
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 11

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, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 11¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 11 (en adelante "AD 11") comprende instalaciones de la empresa Electro Puno S.A.A. (en adelante "ELECTRO PUNO") y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), (en adelante "TITULARES"), que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") en el Área de Demanda 11, y que actualmente son remunerados por la demanda.

Cabe señalar que, en esta oportunidad, sólo ELECTRO PUNO presentó su ESTUDIO de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 11 para el periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de 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, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se ha considerado la Propuesta presentada por el TITULAR, las respuestas e información complementaria que presentó para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a la Propuesta, 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 el TITULAR, 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, Osinergmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

¹ Área de Demanda 11: Abarca el departamento de Puno.

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

De acuerdo a 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 ELECTRO PUNO:

- En la proyección de demanda se ha considerado como nueva demanda aquellas cargas que únicamente cuenten con el sustento documentado. En cuanto a los formatos de demanda "F-100", específicamente en el formato "F-113" no se ha incluido como Demanda Incorporada a aquellas cargas nuevas con potencias menores que 200 kW porque corresponden a usuarios calificados como Usuarios Regulados.
- 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 11; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- 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 criterios generales, se propone la implementación de los siguientes proyectos para el periodo 2025-2029:

- Conexión de T a PI en la SET llave, aprobando dos celdas de línea en 60 kV y una celda de transformador en 60 kV; respecto a la actual celda de línea – transformador existente, esta se dará de Baja. Asimismo, se aprueba un tramo de 30 metros para la configuración en PI de la derivación hacia la SET llave.
- Adicionalmente, debido al crecimiento espacial de la demanda del alimentador 4003 de la SET Huanané, se hace necesario la implementación de una celda de alimentador en 22,9 kV adicional.
- Se aprueba una nueva SET Putina 60/23 kV – 9 MVA, con la finalidad de redistribuir las cargas en el Sistema eléctrico Putina.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 11, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 11
Periodo 2025-2029**

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 11	2 879 863	0,03	9	16
ELECTRO PUNO	2 879 863	0,03	9	16
AT				
Celda	1 896 300	-	-	8
Línea	3 580	0,03	-	1
Transformador	539 835	-	9	1
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	440 149	-	-	6
Compensador	-	-	-	-

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 Decreto Supremo N° 009-93-EM.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	8
2. UBICACIÓN.....	11
3. PROPUESTA INICIAL.....	17
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	17
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	18
3.2.1 Propuesta de Inversiones.....	20
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS	22
5. PROPUESTA FINAL	26
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	26
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	27
5.2.1 Propuesta de Inversiones.....	29
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	31
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA.....	31
6.1.1 Información Base	32
6.1.1.1 Ventas de energía.....	32
6.1.1.2 Variables explicativas	32
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	32
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	32
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	33
6.1.5 Proyección Global.....	34
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW).....	34
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	36
6.2.1 Consideraciones	37
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	38
6.2.3 Análisis de Alternativas	40
6.2.3.1 Sistema Eléctrico llave-Pomata.....	40
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Antauta.....	41
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Azángaro.....	43
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Juliaca.....	45
6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029	46
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	46
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	46
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	47
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
8. ANEXOS.....	50
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN ..	51
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	57
ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	74
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	76
ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN.....	78
ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS.....	80
9. REFERENCIAS	82

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante “RLCE”) 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 11, para el período mayo 2025 - abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electro Puno S.A.A. (en adelante “ELECTRO PUNO”) 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 11, 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.

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 el Estudio Técnico - Económico presentado por el TITULAR como sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029 (en adelante “ESTUDIO”); las respuestas e información complementaria que presentó para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los artículos 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”)².

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas en cumplimiento del artículo 43 de la LCE, modificado por la Ley N° 28832³.

Según lo señalado en el artículo 44 de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST.

En el artículo 139 del Reglamento de la LCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM, N° 014-2012-EM, N° 018-2016-EM y N° 028-2016-EM) 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°.**-

(...)

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

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y su modificatoria Resolución N° 018-2018-OS/CD 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 aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020 OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020 OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021 OS/CD.
- Porcentajes para determinar 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.

revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, 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 criterios establecidos por OSINERGMIN: 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 OSINERGMIN, 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: <https://www.gob.pe/osinerghmin>, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Empresas”, “Electricidad”, “Transmisión”, “Regulación Tarifaria”, “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”, 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 ha desarrollado 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.

Observaciones al Estudio

El 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin notificó a los TITULARES correspondientes, las observaciones a sus ESTUDIOS presentados como sustento a 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.

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolla detalladamente en el Anexo A de los informes que sustentaron la publicación del proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones 2025 – 2029.

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.

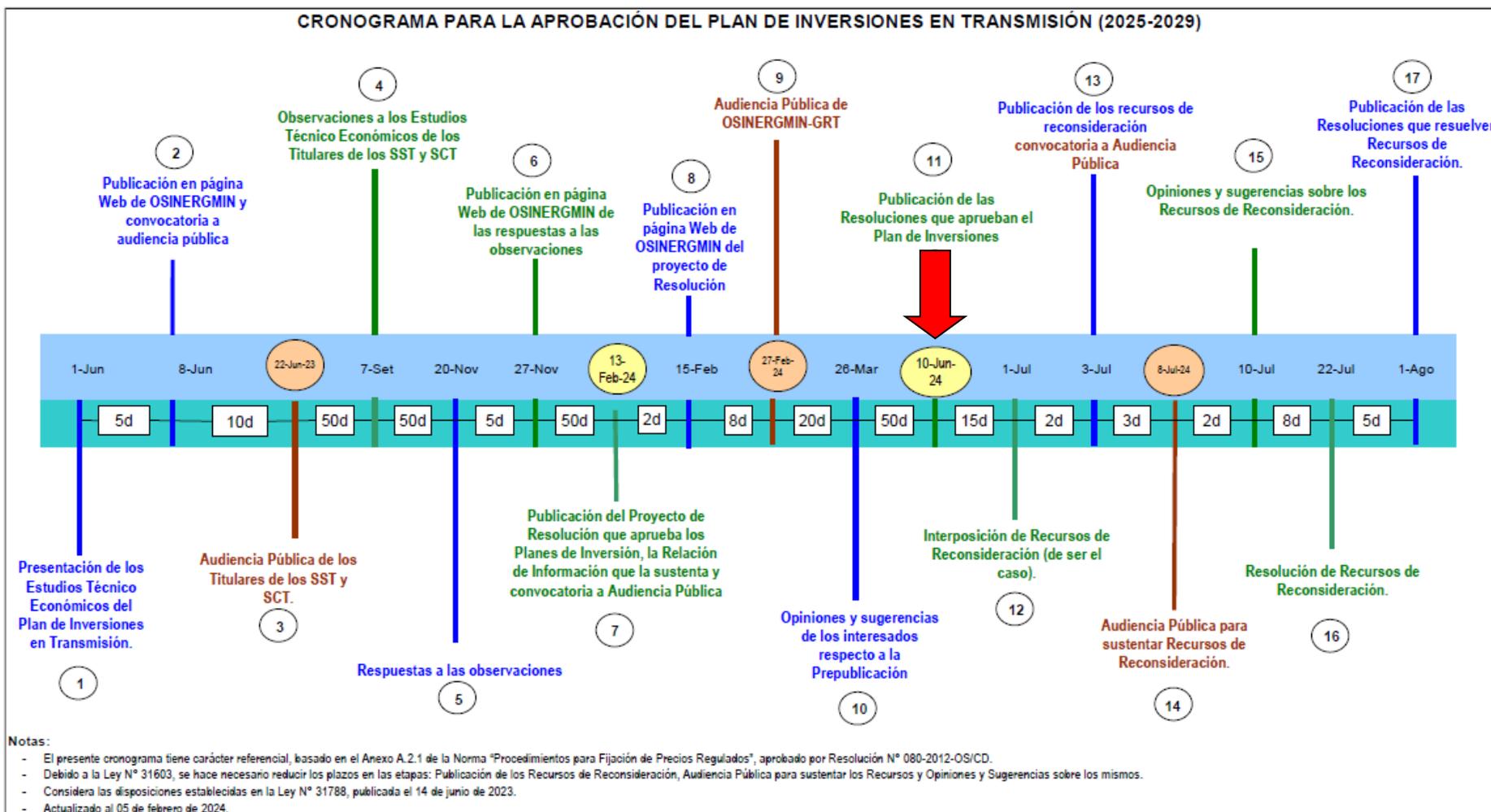
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

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 el Gráfico 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Gráfico N° 1-1
Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

El Área de Demanda 11 está circunscrita al departamento de Puno, el cual se ubica en la región Sur Este del Perú.

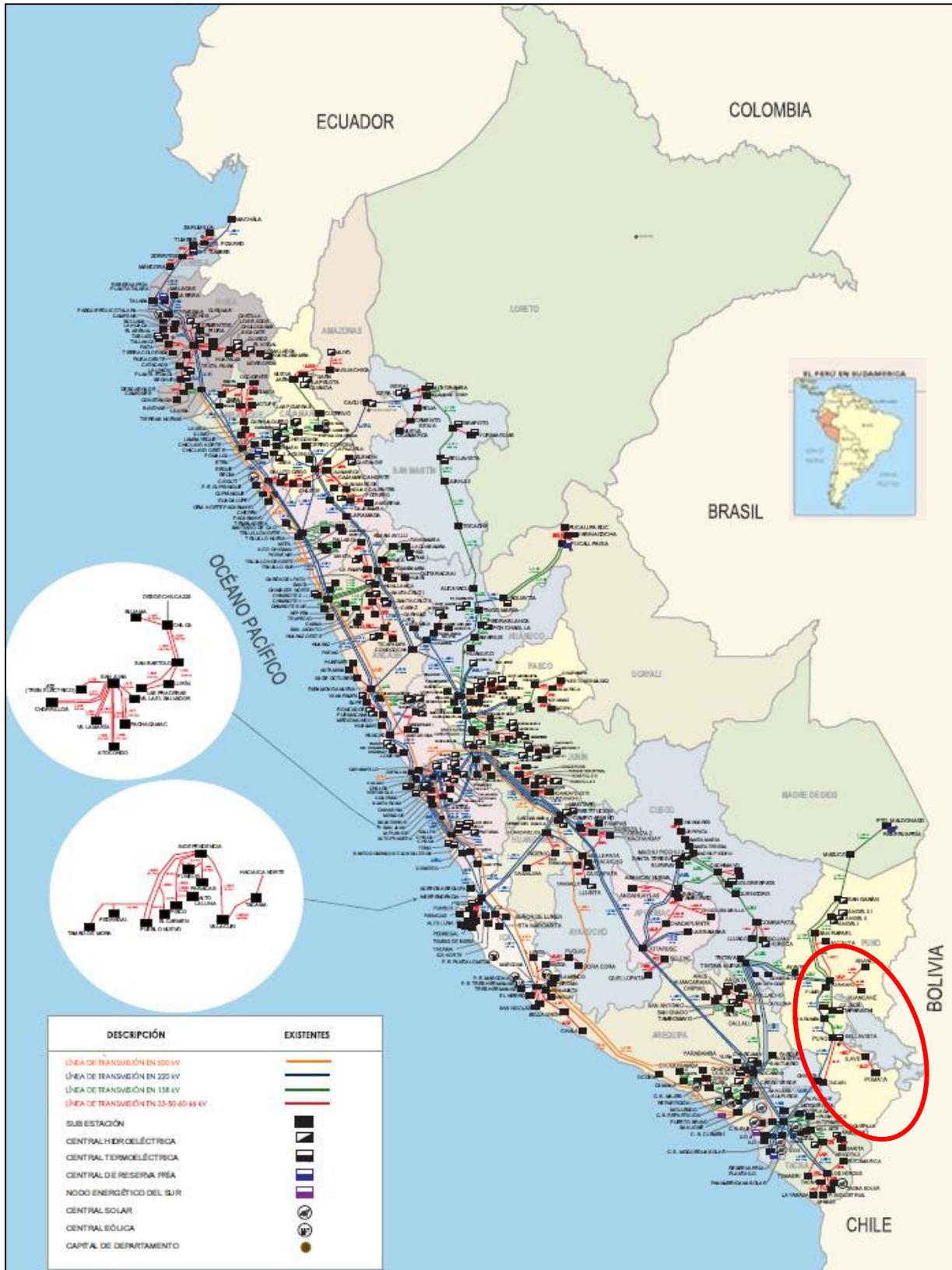
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a ELECTRO PUNO y REP.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 11 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Ayaviri
- Antauta; Azángaro y Azángaro Rural
- Juliaca y Juliaca Rural
- Ilave – Pomata; Puno, Puno Baja densidad
- San Gabán

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 11.

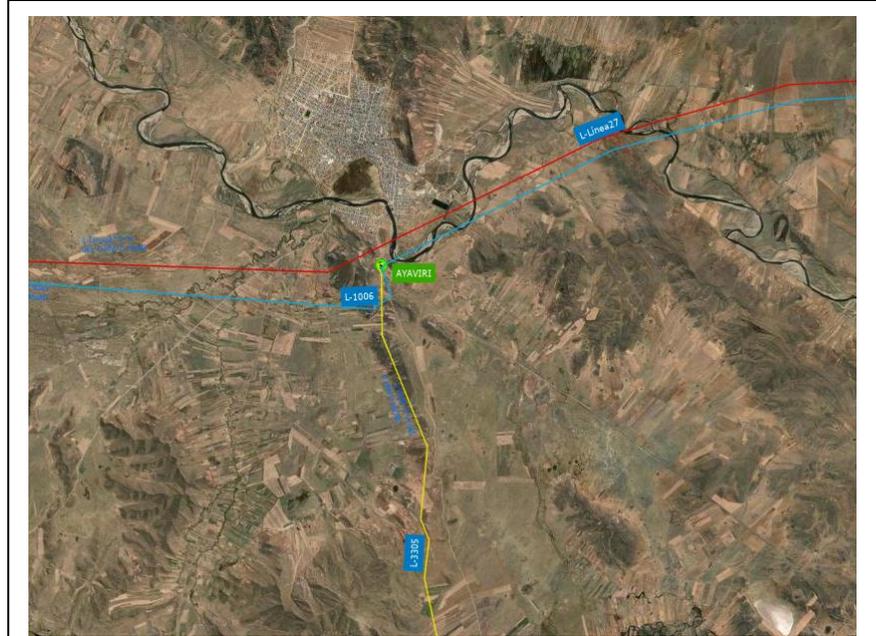
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 11



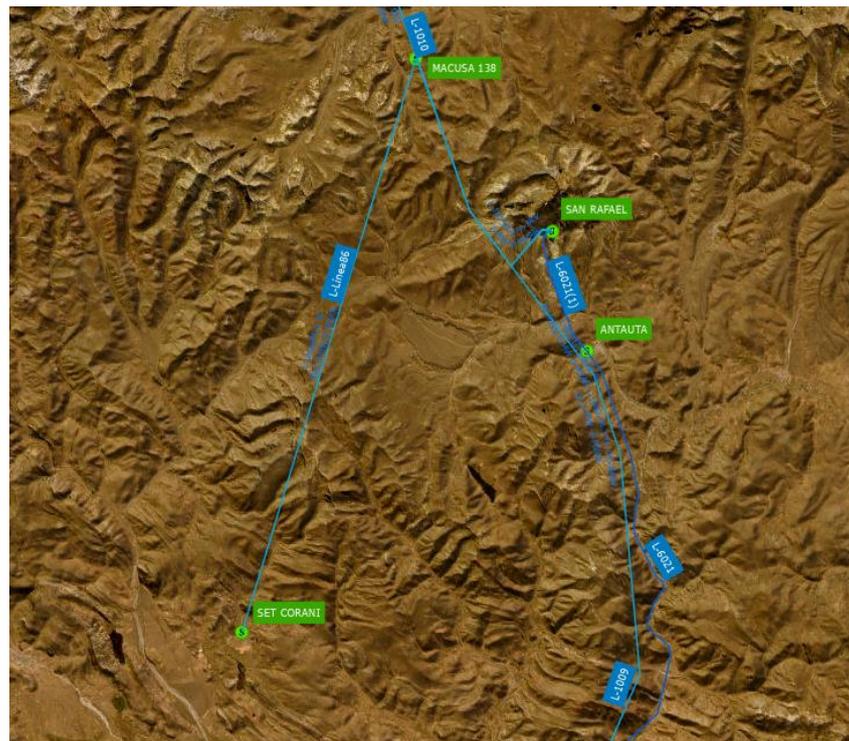
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2023

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 11.

