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

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas, 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.

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.

Para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico - económicos presentados por los TITULARES, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin, así como los estudios desarrollados sobre el particular por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin (en adelante “GRT”).

En este sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente dichas observaciones, o la información presentada como parte de la subsanación 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.

De los TITULARES, solo ELECTRO PUNO ha presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 11, correspondiente al período 2025-2029.

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

- En la proyección de demanda se ha considerado como nueva demanda aquellas cargas que únicamente cuenten con el sustento documentado. En

¹ Área de Demanda 11: Abarca el departamento de Puno.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

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; respecto a la actual celda de línea – transformador existente, esta deberá ser reutilizada como celda de transformador.
- Adicionalmente, debido al crecimiento espacial de la demanda que sale del alimentador 4003 de la SET Huancané, se hace necesario la implementación de una celda de alimentador en 22,9 kV adicional.

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	545 568	0,03	-	4
ELECTRO PUNO	545 568	0,03	-	4
AT				
Celda	456 800	-	-	2
Línea	3 772	0,03	-	1
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	84 996	-	-	1
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.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	4
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	6
2. UBICACIÓN.....	10
3. PROPUESTA INICIAL	16
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	16
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	17
3.2.1 Propuesta de Inversiones.....	19
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	21
5. PROPUESTA FINAL	25
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	25
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	26
5.2.1 Propuesta de Inversiones.....	28
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	30
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	30
6.1.1 Información Base	31
6.1.1.1 Ventas de energía.....	31
6.1.1.2 Variables explicativas	31
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	31
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	31
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	32
6.1.5 Proyección Global.....	33
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	33
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	35
6.2.1 Consideraciones	36
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	37
6.2.3 Análisis de Alternativas	39
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Ilave-Pomata.....	39
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Antauta.....	40
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Azángaro.....	41
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Juliaca.....	42
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	42
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	43
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	43
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	44
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	46
8. ANEXOS.....	47
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL.....	48
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	94
ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	111
ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN	115
ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS	117
9. REFERENCIAS	119

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de concesiones eléctricas establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinerghmin.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de la propuesta 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.

Para la elaboración del presente informe se han considerado el estudio técnico-económico presentado por ELECTRO PUNO de las instalaciones de transmisión como sustento de sus propuestas de inversión para el período 2025-2029 (en adelante “ESTUDIO”), las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones a dichos estudios, formuladas por Osinerghmin.

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.

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:

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

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, 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.

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para

(...)

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 Osinerghmin, 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 revisado y aprobado por Osinerghmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinerghmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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 los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 041-2023-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.

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

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”).

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

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinergmin, en la sección

que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023 se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029”, 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 los estudios presentados por éstos como sustento de sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a Observaciones

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

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Publicación del Proyecto de Resolución

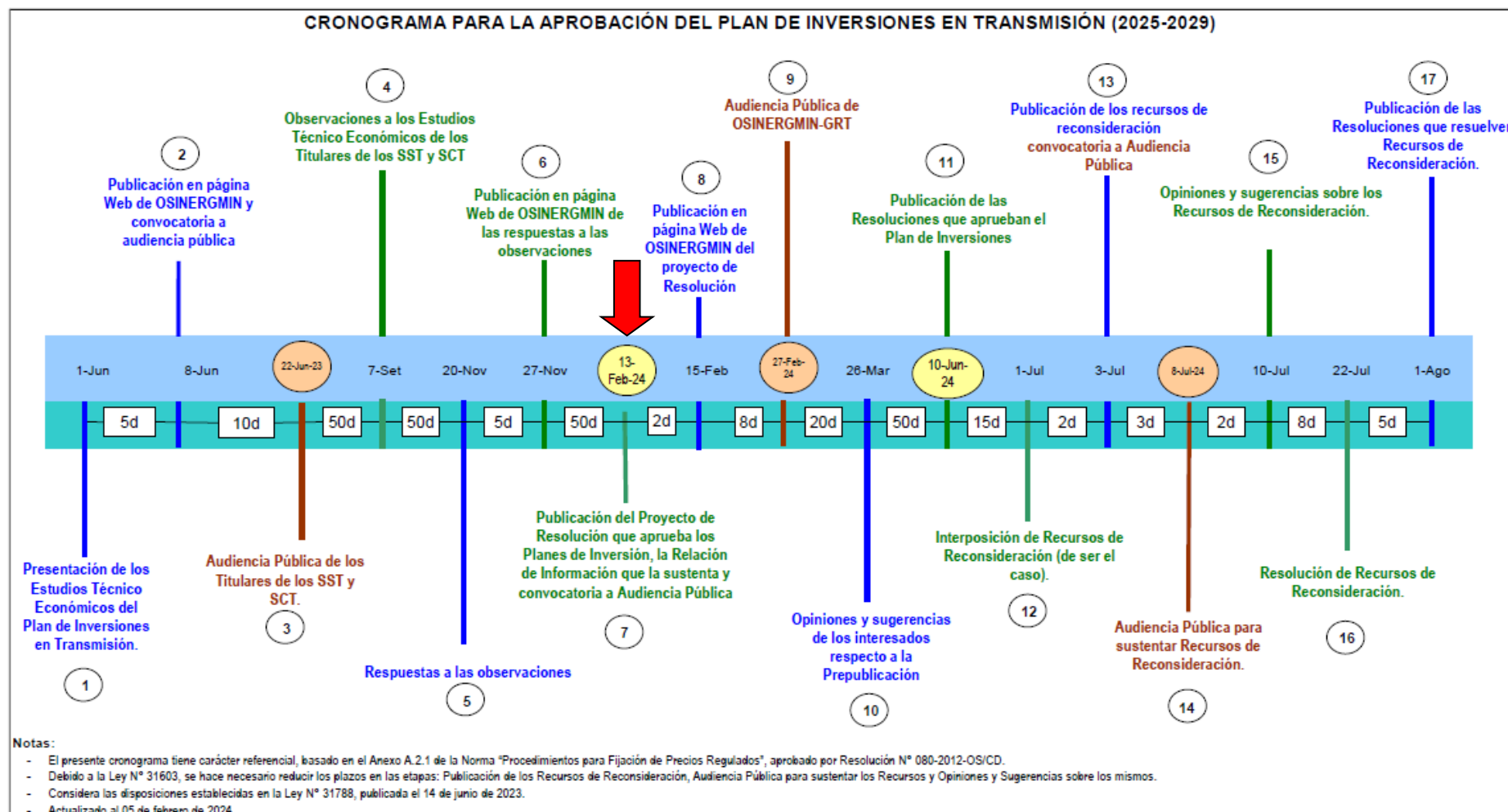
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

Asimismo, hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados podrán presentar a Osinergmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029.

