parque Industrial, el mismo transformador de 33/10 kV y 20 MVA, junto con uno de los transformadores de 33/10 kV y 25 MVA, podrá cubrir toda la demanda al año 2034.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

16. Transformadores de Reserva – transformadores del tipo SECO

SEAL manifiesta que la SET Real Plaza y la SET Lambramani cuentan con transformadores 33/10 kV -10 MVA del tipo seco debido a que se encuentran instalados en Centros Comerciales, indicando que ninguno de los transformadores de reserva aprobados puede reemplazar en caso de contingencia a los transformadores de dichas subestaciones, por limitación de espacio, por lo que requiere un nuevo transformador de reserva seco 33/10 kV -10 MVA.

Análisis de Osinerghmin

Con relación a la opinión de SEAL respecto a la necesidad de transformadores de reserva del tipo seco, la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN establece los criterios y la metodología para determinar la capacidad y ubicación óptima de los Transformadores de Reserva Compartida, siendo que, como parte de los criterios establecidos en dicha norma, el Transformador de Reserva Compartida será de características estándar, considerando para su aprobación y remuneración la Base de Datos de Módulos Estándar vigente. En ese sentido, no es posible establecer un transformador de reserva ad hoc para dichas subestaciones, ya que como se observa el criterio es claro, siendo a su vez que la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión no contempla este tipo de equipamiento.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

17. Transformadores de Reserva – TP 33/23/10 kV – 10 MVA en SET Mollendo

SEAL indica que Osinerghmin no se ha pronunciado respecto a la solicitud de este transformador de reserva que se encuentra sustentado en nuestra PROPUESTA FINAL, el cual indica, deberá ser dimensionado conforme a los nuevos elementos que serían aprobados en el sistema eléctrico.

Análisis de Osinerqmin

Al respecto cabe precisar que el transformador de reserva propuesto en la PREPUBLICACIÓN cubre el transformador de reserva solicitado por SEAL en Mollendo; asimismo, SEAL no ha sustentado que tenga alguna dificultad en cuanto al traslado de los Transformadores de Reserva Compartida aprobados (33/23/10 kV - 25/25/25 MVA y 33/10 kV – 20 MVA), los cuales pueden cubrir ampliamente los requerimientos de potencia al presentarse una contingencia.

Cabe mencionar que, los Transformadores de Reserva Compartida son para el Área de Demanda en su conjunto, siendo uno de los criterios establecidos por la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, que un transformador de tres devanados puede considerarse como Transformador de Reserva Compartida de dos devanados de igual o menor capacidad, con los mismos niveles de tensión, de acuerdo con la evaluación.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

18. Sistema de Telecomunicaciones

SEAL manifiesta que Osinerqmin no se ha pronunciado respecto a las solicitudes de sistemas de telecomunicaciones solicitados en los formatos F-301 y F-304, indicando que estos elementos se encuentran descritos en los módulos estándar vigentes aprobados para sistemas eléctricos, señalando que estos componentes de telecomunicaciones son necesarios para la correcta operatividad de las subestaciones de transformación bajo las exigencias normativas vigentes.

Análisis de Osinerqmin

Como parte de del Anexo A del Informe Técnico N° 090-2024-GRT que analiza las respuestas a las observaciones a la PROPUESTA INICIAL presentada por SEAL se indicó que el requerimiento de sistemas de telecomunicaciones, no corresponde en el caso de subestaciones existentes, ya que no cumple con los lineamientos establecidos en el numeral 16.1.3 de la NORMA TARIFAS; asimismo, no adjunta algún sustento para tal fin.

En ese sentido, no se puede atender lo solicitado por SEAL respecto a los sistemas de comunicaciones solicitados para subestaciones existentes.

Conclusión

Por las razones expuestas, no se acoge la Opinión y Sugerencia.

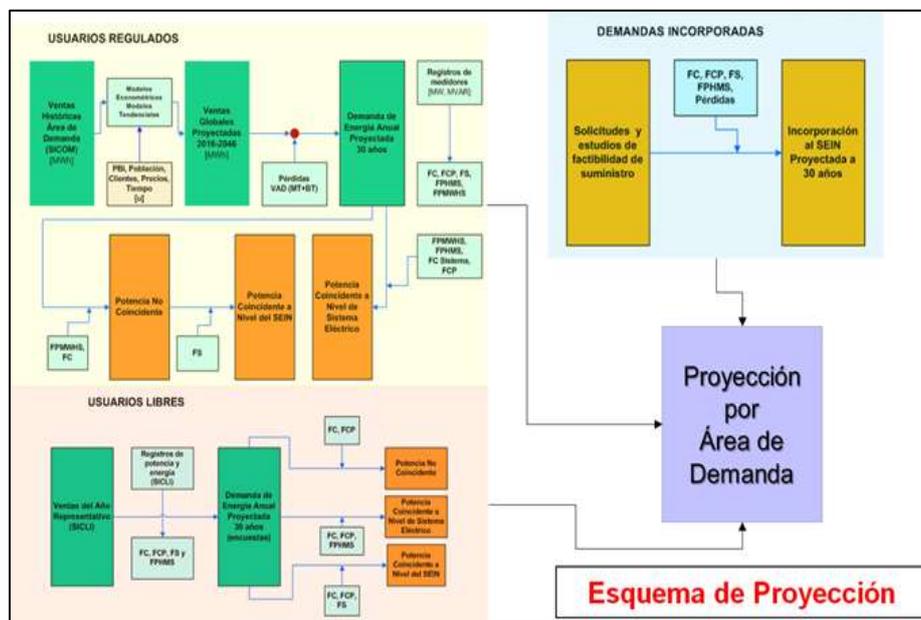
Anexo B

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 N° 1 presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

Figura N° 1: Flujoograma del Proceso de Plan de Inversiones



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 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Arequipa y Moquegua, 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 9 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 9 correspondiente al 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 el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 9 del 2022 se calculó ponderando el PBI departamental con las ventas de energía en esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 9 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 9 correspondiente al 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 9 se calculó mediante ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que componen dicha Área de Demanda (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 9 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 9 del Año Representativo se obtuvo a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinermin 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 9.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 9 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 9 correspondiente al 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. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 9. Luego, la tarifa promedio se dividió entre el IPC departamental para obtener la Tarifa Real. El IPC fue calculado y publicado por el 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 9 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 el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; 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 al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 9, en ella se observa que este se encuentra ligado únicamente a la variable tiempo, en una regresión del tipo tendencial lineal. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 94,09%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 9

Dependent Variable: PBI09				
Method: Least Squares				
Date: 10/05/23 Time: 09:20				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7251.297	714.1718	10.15344	0.0000
@TREND	940.3232	47.12526	19.95370	0.0000
R-squared	0.940919	Mean dependent var		19475.50
Adjusted R-squared	0.938556	S.D. dependent var		7694.338
S.E. of regression	1907.263	Akaike info criterion		18.01591
Sum squared resid	90941337	Schwarz criterion		18.11190
Log likelihood	-241.2148	Hannan-Quinn criter.		18.04446
F-statistic	398.1502	Durbin-Watson stat		0.829834
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 9 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 2,14%:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 9