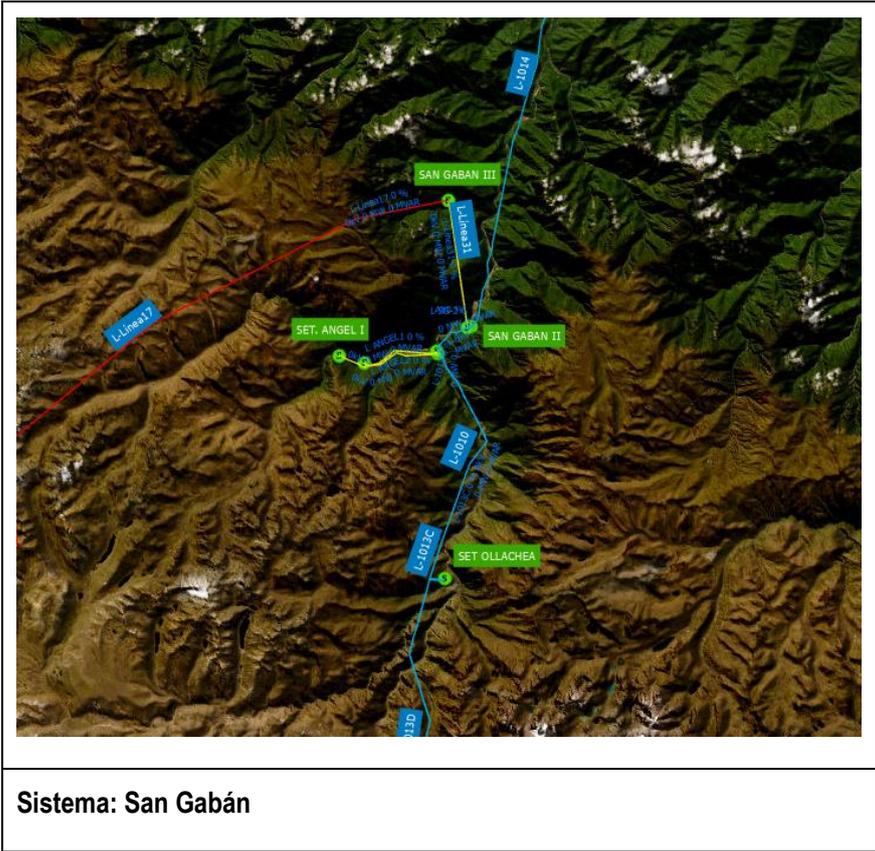
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 11



Sistema: Ayaviri



Sistema: Antauta



Sistema: San Gabán

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante carta N° 289-2023-ELPU/GG, el 31 de mayo de 2023, ELECTRO PUNO presentó su Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029 (en adelante “PI 2025-2029”), en el Área de Demanda 11.

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

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTRO PUNO señala que la proyección de demanda para el periodo 2025-2054, comprende: (i) Ventas de energía en el mercado libre y regulado, incluyendo además las nuevas factibilidades de carga y nuevos proyectos de habilitaciones urbanas; (ii) Máxima demanda por sistema eléctrico; (iii) Máxima demanda de las subestaciones AT/MT, máxima demanda de los sistemas eléctricos y la demanda coincidente con el SEIN; y, (iv) Determinación del mapa de densidades en el corto, mediano y largo plazo.

En la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados, ELECTRO PUNO menciona que ha considerado la información histórica real al año 2022 y desarrolló modelos tendenciales y econométricos para determinar la tasa de crecimiento anual del mercado regulado. Sobre dicha información histórica, determina la energía anual abastecida por las subestaciones y su respectiva máxima demanda. Agrega que, para obtener dicho valor máximo, previamente ha depurado los registros atípicos provocados por traslados de carga temporales debido a contingencias en la red de distribución. Adicionalmente, para cada subestación; añade que, determinó la demanda simultánea con el sistema eléctrico asociado y la demanda coincidente con el SEIN. Para luego, proyectar la energía de las subestaciones en base a los resultados obtenidos.

Por su parte, en la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ELECTRO PUNO menciona que, sobre la base de lo registrado durante el año 2022 de cada uno de los clientes libres, se ha procedido a determinar las demandas respectivas para los instantes de máxima demanda de las subestaciones, máxima demanda de los sistemas eléctricos y la coincidente con el SEIN; asimismo, el consumo anual de cada usuario. Agrega que, para las proyecciones se ha considerado el resultado de las encuestas, caso contrario, lo ha mantenido constante durante todo el período. Agrega que, se ha incluido a la proyección, los nuevos requerimientos de incrementos de carga y solicitudes de factibilidad de nuevas cargas, considerando los cronogramas de toma de carga respectivos y también la demanda de proyectos de habilitaciones urbanas.

En el Cuadro N° 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 ELECTRO PUNO.

Cuadro N° 3-1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 11 – ELECTRO PUNO
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Juliaca, Juliaca Rural y SER Juliaca	Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, Ilave - Pomata y SER Puno	Ayaviri y SER Ayaviri	Antauta	San Gabán
2022	37,40	30,32	25,45	3,14	19,56	0,88
2023	38,59	31,79	26,28	3,24	19,67	0,91
2024	43,59	35,45	30,18	3,79	19,98	1,06
2025	44,87	36,21	31,08	3,90	20,11	1,10
2026	47,18	39,46	32,66	4,50	21,09	1,37
2027	51,82	40,21	34,37	4,62	21,23	1,41
2028	53,26	40,80	35,38	4,74	21,37	1,45
2029	54,75	41,41	36,42	4,87	21,51	1,49
2030	55,94	41,90	37,25	4,98	21,63	1,52
2031	57,13	42,39	38,08	5,08	21,74	1,55
2032	58,32	42,88	38,92	5,19	21,86	1,58
2033	59,52	43,37	39,75	5,29	21,97	1,61
2034	60,71	43,86	40,58	5,39	22,09	1,64
TC	4,1%	3,1%	4,0%	4,6%	1,0%	5,4%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ELECTRO PUNO.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del cuadro N° 3.1, se desprende que ELECTRO PUNO propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, Ilave - Pomata y SER Puno” de 43,1% en el año 2029 (36,42 MW) respecto del 2022 (25,45 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTRO PUNO presentó principalmente los siguientes proyectos:

Sistema Eléctrico Ilave - Pomata

- La SET Ilave se conecta a través de una derivación en “T” de la LT 60 kV Puno – Pomata (L-6038) de 103,5 km, si bien los indicadores se encuentran dentro de las tolerancias permitidas, ELECTRO PUNO señala que es necesario brindar un mayor grado de confiabilidad a la SET Ilave, con lo finalidad de proporcionar una mejor selectividad ante fallas en la línea de transmisión, especialmente cuando la falla se ubica en el tramo de línea Derivación Pomata. En consecuencia, solicita implementar la derivación en “PI” en la SET Ilave.

Sistema Eléctrico Antauta

- La zona de Antauta se alimenta a través de la LT 60 kV Azángaro –Antauta (L-6021), que tiene una longitud de 83,5 km, además existe una línea de transmisión entre la SET Antauta y la SET San Rafael con una longitud de 9 km, esta última línea se encuentra abierta en el extremo de la SET Antauta y por razones operativas solo se emplea cuando existe una contingencia entre la LT 60 kV Azángaro – Antauta; la SET Antauta tiene un transformador de 60/23 kV de 8 MVA. Cabe señalar que mediante Oficio N° 722-2022-OS-DSE, se menciona que el sistema eléctrico Azángaro – Antauta – San Rafael se encuentra dentro de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA), excediendo en el indicador de indisponibilidad.
- A fin de mitigar los problemas descritos en el párrafo precedente, ELECTRO PUNO plantea la ejecución de una nueva SET Antauta 138/60 kV (previsto entrar en operación comercial el año 2027), la cual estaría ubicada contigua a la subestación existente. Para el análisis económico ELECTRO PUNO propone las siguientes alternativas:
 - Alternativa 1: SET Antauta 138/60 kV – 10 MVA y LT derivación Antauta de 170 metros.
 - Alternativa 2: Se considera la situación actual, sin cambios.
- Si bien la Alternativa 2 es la de mínimo costo, esta alternativa no soluciona el problema, por lo que, ELECTRO PUNO propone desarrollar la Alternativa 1.
- Con la implementación de la nueva SET Antauta 138/60 kV se propone considerar el costo incremental del centro de control en la alternativa desarrollada para el año 2027.

Sistema Eléctrico Azángaro

- El crecimiento de la demanda en la zona de Putina hace necesario que se vaya preparando la zona para la implementación de una subestación de transformación en dicha ubicación. En consecuencia, ELECTRO PUNO solicita en el presente plan la implementación de la subestación de derivación en 60 kV en la SET Putina cuya puesta en servicio sería el año 2029.
- Actualmente la SET Huancané cuenta con tres alimentadores en 23 kV para atender la distribución en la zona. Sin embargo, debido al crecimiento espacial de las cargas y a fin de tener una mejor selectividad ante fallas, ELECTRO PUNO requiere la implementación de una nueva celda de alimentación de 23 kV para el año 2026.

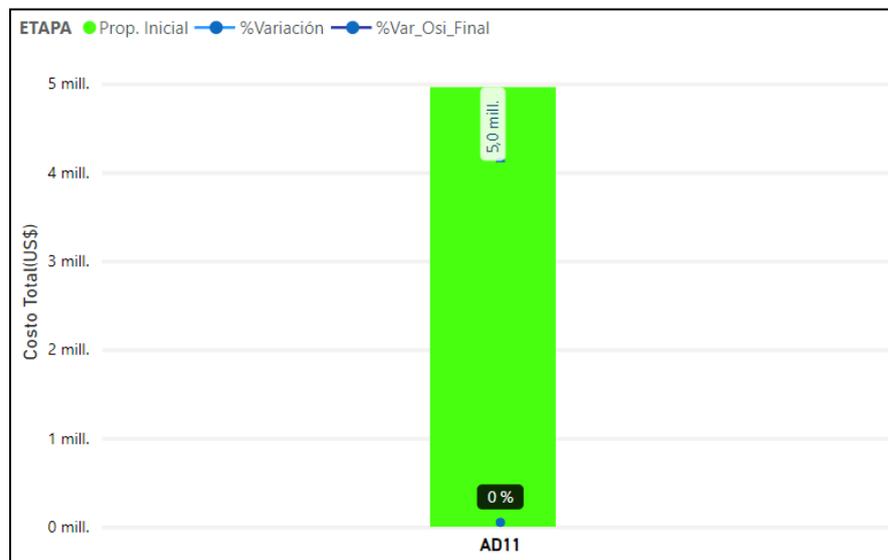
Sistema Eléctrico Juliaca

- La LT 60 kV Juliaca – Caracoto (L-6311) de 7,5 km tiene una antigüedad mayor a 30 años, donde se han encontrado las siguientes deficiencias
 - Cuerpo de poste corroída.
 - Base y pernos de poste corroída.
 - Base corroída grado 3, con pérdida de material y con riesgo de caída.
 - Postes con abolladuras.
 - Vivienda en la franja de servidumbre.

En consecuencia, ELECTRO PUNO solicita la renovación total de esta línea de transmisión.

3.2.1 Propuesta de Inversiones

ELECTRO PUNO en su PROPUESTA INICIAL, ha solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 11, que ascienden a un valor aproximado de 5,0 millones de dólares.



Fuente: PROPUESTA INICIAL de los TITULARES. Elaboración propia

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL se aprecia lo siguiente:

ELECTRO PUNO considera ejecutar el 11,11% de las inversiones totales en el año 2026, el 74,76% de las inversiones totales en el año 2027, el 14,14% de las inversiones totales 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 ELECTRO PUNO, son los que se resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 11
Plan de Inversiones SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 11	4 961 554	0,23	10	15
ELECTRO PUNO	4 961 554	0,23	10	15
AT				
Celda	1 913 807	-	-	7
Línea	7 543	0,06	-	2
Transformador	-	-	-	-
Banco				
MAT				
Celda	1 581 189	-	-	3
Línea	28 275	0,17	-	1
Transformador	1 344 999	-	10	1

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Banco	-	-	-	-
MT				
Celda	85 741	-	-	1
Banco	-	-	-	-

4. Observaciones a los Estudios Técnico-Económicos

Mediante el Oficio N° 1530-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinerghmin remitió a ELECTRO PUNO, las observaciones a su Estudio Técnico-Económico presentado por ELECTRO PUNO como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

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

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.

Se señaló, además, que el Titular revise 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.