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

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

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



2. Ubicación

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

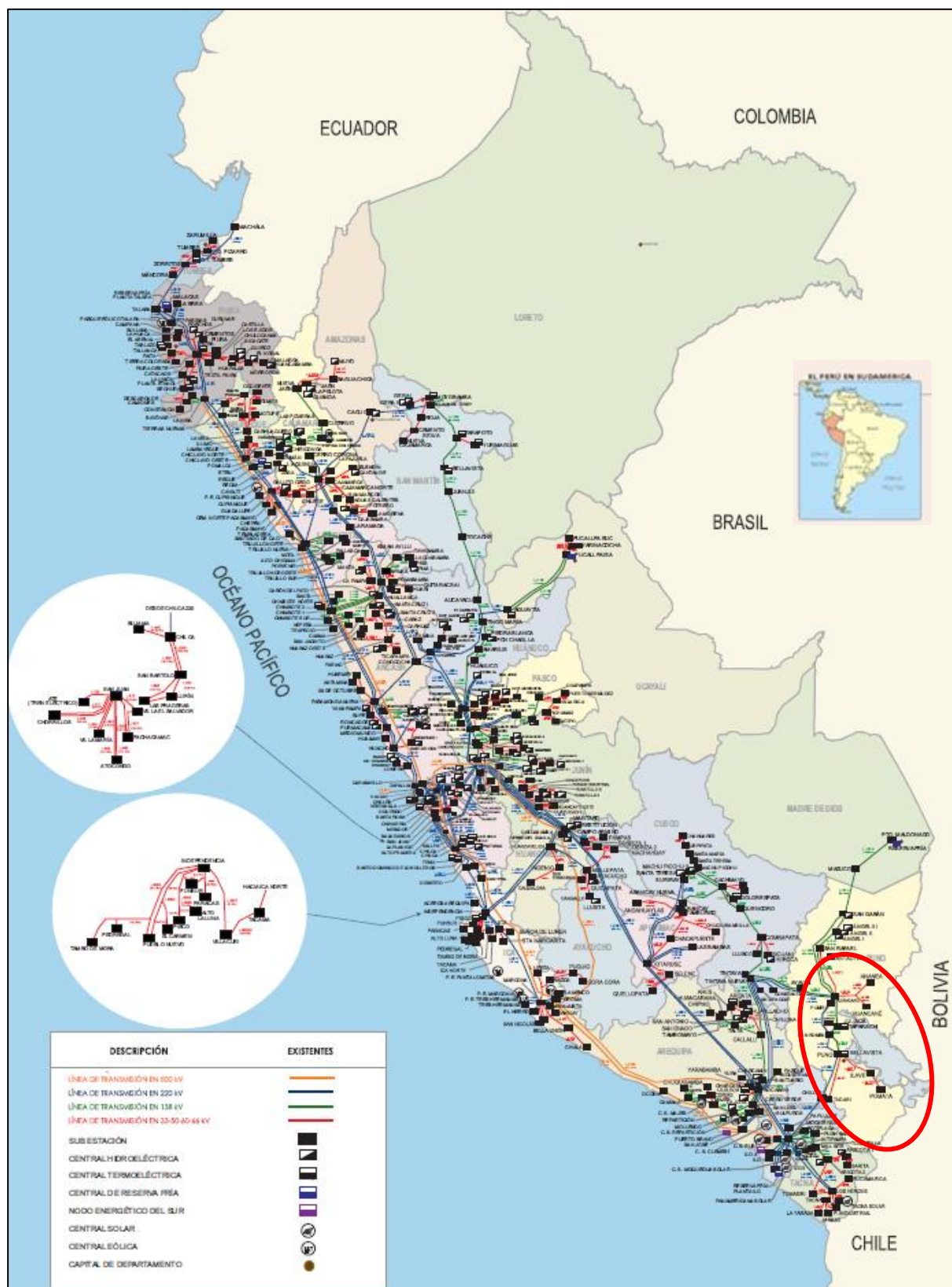
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”): Electro Puno S.A.A. (en adelante “ELECTRO PUNO”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”).

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.

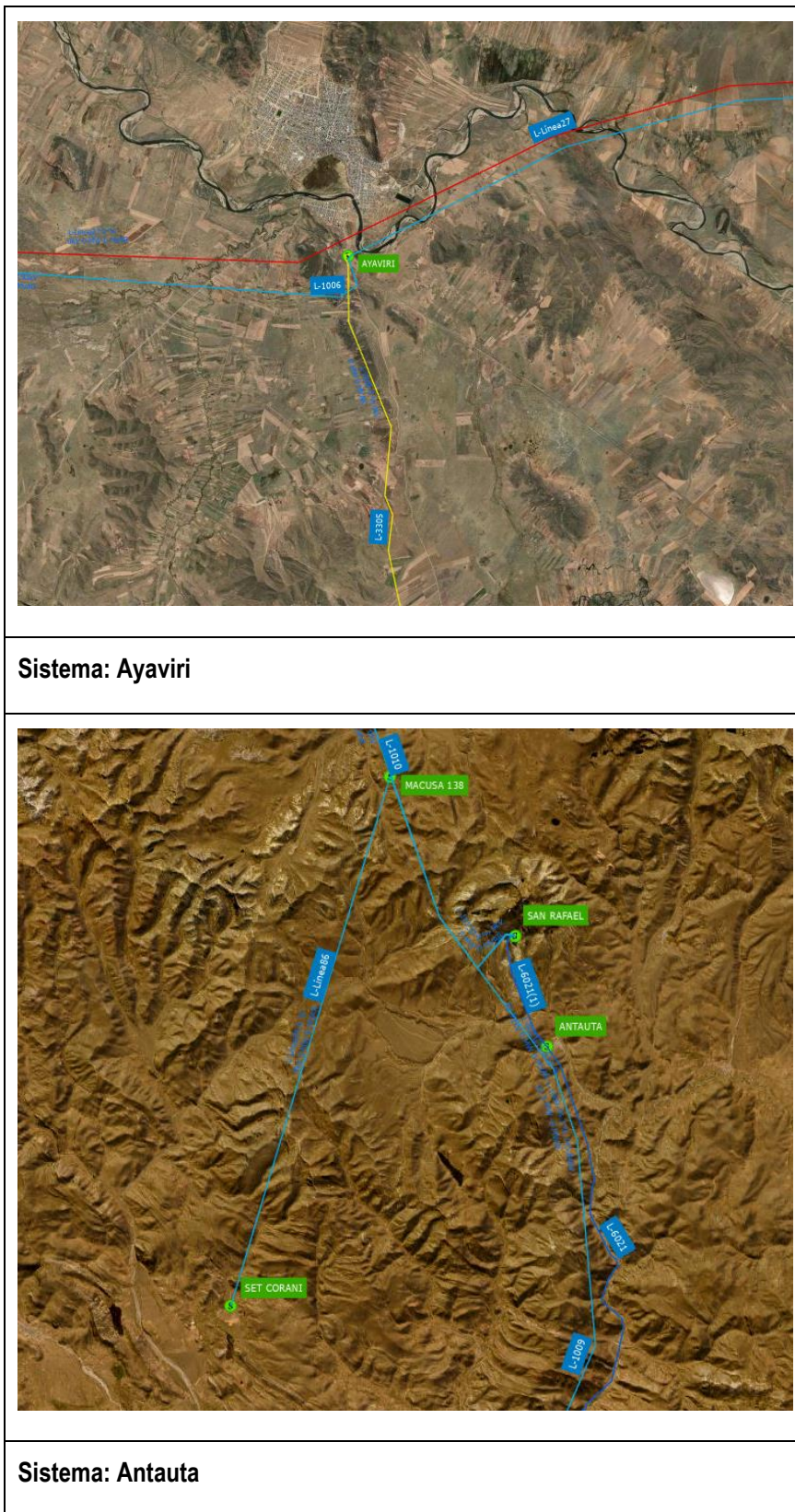
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 11