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	31 361,77	-
2023	32 640,02	4,1%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2024	33 580,35	2,9%
2025	34 520,67	2,8%
2026	35 460,99	2,7%
2027	36 401,32	2,7%
2028	37 341,64	2,6%
2029	38 281,96	2,5%
2030	39 222,29	2,5%
2031	40 162,61	2,4%
2032	41 102,93	2,3%
2033	42 043,26	2,3%
2034	42 983,58	2,2%
2035	43 923,90	2,2%
2036	44 864,23	2,1%
2037	45 804,55	2,1%
2038	46 744,87	2,1%
2039	47 685,20	2,0%
2040	48 625,52	2,0%
2041	49 565,84	1,9%
2042	50 506,17	1,9%
2043	51 446,49	1,9%
2044	52 386,81	1,8%
2045	53 327,13	1,8%
2046	54 267,46	1,8%
2047	55 207,78	1,7%
2048	56 148,10	1,7%
2049	57 088,43	1,7%
2050	58 028,75	1,6%
2051	58 969,07	1,6%
2052	59 909,40	1,6%
2053	60 849,72	1,6%
2054	61 790,04	1,5%
		2,14%

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 N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 9

Dependent Variable: CLI09				
Method: Least Squares				
Date: 10/05/23 Time: 09:04				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	140230.4	3874.195	36.19601	0.0000
@TREND	12588.47	255.6422	49.24253	0.0000
R-squared	0.989795	Mean dependent var		303880.5
Adjusted R-squared	0.989387	S.D. dependent var		100431.6
S.E. of regression	10346.40	Akaike info criterion		21.39785
Sum squared resid	2.68E+09	Schwarz criterion		21.49384
Log likelihood	-286.8710	Hannan-Quinn criter.		21.42640
F-statistic	2424.827	Durbin-Watson stat		0.310907
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 9 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 1,87%.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 9

Año	Clientes	Δ%
2022	481 021	-
2023	480 119	-0,2%
2024	492 708	2,6%
2025	505 296	2,6%
2026	517 884	2,5%
2027	530 473	2,4%
2028	543 061	2,4%
2029	555 650	2,3%
2030	568 238	2,3%
2031	580 827	2,2%
2032	593 415	2,2%
2033	606 004	2,1%
2034	618 592	2,1%
2035	631 181	2,0%
2036	643 769	2,0%
2037	656 358	2,0%
2038	668 946	1,9%
2039	681 535	1,9%
2040	694 123	1,8%
2041	706 711	1,8%
2042	719 300	1,8%
2043	731 888	1,8%
2044	744 477	1,7%
2045	757 065	1,7%
2046	769 654	1,7%
2047	782 242	1,6%
2048	794 831	1,6%

Año	Cientes	Δ%
2049	807 419	1,6%
2050	820 008	1,6%
2051	832 596	1,5%
2052	845 185	1,5%
2053	857 773	1,5%
2054	870 362	1,5%
		1,87%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 9 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_o.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 9 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 1,73%.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 9

Año	Población	Δ%
2022	1 546 532	-
2023	1 571 703	1,6%
2024	1 597 284	1,6%
2025	1 623 281	1,6%
2026	1 647 339	1,5%
2027	1 671 753	1,5%
2028	1 696 529	1,5%
2029	1 721 673	1,5%
2030	1 747 189	1,5%
2031	1 778 617	1,8%
2032	1 810 609	1,8%
2033	1 843 178	1,8%
2034	1 876 332	1,8%
2035	1 910 082	1,8%
2036	1 944 440	1,8%
2037	1 979 416	1,8%
2038	2 015 021	1,8%
2039	2 051 266	1,8%
2040	2 088 163	1,8%
2041	2 125 724	1,8%

Año	Población	Δ%
2042	2 163 961	1,8%
2043	2 202 885	1,8%
2044	2 242 510	1,8%
2045	2 282 848	1,8%
2046	2 323 911	1,8%
2047	2 365 712	1,8%
2048	2 408 266	1,8%
2049	2 451 585	1,8%
2050	2 495 684	1,8%
2051	2 540 575	1,8%
2052	2 586 274	1,8%
2053	2 632 796	1,8%
2054	2 680 154	1,8%
		1,73%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 9 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, interpretándose como que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4216 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:

$$\text{Potencia} = \text{Ventas de energía} \times \left(\frac{(1 + \%p)}{h \times \text{FC}} \right) \times \text{FCP}$$

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 del Área de Demanda 9 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 N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Mediante el coeficiente de determinación (R^2) se evalúa el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 9

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)	
(R ²)	0,8840	0,8881	0,8039	0,9217	0,9815	0,8789	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	8,94	237,08	0,58	4,99	13,21	139,33
	Prob,	0,0000	0,0000	0,5695	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	13,81	14,08	10,12	7,53	-1,49	13,47
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1499	0,0000
Variable 3	Valor				-3,40	7,31	
	Prob,				0,0024	0,0000	
Variable 4	Valor					-8,61	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	190,59	198,34	102,51	141,22	406,11	181,36	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 de PROPUESTA Osinergmin

En la Tabla N° 5 se muestra los valores de las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 5,08%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	993 350,55	1 114 995,03	858 562,85	904 148,53	785 180,39	891 891,95
2023	1 021 090,87	1 171 613,79	867 639,98	909 656,97	723 883,63	907 099,95
2024	1 048 831,19	1 231 107,61	876 398,54	913 518,59	648 128,12	922 020,01
2025	1 076 571,51	1 293 622,49	884 860,15	915 733,41	556 998,70	936 667,23
2026	1 104 311,83	1 359 311,84	893 044,28	916 301,43	449 580,24	951 055,45
2027	1 132 052,15	1 428 336,86	900 968,55	915 222,64	324 957,61	965 197,39
2028	1 159 792,47	1 500 866,92	908 648,96	912 497,04	182 215,66	979 104,78
2029	1 187 532,79	1 577 080,02	916 100,07	908 124,63	20 439,24	992 788,44
2030	1 215 273,11	1 657 163,17	923 335,17	902 105,42	-161 286,77	1 006 258,39
2031	1 243 013,43	1 741 312,89	930 366,44	894 439,41	-363 877,52	1 019 523,93
2032	1 270 753,76	1 829 735,68	937 205,04	885 126,58	-588 248,14	1 032 593,73
2033	1 298 494,08	1 922 648,53	943 861,27	874 166,95	-835 313,78	1 045 475,85
2034	1 326 234,40	2 020 279,43	950 344,58	861 560,51	-1 105 989,58	1 058 177,82
2035	1 353 974,72	2 122 867,98	956 663,74	847 307,27	-1 401 190,67	1 070 706,67
2036	1 381 715,04	2 230 665,90	962 826,86	831 407,22	-1 721 832,20	1 083 069,02
2037	1 409 455,36	2 343 937,74	968 841,45	813 860,37	-2 068 829,31	1 095 271,06
2038	1 437 195,68	2 462 961,45	974 714,51	794 666,70	-2 443 097,13	1 107 318,60
2039	1 464 936,00	2 588 029,11	980 452,55	773 826,23	-2 845 550,80	1 119 217,14
2040	1 492 676,32	2 719 447,63	986 061,63	751 338,96	-3 277 105,47	1 130 971,84
2041	1 520 416,64	2 857 539,50	991 547,42	727 204,88	-3 738 676,27	1 142 587,58
2042	1 548 156,96	3 002 643,59	996 915,23	701 423,99	-4 231 178,34	1 154 068,97
2043	1 575 897,28	3 155 115,97	1 002 170,03	673 996,29	-4 755 526,83	1 165 420,38
2044	1 603 637,60	3 315 330,81	1 007 316,47	644 921,79	-5 312 636,87	1 176 645,93
2045	1 631 377,92	3 483 681,26	1 012 358,93	614 200,48	-5 903 423,60	1 187 749,56
2046	1 659 118,25	3 660 580,45	1 017 301,54	581 832,37	-6 528 802,16	1 198 734,98
2047	1 686 858,57	3 846 462,46	1 022 148,17	547 817,45	-7 189 687,69	1 209 605,73
2048	1 714 598,89	4 041 783,45	1 026 902,48	512 155,72	-7 886 995,33	1 220 365,19
2049	1 742 339,21	4 247 022,72	1 031 567,91	474 847,19	-8 621 640,23	1 231 016,55
2050	1 770 079,53	4 462 683,91	1 036 147,74	435 891,85	-9 394 537,51	1 241 562,89
2051	1 797 819,85	4 689 296,24	1 040 645,04	395 289,70	-10 206 602,32	1 252 007,11
2052	1 825 560,17	4 927 415,80	1 045 062,74	353 040,75	-11 058 749,80	1 262 352,00
2053	1 853 300,49	5 177 626,93	1 049 403,61	309 144,99	-11 951 895,09	1 272 600,23
2054	1 881 040,81	5 440 543,63	1 053 670,27	263 602,43	-12 886 953,32	1 282 754,34
	2,02%	5,08%	0,64%	-3,78%		1,14%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de la demanda únicamente 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 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 ha considerado una ecuación de regresión potencial donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, TARIFA REAL, POBLACIÓN,

y una variable dicotómica llamada D2015. Esta última refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre.