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRO PUNO, son las siguientes:

- El ESTUDIO presentado por ELECTRO PUNO carece de sustento técnico-económico y de información complementaria relevante para verificar y justificar las necesidades de los proyectos y/o Elementos solicitados dentro del planeamiento del PI 2025-2029, presentando información de manera incompleta y no actualizada del sistema eléctrico del AD 11 para el análisis eléctrico dentro del periodo del PI 2025-2029. Al respecto, se solicita complementar, actualizar y/o corregir la información que permita al Regulador verificar, analizar y evaluar la propuesta íntegra sobre las necesidades y alternativas técnicas-económicas para los sistemas eléctricos que conforman el AD 11.
- En el proceso del PI 2025-2029, el Año Representativo es 2022. Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el horizonte de la proyección debe estar comprendido entre 2023 y 2054.
- ELECTRO PUNO debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- ELECTRO PUNO no ha presentado los documentos completos que justifican la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas en la AD 11, debiendo hacerlo de acuerdo a la NORMA TARIFAS.
- ELECTRO PUNO debe presentar un formato F-121 auxiliar con el fin de realizar la trazabilidad con la demanda para el flujo de diagnóstico y la propuesta PIT, considerando transferencias de carga entre las barras, según se plantee y sustente.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas en la proyección de demanda, se observa que un número de ellas se han presentado sin solicitud de factibilidad de suministro. ELECTRO PUNO debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- Se ha verificado en las visitas técnicas en campo que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre 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), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTRO PUNO debe completar la información faltante donde corresponda.

- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTRO PUNO en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, ELECTRO PUNO debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- ELECTRO PUNO, debe de considerar como parte de los criterios de planificación en la subtransmisión, que ante un problema o necesidad en el sistema eléctrico ver si las alternativas de solución, desde el punto de vista técnico- económico y operativo, se pueden dar a nivel de distribución con la finalidad de optimizar los recursos y activos de la empresa, evitando duplicidad y/o inversiones mayores en el nivel subtransmisión.
- Sobre los años de POC de los proyectos y/o Elementos solicitados por ELECTRO PUNO para el AD 11, se solicita que ELECTRO PUNO señale - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos del porque no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico.
- El archivo de flujo de potencia Digsilent (“BD SEIN_PIT 25-29 (ELPU).pfd”) – que sustenta el análisis eléctrico de los proyectos y evaluación de alternativas propuestos en el PI 2025-2029 – debe tener coherencia con toda la información presentada en el ESTUDIO. Asimismo, la información de cada proyecto propuesto debe de modelarse en el año en el cual se identifica la necesidad para el sistema eléctrico. En ese sentido, se verifica que ELECTRO PUNO no presenta ningún esquema de flujo de carga (formato F-212) que evidencie el análisis de las alternativas planteadas en su ESTUDIO, además, el archivo “BD SEIN-GRT - AD05.pfd” está incompleto y con información que no corresponde a lo señalado en el informe del ESTUDIO. Al respecto, se solicita a ELECTRO PUNO completar la información faltante, actualizar y/o corregir donde corresponda, de tal manera que los proyectos propuestos, análisis de alternativas y toda la información presentada en su ESTUDIO coincida con el archivo de flujo.

- ELECTRO PUNO, presenta algunos de los formatos de demanda F-100 incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes, por lo cual no se cumple lo establecido en la NORMA TARIFAS. Al respecto, ELECTRO PUNO debe presentar lo indicado.
- ELECTRO PUNO no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTRO PUNO debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ELECTRO PUNO no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita que ELECTRO PUNO presente en formato “Google Earth” (Kms.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 11, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.
- ELECTRO PUNO debe actualizar las variables macroeconómicas, así como la información histórica de las variables explicativas con respecto al Año Representativo (Año 2022), con la última información disponible a la fecha.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con Oficio N° 662-2023-ELPU/GG, del 20 de noviembre del 2023, ELECTRO PUNO presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, la misma que con la información adicional que acompaña a dichas 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° 092-2024-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 consignada en la página Web de Osinergmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados, tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados. – [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELECTRO PUNO presenta resultados distintos de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL, resultando magnitudes menores en todos los años de proyección. Dicha variación está explicada principalmente por los factores de caracterización para las nuevas cargas empleados por ELECTRO PUNO.

En el Cuadro N° 5-1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELECTRO PUNO.

Cuadro N° 5-1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 11 – ELECTRO PUNO
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Juliaca, Juliaca Rural y SER Juliaca	Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, Ilave - Pomata y SER Puno	Ayaviri y SER Ayaviri	Antauta	San Gabán
2022	37,40	19,76	25,45	3,14	30,12	1,01
2023	38,10	20,07	25,94	3,20	30,19	1,03
2024	40,41	22,48	27,67	3,43	30,36	1,10
2025	41,97	24,08	28,76	3,57	30,51	1,14
2026	43,93	25,55	30,12	3,85	30,92	1,25
2027	46,63	26,51	32,02	4,00	31,09	1,30
2028	48,49	27,35	33,32	4,17	31,27	1,35

Año	Juliaca, Juliaca Rural y SER Juliaca	Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, llave - Pomata y SER Puno	Ayaviri y SER Ayaviri	Antauta	San Gabán
2029	50,45	28,23	34,69	4,34	31,46	1,40
2030	51,68	28,79	35,55	4,45	31,58	1,43
2031	52,91	29,34	36,41	4,55	31,70	1,46
2032	54,15	29,90	37,28	4,66	31,82	1,49
2033	55,38	30,45	38,14	4,77	31,93	1,53
2034	56,61	31,01	39,00	4,88	32,05	1,56
TC	3,5%	3,8%	3,6%	3,8%	0,5%	3,6%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ELECTRO PUNO.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al periodo 2022-2034.

Del Cuadro N° 5-1, se desprende que ELECTRO PUNO propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, llave - Pomata y SER Puno” de 36,3% en el año 2029 (34,69 MW) respecto del 2022 (25,45 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 4,0% a 3,6%.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Con relación a la PROPUESTA INICIAL, ELECTRO PUNO presentó en la PROPUESTA FINAL, principalmente los siguientes proyectos:

Sistema Eléctrico llave - Pomata

- La SET llave se conecta a través de una derivación en “T” de la LT 60 kV Puno – Pomata (L-6038) de 103,5 km, si bien los indicadores se encuentran dentro de las tolerancias permitidas, ELECTRO PUNO señala que es necesario brindar un mayor grado de confiabilidad a la SET llave, con lo finalidad de proporcionar una mejor selectividad ante fallas en la línea de transmisión, especialmente cuando la falla se ubica en el tramo de línea Derivación Pomata.

En consecuencia, solicita implementar la derivación en “PI” en la SET llave.

Sistema Eléctrico Antauta

- La zona de Antauta se alimenta a través de la LT 60 kV Azángaro –Antauta (L-6021), que tiene una longitud de 83,5 km, además existe una línea de transmisión entre la SET Antauta y la SET San Rafael con una longitud de 9 km, esta última línea se encuentra abierta en el extremo de la SET Antauta y por razones operativas solo se emplea cuando existe una contingencia entre la LT 60 kV Azángaro –Antauta, la SET Antauta tiene un transformador de 60/23 kV de 8 MVA. Cabe señalar que mediante Oficio N° 722-2022-OS-DSE, se señala que el sistema eléctrico Azángaro – Antauta – San Rafael se encuentra dentro de los sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA), excediendo en el indicador de indisponibilidad.

- A fin de mitigar los problemas descritos en el párrafo precedente se plantea la ejecución de una nueva SET Antauta 138/60 kV (previsto entrar en operación comercial el año 2027), la cual estaría ubicada contigua a la subestación existente. Para el análisis económico ELECTRO PUNO propone las siguientes alternativas:
 - Alternativa 1: SET Antauta 138/60/22,9 kV – 10 MVA y LT derivación Antauta de 170 metros.
 - Alternativa 2: SET Antauta 138/22,9 kV – 10 MVA y LT derivación Antauta de 170 metros.
- De la evaluación económica se aprecia que la opción de menor costo es la Alternativa 2; sin embargo, por temas de confiabilidad ELECTRO PUNO plantea realizar la Alternativa 1, dado que, ante alguna contingencia se podría alimentar desde la SET San Rafael mediante la LT 60 kV San Rafael – Antauta la cual actualmente funciona como contingencia.
- Por otro lado, ELECTRO PUNO indica que, ha venido desarrollando esfuerzos para mejorar la situación del sistema Antauta; por ejemplo, a fin de mejorar la calidad del servicio, ELECTRO PUNO ha implementado el sistema SCADA en la SET Antauta, lo que se ha traducido en que la reposición de la energización de la línea ante una falla temporal se realice dentro de los 03 minutos.
- Con la implementación de la nueva SET Antauta 138/60 kV se propone el costo de un sistema de Control Local SAS desarrollada para el año 2027.

Sistema Eléctrico Azángaro

- El crecimiento de la demanda en la zona de Putina hace necesario que se vaya preparando la zona para la implementación de una subestación de transformación en dicha ubicación. En consecuencia, ELECTRO PUNO solicita en el presente plan la implementación de la subestación SET Putina con un transformador 60/22,9 kV (rotado de la SET Antauta) y celdas en 60 kV y 22,9 kV, cuya puesta en servicio sería el año 2029.
- Actualmente la SET Huancané cuenta con tres alimentadores en 23 kV para atender la distribución en la zona. Sin embargo, debido al crecimiento espacial de las cargas y a fin de tener una mejor selectividad ante fallas, ELECTRO PUNO requiere la implementación de una nueva celda de alimentación de 23 kV para el año 2026.

Sistema Eléctrico Juliaca

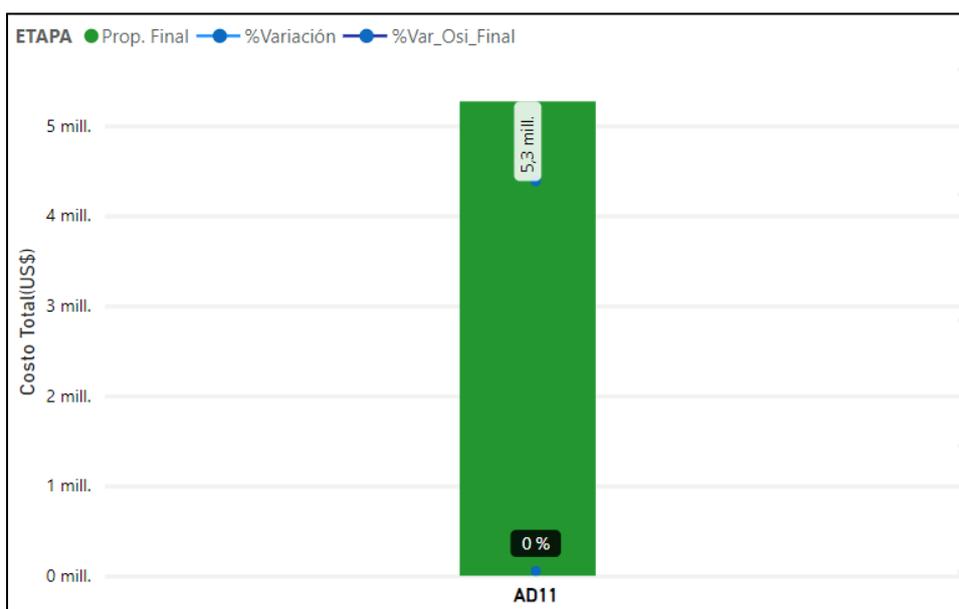
- La LT 60 kV Juliaca –Caracoto (L-6311) de 7,5 km tiene una antigüedad aproximada de 36 años, que actualmente se utiliza para transportar energía a la empresa Cacesur; ELECTRO PUNO señala que requiere utilizar las dos celdas de 22,9 kV disponibles en la SET Caracoto con el objetivo de mejorar la calidad de suministro en las zonas de Huata, Coata, Capachica, Peaje y atender el proyecto futuro de creación de una Zona Franca, Industrial y comercial de Puno.
- En ese sentido para poder hacer uso de las dos celdas de la SET Caracoto se requiere que la línea de transmisión SET Juliaca – SET Caracoto (L-6311) se encuentre en condiciones operativas adecuadas; sin embargo, actualmente esta línea tiene las siguientes deficiencias:
 - Cuerpo de poste corroída.

- Base y pernos de poste corroída.
- Base corroída grado 3, con pérdida de material y con riesgo de caída.
- Postes con abolladuras.
- Vivienda en la franja de servidumbre.

En consecuencia, ELECTRO PUNO solicita la renovación total de esta línea de transmisión para el año 2027.

5.2.1 Propuesta de Inversiones

ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, ha solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 11, que ascienden a un valor aproximado de 5,3 millones de dólares.



Fuente: PROPUESTA FINAL de los TITULARES. Elaboración propia

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL se aprecia lo siguiente:

ELECTRO PUNO considera ejecutar el 15,46% de las inversiones totales en el año 2026, el 56,86% de las inversiones totales en el año 2027, el 27,67% de las inversiones totales en el año 2029.

Así, los montos de inversión en instalaciones del SCT que conforman la PROPUESTA FINAL de ELECTRO PUNO, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, son los que se señalan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 11
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total, Área de Demanda 11	5 269 226	0,23	10	18

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
ELECTRO PUNO	5 269 226	0,23	10	18
AT				
Celda	1 871 264	-	-	7
Línea	7 543	0,06	-	2
Transformador	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-
MAT				
Celda	1 603 773	-	-	3
Línea	28 275	0,17	-	1
Transformador	1 364 210	-	10	1
Banco	-	-	-	-
MT				
Celda	394 161	-	-	4
Banco	-	-	-	-

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por la empresa ELECTRO PUNO 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 11 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle 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 <http://www.gob.pe/osinerghmin/> [Ver Referencia 6].

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 11, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, ello considerando que en el Estudio presentado por ELECTRO PUNO se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- En el formato de demanda “F-113” se está consignando como Demanda Incorporada, cargas nuevas con potencia menor que 200 kW, cuando en realidad corresponden a Usuarios Regulados. En dichos casos, Osinerghmin procedió a excluir esa demanda de su análisis.
- En el ajuste final de las ventas de energía de Usuarios Regulados no se ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.

- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. La metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 11, 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 de ese año que dispone Osinergmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI del año 2022 que Osinergmin tiene publicado en su portal web.

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, número de clientes, población y la tarifa real. El detalle se describe 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 describe 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 propios Usuarios Libres en encuestas efectuadas por los suministradores.

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

En el Área de Demanda 11, ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 50 cargas nuevas, de las cuales 34 no fueron seleccionadas por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ELECTRO PUNO no presentó documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 11 se ha considerado 16 cargas nuevas como Demanda Incorporada, consignadas por ELECTRO PUNO, pues cumplen con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6-1 se muestra el detalle de esas Demandas Incorporadas consideradas.