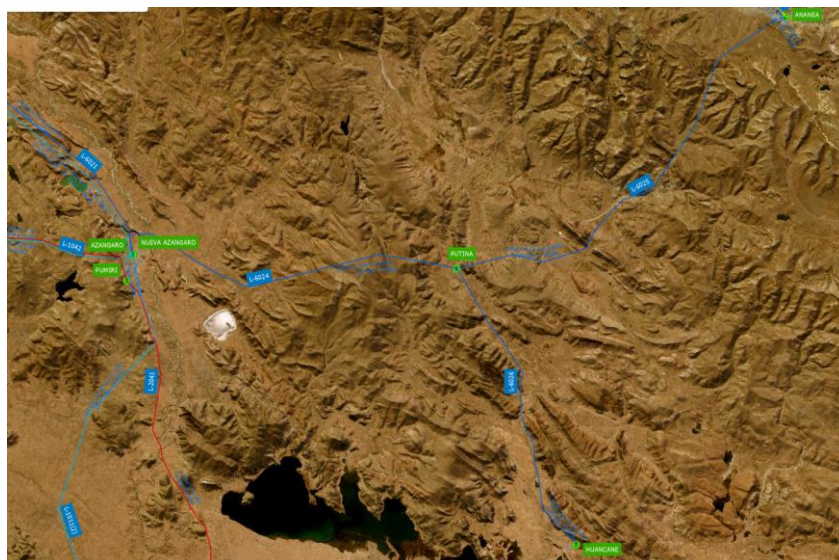


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2023

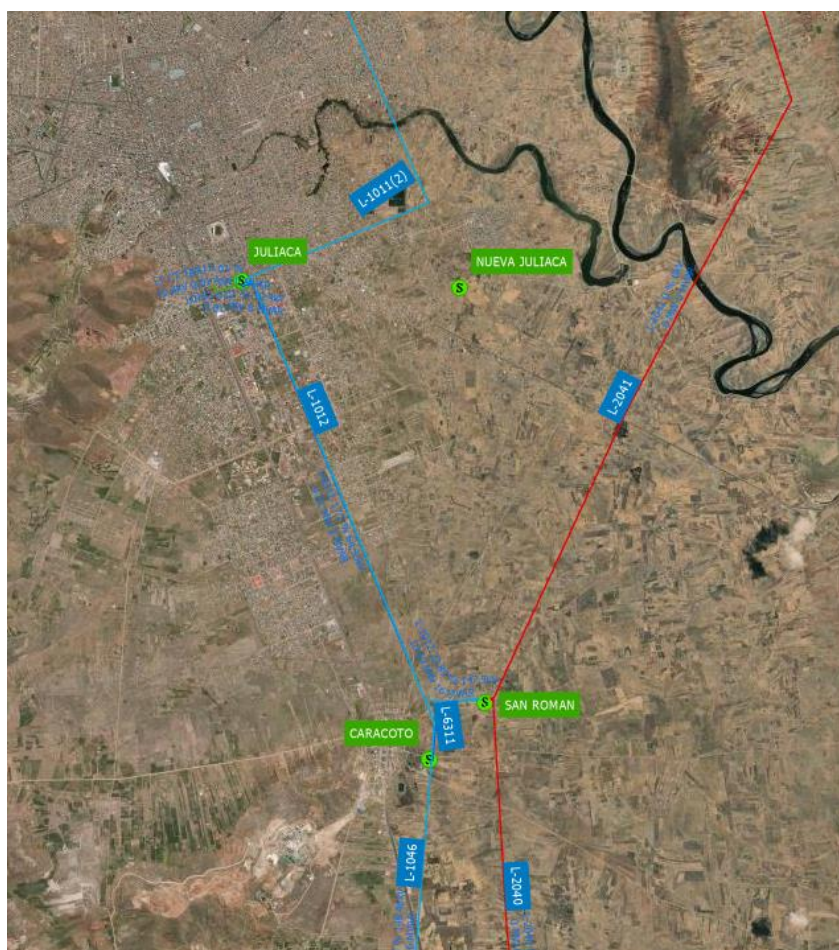
Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 11.

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





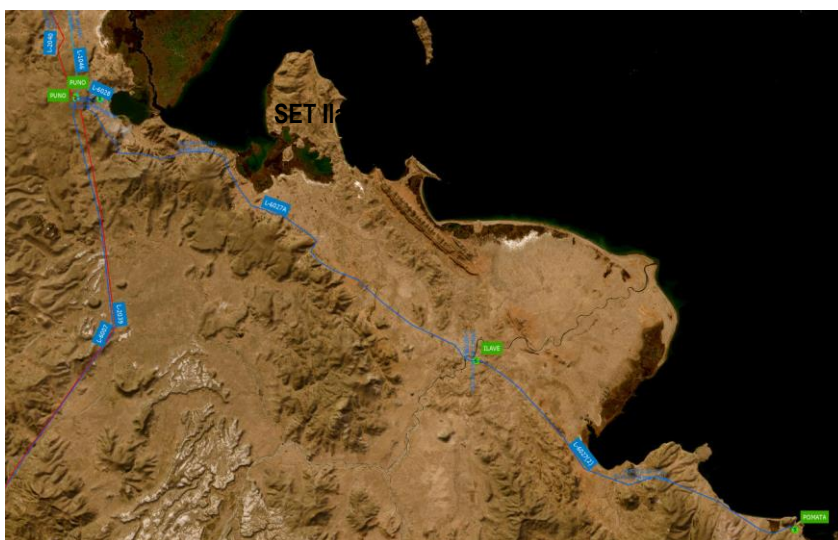
Sistema: Azángaro y Azángaro Rural



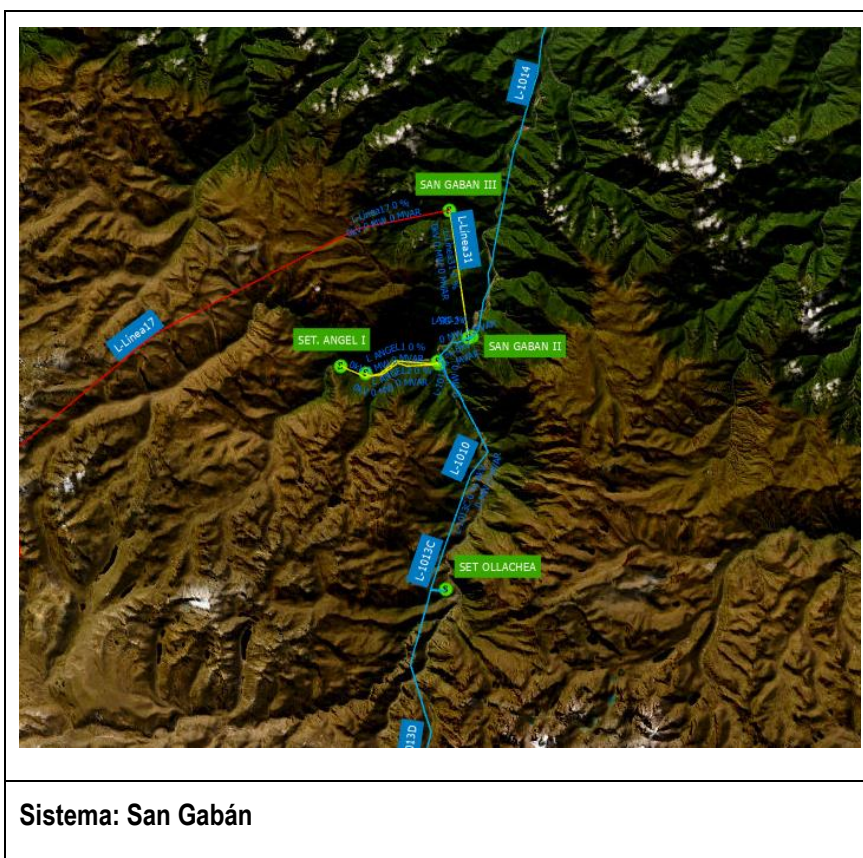
Sistema: Juliaca y Juliaca Rural



Sistema: Puno Baja Densidad



Sistema: Ilave – Pomata



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante cartas 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, llave - 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, llave - 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 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 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.

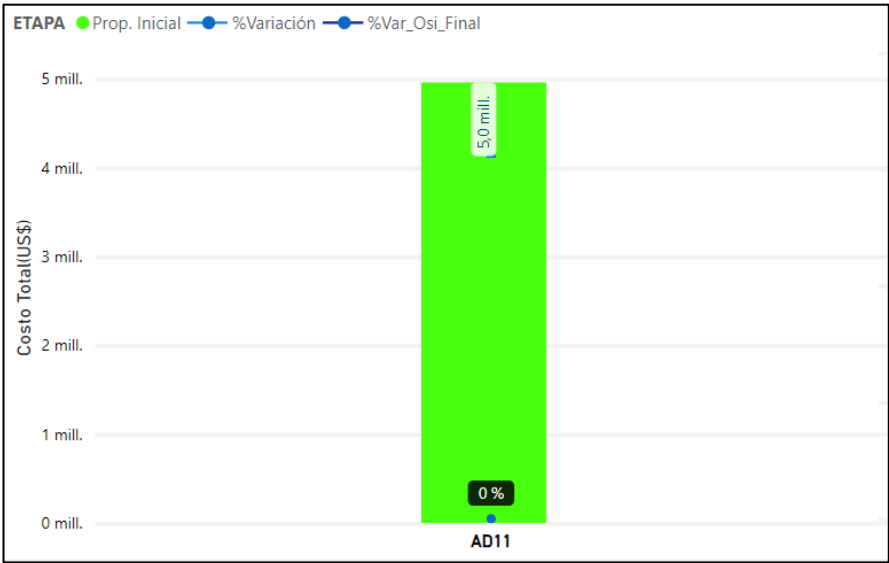
Sistema Eléctrico Juliaca

- 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
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 Osinergmin 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” (Kmz.), 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 N° 233-2019-ELPU/GG, del 20 de noviembre del 2023, ELECTRO PUNO presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dicha respuesta, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL.