En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía (en MWh)

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7 (seleccionado)	
ECUACIÓN:	VENTAS C PBIA09 CLIENTE D2015 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA) LOG(POBLACION) AR(1)	VENTAS C TARIFA CLIENTES D2015 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA09(-1)) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) LOG(POBLACION) D2015	
R²	0,9852	0,9881	0,9862	0,9867	0,9855	0,9125	0,9794	
ESTADÍSTICO F:								
Valor	280,24	457,34	391,81	310,69	520,85	76,45	260,98	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADÍSTICO t:								
Variable 1	Valor	0,55	5,71	-1,44	1,49	5,43	-0,03	-0,64
	Prob.	0,5901	0,0000	0,1634	0,1513	0,0000	0,9768	0,5270
Variable 2	Valor	1,66	2,20	-2,15	-2,07	-10,08	0,62	2,85
	Prob.	0,1117	0,0383	0,0430	0,0508	0,0000	0,5446	0,0094
Variable 3	Valor	2,49	5,02	3,22	3,90	32,29	2,05	-7,29
	Prob.	0,0211	0,0001	0,0039	0,0008	0,0000	0,0523	0,0000
Variable 4	Valor	2,16	-10,20	10,91	0,73	2,37	1,30	2,27
	Prob.	0,0426	0,0000	0,0000	0,4721	0,0267	0,2077	0,0334
Variable 5	Valor	12,57	2,95	2,78	11,50			3,02
	Prob.	0,0000	0,0075	0,0108	0,0000			0,0063
Variable 6	Valor	3,8745			3,60			
	Prob.	0,0009			0,0017			

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghin)

En la Tabla N° 7 se aprecia los valores de las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054, según los siete modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 7, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,88%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 9 (MWh)

Año	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
2022	855 372	878 846	785 275	864 382	884 866	1 036 775	881 500
2023	863 574	887 206	811 396	863 174	883 130	1 046 507	914 249
2024	885 136	911 165	838 300	884 224	907 374	1 080 226	942 850
2025	906 664	935 126	866 011	905 254	931 647	1 111 634	971 970
2026	928 160	959 087	892 134	926 264	955 948	1 143 128	1 000 128
2027	949 625	983 049	918 962	947 256	980 277	1 174 705	1 028 746
2028	971 062	1 007 012	946 517	968 232	1 004 633	1 206 365	1 057 836
2029	992 470	1 030 976	974 820	989 193	1 029 014	1 238 106	1 087 410
2030	1 013 853	1 054 941	1 003 891	1 010 139	1 053 422	1 269 925	1 117 478
2031	1 035 211	1 078 907	1 039 860	1 031 074	1 077 854	1 301 822	1 151 794
2032	1 056 546	1 102 875	1 077 042	1 051 996	1 102 311	1 333 795	1 186 842

Año	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
2033	1 077 859	1 126 843	1 115 480	1 072 908	1 126 792	1 365 842	1 222 644
2034	1 099 151	1 150 812	1 155 215	1 093 810	1 151 297	1 397 962	1 259 215
2035	1 120 424	1 174 782	1 196 293	1 114 703	1 175 825	1 430 154	1 296 575
2036	1 141 678	1 198 753	1 238 760	1 135 587	1 200 375	1 462 417	1 334 744
2037	1 162 914	1 222 726	1 282 664	1 156 464	1 224 948	1 494 749	1 373 739
2038	1 184 134	1 246 699	1 328 055	1 177 334	1 249 543	1 527 149	1 413 581
2039	1 205 338	1 270 674	1 374 981	1 198 198	1 274 159	1 559 617	1 454 289
2040	1 226 526	1 294 649	1 423 498	1 219 056	1 298 797	1 592 150	1 495 883
2041	1 247 701	1 318 625	1 473 661	1 239 908	1 323 455	1 624 748	1 538 384
2042	1 268 863	1 342 603	1 525 525	1 260 756	1 348 134	1 657 410	1 581 814
2043	1 290 011	1 366 581	1 579 147	1 281 598	1 372 832	1 690 135	1 626 191
2044	1 311 148	1 390 561	1 634 592	1 302 437	1 397 550	1 722 922	1 671 540
2045	1 332 274	1 414 541	1 691 920	1 323 272	1 422 288	1 755 769	1 717 882
2046	1 353 389	1 438 523	1 751 194	1 344 104	1 447 045	1 788 677	1 765 238
2047	1 374 493	1 462 505	1 812 483	1 364 932	1 471 821	1 821 644	1 813 632
2048	1 395 588	1 486 489	1 875 857	1 385 757	1 496 615	1 854 669	1 863 088
2049	1 416 674	1 510 473	1 941 386	1 406 580	1 521 427	1 887 752	1 913 628
2050	1 437 752	1 534 459	2 009 146	1 427 400	1 546 257	1 920 892	1 965 278
2051	1 458 821	1 558 445	2 079 210	1 448 217	1 571 105	1 954 087	2 018 060
2052	1 479 882	1 582 432	2 151 661	1 469 033	1 595 971	1 987 338	2 072 002
2053	1 500 937	1 606 421	2 226 581	1 489 847	1 620 853	2 020 643	2 127 128
2054	1 521 984	1 630 410	2 304 052	1 510 659	1 645 753	2 054 002	2 183 465
	1,82%	1,95%	3,42%	1,76%	1,96%	2,16%	2,88%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinergrmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 7), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 97,94%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 9

Dependent Variable: LOG(ENE09)				
Method: Least Squares				
Date: 10/05/23 Time: 12:07				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.931354	4.560243	-0.642807	0.5270
LOG(PBIAD09)	0.491342	0.172668	2.845588	0.0094
LOG(TARAD09)	-0.892514	0.122462	-7.288110	0.0000
LOG(POBAD09)	1.043609	0.459779	2.269807	0.0334
D2015	0.203107	0.067198	3.022537	0.0063
R-squared	0.979360	Mean dependent var		13.28044
Adjusted R-squared	0.975608	S.D. dependent var		0.417192
S.E. of regression	0.065157	Akaike info criterion		-2.458446
Sum squared resid	0.093401	Schwarz criterion		-2.218476
Log likelihood	38.18902	Hannan-Quinn criter.		-2.387090
F-statistic	260.9756	Durbin-Watson stat		1.218706
Prob(F-statistic)	0.000000			