Cuadro N° 6-1
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas o Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ANANEA	ANANE023	22,9	MINERA CORI PUNO (AMPLIACIÓN)	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
ANANEA	ANANE023	22,9	Minera San Juan de Dios	0,21	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
ANANEA	ANANE023	22,9	Minera Dennis Adderly Palomino Ccori	0,21	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
ANANEA	ANANE023	22,9	COOPERATIVA MINERA SANTIAGO DE ANANEA	0,06	0,13	0,19	0,25	0,25	0,25
JULIACA 2	JULIA010	10	PLANTA DE FUNDICIONES METAUX	0,10	0,20	0,30	0,40	0,40	0,40
ANANEA	ANANE023	22,9	SISTEMA ELECTRICO ANTAHUILA - RENZO LUCANA HUANCA	0,10	0,20	0,30	0,40	0,40	0,40
AYAVIRI	AYAVIRI10	10	ISEPA, PROVINCIA DE MELGAR - PUNO	0,05	0,10	0,16	0,21	0,21	0,21
HUANCANE	HUANC023	22,9	HOSPITAL LUCIO ALDIZABAL PAUCA DE REDESS HUANCANE	0,17	0,34	0,51	0,68	0,68	0,68
BELLAVISTA-PUNO	PUNOB010	10	LAGUNAS DE ESTABILIZACION DE LA CIUDAD DE PUNO	0,06	0,11	0,17	0,23	0,23	0,23
ANANEA	ANANE023	22,9	MINERA HOL HONORATO OCHOA LUCANA	0,05	0,10	0,15	0,20	0,20	0,20
BELLAVISTA-PUNO	PUNOB010	10	UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO	0,05	0,10	0,15	0,20	0,20	0,20
ANTAUTA	ANTAU023	22,9	OFICINAS CAMPAMENTO STA - SAN RAFAEL	0,07	0,13	0,20	0,26	0,26	0,26
ANANEA	ANANE023	22,9	COOPERATIVA MINERA MUNICIPAL DE ANANEA	0,08	0,16	0,24	0,32	0,32	0,32
JULIACA 2	JULIA010	10	CENTRO DE SALUD LA REVOLUCION (NIVEL I-4)	0,10	0,19	0,29	0,38	0,38	0,38
HUANCANE	HUANC023	22,9	SERVICIOS DE SALUD NIVEL I-4 DE LA LOCALIDAD DE TARACO	0,09	0,17	0,26	0,34	0,34	0,34
AZANGARO	AZANG023	22,9	SERVICIO DE AGUA POTABLE ALCANTARILLADO Y TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES EN EL PUEBLO DE MUÑANI	0,06	0,11	0,17	0,22	0,22	0,22

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

Cabe indicar que la revisión y validación efectuada por Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva no seleccionada se detalla en el archivo MS Excel de los formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades ELPU".

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados con la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 11. En el Cuadro N° 6-2. se muestra por nivel de tensión.

Cuadro N° 6-2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 11 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	238,3	13,7	461,3	713,3
2023	238,3	13,7	473,9	725,9
2024	238,3	13,7	499,8	751,9
2025	238,3	13,7	526,6	778,6
2026	238,3	13,7	546,9	799,0
2027	238,3	13,7	567,8	819,9
2028	238,3	13,7	583,5	835,6
2029	238,3	13,7	599,7	851,7
2030	238,3	13,7	611,0	863,1
2031	238,3	13,7	622,6	874,6
2032	238,3	13,7	634,5	886,5
2033	238,3	13,7	646,6	898,6
2034	238,3	13,7	659,0	911,1

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 2,1%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

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

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

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

Posteriormente, 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.

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6-3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 11.

Cuadro N° 6-3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 11 (en MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
AYAVIRI	10	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0
AYAVIRI	22,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8
AZANGARO	22,9	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8
ANANEA	22,9	13,9	14,2	15,9	17,7	18,2	18,8	19,2	19,6	19,8	20,1	20,4	20,7	21,0
HUANCANE	22,9	1,8	1,9	2,1	2,4	2,6	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3
ANTAUTA	22,9	3,3	3,4	3,5	3,7	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
JULIACA 2	10	28,6	29,5	30,6	31,7	32,9	34,2	35,3	36,5	37,4	38,2	39,1	40,0	40,9
JULIACA 2	22,9	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3	7,5	7,8	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	9,1
TOTORANI	22,9	3,4	3,5	3,6	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9
BELLAVISTA-PUNO	10	11,8	12,2	12,7	13,1	13,6	14,1	14,6	15,1	15,4	15,8	16,2	16,5	16,9
ILAVE	22,9	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6
POMATA	22,9	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,8	5,9	6,1	6,2	6,4
SE SAN GABÁN II	13,2	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
CARACOTO	22,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
SAN RAFAEL	138	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5
SE SAN GABÁN II	138	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
TUCARI	60	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
TOTAL		119,3	122,0	126,6	131,3	135,0	138,9	142,2	145,6	148,0	150,4	152,9	155,5	158,1

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

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

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

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ELECTRO PUNO	PROPUESTA INICIAL ELECTRO PUNO
2022	119,31	116,88	116,74
2023	121,96	118,53	120,48
2024	126,56	125,45	134,05
2025	131,32	130,03	137,26
2026	135,04	135,63	146,25
2027	138,88	141,55	153,65
2028	142,19	145,95	156,99
2029	145,59	150,56	160,44
2030	147,98	153,47	163,21
2031	150,41	156,38	165,98
2032	152,91	159,29	168,75

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ELECTRO PUNO	PROPUESTA INICIAL ELECTRO PUNO
2033	155,46	162,20	171,51
2034	158,07	165,11	174,28
TC	2,37%	2,92%	3,40%

Fuente: Formato F-121

Gráfico N° 6-1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)



Nota: La proyección de la demanda efectuada por Osinerghmin difiere de la PROPUESTA FINAL de ELECTRO PUNO 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 en Transmisión del Área de Demanda 11, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por los TITULARES:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 11; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO. Al no considerar estas instalaciones, se incumple con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar, no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre del 2022.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES de esta Área de Demanda, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

- No contempla alternativas de solución en las redes de Alta Tensión (AT), que puedan sustituir o retrasar los proyectos en MAT.
- No se sustenta de forma adecuada el reemplazo de instalaciones por antigüedad de AT y MT.

6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, 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 SET's 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 secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Se considera los proyectos ITC “Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)” y “Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)”, aprobado en la actualización de Plan de Transmisión 2023-2032 y cuya fecha POC se estima para el año 2026.
- Para la instalación de nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- 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 prevea su entrada en servicio antes de mayo del 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Donde corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para el 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.

- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2029, y para los años 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello evaluando los ingresos necesarios para los primeros 10 años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

La determinación de las condiciones en las que actualmente opera el sistema eléctrico 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 11, a diciembre de 2022, son las que figura 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 y proyectada del sistema de transmisión, se procedió a identificar las SET's existentes y proyectados que superan la capacidad de diseño mediante el formato "F-202"; para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las SET's y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las SET's en el futuro. Así, el factor de utilización en los transformadores AT/MT al año 2034 es la siguiente:

Cuadro N° 6-5
Cargabilidad en transformadores de dos devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
Huancané	HUANC060	HUANC023	6,25	0,63
Ananea	ANANE060	ANANE023	27,75	0,87
Antauta	ANTAU023	ANTAU023	8,00	0,58
Totorani	PUNOT138	PUNOT023	20,00	0,23
Bellavista	PUNOB138	PUNOB010	25,00	0,46
Puno Sur	PUNOB138	PUNOB010	25,00	0,20

Cuadro N° 6-6
Cargabilidad en transformadores de tres 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
Azangaro	AZANG138	AZANG060	AZANG023	47,50	47,50	12,50	0,76	0,63	0,48

Juliaca	JULIA138	JULIA023	JULIA010	50,00	30,00	30,00	0,15	0,20	0,85
Maravilla	JULIA138	JULIA023	JULIA010	25,00	25,00	25,00	0,66	0,10	0,55
Ayaviri	AYAVIRI138	AYAVIRI23	AYAVIRI10	11,50	11,50	4,00	0,40	0,24	0,47
Pomata	POMAT060	POMAT023	POMAT010	9,00	9,00	2,50	0,54	0,54	-
Ilave	ILAVE060	ILAVE023	ILAVE010	9,00	9,00	2,50	0,47	0,47	-

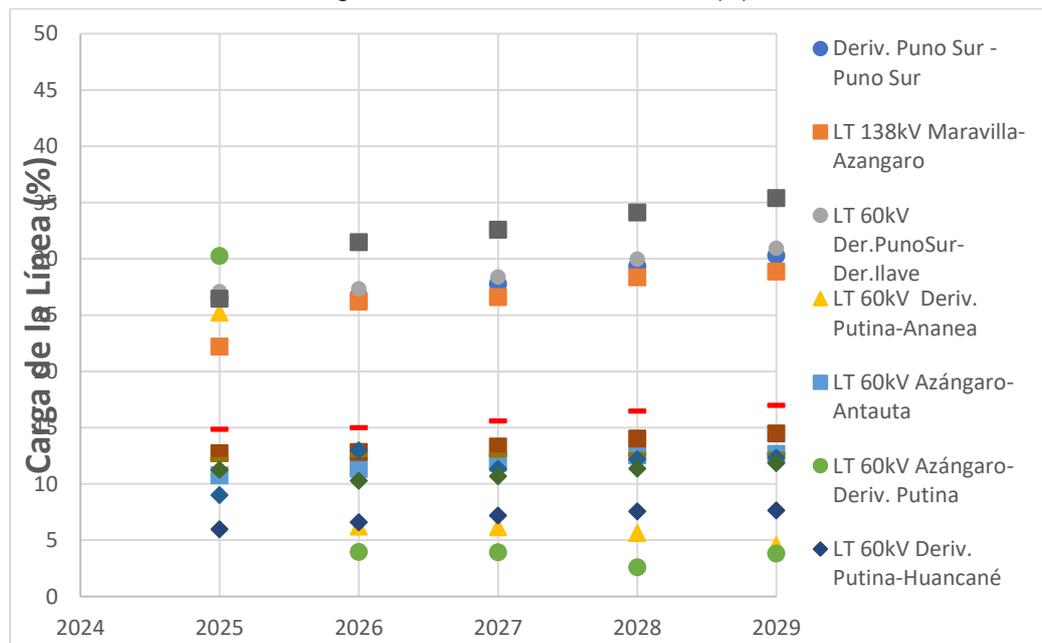
De los cuadros anteriores, se verifica que no existen sobrecargas dentro del periodo 2025-2029. Cabe señalar que, mediante la visita técnica realizada a las instalaciones de ELECTRO PUNO en julio del 2023, se verificó que las nuevas subestaciones Puno Sur y Maravilla (instalaciones aprobadas en el PI 2017-2021), todavía no han sido construidas; dichas subestaciones debieron ser implementadas para el año 2021.

Por otro lado, respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en los sistemas eléctricos del Área de Demanda 11, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de julio del 2023. Cabe señalar que, la demanda utilizada para este fin, corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Así, en relación a las líneas de transmisión, estas no presentan sobrecarga en el periodo 2025-2029, conforme se muestra en la gráfica siguiente:

Gráfica N° 6.2

Cargabilidad en Líneas de Transmisión (%)



Respecto a los perfiles de tensión, se obtuvieron los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

Gráfica N° 6.3
Perfil de Tensiones



De la gráfica anterior, se observa que las barras analizadas cumplen con las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en el período 2025-2029.

Por lo expuesto, como resultado del diagnóstico general y teniendo en cuenta las inversiones aprobadas a la fecha, el sistema eléctrico no requiere nuevas inversiones en transmisión para los sistemas eléctricos correspondientes a ELECTRO PUNO.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 11, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025-2029.

Dicho diagnóstico no advierte una problemática en los sistemas eléctricos a cargo de ELECTRO PUNO, reflejados en los perfiles de tensión y la cargabilidad de los transformadores. Sin embargo, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se identifican solicitudes de Elementos que corresponde sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo a las razones señaladas por dichos TITULARES. En tal sentido, para efectos del PI 2025-2029, se ha considerado lo siguiente:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico llave-Pomata

i. Conexión PI en la SET llave

Al respecto, lo solicitado por ELECTRO PUNO para el año 2026, corresponde ser aprobado, debido a que actualmente la SET llave 60/22,9/10 kV de 7 MVA opera mediante una conexión en "T" que se deriva de la "LT 60 kV Puno – Pomata", por lo que se considera técnica y

operativamente eficiente una conexión en PI que permitirá brindar mayor flexibilidad operativa ante un evento de falla que ocurra en el tramo de la Línea Derv. Pomata y mejorará las acciones de mantenimiento programados. En consecuencia, se brindará una mayor confiabilidad en la continuidad del suministro eléctrico para los usuarios que se atienden de la SET llave. Asimismo, durante la visita técnica “in situ” se verifica que en dicha SET disponía de los espacios suficientes para realizar la configuración PI solicitada.

Finalmente, cabe mencionar que ELECTRO PUNO ha presentado Opiniones y Sugerencias al proyecto solicitado; el cual, según el análisis realizado en el Anexo A del presente Informe Técnico, se acoge su opinión.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado, considerando para ello dos celdas de línea en 60 kV y una celda de transformador en 60 kV; en consecuencia, la actual celda de línea transformador se da de Baja debido a que ya cumplió su vida útil de 30 años. Asimismo, se aprueba un tramo de 30 metros para la configuración en PI de la derivación hacia la SET llave.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Antauta

ii. **Implementación de una nueva SET Antauta 138/60/22,9 kV de 10 MVA y celdas de conexión, Baja remunerativa de la “LT 60 kV Azángaro – Deriv. Antauta” e integración de un sistema SCADA**

Al respecto, la criticidad del Sistema Eléctrico Antauta fue evaluada por la División de Supervisión de Electricidad (DSE) en el Informe N° DSE-STE-52-2024. debido a que los indicadores de indisponibilidad de la LT 60 kV Azángaro – Antauta (L-6021) superan los límites de tolerancia, en el año 2022.

Sin embargo, para el año 2023, los indicadores no excedieron las tolerancias, tal como se muestra en el Informe Técnico N° DSE-STE-143-2024, elaborado por la DSE.

C. **Evaluación respecto a los opiniones y sugerencias de Electro Puno – Proyecto Implementación SET Antauta 138/60 kV**

De la evaluación de desconexiones del sistema Azángaro - Antauta para los años 2023 y 2024 (mes de abril), se observó que la línea L-6021 Azángaro – San Rafael no presentó excedencias de las tolerancias establecidas en el Procedimiento 091. En 2023, esta línea registró tres desconexiones (descarga atmosférica, nevada de la zona y causa no determinada), mientras que en el 2024 (mes de abril) no se ha presentado ninguna desconexión propia forzada.