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].

El análisis de dichas respuestas se ha realizado en el Anexo A del presente informe.

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

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
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
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 período 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.

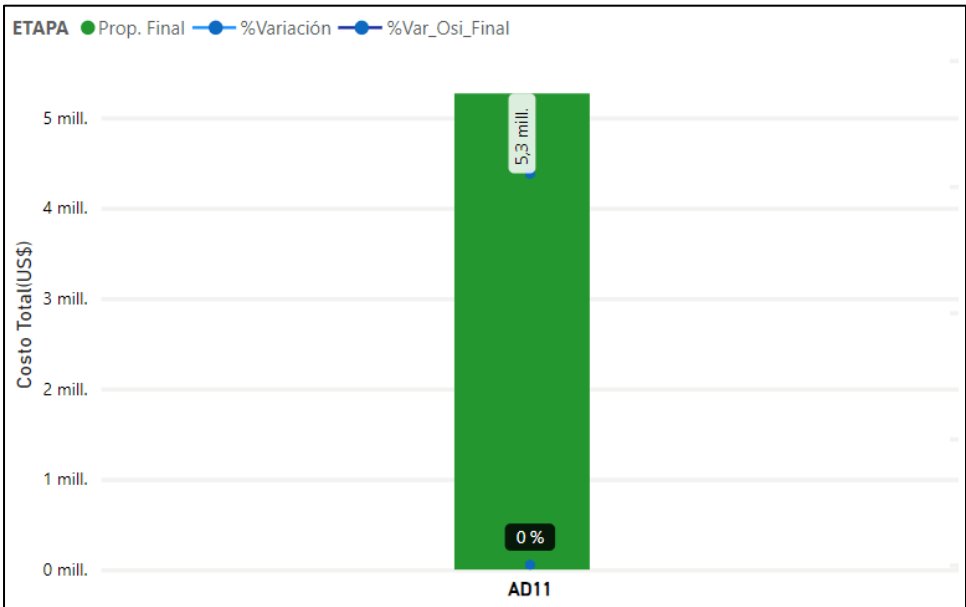
En ese sentido para poder hacer uso de las dos celdas de la SET Caracoto se requiere que la línea de transmisión SET Juliaca – SET Caracoto (L-6311) se encuentre en condiciones operativas adecuadas; sin embargo, actualmente esta línea tiene las siguientes deficiencias:

- 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
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 Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por la empresa ELECTRO PUNO tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual 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 o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin 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 Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinergmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, 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/osinergmin/> [Ver Referencia – 4].

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin 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, Osinergmin 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 Osinergmin, 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.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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

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.

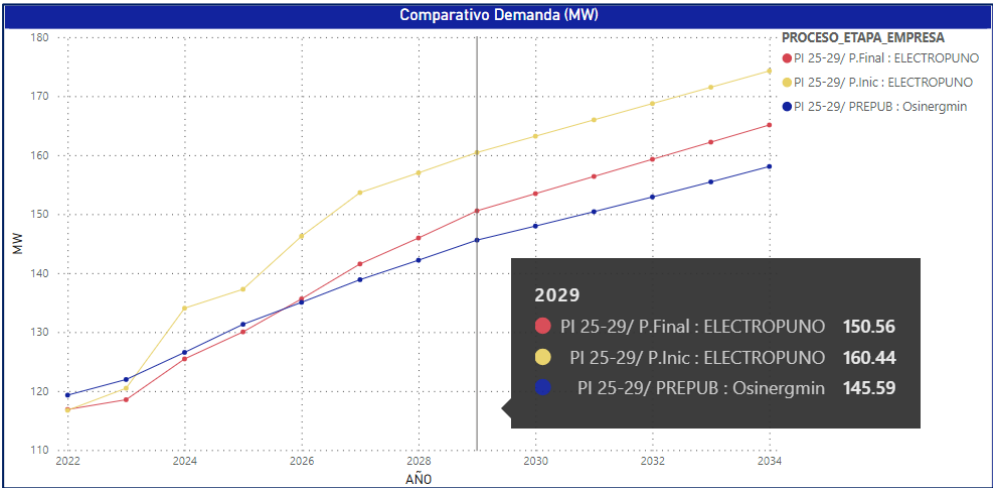
Cuadro N° 6.4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

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

Año	PROPUESTA Osinergmin	PROPUESTA FINAL ELECTRO PUNO	PROPUESTA INICIAL ELECTRO PUNO
2031	150,41	156,38	165,98
2032	152,91	159,29	168,75
2033	155,46	162,20	171,51
2034	158,07	165,11	174,28
TC	2,4%	2,9%	3,4%

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 Osinergmin 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

Osinergmin 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

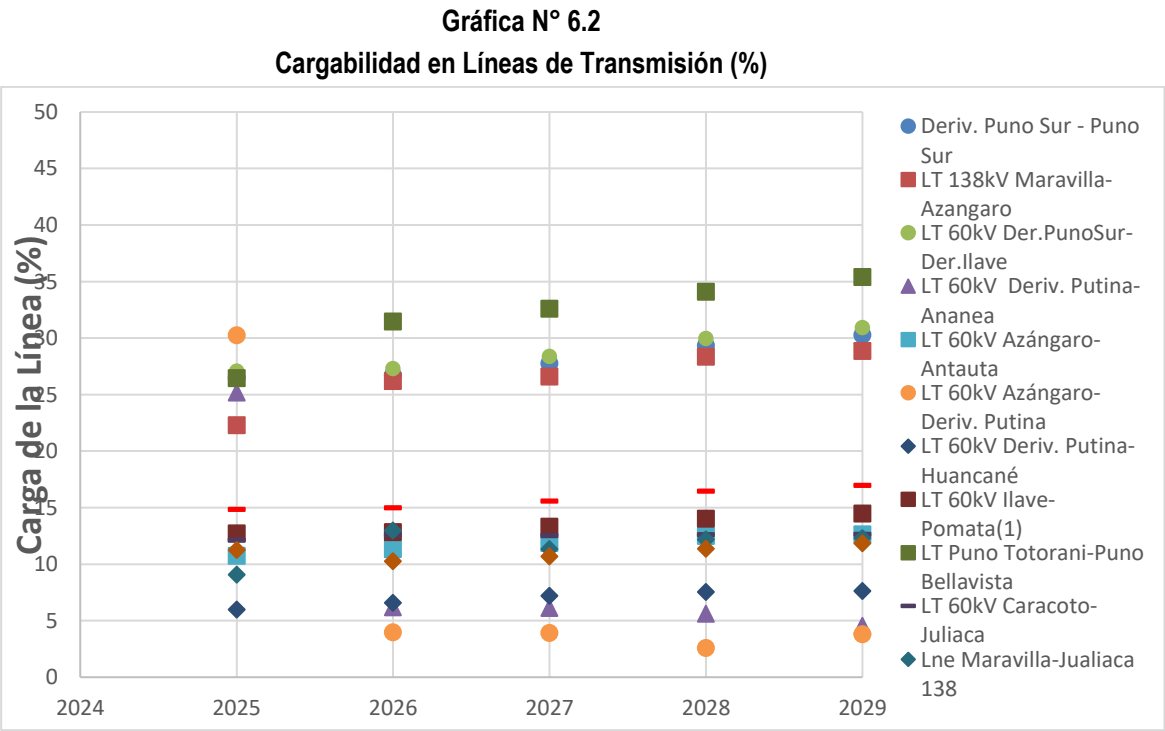
Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
Azangaro	AZANG138	AZANG060	AZANG023	47,50	47,50	12,50	0,76	0,63	0,48
Juliaca	JULIA138	JULIA023	JULIA010	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 la 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.