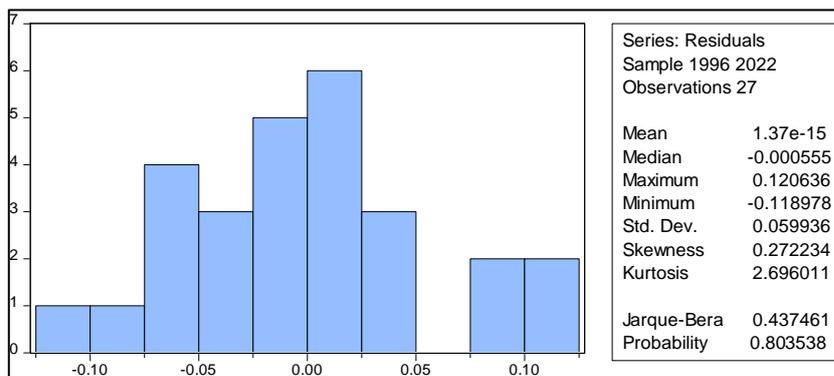
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico empleado en las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 9 es consistente estadísticamente, pues superaron 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 N° 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% (80,35%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 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% (66,05%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	0.608892	Prob. F(4,22)	0.6605	
Obs*R-squared	2.691173	Prob. Chi-Square(4)	0.6108	
Scaled explained SS	1.515159	Prob. Chi-Square(4)	0.8240	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 21:06				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.196829	0.162169	1.213731	0.2377
LOG(PBIAD09)^2	0.000581	0.000624	0.930492	0.3622
LOG(TARAD09)^2	0.000112	0.001217	0.091987	0.9275
LOG(POBAD09)^2	-0.001280	0.001165	-1.098701	0.2838
D2015^2	-0.003037	0.004886	-0.621593	0.5406
R-squared	0.099673	Mean dependent var	0.003459	
Adjusted R-squared	-0.064023	S.D. dependent var	0.004591	
S.E. of regression	0.004736	Akaike info criterion	-7.701857	
Sum squared resid	0.000493	Schwarz criterion	-7.461887	
Log likelihood	108.9751	Hannan-Quinn criter.	-7.630501	
F-statistic	0.608892	Durbin-Watson stat	1.950104	
Prob(F-statistic)	0.660507			

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 N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey White. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (18,36%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test				
F-statistic	1.847384	Prob. F(2,20)	0.1836	
Obs*R-squared	4.210160	Prob. Chi-Square(2)	0.1218	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 21:07				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.162129	4.648874	-0.249981	0.8052
LOG(PBIAD09)	-0.048102	0.178324	-0.269744	0.7901
LOG(TARAD09)	-0.017016	0.119792	-0.142043	0.8885
LOG(POBAD09)	0.121209	0.470596	0.257565	0.7994
D2015	-0.047075	0.070102	-0.671521	0.5096
RESID(-1)	0.411950	0.240252	1.714659	0.1019
RESID(-2)	0.047887	0.241374	0.198394	0.8447
R-squared	0.155932	Mean dependent var	1.37E-15	
Adjusted R-squared	-0.097289	S.D. dependent var	0.059936	
S.E. of regression	0.062784	Akaike info criterion	-2.479820	
Sum squared resid	0.078837	Schwarz criterion	-2.143862	
Log likelihood	40.47756	Hannan-Quinn criter.	-2.379922	
F-statistic	0.615795	Durbin-Watson stat	1.836666	
Prob(F-statistic)	0.715261			

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 del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma se obtuvo una demanda con una tasa de crecimiento de 2,21% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 9 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	846 475,76	-
2023	870 789,26	2,88%
2024	898 005,16	3,13%
2025	925 715,71	3,09%
2026	952 510,25	2,90%
2027	979 742,29	2,86%
2028	1 007 423,46	2,83%
2029	1 035 565,32	2,80%
2030	1 056 419,22	2,02%
2031	1 077 693,40	2,02%
2032	1 099 396,34	2,02%
2033	1 121 536,65	2,02%
2034	1 144 123,18	2,02%
2035	1 167 164,89	2,02%
2036	1 190 670,98	2,02%
2037	1 214 650,80	2,02%
2038	1 239 113,89	2,02%
2039	1 264 069,99	2,02%
2040	1 289 529,05	2,02%
2041	1 315 501,19	2,02%
2042	1 341 996,77	2,02%
2043	1 369 026,31	2,02%
2044	1 396 600,60	2,02%
2045	1 424 730,60	2,02%
2046	1 453 427,52	2,02%
2047	1 482 702,78	2,02%
2048	1 512 568,03	2,02%
2049	1 543 035,17	2,02%
2050	1 574 116,33	2,02%
2051	1 605 823,88	2,02%
2052	1 638 170,45	2,02%
2053	1 671 168,91	2,02%
2054	1 704 832,40	2,02%
		2,21%

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 9) 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 Usuarios 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 entonces el suministrador puede emplear encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considerará consumos constantes en todo el periodo de proyección. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Por tanto, en el Área de Demanda 9, 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 con 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 de 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.

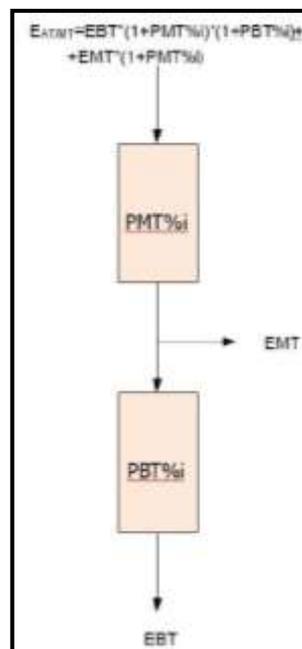
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la 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 9 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, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se añadió las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

Figura N° 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

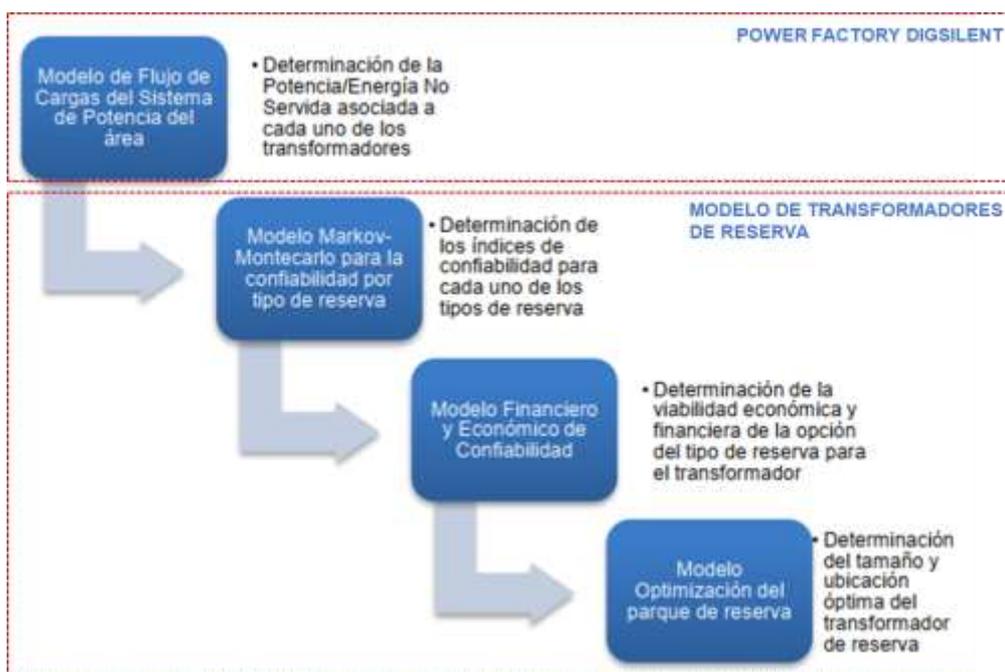
Metodología y determinación de transformadores de reserva

METODOLOGÍA PARA LA 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.