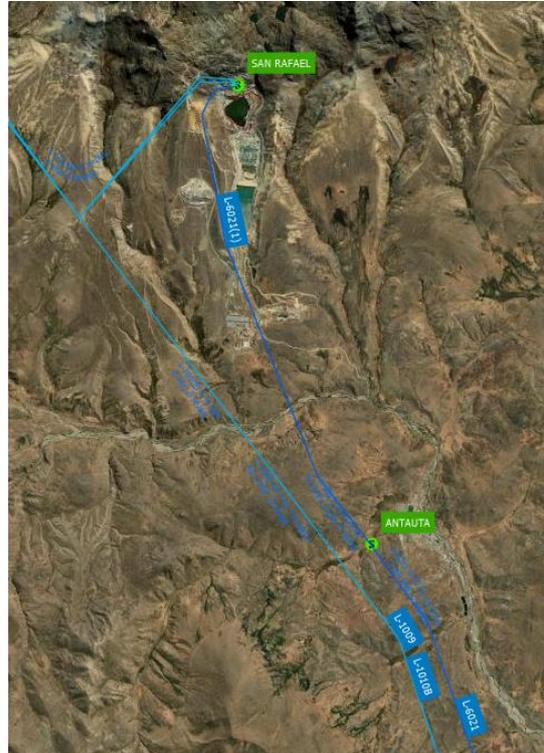
Se mantiene lo indicado en el informe DSE-STE-52-2024 elaborado por la DSE.

Cuadro N° 2: Evaluación de excedencia de tolerancias del año 2023 – Procedimiento 091

Componente	Rango de Voltaje	Código Extendido del Componente	TASA DE FALLA		INDISPONIBILIDAD	
			TOLERANCIA	Valor del Indicador	TOLERANCIA	Valor del Indicador
LÍNEA	≥60≤72.5	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	8,0	3,0	4,0	2,8

Como parte de las Opiniones y Sugerencias enviado por ELECTRO PUNO, la empresa indicó que realizó la implementación de pararrayos en la línea L-6021 Azángaro - Antauta el año 2022, como acción preventiva para disminuir las interrupciones (Ver Anexo A); la cual se verifica que está teniendo resultados para mantener las interrupciones dentro del límite de la tolerancia en los años 2023 y 2024.

Adicionalmente, ELECTRO PUNO también señala que ha adquirido la línea de transmisión L-6021(1) San Rafael – Antauta a la empresa Minsur en una subasta, el cual le da otro punto de conexión que puede dar confiabilidad al sistema eléctrico Antauta. Sin embargo, ELECTRO PUNO no envió información del actual estado operativo de esta línea que permita evaluar una posible remuneración por su operación y mantenimiento.



Por otro lado, sobre el uso de las instalaciones de la SET San Rafael, el cual es propietario Minsur, actualmente la normativa permite que un tercero pueda utilizar instalaciones de otras empresas (ver artículo 11 del Reglamento de Transmisión aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM). En caso no le permita este libre acceso, ELECTRO PUNO puede solicitar a la División de Supervisión de Electricidad (DSE) el Mandato de Conexión, según lo indicado en el “Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica”, aprobado por Resolución N° 091-2003-OS/CD.

Por lo tanto, no se requiere de instalaciones adicionales, debido a que con las acciones preventivas se está disminuyendo los índices de indisponibilidad; en consecuencia, no corresponde aprobar el proyecto Antauta 138/60/22,9 kV.

Por otro lado, respecto a la aprobación de un sistema SCADA, se debe señalar que, según el numeral 16.1.3) de la NORMA TARIFAS, se señala que los costos incrementales del centro de control y telecomunicaciones se aplican para subestaciones nuevas. Asimismo, tampoco la empresa ha presentado el sustento correspondiente para justificar la aprobación del sistema SCADA solicitado. Por lo tanto, no corresponde aprobar un módulo de centro de control para la SET Antauta 60/23 kV existente.

Finalmente, cabe mencionar que ELECTRO PUNO ha presentado Opiniones y Sugerencias al proyecto solicitado; sin embargo, según el

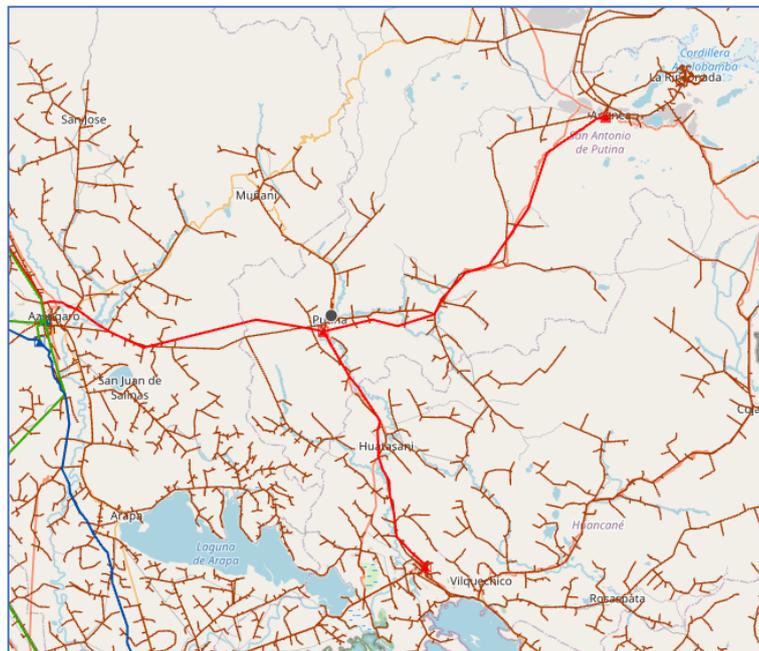
análisis realizado en el Anexo A del presente Informe Técnico, no se acoge su opinión.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Azángaro

iii. Implementación de una SET Putina mediante la rotación del Transformador 60/22,9 kV de 6 MVA de SET Antauta y nuevas celdas

A partir de la información y argumentos presentados por ELECTRO PUNO en la etapa de Opiniones y Sugerencia – que se analiza en el Anexo A - se verifica que los alimentadores que salen desde la SET Azángaro tienen longitudes mayores a los 80 km que alimentan a distintos centros poblados, además, debido a las condiciones geográficas de la zona (zona montañosa) está sujeto frecuentemente a tormentas eléctricas, las cuales pueden afectar el suministro eléctrico. Agregar que, en caso de una rotura de un aislador, tienen que emplear tiempo que puede superar un día hasta encontrar la falla, tiempo que el sistema eléctrico de Putina se queda sin servicio.

Por lo tanto, con la finalidad de redistribuir las cargas de la zona de Putina, se requiere un proyecto de transmisión eléctrica que brinde mejores prestaciones en cuanto a la calidad del servicio y continuidad del servicio eléctrico para el servicio público de electricidad, además, se hace necesario considerar tres celdas de alimentador 23 kV en la SET Putina, para redistribuir las cargas que actualmente se alimentan de Azángaro, Huancané y Ananea.



Al respecto, se analizaron las siguientes alternativas:

- Alternativa I: SET Putina 60/23 kV – 9 MVA.
Incluye para la SET Putina:
 - Celdas en 60 kV (3 línea + 1 transformador + 1 medición)
 - Transformador 60/23 kV – 9 MVA
 - Celdas en 23 kV (3 alimentador + 1 transformador + 1 medición)

- Alternativa II: Línea de transmisión 138 kV Azángaro – Putina y nueva SET Putina 138/60/23 kV – 15 MVA.

Incluye para la SET Azángaro:

- Celda de línea 138 kV en SET Azángaro

Incluye para la SET Putina:

- Celda en 138 kV (1 línea)
- Celdas en 60 kV (2 línea + 1 transformador)
- Transformador 138/60/23 kV – 15 MVA
- Celdas en 23 kV (3 alimentador + 1 transformador + 1 medición)

Cuadro N° 6-7

Análisis de alternativas – ÁREA DE DEMANDA 11

Nombre	Costos de Inversión					Costos de Explotación			p.u.
	Transmisión		Transformación		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	-	-	-	1 269 479	1 269 479	219 207	932 666	556 020	1,000
Alternativa 2	3 036 420	979 823	207 141	400 059	4 623 443	745 212	945 959	4 422 695	7,954

Alternativa seleccionada: Alternativa 1

De la evaluación de mínimo costo se obtuvo que la Alternativa I es la más económica.

Por las razones expuestas, se incluye la SET Putina 60/23 kV, con un nuevo transformador de 60/23 kV – 9 MVA; se considera un nuevo transformador debido a que al no aceptarse la construcción de una nueva SET Antauta 138/23/10 kV no quedará un transformador disponible para ser rotado a SET Putina. Además, de las instalaciones solicitadas por ELECTRO PUNO, se agrega las celdas de medición en 60 kV y 22,9 kV, así como tres celdas de alimentador en 23 kV necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación.

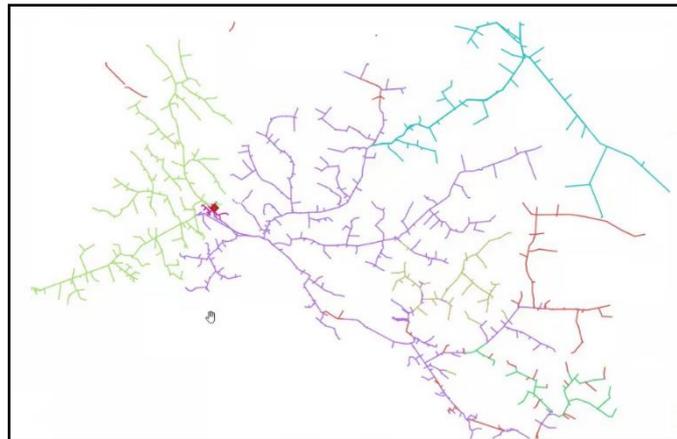
Por otra parte, cabe indicar que para el Formato F-300, se está considerando a la SET Putina como una subestación existente, dado que ya tiene equipamientos funcionando actualmente; en consecuencia, no correspondería el reconocimiento de obras comunes (edificio de control, malla a tierra, instalaciones eléctricas exteriores, obras civiles generales), servicios auxiliares, centro de control ni telecomunicaciones. Además, ELECTRO PUNO no envía sustento que demuestre que correspondería valorizarse como una nueva subestación, y sobre la necesidad de considerar estos costos adicionales en la subestación, por temas de antigüedad, renovación de equipos o la no instalación de los mismos.

Finalmente, el proyecto aprobado “SET Putina” se está considerando su implementación para el año 2029 (POC prevista); a partir de lo solicitado por ELECTROPUNO en su PROPUESTA FINAL; no obstante, dado la problemática en la zona – que se sustenta en las Opiniones y Sugerencias – para mejorar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, quedará a responsabilidad de ELECTRO PUNO en implementar el proyecto aprobado antes de la fecha POC prevista (2029), que de ser el caso,

corresponderá su remuneración en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, que se encuentre vigente.

iv. Implementación de una (01) celda de alimentador 22,9 kV en la SET Huancané

Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTRO PUNO para el año 2026, corresponde ser aprobado en el presente proceso PI 2025-2029; debido a que, se verifica que el alimentador “4003” que sale de una celda de alimentador en 23 kV, se deriva con dos líneas primarias, requiriéndose de esta manera la necesidad de independizar dichas líneas, mediante una nueva celda alimentador, que brindará de confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico en cada alimentador.



Fuente: Portal <https://gisem.osinergmin.gob.pe/> el crecimiento espacial de las redes para la atención de la demanda; por lo cual, se hace necesario la implementación de una celda de alimentador en 23 kV adicional.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Juliaca

v. Renovación de la “LT 60 kV Juliaca – Caracoto”

Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTRO PUNO para el año 2026, no corresponde ser aprobado; debido a que lo solicitado es de propiedad de la empresa Calcesur, no correspondiendo renovar una instalación que es propiedad de un tercero (privado) para que sea remunerado por los usuarios del AD 11. Asimismo, la infraestructura de transmisión “LT 60 kV Juliaca – Caracoto + SET Caracoto” de dicha empresa es para su uso principal de su actividad económica.

Sin perjuicio de lo mencionado, se ha verificado que existe un proyecto de Electrificación Rural dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) publicado el 31.12.2023 mediante Resolución Ministerial N°528-2023-MINEM/DM, denominado “MEJORAMIENTO DE SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EN LOS DISTRITOS DE HUATA COATA-CAPACHICA DE LA PROVINCIA DE SAN ROMAN DEL DEPARTAMENTO” siendo la Unidad Formuladora y Ejecutora ELECTRO PUNO. En ese sentido, existe un proyecto que solucionaría la problemática manifestada por ELECTRO PUNO que pretendía resolver con el proyecto solicitado en el presente PI 2025-2029.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

6.2.4 Resultados del 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 Osinermin, en el Anexo E 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.

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

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

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo E 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 Osinermin 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 reserva en caso sean requeridas para tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que quedaría en desuso.

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 11, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029, las cuales se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 6-8
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 11

Programación de Bajas AD 11				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
11	ELECTRO PUNO	2026	Celda de línea transformador 60 kV	SET llave

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 11, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-9
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 11
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total, Área de Demanda 11	2 879 863	0,03	9	16
ELECTRO PUNO	2 879 863	0,03	9	16
AT				
Celda	1 896 300	-	-	8
Línea	3 580	0,03	-	1
Transformador	539 835	-	9	1
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	440 149	-	-	6

En el cuadro anterior están incluidas, únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029.

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de

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

Supervisión de Energía de Osinermin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 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 Plan de Inversiones 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

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

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 11, no se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que no corresponde retirar Elementos de dicho Plan.

⁹ “Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinermin, 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”.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por ELECTRO PUNO, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha obtenido el valor de 2,37% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica en el Área de Demanda 11, menor que el valor de 2,92% presentado por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, para el periodo 2022 – 2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 11, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 2 879 863, según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe. Dicha inversión es asignada a ELECTRO PUNO.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 11, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 11, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/ncha-ksg



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

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** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR.
- Anexo D** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinerghmin.
- Anexo E** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinerghmin.
- Anexo F** Cuadros Comparativos.

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN de ELECTRO PUNO

El 26 de marzo del 2024, con oficio N° 274-2024-ELPU/GG, ELECTRO PUNO presentó sus Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029. Como resultado del análisis realizado por Osinergmin, de las (3) Opiniones y Sugerencias presentadas: “SE ACOGE” (1), “SE ACOGE PARCIALMENTE” (1) y “NO SE ACOGE” (1).

1. Conexión Pi en la SET llave

ELECTRO PUNO indica que, los equipos instalados en la SET llave tienen fecha de fabricación del año 1994-1995, estando próximos a cumplir los 30 años de operación, los cuales para su integración y operación en el sistema SCADA deben de ser renovadas por obsolescencia técnica, como sustento envía registro fotográfico de sus instalaciones.