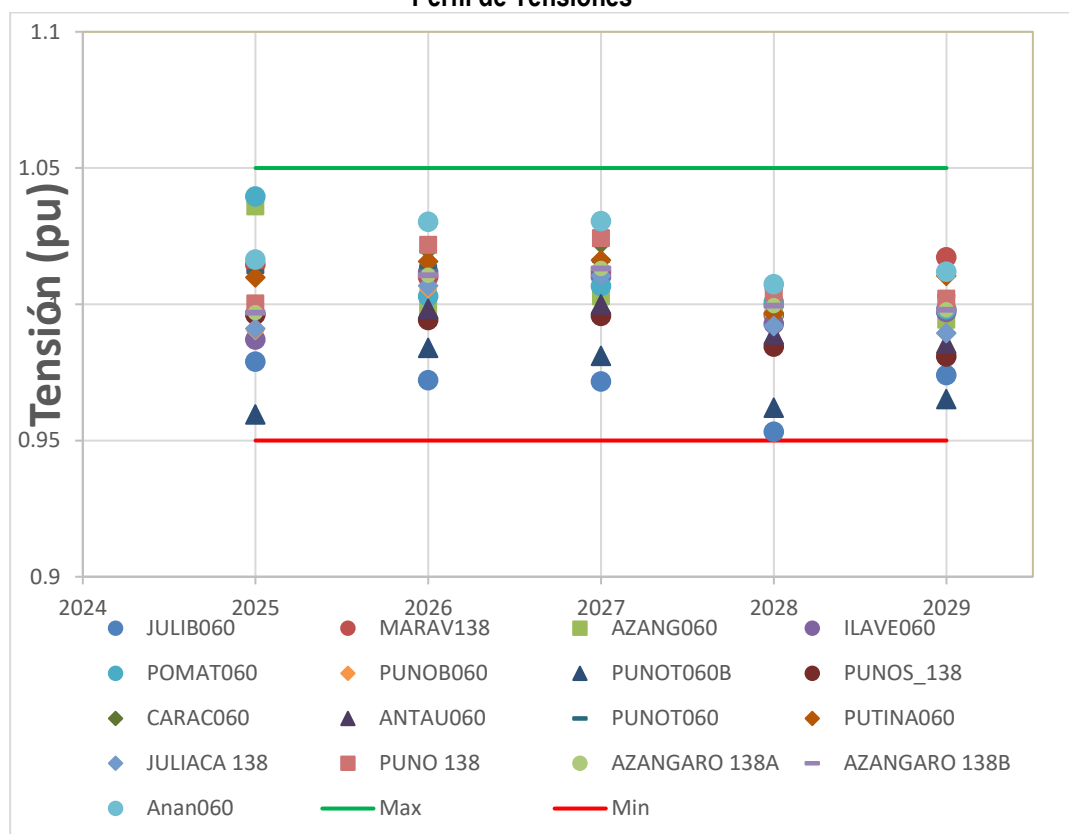
Por otro lado, respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en los sistemas eléctricos del Área de Demanda 11, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent; para ello se ha tenido 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:



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.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado, considerando para ello dos (02) celdas de línea en 60 kV y que la actual celda de línea – transformador 60 kV existente, se adapte para ser reutilizada como celda de transformador 60 kV. Cabe indicar que, ELECTRO PUNO no ha sustentado la antigüedad de los equipos o incompatibilidad técnica-operativa del Elemento Celda Línea – Transformador 60 kV. Asimismo, se aprueba un tramo de 30 metros para la configuración en PI para 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 evaluado 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.*

Sin embargo, no corresponde aprobar nuevos proyectos debido a que es posible realizar acciones preventivas en las instalaciones existentes:

En primer lugar, se tiene instalada la LT 60 kV San Rafael – Antauta y también se cuenta con un transformador 60/10 kV de 8 MVA en la SET San Rafael las cuales pueden ser utilizadas por ELECTRO PUNO ante un evento de salida en la LT 60 kV Azángaro – Antauta (L-6021).

Respecto a esta propuesta de solución, ELECTRO PUNO solo se limitó a señalar que realizó las gestiones con la empresa Minsur S.A., propietario de la SET San Rafael, sin embargo, no obtuvo respuesta alguna. En ese sentido, ELECTRO PUNO no presentó argumentos técnicos o legales que impidan la viabilidad de este proyecto.

En segundo lugar, ELECTRO PUNO en el numeral 39) del ANEXO A, no responde a la observación de evaluar la alternativa de incrementar más “pararrayos de línea” o “pararrayos de protección de línea”, con la finalidad de disminuir las interrupciones por descargas atmosféricas; solo considera la evaluación de un proyecto en 138 kV. Al respecto, la alternativa realizada en el numeral 39) es una opción más rápida de implementar para ELECTRO PUNO y de menor inversión.

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, 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.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

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

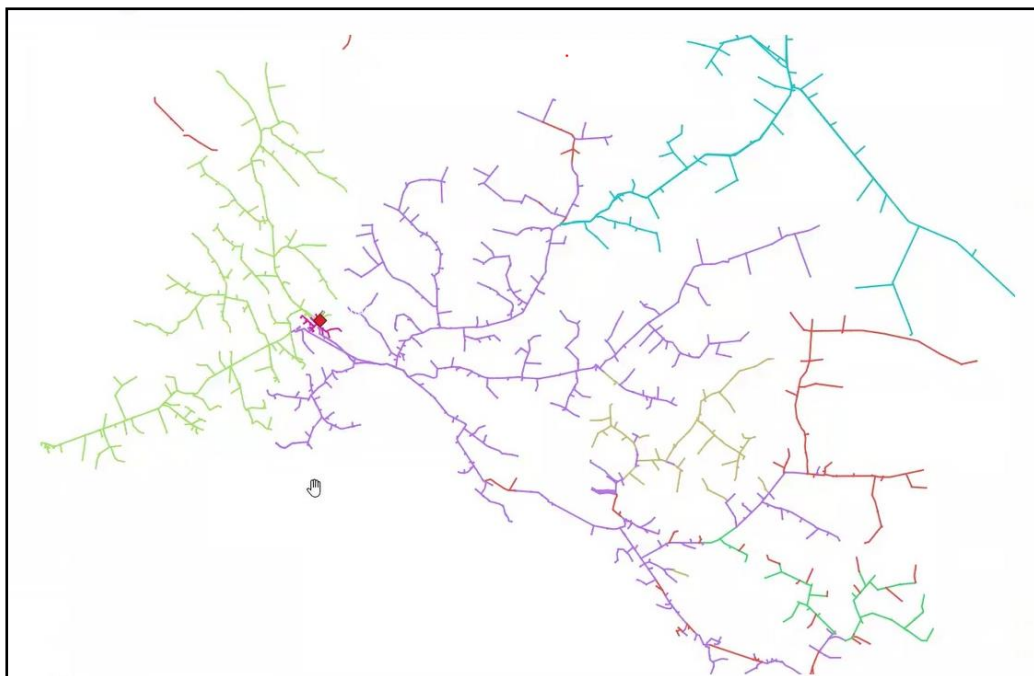
Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTRO PUNO para el año 2029, no corresponde ser aprobado, debido a que la magnitud de la demanda en Putina actualmente no tiene problemas para ser atendida de los alimentadores en 23 kV de la SET Huancané y SET Azángaro. No obstante, lo solicitado está sujeto al crecimiento de la demanda en la zona de Putina, tal es así que ELECTRO PUNO no sustenta las nuevas cargas que plantea atender y tampoco presenta el análisis que se verifique las caídas de tensión de los alimentadores en MT.

Asimismo, considerando la configuración de la ITC del COES enlace 138 kV Derivación San Rafael – Ananea, requerida para el año 2026, ya no sería necesario la “LT 60 kV Putina – Ananea”, por lo que la SET Putina sería un punto de pasada para la “LT 60 kV Azángaro – Putina -Huancané”, no requiriéndose de celdas de línea en 60 kV en la SET Putina.

Por expuesto, no se aprueba lo solicitado.

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 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 Osinerghmin, 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 Osinerghmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a 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, no se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029.

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 Osinerghmin - 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	545 568	0,03	-	4

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
ELECTRO PUNO	545 568	0,03	-	4
AT				
Celda	456 800	-	-	2
Línea	3 772	0,03	-	1
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	84 996	-	-	1

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 Supervisión de Energía de Osinergmin, 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

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

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

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 impliquen el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que no corresponde retirar Elementos de dicho Plan.

7. Conclusiones y Recomendaciones

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

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el AD 11 es de 2,4%, menor que el presentado por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL (2,9%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión asciende al monto de USD 545 568 – *según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe* – que representa una reducción de -81% y -90%, respecto a la inversión total solicitada en el AD 11 presentada en la PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL respectivamente, para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el AD 11, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- d) 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.