Al respecto, se hace 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. El siguiente esquema detalla el proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N° C.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 (PNS)

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 como resultado 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

SEAL, en su PROPUESTA FINAL, indicó que para brindar confiabilidad al parque de transformadores del AD9, requiere 3 transformadores de reserva del tipo compartida; asimismo, propone un transformador de reserva 60/23/10 kV – 25 MVA para la zona de Majes – Chuquibamba; solicitando, de su evaluación, la baja del transformador de reserva existente 33/10 kV – 20 MVA.

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo
Seal	1 TR 25 MVA	33/23/10	Cono Norte	Nuevo
Seal	1 TR 25 MVA	33/10	San Luis	Nuevo
Seal	1 TR 10 MVA	33/23/10	Mollendo	Nuevo
Seal	1 TR 25 MVA	60/23/10	No precisó SET	Nuevo

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD9

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 9 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 33/10 kV de 1, 2, 4, 12 y 25 MVA.
- Transformadores en 33/23/10 kV de 25 MVA.
- Transformadores en 60/23 y 60/10 kV de 4 MVA.

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 9

Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar
Seal	Alto Cayma	TP-033023010-025SI2E
Seal	Challapampa	TP-033010-025SI2E
Seal	El Cural	TP-033023010-025SI2E
Seal	El Goyoneche	TP-033010-025SI2E
Seal	Chilina	TP-033010-025SI2E
Seal	Cono Norte	TP-033023010-025SI2I
Seal	Ciudad de Dios	TP-033023010-025SI2E
Seal	Jesus	TP-033010-025SI2E
Seal	Jesus	TP-033023010-025SI2I
Seal	Lambramani	TP-033010-015SI2I
Seal	Parque Industrial	TP-033010-020SI2E
Seal	Parque Industrial	TP-033010-020SI2E
Seal	Tiabaya	TP-033010-025SI2I
Seal	Porongoche	TP-033010-025SI2I
Seal	Real Plaza	TP-033010-015SI2I
Seal	Centro Histórico	TP-033010-020SI2E
Seal	Centro Histórico	TP-033010-025SI2I
Seal	San Luis	TP-033010-025SI2E

Seal	Socabaya	TP-033010-025SI2I
Seal	Socabaya	TP-033023010-025SI2I
Seal	Cocachacra	TP-033010-002CO1E
Seal	Chucarapi	TP-033010-002CO1E
Seal	La Curva	TP-033010-004CO1E
Seal	Mejia	TP-033010-001CO1E
Seal	Mollendo	TP-033010-010SI2E
Seal	Chuquibamba	TP-060023-015SI2E
Seal	Corire	TP-060010-004CO1E
Electrosur	Puquina	TP-033023-002SI2I

En el Área de Demanda 9, actualmente se tiene el siguiente transformador de reserva.

Tipo	SET	Transformador Disponible/Reserva
33/10 kV - 20 MVA	Parque Industrial	Reserva

Además, es preciso indicar que, en el presente Plan de Inversiones, no hay modificaciones en el parque de transformadores en AT/MT.

Definido el parque de transformadores, se determina las Potencias No Servidas que presentan los transformadores ante un evento de falla.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Alto Cayma	TP-033023010-025SI2E	8.52	8.77	9.02	9.28	9.53	9.73	9.92	10.12	10.33	10.53
Challapampa	TP-033010-025SI2E	9.87	10.33	10.79	11.26	11.74	11.90	12.06	12.23	12.40	12.57
El Cural	TP-033023010-025SI2E	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13	12.29	12.45	12.61	12.78	12.95
Goyoneche	TP-033010-025SI2E	2.96	3.10	3.24	3.38	3.52	3.57	3.62	3.67	3.72	3.77
Chilina	TP-033010-025SI2E	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69	18.01	18.33	18.67	19.01	19.35
Cono Norte	TP-033023010-025SI2I	7.26	7.57	7.88	8.19	8.36	8.48	8.62	8.75	8.88	9.01
Ciudad de Dios	TP-033023010-025SI2E	6.20	6.49	6.80	7.10	7.22	7.32	7.41	7.50	7.61	7.70
Jesus	TP-033010-025SI2E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19	0.56	1.20
Jesus	TP-033023010-025SI2I	4.04	4.19	4.34	4.49	4.61	4.70	4.79	4.89	4.98	5.08
Lambramani	TP-033010-015SI2I	2.64	2.95	3.19	3.44	3.50	3.55	3.59	3.63	3.68	3.73
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	8.07	9.71	10.81	12.81	13.45	14.17	14.50	14.70	15.55	15.62
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	8.07	9.71	10.81	12.81	13.45	14.17	14.50	14.70	15.55	15.62
Tiabaya	TP-033010-025SI2I	6.33	6.52	6.72	6.92	7.03	7.11	7.20	7.28	7.37	7.46
Porongoche	TP-033010-025SI2I	7.96	8.12	8.28	8.45	8.60	8.72	8.84	8.96	9.08	9.21
Real Plaza	TP-033010-015SI2I	6.55	6.68	6.80	6.93	7.06	7.16	7.26	7.36	7.46	7.57
Centro Histórico	TP-033010-020SI2E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Centro Histórico	TP-033010-025SI2I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Luis	TP-033010-025SI2E	6.39	6.70	7.20	7.40	7.58	7.72	7.86	8.00	8.15	8.29
Socabaya	TP-033010-025SI2I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Socabaya	TP-033023010-025SI2I	4.84	5.01	5.17	5.34	5.45	5.53	5.61	5.69	5.77	5.86

Cocachacra	TP-033010-002CO1E	0.61	0.63	0.65	0.67	0.68	0.70	0.71	0.73	0.74	0.76
Chucarapi	TP-033010-002CO1E	0.47	0.66	0.86	1.05	1.06	1.06	1.07	1.08	1.08	1.09
La Curva	TP-033010-004CO1E	1.56	1.61	1.66	1.70	1.72	1.73	1.75	1.76	1.78	1.79
Mejia	TP-033010-001CO1E	1.41	1.45	1.48	1.52	1.55	1.58	1.61	1.64	1.66	1.69
Mollendo	TP-033010-010SI2E	3.63	3.73	3.83	3.93	4.03	4.11	4.18	4.26	4.35	4.43
Chuquibamba	TP-060023-015SI2E	6.01	6.77	7.17	7.57	7.60	7.62	7.65	7.67	7.70	7.72
Corire	TP-060010-004CO1E	1.83	1.88	1.94	1.99	2.05	2.09	2.13	2.17	2.22	2.26
Puquina	TP-033023-002SI2I	0.92	0.95	0.97	0.99	1.02	1.03	1.05	1.07	1.09	1.11

Luego, se procede a evaluar con el Modelo de Transformadores de Reserva (módulo de confiabilidad económica), la factibilidad de contar con un tipo de reserva por transformador.