ELECTRO PUNO agrega que, ante los cambios tecnológicos, la industria eléctrica ha sido muy conservadora; en las últimas décadas la tecnología en las subestaciones eléctricas y sus diversos componentes han evolucionado de manera considerablemente, lo que ha permitido la mejora de la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico. Por lo que, debido al cumplimiento de los 30 años de operación de la celda de la línea – transformador 60 kV, considera el cambio del mencionado equipo para su integración y operación en el sistema SCADA por obsolescencia técnica.

En consecuencia, ELECTRO PUNO solicita la baja de la celda de línea – transformador 60 kV existente y se apruebe una nueva celda de transformador 60 kV.

Análisis de Osinergmin

Considerando que durante el periodo 2025 – 2029 la Celda de Línea – Transformador alcanzará la vida útil (30 años) y que se está aprobando el cambio de derivación de T a Pi en la SET llave, es conveniente por seguridad operativa – *ante una probable falla en una de las componentes de la celda a raíz de la obsolescencia* – renovar la actual celda de línea – transformador.

Por lo tanto, se aprueba una celda de transformador en 60 kV, que complementa las dos celdas de línea en 60 kV para la conexión en Pi de la SET llave; por consiguiente, corresponde dar de Baja la celda de línea – transformador en 60 kV, la cual debe realizarse una vez se instale el proyecto aprobado.

Conclusión

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

2. Implementación de una nueva SET Antauta 138/60/22,9 kV

ELECTRO PUNO, señala que el sistema eléctrico Antauta fue evaluado por la División de Supervisión de Electricidad (DSE) de Osinergmin y lo calificó como sistema eléctrico de transmisión en alerta (SETA), debido a que los indicadores de indisponibilidad de la L-6021, LT 60 kV Azángaro – Antauta superan los límites de tolerancia. Sin embargo, señala que Osinergmin no aprobó el proyecto solicitado debido a que considera la posibilidad de realizar acciones preventivas en las instalaciones existentes.

Respecto a la instalación de pararrayos

ELECTRO PUNO, indica que, las características de las interrupciones y la indisponibilidad de la L-6021 Azángaro – San Rafael son ocasionadas por descargas atmosférica y nieve, debido a los 90 km de longitud de la línea. Al respecto, Osinergmin sugiere realizar la evaluación para incrementar más “pararrayos de línea” o “pararrayos

de protección de línea” con la finalidad de disminuir las interrupciones por descargas atmosféricas.

ELECTRO PUNO agrega que en el año 2022 realizó la instalación de pararrayos de clase 2 en la L-6021, la cual solucionó parcialmente las interrupciones debido al alto nivel isoceraunico de la zona, en ese sentido, en los últimos años las interrupciones disminuyeron, pero se siguen presentando interrupciones debido a la gran longitud.

Respecto a utilizar la LT San Rafael - Antauta

ELECTRO PUNO señala que, con respecto a la propuesta de Osinergrmin de utilizar la LT San Rafael – Antauta (L-6021), ELECTRO PUNO manifiesta que actualmente solo se reconoce un tramo (1 km) de la Línea de Transmisión L-6021 que pertenece al Sistema Secundario de Transmisión (SST).

Además de considerar que la SET San Rafael, de propiedad de Minsur, ELECTRO PUNO indica que se tendría que pasar por instalaciones privadas para atender la SET Antauta, en ese sentido, se tendría que detallar la aplicación del peaje para el sistema eléctrico. Agrega que, realizó gestiones desde la Modificación del PI 2021-2025 con la empresa Minsur; sin embargo, no se obtuvo respuesta por parte de esta. Asimismo, ELECTRO PUNO señala que no tiene una barra de medición para hacer la compra en la SET San Rafael, por lo que, no se tendría datos sobre el comportamiento y la calidad de la energía eléctrica en el sistema eléctrico.

ELECTRO PUNO agrega que la conversión de tensión implica ciertas pérdidas de energía, debido a la resistencia del material del transformador y otros componentes eléctricos, reflejándose en la calidad de energía; además de presentarse la complejidad del sistema eléctrico por las conversiones de tensión realizadas, aumentado la probabilidad de fallas y requerir una supervisión y mantenimiento más intensivos, reduciendo la eficiencia del sistema, así como su confiabilidad.

Adiciona que, la barra de 60 kV de la SET San Rafael se encuentra desconectado, y este solamente funciona como contingencia para Minsur.

Respecto al sistema SCADA

Para la integración de las subestaciones, ELECTRO PUNO señala que cuenta con un SCADA de la marca SURVALENT no reconocida en el Plan de Inversiones, el cual presenta deficiencias tecnológicas que imposibilita una correcta y eficiente operación de las redes eléctricas. Por tanto, ELECTRO PUNO solicita la implementación de un nuevo SCADA con la actualización de sus softwares.

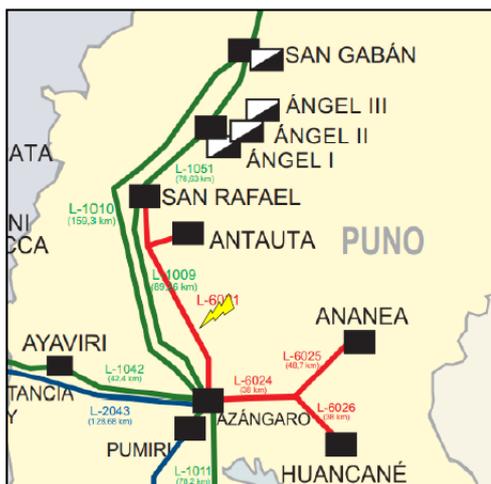
Análisis de Osinergrmin

ELECTRO PUNO señala que la DSE ha catalogado al sistema eléctrico Azángaro - Antauta como crítico, y adjunta como sustento el Oficio N° 277-2024-OS-DSE, del 23 de febrero del 2024, enviado por la DSE a ELECTRO PUNO que contiene los indicadores al año 2022.

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2023	Año de criticidad de línea y/o transformador	Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Indicador de Tasa de Falla			Indicador de Indisponibilidad			Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2023
						Tolerancia	Indicador	Excedencia	Tolerancia	Indicador	Excedencia	
1	Azángaro - Ananea - Huancané	2022	EPU	L-6025 Deriv Putina - ANANEA	60	8	2	-75%	4	16,1	303%	Azángaro Azángaro Rural
2	Azángaro - Antauta	2022	EPU	L-6021 AZANGARO-SE SAN RAFAEL	60	8	1	-88%	4	5,5	37%	Antauta

Lo mencionado es concordante con el Informe Técnico N° DSE-STE-052-2024, elaborado por la misma DSE, el cual se considera que las desconexiones del año 2022 estuvieron principalmente influenciadas por el nivel isoceraunico de la zona; sin embargo, el año 2023 las instalaciones no transgredieron sus tolerancias de tasa de falla e indisponibilidad.

41. SETA: Azángaro – Antauta



Causas de afectación del suministro en el SETA:

Instalación	Motivos	Años de Incidencia
L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	<ul style="list-style-type: none"> • Descargas atmosféricas • Intensas nevadas • Fuertes vientos 	2022 y 2023

La principal causa declarada de las interrupciones es del tipo fenómeno natural (descargas atmosféricas) principalmente influenciado por el alto nivel Cerámico de la zona. En el año 2023 (al mes de diciembre), ninguna de las instalaciones de transmisión del SETA, han transgredido sus tolerancias de Tasa de Falla e Indisponibilidad.

Conclusión:

Por parte de la DSE, no se proponen alternativas técnicas por confiabilidad para el Plan de Inversiones periodo 2025-2029.

Además, en el Informe Técnico N° DSE-STE-143-2024, la DSE reafirma lo indicado en el párrafo precedente, referido a que la “LT 6021 Azángaro – San Rafael”, no presenta excedentes de tasa de falla ni indisponibilidad.

C. Evaluación respecto a los opiniones y sugerencias de Electro Puno – Proyecto Implementación SET Antauta 138/60 kV

De la evaluación de desconexiones del sistema Azángaro - Antauta para los años 2023 y 2024 (mes de abril), se observó que la línea L-6021 Azángaro – San Rafael no presentó excedencias de las tolerancias establecidas en el Procedimiento 091. En 2023, esta línea registró tres desconexiones (descarga atmosférica, nevada de la zona y causa no determinada), mientras que en el 2024 (mes de abril) no se ha presentado ninguna desconexión propia forzada.

Se mantiene lo indicado en el informe DSE-STE-52-2024 elaborado por la DSE.

Cuadro N° 2: Evaluación de excedencia de tolerancias del año 2023 – Procedimiento 091

Componente	Rango de Voltaje	Código Extendido del Componente	TASA DE FALLA		INDISPONIBILIDAD	
			TOLERANCIA	Valor del Indicador	TOLERANCIA	Valor del Indicador
LÍNEA	≥60≤72.5	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	8,0	3,0	4,0	2,8

En consecuencia, las acciones preventivas que realizó ELECTRO PUNO, como por ejemplo instalar pararrayos adicionales en la línea Azángaro - Antauta, ayudaron a que las tasas de falla e indisponibilidad estén dentro de los límites de tolerancias en los años 2023 y 2024.

Por otro lado, respecto a lo señalado por ELECTRO PUNO que no es factible utilizar la LT San Rafael – Antauta, no ha demostrado técnicamente si el punto desde San Rafael

mejoraría la criticidad del sistema – al margen del problema de acceso a la SET San Rafael – asimismo, no se ha recibido evidencia donde se muestre la negativa o las razones explícitas por parte de Minsur haga “infactible” el acceso a sus instalaciones.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe indicar que utilizar instalaciones privadas que cuenten con concesión por parte del Estado, no limita que los interesados que requieran utilizar instalaciones de terceros tengan libre acceso, en tanto no superen el límite de la capacidad de conexión, considerando lo estipulado en el artículo 11 del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

En caso el propietario de la subestación no quiera dar acceso a sus instalaciones, ELECTRO PUNO puede solicitar a la DSE un Mandato de Conexión, según lo indica el “Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica”, aprobado por Resolución N° 091-2003-OS/CD:

Finalmente, respecto a la implementación de un nuevo SCADA, se debe señalar que no existe un módulo “SCADA” en la Base de Datos de Módulos Estándares, actualmente está considerado dentro de los módulos de centros de control SAS junto a equipamientos adicionales como, por ejemplo: servidor de comunicación, “Red LAN”, unidad de control para adquisición de señales, etc. Adicionalmente, los módulos de centro de control se reconocen para nuevas subestaciones, tal como se indica en el artículo 16 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

3. Implementación de una nueva SET Putina 60/22,9 kV de 6 MVA

ELECTRO PUNO indica que, desde la SET Azángaro se realiza el suministro eléctrico mediante el alimentador 8002, a los distritos de Putina y Quilcapunco, en la provincia de San Antonio de Putina con una distancia aproximada de 80 km “P1” y 82 km “P2”.

ELECTRO PUNO agrega que la implementación de la SET Putina (rotado de la SET Antauta) se requiere por confiabilidad y calidad de producto. Actualmente con caída de tensión, debido a que ante una falla de gran magnitud en el alimentador 8002 este se alimenta mediante una conexión al alimentador 3001 de la SET Ananea, pero, por falta de capacidad en la SET Ananea no se puede realizar la interconexión.

Además, ELECTRO PUNO menciona que requiere la configuración en “Pi” en la SET Putina porque con la ejecución del proyecto ITC “Enlace 138 kV Derivación San Rafael – Ananea y SETs asociadas”, la SET Putina deberá aislarse de la Línea de Transmisión entre Putina – Ananea y solo alimentar a la SET Huancané. Necesariamente debe ser la configuración “Pi”, para deshabilitar la Línea L-6025 Putina - Ananea, que, en tiempo de lluvia puede presentarse fallas a toda la línea de Azángaro - Putina - Huancané con la configuración “T”.

Por otra parte, sostiene que se tiene como antecedente que en el PI 2017-2021 y el PI 2021-2025, se aprobó el proyecto de implementación de la SET Putina 138/60/23 kV – 15 MVA, la población tiene conocimiento de este proyecto y cuestiona su no implementación, generando un conflicto social.

ELECTRO PUNO también menciona que, los proyectos que están solicitando se consideren dentro del PI 2025-2029 son básicamente por confiabilidad y seguridad, los mismos que están calificados como sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA), y que de acuerdo a su planificación realizada el 2021 y comunicada a la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) el 2022 con Oficio N° 199-2022-ELPU/GG y lo comunicado por la DGER mediante Oficio N° 377-2022-MINEM/DGER-JPEI, ha manifestado que estos deben ser aprobados por Osinergmin para su financiamiento. Adiciona que se trata de una carga netamente rural el cual por las distancias (líneas

largas) y por pasar cordilleras (nivel isoceraunico alto) es necesario la aprobación de los proyectos.

En consecuencia, solicita realizar la implementación de la SET Putina, utilizando el transformador rotado de la SET Antauta, el cual quedará libre a causa de la ejecución del proyecto nueva SET Antauta 138/60/22,9 kV (Opinión 2 de ELECTRO PUNO).

Análisis de Osinerghmin

Se debe precisar que en la PROPUESTA FINAL los motivos de la solicitud de una nueva SET Putina fueron el crecimiento de la demanda y las caídas de tensión de los alimentadores en media tensión en las zonas rurales de Putina, sin embargo, lo anteriormente no fue sustentado por ELECTRO PUNO, por lo que, con la información que contaba Osinerghmin para el análisis resultó que se requiere un nuevo proyecto.

No obstante, en la presente etapa del PI 2025-2029, ELECTRO PUNO se centra en señalar que la distancia (80 km) del alimentador 8002 (AL-8002) – SET Azángaro – está causando problemas de interrupciones por las frecuentes descargas atmosféricas.

De la información remitida, resulta conveniente la implementación de la SET Putina, considerando además que en algunas partes que cubren el alimentador 8002 existen tramos que se encuentran en zonas montañosas ubicadas a grandes alturas y que son de difícil acceso en caso se requiera identificar y reparar algún evento de falla. En ese sentido, con la finalidad de contribuir a mejorar la calidad de suministro y la continuidad del servicio eléctrico de la zona de Putina, se hace necesario redistribuir las cargas en 23 kV. La SET Putina, contará con tres (03) celdas de alimentador, los cuales se utilizarán para redistribuir las cargas que actualmente se alimentan de la SET Huancané, SET Ananea y SET Azángaro.

Por otro lado, de la evaluación de alternativas, corresponde la implementación de un transformador 60/23 kV de 9 MVA. Se consideró 9 MVA debido a que se ha revisado el parque de transformador de ELECTRO PUNO, verificando que en las SET's Pomata e llave también consideran transformadores de 9 MVA.

Además, es preciso indicar para la SET Putina que, al ser una subestación existente no corresponde el reconocimiento de obras comunes (obras civiles, malla a tierra, instalaciones eléctricas al exterior, edificio de control), servicios auxiliares, centro de control y telecomunicaciones. Al respecto, ELECTRO PUNO no ha sustentado la necesidad de reconocimientos de estos costos adicionales para la SET Putina.