[sbuenalaya]

/ncha - ksg

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- | | |
|----------------|---|
| Anexo A | Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL. |
| 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 Respuestas a las
Observaciones formuladas a la
PROPUESTA INICIAL

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRO PUNO

OBSERVACIONES GENERALES

1. 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.

Respuesta

Se ha complementado con más información los sustentos de los proyectos solicitados en el presente proceso.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO PUNO respondió las observaciones enviando información complementaria que permitió desarrollar un mejor análisis; sin embargo, algunas observaciones fueron levantadas de forma parcial, tal como se detalla en el análisis de Osinergmin de las observaciones específicas.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

2. 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.

Respuesta

Se ha corregido el año representativo y también el horizonte de análisis.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado la información enviada por ELECTRO PUNO, donde se verifica que actualizó los archivos, considerando una proyección hasta el año 2054.

Se verifica que ELECTRO PUNO ha realizado el modelamiento de los casos de estudio para sus alternativas ("2. Alt 01" y "3. Alt 2") archivo de flujo hasta el año 30.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

3. 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.

Respuesta

Se ha corregido, actualizado la información donde corresponde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO PUNO, se verifica que se ha actualizado las variables explicativas con información del año 2022. Sin embargo, para la variable Tarifa Real del año 2022 no se ha seguido los criterios establecidos conforme se analiza en la observación 21).

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

4. 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.

Respuesta

Se ha complementado la información.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Al respecto, la revisión y validación efectuada por Osinergmin 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".

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

5. 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.

Respuesta

Se ha adjunto el archivo "F-121 Digsilent.xlsx" para poder hacer la trazabilidad de la información empleada.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que como parte de sus archivos sustentos, ELECTRO PUNO ha enviado el archivo "F-121 Digsilent.xlsx", donde se verifica la trazabilidad de la demanda subida al archivo Digsilent. Esta información es revisada con Osinergmin para el desarrollo de los archivos de calculo que sustentan el presente informe.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

6. 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.

Respuesta

Se ha complementado la información.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Al respecto, la validación y revisión efectuada por Osinergmin 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".

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

7. 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 mitiguen 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.

Respuesta

Se ha complementado la información.

Análisis de Osinergmin

Si bien ELECTRO PUNO amplió los sustentos de sus solicitudes, en algunos casos estos sustentos fueron presentados parcialmente, tal como se detalla en el análisis de Osinergmin de las observaciones específicas.

Adicionalmente, ELECTRO PUNO no aclaró si tiene proyectos conjuntamente con la DGER a nivel de distribución que mitiguen inversiones a nivel subtransmisión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

8. 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.

Respuesta

Se incluye el cuadro resumen con los elementos del Plan de obras para el área de demanda 11.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, ELECTRO PUNO no presentó un Resumen Ejecutivo, esto no permite distinguir las solicitudes por temas demanda, confiabilidad, seguridad u otros. En consecuencia, ELECTRO PUNO incumplió con lo establecido en el 5.7.1 de la NORMA TARIFAS.

Adicionalmente, no envía la lista de instalaciones que solicitan su Baja.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

9. 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.

Respuesta

Se ha complementado la información.

Análisis de Osinergmin

Si bien, ELECTRO PUNO enmarcó sus solicitudes por demandas de demanda, confiabilidad y calidad; estas se contradicen en algunos casos. Por ejemplo, no queda claro si la solicitud de la LT 60 kV Juliaca – Caracoto obedece a temas de calidad o seguridad.

Por otro lado, las alternativas planteadas como solución no son excluyentes entre si (caso SET Antauta) por lo que no se verifica que sea de mínimo costo.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

10. 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.

Respuesta

Se ha evaluado la operatividad con el nivel de distribución, y se ha planteado alternativas que complementen las acciones que se desarrollan a nivel de distribución.

Análisis de Osinergmin

ELECTRO PUNO no envía sustento de las problemáticas que se encuentran en distribución (ejemplo caídas de tensión en Huata, Coata o Capachica) ni las acciones de mejoras que ha desarrollado en distribución.

Por lo tanto, ELECTRO PUNO debe evaluar las alternativas de solución en distribución para después recién migrar a las alternativas de solución en transmisión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

11. 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.

Respuesta

A continuación, se indica la programación del año POC de los proyectos y su factibilidad de ejecución.

SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD	PIT 2025-2029	COMENTARIO	FACTIBILIDAD DE EJECUCION
Puno, Ilave, Pomata	SET AT/MT ILAVE (2)					Proyecto y/o Elementos a ejecutarse en instalaciones de propiedad de Electro Puno S.A.A.
	Celda 60kV - Línea a Puno	Und	1	2026	Nuevo	
	Celda 60kV - Línea a Pomata	Und	1	2026	Nuevo	
	Celda 60kV - Transformador	Und	1	2026	Nuevo	
	LT 60 kV Derivación – Ilave	km	0.03	2026	Nuevo	
	LT 60 kV Derivación – SET	km	0.03	2026	Baja	
	Celda 60kV – Línea-	Und	1	2026	Baja	
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	SET AT/MT HUANCANÉ (2)					Proyecto y/o Elementos a ejecutarse en instalaciones de propiedad de Electro Puno S.A.A.
	Celda 23kV - Alimentador	Und.	1	2026	Nuevo	
Juliaca	LÍNEA DE TRANSMISIÓN					Proyecto y/o Elementos a ejecutarse en instalaciones de propiedad de Electro Puno S.A.A.
	LT 60 kV Juliaca – Caracoto	km.	7.5	2026	Nuevo	
	SET MAT/MT/ ANTAUTA (2)					

SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD	PIT 2025-2029	COMENTARIO	FACTIBILIDAD DE EJECUCION
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	LT 138 kV Derivación - Antauta	km	0.17	2027	Nuevo	Proyecto y/o Elementos a ejecutarse en instalaciones de propiedad de Electro Puno S.A.A.
	Celda 138kV - LT a Deriv Put	Und.	1	2027	Nuevo	
	Celda 138kV - LT a Deriv Put	Und.	1	2027	Nuevo	
	Celda 138kV - Transformador	Und.	1	2027	Nuevo	
	TP 138/60/22.9 kV-10MVA	Und.	1	2027	Nuevo	
	Línea Azángaro – Derivacion	Km	40.054	2027	Baja	
	Sistema SCADA					
	Control Local SAS	Und	1	2027	Nuevo	Proyecto y/o Elementos a ejecutarse en instalaciones de propiedad de Electro Puno S.A.A.
	SET AT PUTINA (1)					
	Celda 60kV - Línea a Ananea	Und.	1	2029	Nuevo	Proyecto y/o Elementos a ejecutarse en instalaciones de propiedad de Electro Puno S.A.A.
	Celda 60kV - Línea a Huancané	Und.	1	2029	Nuevo	
	Celda 60kV - Línea a Azángaro	Und.	1	2029	Nuevo	
	Celda 60 kV - Transformador	Und.	1	2029	Nuevo	
	Celda 22.9 kV - Transformador	Und.	1	2029	Nuevo	
	Celda 22.9 kV - Alimentador	Und.	1	2029	Nuevo	
	Celda 22.9 kV - Alimentador	Und.	1	2029	Nuevo	
	TP 60/22.9 kV – 6 MVA	Und.	1	2029	Rotado de SET Antauta	

Análisis de Osinerghmin

ELECTRO PUNO indica que podría cumplir con su programa previsto, debido a que los proyectos a ejecutarse están dentro de su propiedad, sin embargo, esta afirmación no se sustenta correctamente debido a que, por ejemplo:

- La LT 60 kV Juliaca - Caracoto es de un tercero, por lo que, ELPUNO no ha indicado si realizó los tramites con este tercero para intervenir en sus instalaciones.

Por último, existen proyectos aprobados en planes de inversiones anteriores que también están en las propiedades de ELECTRO PUNO, sin embargo, a la fecha aun no se ejecutan.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

- El archivo de flujo de potencia Digsilent (“BD SEIN_PIT 25-29 (ELECTRO PUNO).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.