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 Cayma	TP-033023010-025SI2E	\$ 1,484,712	\$ 1,440,081	\$ 1,021,994	Reserva en Bodega
Challapampa	TP-033010-025SI2E	\$ 2,695,465	\$ 2,694,188	\$ 2,360,299	Reserva en Bodega
El Cural	TP-033023010-025SI2E	\$ 2,638,863	\$ 2,623,430	\$ 2,242,921	Reserva en Bodega
Goyoneche	TP-033010-025SI2E	\$ 466,424	\$ 407,725	-\$ 1,191	Reserva en Bodega
Chilina	TP-033010-025SI2E	\$ 3,757,332	\$ 3,782,409	\$ 3,484,571	Reserva en Bodega
Cono Norte	TP-033023010-025SI2I	\$ 1,652,476	\$ 1,610,790	\$ 1,195,947	Reserva en Bodega
Ciudad de Dios	TP-033023010-025SI2E	\$ 1,319,303	\$ 1,271,389	\$ 848,028	Reserva en Bodega
Jesus	TP-033010-025SI2E	-\$ 334,432	-\$ 413,490	-\$ 848,793	No viable
Jesus	TP-033023010-025SI2I	\$ 531,721	\$ 462,248	\$ 1,1445	Reserva en Bodega
Lambramani	TP-033010-015SI2I	\$ 145,235	\$ 97,780	-\$ 269,074	Reserva en Bodega
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	\$ 3,173,127	\$ 3,194,247	\$ 2,902,556	Reserva en Bodega
Parque Industrial	TP-033010-020SI2E	\$ 3,304,546	\$ 3,324,863	\$ 3,033,210	Reserva en Bodega
Tiabaya	TP-033010-025SI2I	\$ 1,014,190	\$ 969,763	\$ 579,685	Reserva en Bodega
Porongoche	TP-033010-025SI2I	\$ 1,568,626	\$ 1,536,900	\$ 1,163,902	Reserva en Bodega
Real Plaza	TP-033010-015SI2I	\$ 1,426,046	\$ 1,411,488	\$ 1,087,560	Reserva en Bodega
Centro Historico	TP-033010-020SI2E	-\$ 406,498	-\$ 478,233	-\$ 890,863	No viable
Centro Historico	TP-033010-025SI2I	-\$ 467,275	-\$ 549,735	-\$ 989,492	No viable
San Luis	TP-033010-025SI2E	\$ 1,587,705	\$ 1,556,842	\$ 1,184,643	Reserva en Bodega
Socabaya	TP-033010-025SI2I	-\$ 467,275	-\$ 549,735	-\$ 989,492	No viable
Socabaya	TP-033023010-025SI2I	\$ 765,137	\$ 702,052	\$ 259,366	Reserva en Bodega
Cocachacra	TP-033010-002CO1E	\$ 27,436	\$ 11,547	-\$ 252,650	Reserva en Bodega
Chucarapi	TP-033010-002CO1E	\$ 46,538	\$ 31,097	-\$ 232,552	Reserva en Bodega
La Curva	TP-033010-004CO1E	\$ 205,316	\$ 187,268	-\$ 89,235	Reserva en Bodega
Mejia	TP-033010-001CO1E	\$ 230,879	\$ 224,005	-\$ 22,603	Reserva en Bodega
Mollendo	TP-033010-010SI2E	\$ 592,673	\$ 567,814	\$ 246,553	Reserva en Bodega
Chuquibamba	TP-060023-015SI2E	\$ 1,391,550	\$ 1,357,416	\$ 823,189	Reserva en Bodega
Corire	TP-060010-004CO1E	\$ 138,676	\$ 96,465	-\$ 397,385	Reserva en Bodega
Puquina	TP-033023-002SI2I	\$ 95,515	\$ 81,527	-\$ 191,463	Reserva en Bodega

Previo a la siguiente evaluación con el módulo de optimización de transformadores de reserva, se debe tener en cuenta como primer criterio de agrupamiento:

Transformadores en 60/23 kV y 60/10 kV de 4 MVA

En el AD9, se tiene un (01) transformador de 60/23 kV - 4 MVA y un (01) transformador de 60/10 kV – 4MVA. Estos transformadores por el nivel de tensión no pueden compartir una reserva entre ellos. Además, no cumplen los requisitos mínimos de cantidad (mínimo 2 transformadores) para ser evaluados con el modelo de transformadores de reserva.

Sin perjuicio de ello, es preciso indicar que, en el PI 21-25 se aprobó el reemplazo del transformador de 60/23 kV - 4 MVA de la SET Chuquibamba, por uno de 15 MVA. Por tanto, el transformador de 4 MVA quedará para ser utilizado como reserva disponible.

Transformadores en 33/10 kV de 1,2,4,12,20 y 25 MVA.

Se toma como criterio de agrupamiento el tamaño en función de la capacidad del transformador, obteniendo los siguientes grupos:

- Grupo de transformadores de 10 MVA (1 unidad), 12 MVA (2 unidades), 20 MVA (2 unidades) y 25 MVA (6 unidades, que incluyen transformadores aprobados en los PIT anteriores). Considerando que estos transformadores pueden compartir un tipo de reserva, este grupo se considera en la optimización de transformadores.
- Grupo de transformadores de 1,2 y 4 MVA. Al respecto, este es el grupo menor, que por su tamaño no pueden incluirse en la agrupación de los transformadores de 20 y 25 MVA. Por tanto, no se considera en la optimización. Además, es preciso indicar que SEAL solicitó reservas en 25 MVA.

Transformadores en 33/23/10 kV de 25 MVA.

En este grupo se tiene 6 transformadores (incluido los transformadores aprobados en PIT anteriores). Estos transformadores serán incluidos en la evaluación de optimización

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

Considerando los criterios de la sección anterior y los resultados del modelo de confiabilidad, el parque a ser evaluado con el modelo de optimización es el siguiente:

Tipo	Cantidad de Transformadores
33/10 kV	1 transformador de 10 MVA 2 transformador de 12* MVA 2 transformadores de 20MVA 6 transformadores de 25 MVA
33/23/10 kV	6 transformadores de 25 MVA

(*) Para fines de valorización, el módulo estándar de este transformador tomado es TP-033010-015SI2I.

Alternativa I: Considerar en la evaluación dos (2) grupos. Un grupo de 33/10 kV y otro grupo de 33/23/10 kV.

Además, se considera que todos los transformadores evaluados se encuentran en el Sistema Eléctrico de Arequipa; es decir, cercanos geográficamente entre sí, a excepción del transformador de la SET Mollendo, que tampoco presenta dificultad de acceso por existir en la zona amplias redes viales.

Alternativa I	
Grupo	SET
G1 (33/10 kV)	Challapampa
	Goyoneche
	Chilina
	Lambramani
	Parque Industrial
	Tiabaya
	Porongoche
	Real Plaza
	San Luis
	Mollendo
G2 (33/23/10 kV)	Alto Cayma
	EL Cural
	Cono Norte
	Ciudad de Dios
	Jesús
	Socabaya

C.5.5. Resultados de Optimización

A continuación, se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Resultados modelo de optimización.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
9_G1_TP-033	Challapampa	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Chilina	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Goyoneche	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Lambramani	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Mollendo	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Parque Industrial	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Porongoche	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Real Plaza	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	San Luis	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
	Tiabaya	Móvil	Real Plaza	14.90	15.63	16.81	17.26	17.69
9_G2_TP-033	Alto Cayma	Móvil	Cono Norte	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13
	Ciudad de Dios	Móvil	Cono Norte	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13
	Cono Norte	Móvil	Cono Norte	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13
	El Cural	Móvil	Cono Norte	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13
	Jesus	Móvil	Cono Norte	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13
	Socabaya	Móvil	Cono Norte	10.25	10.75	11.24	11.73	12.13
Total general				210.50	220.80	235.54	242.98	249.68

Respecto al tamaño de los transformadores se debe indicar que:

- Para el grupo de 33/23/10 kV todos los transformadores son de 25 MVA, por tanto, la reserva debe ser de la misma capacidad.

- Respecto al grupo de 33/10 kV, considerando que la potencia óptima determinada por el modelo al año 2029 es de 17,69 MVA. Se considera estandarizar la capacidad del transformador de reserva a 20 MVA.