Por tanto, se aprueba la implementación de la SET Putina, con un nuevo transformador 60/23 kV de 9 MVA, a diferencia de lo solicitado por ELECTRO PUNO (implementación de SET Putina con transformador rotado de SET Antauta de 60/22,9 kV de 6 MVA).

Finalmente, el proyecto aprobado "SET Putina" se está considerando su implementación para el año 2029 (POC prevista); a partir de lo solicitado por ELECTROPUNO en su PROPUESTA FINAL; no obstante, dado la problemática en la zona – que se sustenta en las Opiniones y Sugerencias – para mejorar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, quedará a responsabilidad de ELECTROPUNO en implementar el proyecto aprobado antes de la fecha POC prevista (2029), que de ser el caso, corresponderá su remuneración en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, que se encuentre vigente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión; acogiendo la aprobación de la SET Putina, pero no se acoge rotar el transformador de la SET Antauta.

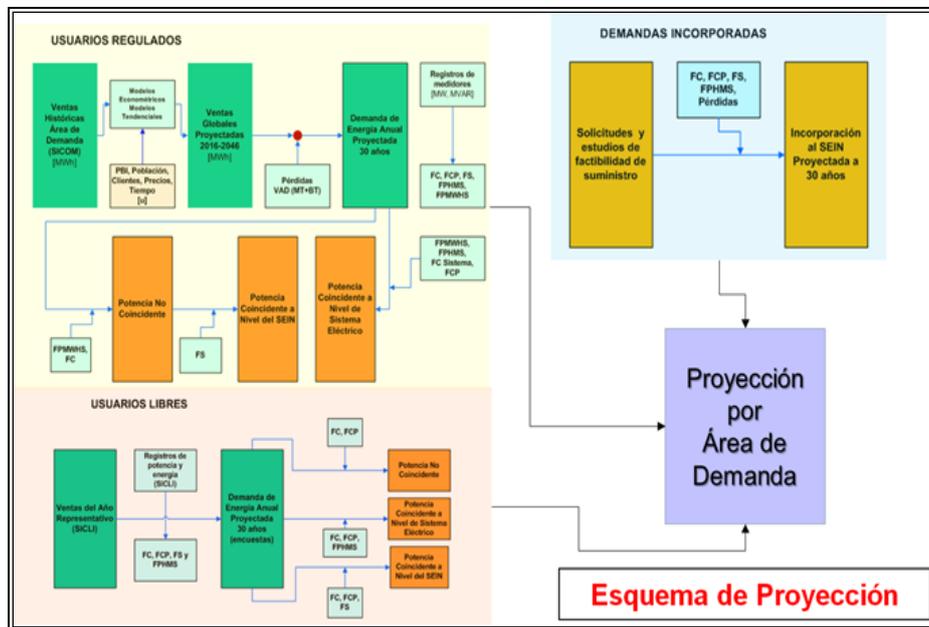
Anexo B

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 Proyección de Demanda



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han obtenido teniendo como referencia la información histórica considerada en la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025. Para el Año Representativo (2022) se ha tomado en cuenta las Bases de Datos que dispone Osinermin: 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 del departamento de Puno, 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 11 correspondiente al 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 11 del Año Representativo (2022) se empleó 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 11 del 2022 se calculó ponderando el PBI departamental con las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 11 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 11 del Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 11 se calculó con las ponderaciones 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 11 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 11 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 11.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 11 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 11 del Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. 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 11. Luego, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último es 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 11 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 especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 11, donde se observa que se encuentra vinculado al PBI nacional, al PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 99,84%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 11

Dependent Variable: PBI11				
Method: Least Squares				
Date: 09/25/23 Time: 07:56				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	467.2915	74.16707	6.300526	0.0000
PBIPERU	0.011943	0.001209	9.882001	0.0000
PBI11(-1)	0.296638	0.075337	3.937502	0.0007
D2020	-485.0825	142.4240	-3.405905	0.0025
R-squared	0.998369	Mean dependent var	6899.989	
Adjusted R-squared	0.998146	S.D. dependent var	2099.526	
S.E. of regression	90.39847	Akaike info criterion	11.98697	
Sum squared resid	179781.4	Schwarz criterion	12.18052	
Log likelihood	-151.8306	Hannan-Quinn criter.	12.04271	
F-statistic	4487.763	Durbin-Watson stat	2.017800	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 11 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, en donde se parecía que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 2,75%:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 11

Año	PBI (mill S/ Cte. 2007)	Δ%
2022	10 064,07	-
2023	10 321,85	2,6%
2024	10 558,04	2,3%
2025	10 831,94	2,6%
2026	11 122,93	2,7%

Año	PBI (mill S/ Cte. 2007)	Δ%
2027	11 425,08	2,7%
2028	11 736,81	2,7%
2029	12 057,80	2,7%
2030	12 388,18	2,7%
2031	12 728,17	2,7%
2032	13 078,01	2,7%
2033	13 438,01	2,8%
2034	13 808,44	2,8%
2035	14 189,63	2,8%
2036	14 581,86	2,8%
2037	14 985,47	2,8%
2038	15 400,77	2,8%
2039	15 828,12	2,8%
2040	16 267,87	2,8%
2041	16 720,38	2,8%
2042	17 186,00	2,8%
2043	17 665,12	2,8%
2044	18 158,15	2,8%
2045	18 665,47	2,8%
2046	19 187,50	2,8%
2047	19 724,67	2,8%
2048	20 277,42	2,8%
2049	20 846,21	2,8%
2050	21 431,48	2,8%
2051	22 033,73	2,8%
2052	22 653,43	2,8%
2053	23 291,11	2,8%
2054	23 947,29	2,8%
		2,75%

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 11

Dependent Variable: CLI11				
Method: Least Squares				
Date: 09/25/23 Time: 07:47				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	35257.83	4781.825	7.373301	0.0000
@TREND	11522.15	315.5329	36.51648	0.0000
R-squared	0.981597	Mean dependent var	185045.8	
Adjusted R-squared	0.980861	S.D. dependent var	92307.58	
S.E. of regression	12770.32	Akaike info criterion	21.81882	
Sum squared resid	4.08E+09	Schwarz criterion	21.91481	
Log likelihood	-292.5541	Hannan-Quinn criter.	21.84736	
F-statistic	1333.454	Durbin-Watson stat	0.217458	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 11 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, en donde se aprecia que la tasa de crecimiento en el periodo 2022-2054 es 2,34%.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 11

Año	Clientes	Δ%
2022	335 263	-
2023	346 356	3,3%
2024	357 878	3,3%
2025	369 400	3,2%
2026	380 922	3,1%
2027	392 445	3,0%
2028	403 967	2,9%
2029	415 489	2,9%
2030	427 011	2,8%
2031	438 533	2,7%
2032	450 055	2,6%
2033	461 577	2,6%
2034	473 100	2,5%
2035	484 622	2,4%
2036	496 144	2,4%
2037	507 666	2,3%
2038	519 188	2,3%
2039	530 710	2,2%
2040	542 233	2,2%
2041	553 755	2,1%
2042	565 277	2,1%
2043	576 799	2,0%
2044	588 321	2,0%
2045	599 843	2,0%
2046	611 365	1,9%
2047	622 888	1,9%
2048	634 410	1,8%
2049	645 932	1,8%

Año	Cientes	Δ%
2050	657 454	1,8%
2051	668 976	1,8%
2052	680 498	1,7%
2053	692 021	1,7%
2054	703 543	1,7%
		2,34%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 11 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente.

Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 11 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde la tasa de crecimiento es -0,14% para el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 11

Año	Población	Δ%
2022	1 226 353	-
2023	1 217 382	-0,7%
2024	1 208 476	-0,7%
2025	1 199 636	-0,7%
2026	1 189 264	-0,9%
2027	1 178 982	-0,9%
2028	1 168 789	-0,9%
2029	1 158 685	-0,9%
2030	1 148 667	-0,9%
2031	1 149 684	0,1%
2032	1 150 702	0,1%
2033	1 151 721	0,1%
2034	1 152 740	0,1%
2035	1 153 761	0,1%
2036	1 154 782	0,1%
2037	1 155 805	0,1%
2038	1 156 828	0,1%
2039	1 157 852	0,1%
2040	1 158 877	0,1%
2041	1 159 903	0,1%

Año	Población	Δ%
2042	1 160 930	0,1%
2043	1 161 958	0,1%
2044	1 162 987	0,1%
2045	1 164 017	0,1%
2046	1 165 047	0,1%
2047	1 166 079	0,1%
2048	1 167 111	0,1%
2049	1 168 144	0,1%
2050	1 169 179	0,1%
2051	1 170 214	0,1%
2052	1 171 250	0,1%
2053	1 172 287	0,1%
2054	1 173 325	0,1%
		-0,14%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 11 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, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4057 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 usuarios:

- 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 de un Área de Demanda se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 11

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)	0,9618	0,9576	0,7561	0,9628	0,9918	0,8459	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	5,11	248,45	-1,63	4,14	12,29	78,46
	Prob,	0,0000	0,0000	0,1162	0,0004	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	25,08	23,76	8,80	5,64	-3,27	11,71
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0034	0,0000
Variable 3	Valor				0,83	9,16	
	Prob,				0,4154	0,0000	
Variable 4	Valor					-8,99	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	628,80	564,66	77,50	310,80	923,99	137,18	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinermin)

En la Tabla N° 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de los modelos tendenciales estimados, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento negativas a un crecimiento de 7,29%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía (en MWh) del Área de Demanda 11

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	364 081,05	435 239,56	296 114,31	370 567,14	334 761,45	306 614,45
2023	376 596,58	466 980,55	299 922,03	384 699,19	328 787,23	313 654,30
2024	389 112,10	501 036,33	303 596,12	398 950,99	319 076,76	320 600,26
2025	401 627,63	537 575,71	307 145,64	413 322,54	305 354,61	327 456,78
2026	414 143,15	576 779,83	310 578,76	427 813,82	287 345,35	334 227,92
2027	426 658,68	618 843,01	313 902,88	442 424,85	264 773,54	340 917,45
2028	439 174,20	663 973,76	317 124,69	457 155,62	237 363,77	347 528,86
2029	451 689,73	712 395,78	320 250,32	472 006,14	204 840,61	354 065,40
2030	464 205,25	764 349,11	323 285,34	486 976,39	166 928,62	360 530,07
2031	476 720,78	820 091,27	326 234,86	502 066,40	123 352,37	366 925,69
2032	489 236,30	879 898,57	329 103,55	517 276,14	73 836,45	373 254,88
2033	501 751,83	944 067,48	331 895,74	532 605,63	18 105,41	379 520,10
2034	514 267,35	1 012 916,08	334 615,40	548 054,86	-44 116,16	385 723,65
2035	526 782,88	1 086 785,63	337 266,19	563 623,83	-113 103,70	391 867,71
2036	539 298,40	1 166 042,32	339 851,53	579 312,55	-189 132,64	397 954,31
2037	551 813,93	1 251 079,01	342 374,56	595 121,01	-272 478,40	403 985,36
2038	564 329,45	1 342 317,22	344 838,22	611 049,21	-363 416,40	409 962,68
2039	576 844,98	1 440 209,22	347 245,24	627 097,15	-462 222,09	415 887,99
2040	589 360,50	1 545 240,25	349 598,17	643 264,84	-569 170,89	421 762,89
2041	601 876,02	1 657 930,94	351 899,38	659 552,27	-684 538,23	427 588,94
2042	614 391,55	1 778 839,90	354 151,10	675 959,45	-808 599,53	433 367,57
2043	626 907,07	1 908 566,46	356 355,41	692 486,37	-941 630,22	439 100,18
2044	639 422,60	2 047 753,67	358 514,26	709 133,03	-1 083 905,73	444 788,08
2045	651 938,12	2 197 091,47	360 629,50	725 899,43	-1 235 701,50	450 432,51
2046	664 453,65	2 357 320,11	362 702,86	742 785,58	-1 397 292,94	456 034,68
2047	676 969,17	2 529 233,86	364 735,94	759 791,47	-1 568 955,49	461 595,71
2048	689 484,70	2 713 684,86	366 730,31	776 917,10	-1 750 964,58	467 116,70
2049	702 000,22	2 911 587,44	368 687,39	794 162,48	-1 943 595,63	472 598,68
2050	714 515,75	3 123 922,57	370 608,56	811 527,60	-2 147 124,07	478 042,63
2051	727 031,27	3 351 742,81	372 495,11	829 012,46	-2 361 825,34	483 449,51
2052	739 546,80	3 596 177,43	374 348,27	846 617,07	-2 587 974,85	488 820,22
2053	752 062,32	3 858 438,09	376 169,20	864 341,42	-2 825 848,04	494 155,64
2054	764 577,85	4 139 824,79	377 959,00	882 185,51	-3 075 720,33	499 456,59
	2,35%	7,29%	0,77%	2,75%		1,54%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro 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 considerará 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 donde las ventas de energía están explicadas únicamente por la variable PBI.

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 del Área de Demanda 11

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6 (seleccionado)	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIAD11) LOG(CLIENTES) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA) LOG(PBIAD11) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C PBIAD11 TARIFA D2020	LOG(VENTAS) C LOG(PBIAD11) LOG(TARIFA/ CLIENTES) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIAD11) LOG(POBLACION)	VENTAS C PBIAD11	
R ²	0,9942	0,9945	0,9912	0,9944	0,9882	0,9901	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	938,77	758,13	859,88	972,31	1008,08	2488,86	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADÍSTICO t:							
Variable 1	Valor	0,06	0,34	-4,64	0,92	-2,31	-17,46
	Prob.	0,9508	0,7383	0,0001	0,3700	0,0299	0,0000
Variable 2	Valor	2,52	-0,88	44,57	4,10	37,33	49,89
	Prob.	0,0196	0,3867	0,0000	0,0005	0,0000	0,0000
Variable 3	Valor	2,13	2,91	0,18	-2,20	1,80	
	Prob.	0,0443	0,0083	0,8585	0,0385	0,0842	
Variable 4	Valor	7,13	1,93	1,66	11,55		
	Prob.	0,0000	0,0670	0,1096	0,0000		
Variable 5	Valor	3,23	7,44		2,98		
	Prob.	0,0038	0,0000		0,0069		
Variable 6	Valor		2,65				
	Prob.		0,0150				

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 6, con un crecimiento promedio anual de 3,31%.