Respuesta

Se ha corregido y actualizado la información donde corresponde.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que el archivo de flujo presentado por ELECTRO PUNO guarda coherencia con la información presentada en su ESTUDIO. No obstante, respecto a la SET Putina que ELECTRO PUNO solicita para el año 2029, se identifica que la propuesta ha sido modelada desde el año 2026, por lo que el modelamiento de la propuesta se ha realizado en un año donde la empresa aún no ha identificado su necesidad, lo que puede provocar un incorrecto análisis de alternativas.

Por otra parte, se identifica que ELECTRO PUNO ha presentado la información referida al formato F-212 en una carpeta con la misma denominación, además se ha validado que los esquemas de flujo del presente formato coinciden con lo propuesto por ELECTRO PUNO en su ESTUDIO.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

13. Se solicita que ELECTRO PUNO, manifieste sus necesidades de proyectos y/o Elementos para un periodo de 10 años, si bien los proyectos solicitados, analizados y evaluados por el Regulador son dentro del periodo vinculante del PI 2025-2029, no obstante, el Regulador requiere conocer a partir de qué necesidades o problemáticas en el largo plazo o periodo no vinculante 2026 - 2034 la empresa requerirá nuevas inversiones. No obstante, sin perjuicio de lo mencionado cabe precisar que el análisis Osinergmin en el presente proceso PI 2025-2029, se realizará dentro del periodo vinculante 2025-2029.

Respuesta

En la evaluación de largo plazo se ha planteado la implementación de la Subestación MazoCruz 220/60/22,9 kV que cortaría la línea Puno – Moquegua y que a nivel de 60 kV se conectaría con la subestación Pomata, con ello se atiende a la carga rural de la zona de Pomata y Juli que tienen alimentadores de distribución muy largos y genera mala calidad de energía en los extremos de los alimentadores. Este proyecto podría implementarse el año 2030.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, si bien ELECTRO PUNO plantea la futura subestación MazoCruz 220/60/22,9 kV, no presenta archivos de cálculo ni flujo de las implicancias que tendría estas redes en la futura configuración de los sistemas eléctricos relacionadas a ELECTRO PUNO.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

14. 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.

[Respuesta](#)

Se ha corregido y actualizado la información donde corresponde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se mantiene la observación. Por ejemplo, no se ha presentado los Mapas de Densidad de Carga (formato F-123).

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

15. 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.

[Respuesta](#)

Se ha corregido y actualizado la información donde corresponde

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO PUNO envía los formatos F-000 y completó los formatos F-200; esta información se tomó en cuenta para la elaboración del presente informe.

Sin embargo, se encontraron algunos errores de vinculación, en los formatos F-202 y F-203 desde el año 2035 hacia adelante.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

16. 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.

[Respuesta](#)

[\[LA EMPRESA NO RESPONDIÓ\]](#)

Análisis de Osinergmin

De la información presentada por ELECTRO PUNO se observa que no se ha presentado los Mapas de Densidad de Carga, incumpliendo lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

17. Se solicita que ELECTRO PUNO presente en formato "Google Earth" (Kml), 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.

[Respuesta](#)

[\[LA EMPRESA NO RESPONDIÓ\]](#)

Análisis de Osinerghmin

De la información presentada por ELECTRO PUNO se observa que no se ha presentado archivos en Google Earth.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

18. ELECTRO PUNO debe actualizar las variables macroeconómicas, así como la información histórica de las variables explicativas con respecto al Año Representativo (Año 2022)¹⁰, con la última información disponible a la fecha.

[Respuesta](#)

[Se ha corregido y actualizado la información donde corresponde.](#)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO PUNO, se verifica que se ha actualizado las variables explicativas con información del año 2022. Sin embargo, para la variable Tarifa Real del año 2022 no se ha seguido los criterios establecidos conforme se analiza en la observación 21).

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Sobre la Proyección de la Demanda

19. Variable PBI

De la revisión del workfile “ad11_mod pi 2025-2029.wf1” (archivo E-Views) presentado por ELECTRO PUNO, se advierte que el valor de la variable PBI del AD 11 de 2022 es un valor proyectado; cuando debe ser histórico porque el año 2022 es el Año Representativo del PI 2025-2029.

Al respecto, ELECTRO PUNO debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD8 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda

Osinerghmin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO; el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental correspondiente al año 2022. Ver:

¹⁰ Definido en el numeral 3.1 de la NORMA TARIFAS

<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

En esa línea, la proyección del PBI nacional del periodo 2023-2025 debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Mientras que del periodo 2026-2054, debe mantenerse constante la tasa de crecimiento del año 2025. Por lo que ELECTRO PUNO debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Luego ELECTRO PUNO debe analizar si dicha variable explicará las ventas de energía y analizar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información del Producto Bruto Interno Nacional y por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible con cifras preliminares en la página web del INEI:

<https://www.gob.pe/institucion/inei/informes-publicaciones/4390712-producto-bruto-interno-por-departamentos-2007-2022-cifras-preliminares>

Asimismo, se han actualizado las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023 - 2025, considerando el “Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: octubre 2023” elaborada por el Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú.

Como se muestra en el siguiente cuadro, las expectativas varían por agente. Para el año 2023, las empresas no financieras son los más optimistas y esperan que el crecimiento del PBI se ubique en 1,3% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 0,7%.

En cuanto a las proyecciones de crecimiento para los próximos años, los economistas elevaron su estimado de crecimiento de 2.5% en julio a 2.6% en setiembre para el 2024 y 2.9% en julio a 3.0% en setiembre para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2.2% y 2.7% para los años 2024 y 2025):

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI (%)				
Encuesta realizada al:				
	31 de Jul.	31 de Ago.	29 de Set.	
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/				
2023	1,2	1,0	0,7	↓
2024	2,5	2,6	2,6	=
2025	2,9	3,0	3,0	=
SISTEMA FINANCIERO 2/				
2023	1,4	1,1	0,6	↓
2024	2,3	2,3	2,2	↓
2025	2,6	2,7	2,7	=
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/				
2023	2,0	1,9	1,3	↓
2024	2,9	2,6	2,5	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

^{1/} 19 analistas en Julio, 16 en Agosto, y 21 en Setiembre de 2023

^{2/} 14 empresas financieras en Julio, 16 en Agosto, y 18 en Setiembre de 2023

^{3/} 277 empresas no financieras en Julio, 285 en Agosto, y 278 en Setiembre de 2023

Fuente: <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2023/nota-de-estudios-72-2023.pdf>

En tal sentido, se propone el siguiente crecimiento del PBI para el horizonte de estudio

2023-2054:

Tasas	2023	2024	2025-2054
PBI NACIONAL	0.7%	2.6%	3.0%

Para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, se estimó su crecimiento, elaborándose un modelo econométrico que tiene como variable dependiente el PBI Regional y como variable independiente el PBI Nacional.

A continuación, se detallan los resultados:

Dependent Variable: LOG(PBI11) Method: Least Squares Date: 10/20/23 Time: 10:14 Sample (adjusted): 1997 2022 Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.011773	0.233345	-8.621455	0.0000
LOG(PBI11)	0.700414	0.064623	10.83848	0.0000
LOG(PBI11(-1))	0.211939	0.070645	3.000048	0.0064
R-squared	0.997311	Mean dependent var	8.792121	
Adjusted R-squared	0.997077	S.D. dependent var	0.316447	
S.E. of regression	0.017109	Akaike info criterion	-5.190243	
Sum squared resid	0.006733	Schwarz criterion	-5.045078	
Log likelihood	70.47315	Hannan-Quinn criter.	-5.148440	
F-statistic	4264.687	Durbin-Watson stat	1.674728	
Prob(F-statistic)	0.000000			