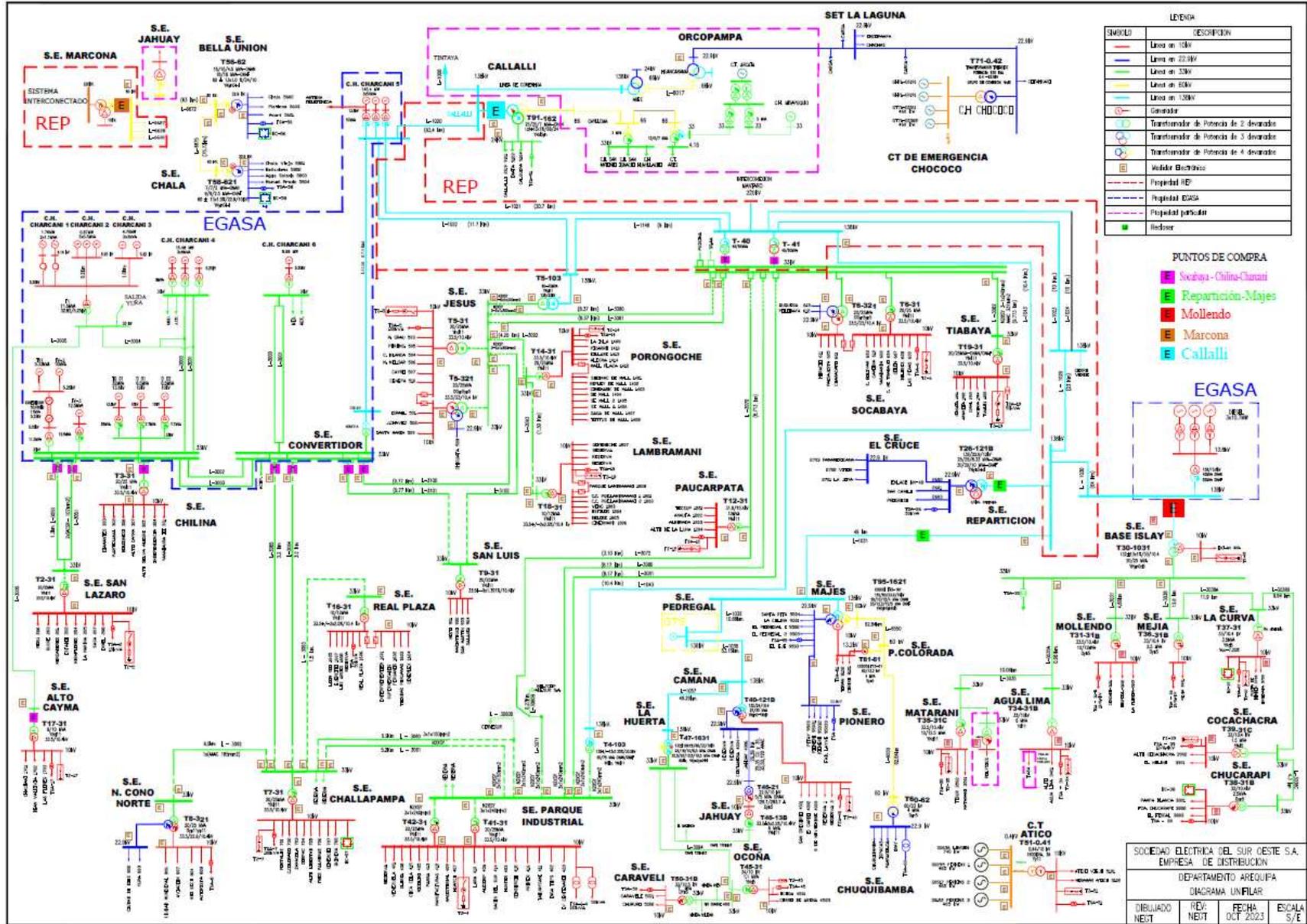
Por tanto, para brindar confiabilidad a los transformadores del AD9, según el modelo de transformadores de reserva, se necesita en total dos (2) reservas, uno en 33/10 kV – 20 MVA a ubicarse en SET Real Plaza y otro 33/23/10 kV – 25 MVA a ubicarse en las SET Cono Norte.

Cabe precisar que, debido a las restricciones de espacio en la SET Real Plaza, se considera reubicar la reserva de 20 MVA a la SET San Luis.

C.6. Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

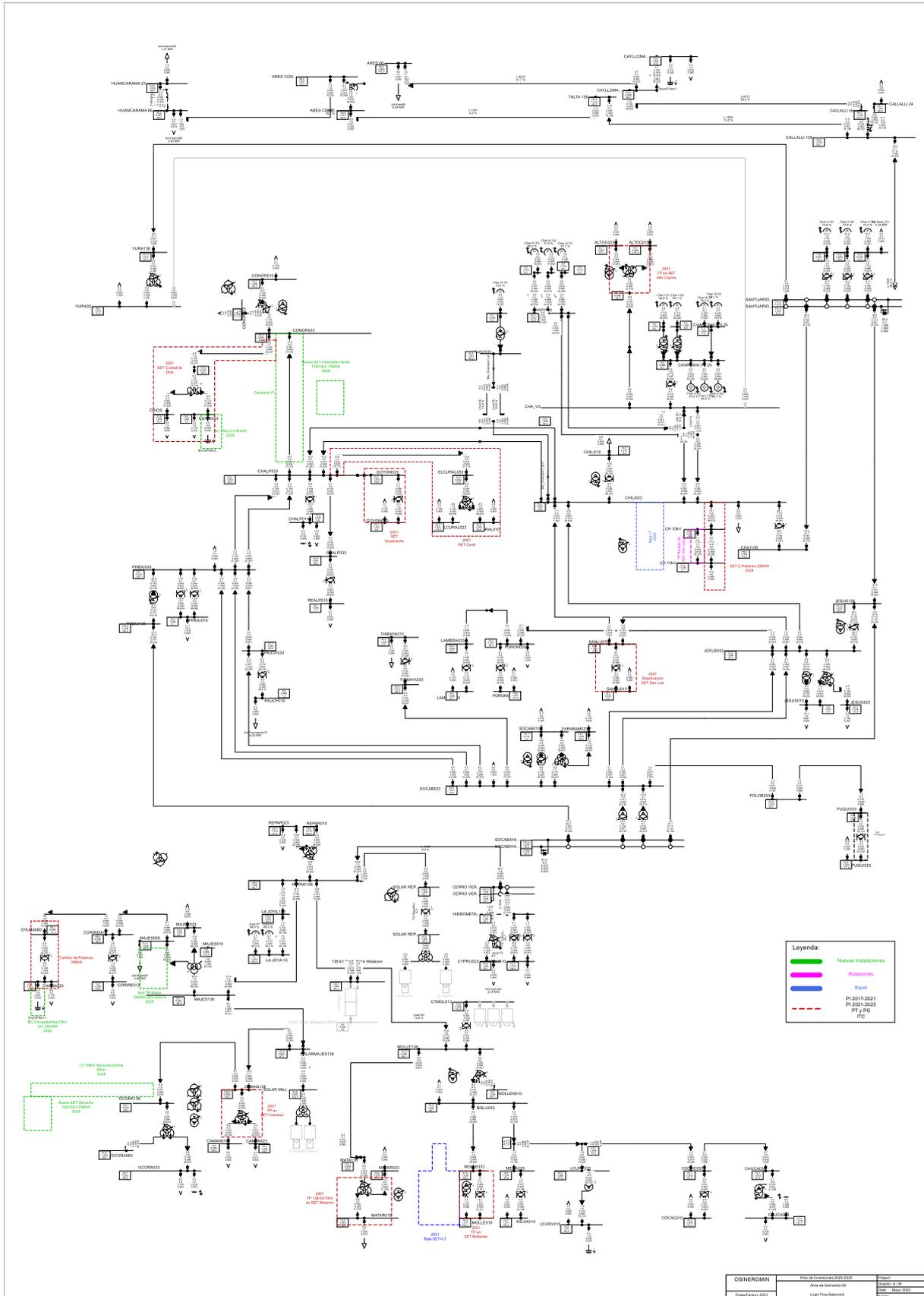
Considerando los resultados obtenidos, para el PI 25-29, se dispone la aprobación de un transformador de reserva en 33/23/10 kV – 25 MVA a ubicarse en la SET Cono Norte para el año 2025; asimismo, se desestima la baja solicitada por SEAL respecto al transformador de reserva en 33/10 kV – 20 MVA, para el cual se dispone su reubicación a la SET San Luis.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema Actual según
información del TITULAR