**Tabla N° 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 11
(en MWh)**

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	337 782,67	332 504,63	354 147,11	323 160,47	374 438,22	355 297,76
2023	349 240,80	343 468,82	366 179,80	333 624,42	388 415,07	367 381,86
2024	360 301,32	354 049,48	377 204,90	343 639,13	401 116,85	378 454,08
2025	372 507,57	365 708,82	389 990,28	354 766,42	416 313,29	391 294,08
2026	385 281,46	377 896,36	403 573,76	366 432,38	432 282,89	404 935,61
2027	398 457,29	390 454,09	417 677,75	378 472,37	449 084,75	419 099,86
2028	411 993,55	403 342,06	432 228,81	390 844,70	466 630,97	433 713,09
2029	425 884,75	416 554,52	447 212,40	403 543,34	484 914,33	448 760,71
2030	440 137,91	430 097,59	462 634,26	416 574,62	503 955,19	464 248,46
2031	454 762,70	443 979,83	478 504,44	429 947,46	527 717,41	480 186,45
2032	469 769,90	458 210,86	494 834,84	443 671,88	552 637,54	496 586,63
2033	485 171,33	472 801,25	511 639,03	457 758,91	578 773,06	513 462,62
2034	500 978,74	487 761,44	528 930,52	472 219,51	606 183,19	530 827,99
2035	517 204,59	503 102,53	546 723,89	487 065,32	634 932,46	548 697,39

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2036	533 860,78	518 835,08	565 032,95	502 307,43	665 084,92	567 084,68
2037	550 960,14	534 970,47	583 872,96	517 957,85	696 711,29	586 005,19
2038	568 515,43	551 519,98	603 259,02	534 028,49	729 882,95	605 474,08
2039	586 540,08	568 495,52	623 207,32	550 531,92	764 677,36	625 507,62
2040	605 047,76	585 909,14	643 734,37	567 480,92	801 175,11	646 122,38
2041	624 052,17	603 772,94	664 856,79	584 888,33	839 460,10	667 335,05
2042	643 567,42	622 099,33	686 591,75	602 767,35	879 620,61	689 162,88
2043	663 607,72	640 900,79	708 956,63	621 131,28	921 748,65	711 623,31
2044	684 188,43	660 190,88	731 970,50	639 994,55	965 943,11	734 735,52
2045	705 324,54	679 982,70	755 651,85	659 371,18	1 012 305,63	758 518,06
2046	727 031,25	700 289,58	780 019,55	679 275,43	1 060 941,82	782 989,88
2047	749 325,00	721 125,93	805 094,25	699 722,75	1 111 967,15	808 171,71
2048	772 221,82	742 505,76	830 895,99	720 728,16	1 165 497,51	834 083,70
2049	795 738,75	764 443,99	857 446,35	742 307,71	1 221 658,71	860 747,51
2050	819 892,39	786 955,05	884 766,21	764 476,96	1 280 580,17	888 184,10
2051	844 700,72	810 054,65	912 878,50	787 252,82	1 342 398,21	916 416,51
2052	870 181,36	833 758,10	941 805,62	810 651,87	1 407 255,92	945 467,23
2053	896 353,35	858 082,03	971 572,06	834 692,04	1 475 305,83	975 360,85
2054	923 235,40	883 042,65	1 002 201,80	859 390,93	1 546 705,38	1 006 121,47
	3,19%	3,10%	3,30%	3,10%	4,53%	3,31%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 6), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,01%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual considerando los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal considerando el test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 11

Dependent Variable: ENE11				
Method: Least Squares				
Date: 09/25/23 Time: 07:59				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-116490.1	6672.903	-17.45718	0.0000
PBIAD11	46.87843	0.939664	49.88851	0.0000
R-squared	0.990055	Mean dependent var		201379.2
Adjusted R-squared	0.989657	S.D. dependent var		101294.4
S.E. of regression	10301.52	Akaike info criterion		21.38916
Sum squared resid	2.65E+09	Schwarz criterion		21.48515
Log likelihood	-286.7536	Hannan-Quinn criter.		21.41770
F-statistic	2488.863	Durbin-Watson stat		1.134249
Prob(F-statistic)	0.000000			

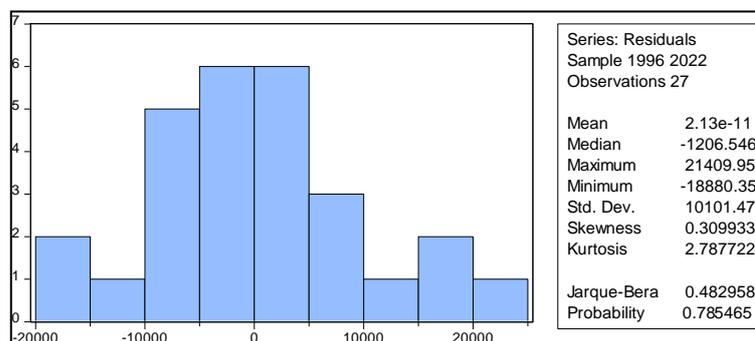
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 11 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 Test de Jarque-Bera >5% (78,55%).

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% (10,27%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	2.870269	Prob. F(1,25)	0.1027	
Obs*R-squared	2.780643	Prob. Chi-Square(1)	0.0954	
Scaled explained SS	2.130922	Prob. Chi-Square(1)	0.1444	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 18:03				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	25645753	49562087	0.517447	0.6094
PBIAD11^2	1.439928	0.849923	1.694187	0.1027
R-squared	0.102987	Mean dependent var	98260536	
Adjusted R-squared	0.067106	S.D. dependent var	1.34E+08	
S.E. of regression	1.29E+08	Akaike info criterion	40.26455	
Sum squared resid	4.18E+17	Schwarz criterion	40.36054	
Log likelihood	-541.5714	Hannan-Quinn criter.	40.29309	
F-statistic	2.870269	Durbin-Watson stat	1.821324	
Prob(F-statistic)	0.102654			

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. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (10,23%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	2.521189	Prob. F(2,23)	0.1023	
Obs*R-squared	4.854945	Prob. Chi-Square(2)	0.0883	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 18:04				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	798.5073	6370.937	0.125336	0.9013
PBIAD11	-0.129018	0.898621	-0.143574	0.8871
RESID(-1)	0.455817	0.205369	2.219506	0.0366
RESID(-2)	-0.231846	0.206178	-1.124494	0.2724
R-squared	0.179813	Mean dependent var	2.13E-11	
Adjusted R-squared	0.072832	S.D. dependent var	10101.47	
S.E. of regression	9726.667	Akaike info criterion	21.33908	
Sum squared resid	2.18E+09	Schwarz criterion	21.53106	
Log likelihood	-284.0776	Hannan-Quinn criter.	21.39617	
F-statistic	1.680793	Durbin-Watson stat	1.865854	
Prob(F-statistic)	0.198888			

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.

Considerando lo anterior, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,58% 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 11 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	350 421,33	-
2023	362 007,31	3,31%
2024	373 976,36	3,31%
2025	386 664,45	3,39%
2026	400 144,57	3,49%
2027	414 141,23	3,50%
2028	428 581,57	3,49%
2029	443 451,15	3,47%
2030	453 853,07	2,35%
2031	464 498,98	2,35%

Año	Ajuste final	TC
2032	475 394,61	2,35%
2033	486 545,81	2,35%
2034	497 958,59	2,35%
2035	509 639,07	2,35%
2036	521 593,54	2,35%
2037	533 828,42	2,35%
2038	546 350,29	2,35%
2039	559 165,89	2,35%
2040	572 282,10	2,35%
2041	585 705,96	2,35%
2042	599 444,71	2,35%
2043	613 505,73	2,35%
2044	627 896,57	2,35%
2045	642 624,98	2,35%
2046	657 698,86	2,35%
2047	673 126,33	2,35%
2048	688 915,67	2,35%
2049	705 075,39	2,35%
2050	721 614,15	2,35%
2051	738 540,87	2,35%
2052	755 864,62	2,35%
2053	773 594,74	2,35%
2054	791 740,75	2,35%
		2,58%

Fuente: Formato F-108 (PROPUESTA Osinerghmin)

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 11 que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 11) 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 con la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas para recolectar esa información; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considerará consumos constantes para los siguientes años.

Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

Las Demandas Incorporadas hacen referencia a las demandas de clientes libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

Los sustentos de las solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, a ser considerados en la proyección de demanda, deben cumplir con los siguientes criterios:

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo cliente libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos 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.

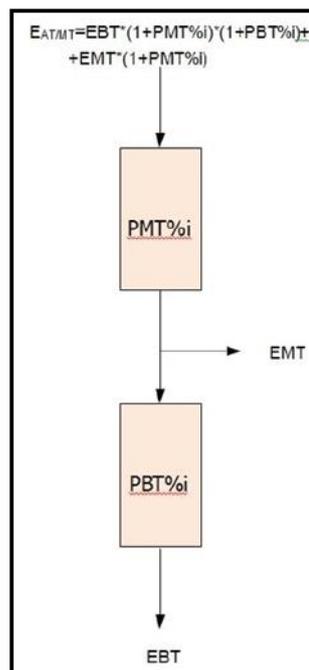
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la 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 11 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 ha añadido las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

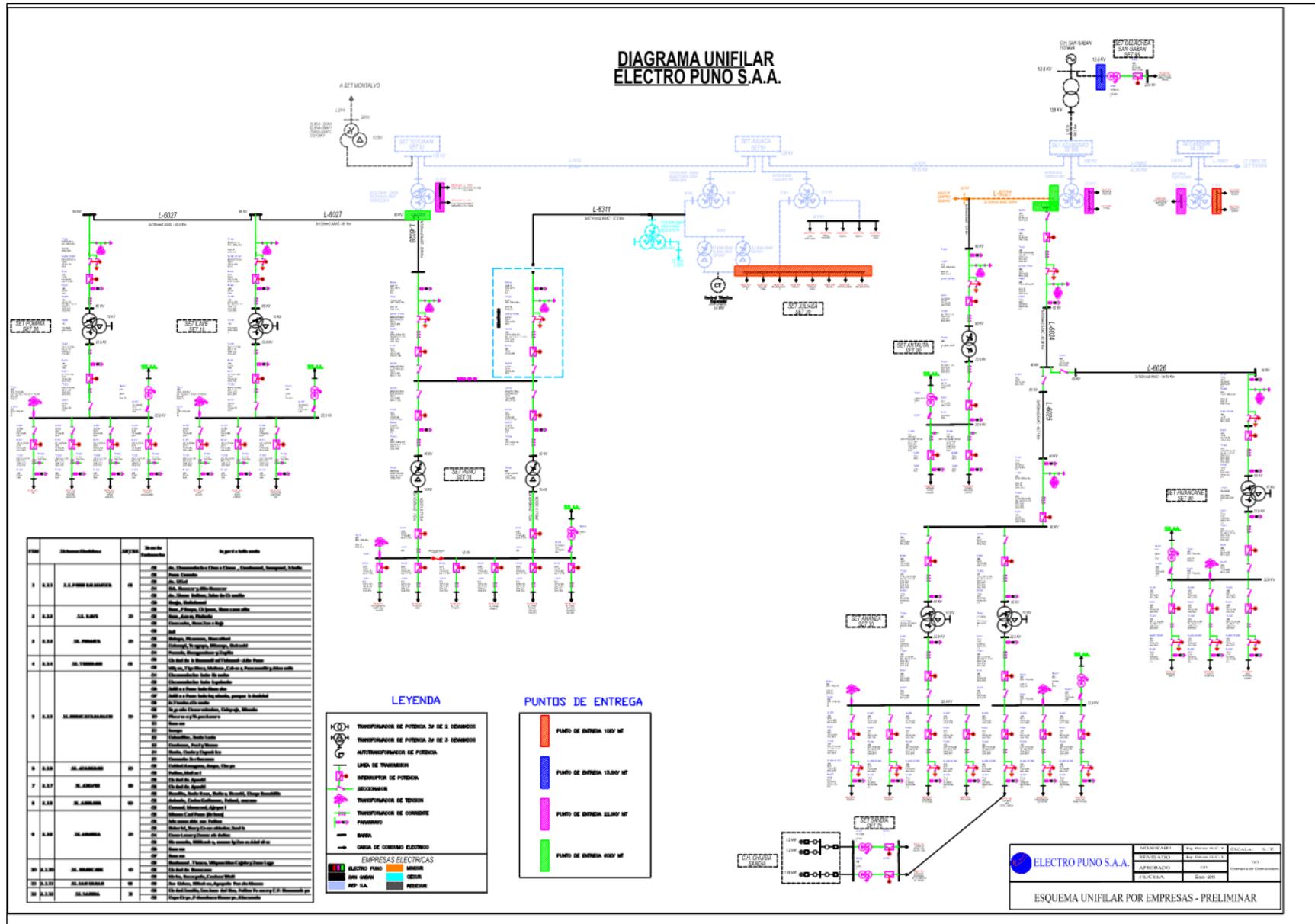
Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



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.

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares



Anexo D
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Anexo E
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 11

Proyecto N°	Año (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2026	ELECTRO PUNO	Conexión de "T" a "PI" en SET llave	SET llave	797 136
2	2026	ELECTRO PUNO	Celda de alimentador en SET Huancané	SET Huancané	85 177
3	2029	ELECTRO PUNO	SET Putina 60/23 kV – 9 MVA y celdas asociadas	SET Putina	1 997 549

(*) 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

Titular	Nombre Elemento	Año
ELECTRO PUNO	Celda de línea transformador 60 kV en SET llave	2026

Anexo F

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 11

Año	ELECTRO PUNO		PROPUESTA Osinerghin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	458,2	-	461,3	-
2023	466,1	1,72%	473,9	2,73%
2024	518,4	11,21%	499,8	5,48%
2025	541,7	4,50%	526,6	5,35%
2026	578,1	6,71%	546,9	3,86%
2027	615,1	6,41%	567,8	3,82%
2028	636,2	3,42%	583,5	2,77%
2029	658,2	3,46%	599,7	2,77%
2030	672,1	2,11%	611,0	1,89%
2031	686,0	2,07%	622,6	1,90%
2032	699,9	2,03%	634,5	1,90%
2033	713,8	1,99%	646,6	1,91%
2034	727,7	1,95%	659,0	1,92%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT).
La demanda Global en (GWh) de ELECTRO PUNO corresponde a la PROPUESTA FINAL.

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) - TOTAL ÁREA DE DEMANDA 11
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Propuesta Osinerghin (C)	C/A -1	C/B -1
2025	-	-	-	-	-
2026	550 988	814 737	882 314	60%	8%
2027	3 709 052	2 996 257	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	701 514	1 458 231	1 997 549	185%	37%
TOTAL	4 961 554	5 269 226	2 879 863	-42%	-45%

9. Referencias

- [1] Estudio Técnico Económico presentado por el TITULAR 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 el TITULAR – Osinergmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas al Estudio (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 el TITULAR y Osinergmin para la publicación 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.osinergmin.gob.pe en la ruta: “Empresas”, “Electricidad”, “Transmisión”, “Regulación Tarifaria”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2021-2025”.