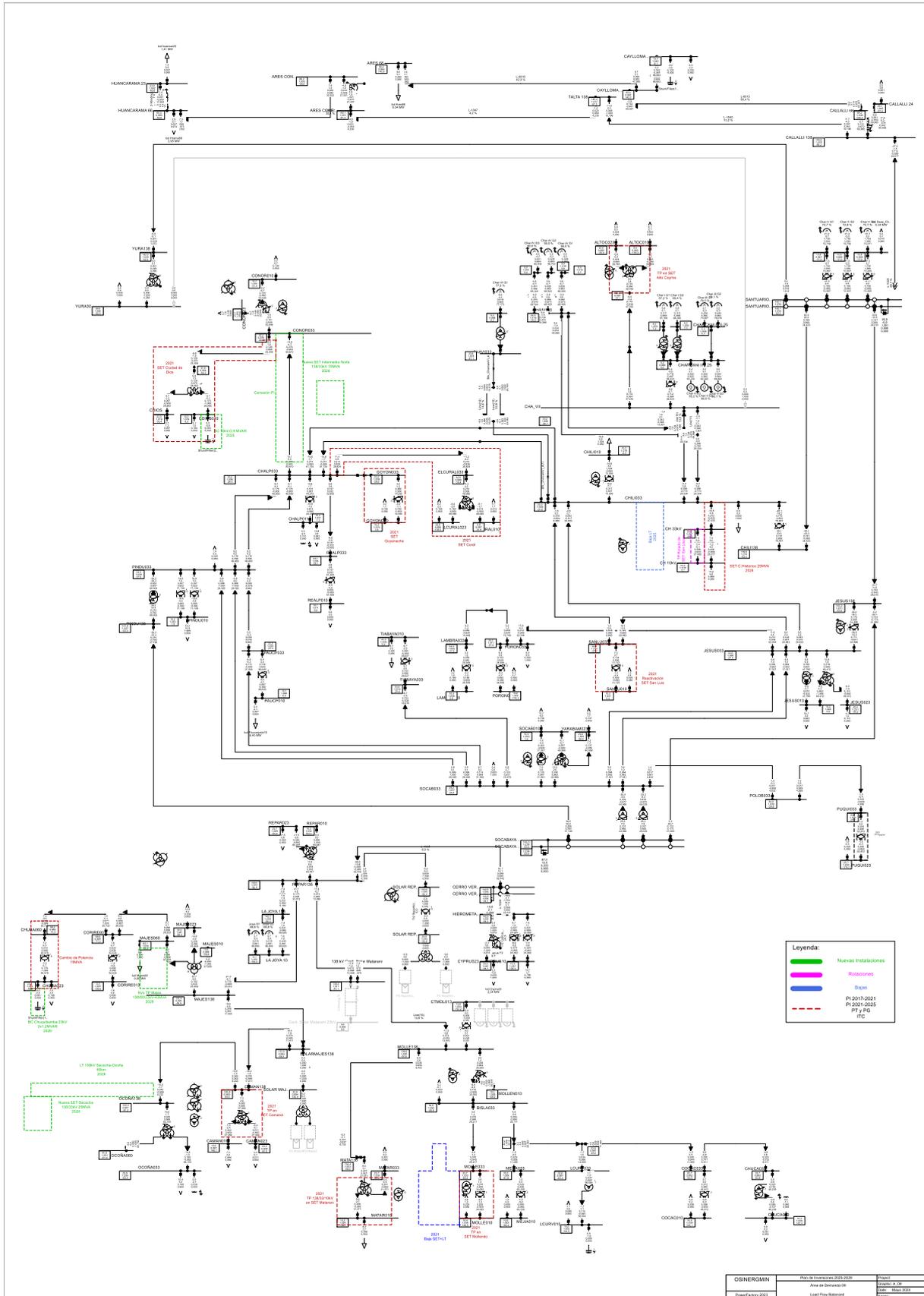


Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada, según análisis de Osinergmin

Área de Demanda 09 (Año 2026)



Área de Demanda 09 (Año 2027)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029 determinado
por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 9

Proyecto N°	Año Previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	SEAL	Celdas de Alimentador, Medición y Línea - Transformador	SET CHUQUIBAMBA	687 678
2	2025	SEAL	Transformador de Reserva Compartida de 33/23/10 kV – 25/25/25 MVA	SET CONO NORTE	726 472
3	2025	SEAL	Banco de Compensación Capacitiva 0,9 MVar	SET CIUDAD DE DIOS	161 220
4	2026	SEAL	Banco de Compensación Capacitiva 2,4 MVar (1,2x2)	SET CHUQUIBAMBA	205 067
5	2028	SEAL	Transformador de Potencia de 138/60/23 kV – 40/40/40 MVA	SET MAJES	1 221 744
6	2028	SEAL	Línea Transmisión 138kV La Huerta - Secocha + SET Secocha 138/33kV - 30MVA	SET SECOCHA	8 849 502
7	2028	SEAL	Derv. Challapampa-Cono Norte - SET Intermedia Norte 33kV + TP 138/33 kV - 75 MVA SET Intermedia Norte	SET INTERMEDIA NORTE	2 273 418
8	2028	SEAL	Renovación de 3 celdas en 33 kV	SET BASE ISLAY	368 160

(*) 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 9

Programación de Bajas AD09				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	SEAL	2028	Celda de transformador 33 kV	SET BASE ISLAY
2	SEAL	2028	Celda de Línea 33kV Hacia Mollendo	SET BASE ISLAY
3	SEAL	2028	Celda de Línea 33kV Hacia Mejía	SET BASE ISLAY

Anexo G
Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 9

Año	SEAL (OyS)		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	1 313,57	-	1 313,57	-
2023	1 350,95	2,85%	1 350,95	2,85%
2024	1 453,62	7,60%	1 406,93	4,14%
2025	1 612,36	10,92%	1 510,08	7,33%
2026	1 712,68	6,22%	1 583,33	4,85%
2027	1 767,09	3,18%	1 654,90	4,52%
2028	1 815,18	2,72%	1 720,00	3,93%
2029	1 878,24	3,47%	1 753,92	1,97%
2030	1 932,98	2,91%	1 777,39	1,34%
2031	1 959,42	1,37%	1 801,30	1,35%
2032	1 991,58	1,64%	1 869,74	3,80%
2033	2 034,26	2,14%	1 898,50	1,54%
2034	2 073,05	1,91%	1 935,09	1,93%

Fuente: Formato [F-109] + [F-115]

Aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 9

(US\$) Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	-	-	1 575 370	-	-
2026	-	-	205 067	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	39 157 370	-	12 712 824	-67,50%	-
2029	-	36 701 985	-	-	-100,0%
TOTAL	39 157 370	36 701 985	14 493 260	-63,0%	-60,50%

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 – Osinergmin (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 Osinergmin 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 Osinergmin: www.gob.pe/osinergmin, 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”.