PRUEBAS DE VALIDACIÓN DEL MODELO PBI REGIONAL

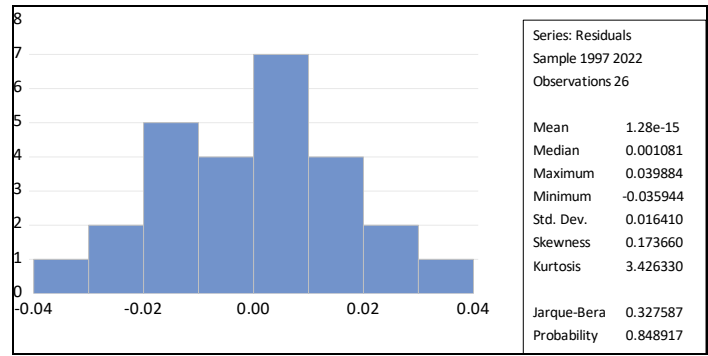
a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/20/23 Time: 10:16 Sample (adjusted): 1997 2022 Q-statistic probabilities adjusted for 1 dynamic regressor						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*	
		1	0.111	0.111	0.3610	0.548
		2	0.007	-0.006	0.3623	0.834
		3	-0.185	-0.187	1.4438	0.695
		4	-0.182	-0.147	2.5355	0.638
		5	-0.116	-0.086	3.0000	0.700
		6	-0.232	-0.264	4.9623	0.549
		7	-0.075	-0.119	5.1755	0.639
		8	0.024	-0.047	5.1985	0.736
		9	0.037	-0.117	5.2569	0.811
		10	-0.064	-0.238	5.4455	0.860
		11	0.017	-0.100	5.4601	0.907
		12	-0.000	-0.168	5.4601	0.941
*Probabilities may not be valid for this equation specification.						

b) Prueba de correlación entre las variables

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test: Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag			
F-statistic	0.395790	Prob. F(1,22)	0.5358
Obs*R-squared	0.459485	Prob. Chi-Square(1)	0.4979

c) Prueba de correlograma de los residuos



d) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	2.179568	Prob. F(5,20)	0.0973
Obs*R-squared	9.170344	Prob. Chi-Square(5)	0.1025
Scaled explained SS	8.705915	Prob. Chi-Square(5)	0.1214

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO PUNO, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable PBI del año 2022 conforme a los criterios establecidos.

Si bien la observación cursa sobre el valor de la variable en el año 2022, es preciso mencionar que los valores históricos del PBI del Área de Demanda 11 correspondiente al periodo 2007-2018 y 2020-2021, no coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

20. Variable Población

El valor de la variable Población del AD 11 de 2022 consignado en el F-104 no se encuentra debidamente sustentada, ya que ELECTRO PUNO no ha presentado la fuente de información de donde habrían obtenido los valores de población departamental al 2022, los cuales se usan para calcular la Población de un Área de Demanda.

Por otro lado, se observa que en el workfile “ad11_mod pi 2025-2029.wf1” la variable Población presentada por ELECTRO PUNO se consigna en porcentajes, sin sustentar de dónde fueron obtenidos; por lo que la proyección de dicha variable no está debidamente sustentada.

Al respecto, ELECTRO PUNO debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD 11 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

Las poblaciones departamentales de los años 2023 y 2024 deben obtenerse mediante una interpolación con la tasa de crecimiento promedio anual del periodo 2022-2025. De igual manera, las poblaciones departamentales de los años 2026 al 2029, deben ser obtenidas mediante interpolación con la tasa de crecimiento promedio del periodo 2025-2030.

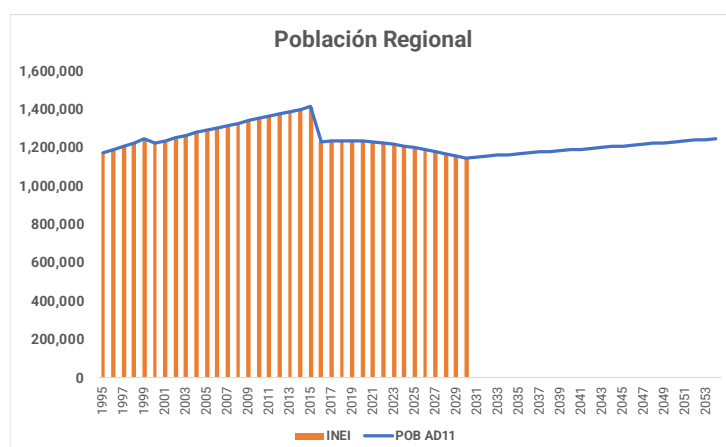
Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 11.

Cabe señalar que ELECTRO PUNO debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información de los indicadores demográficos por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible en la página web del INEI: <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>

En tal sentido, siguiendo los criterios señalados por OSINERGHMIN, se estimó el crecimiento del PBI Regional:



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO PUNO, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable Población del año 2022 conforme a los criterios establecidos.

Si bien la observación cursa sobre el valor de la variable en el año 2022, es preciso mencionar que los valores históricos del PBI del Área de Demanda 11 correspondiente al periodo 1996-2018, no coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

21. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD 11 del año 2022 se ha construido sobre valores de IPC departamental que no corresponden a la fuente citada (INEI) sino de cálculos

realizados por ELECTRO PUNO sin sustento. Por tanto, se debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104, presentando los archivos de sustento.

Respuesta

Para determinar la Tarifa Regional Real (a precios base 2009), se ha procedido a corregir el IPC publicado por el INEI, el cual esta referido a precios base del 2021:

Año-mes	Puno	
Ene-21	152.6	156.0
Feb-21	152.8	
Mar-21	153.0	
Abr-21	153.1	
May-21	153.3	
Jun-21	153.7	
Jul-21	155.1	
Ago-21	157.1	
Set-21	159.0	
Oct-21	159.9	
Nov-21	161.1	
Dic-21	161.6	
Ene-22	100.3	104.5
Feb-22	101.0	
Mar-22	102.1	
Abr-22	103.1	
May-22	103.3	
Jun-22	104.0	
Jul-22	105.2	
Ago-22	105.4	
Set-22	106.0	
Oct-22	107.1	
Nov-22	107.7	
Dic-22	108.9	

Nota: Actualizado al 08 de setiembre de 2023.

Fuente: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>

Finalmente, se obtuvo el valor del IPC para el año 2022 expresado a precios del año 2009, en concordancia a la serie histórica:

	En base 2009		En base 2021	
IPC	2021 (promedio anual)	2022	2022 (promedio anual)	
Puno	156.01	163.05	104.5	

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRO PUNO, se observa que los valores de IPC departamentales para los años 2021 y 2022 que obtiene ELECTRO PUNO son promedios anuales (en base a los valores de cada mes durante el año), y no toma los valores a diciembre correspondientes. En ese sentido, el cálculo efectuado del IPC 2022 es incorrecto.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

22. Ventas de Energía

ELECTRO PUNO presenta el archivo “01 Pérdidas_2022.xlsx” que contiene información

del año 2021, y no al cálculo presentado como sustento de los valores consignados en el formato F-105. Se debe revisar lo observado y presentar el archivo de cálculo correcto.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la información comercial correspondiente, siendo esta la del Año Representativo (2022).

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se presenta el archivo de sustento correspondiente al año 2022. Sin embargo, de la revisión de dicho archivo se observa que se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 224-2019-OS/CD, la cual no se encuentra vigente. Por lo que en la etapa de Pre-Publicación se debe tomar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

23. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final

Los formatos F-106 y F-107 muestran las proyecciones de las ventas de energía según los métodos tendenciales y econométricos, respectivamente, sin embargo, se observa que no es coherente con lo que se muestra en el workfile "ad11_mod pi 2025-2029.wf1". ELECTRO PUNO debe considerar que todos los formatos, archivos y documentos del ESTUDIO tienen que guardar coherencia entre sí.

En relación al ajuste final, ELECTRO PUNO debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

- Las proyecciones anuales de la demanda regulada del periodo comprendido entre los años 2023 y 2029 se realizan en base a las tasas anuales resultantes del modelo econométrico validado de esos años respectivos; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva en el periodo 2022-2023 se emplee la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054.
- Las proyecciones anuales de la demanda regulada a partir del año 2030 hacia adelante son constantes e igual a la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

Considerando lo anterior, ELECTRO PUNO debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 11. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025.

Respuesta

Una vez actualizada la información de cada una de las variables macroeconómicas se ha procedido a determinar el modelo econométrico más representativo que explica el crecimiento de las ventas reguladas del Área de Demanda 11:

$$\text{Log(Demanda)} = f(\text{PBI Regional}, \text{Tarifa Eléctrica}, \text{AR}_1)$$

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por el PBI

Regional, la Tarifa Eléctrica y una componente autorregresiva de orden 1.

Dependent Variable: LOG(ENE11)				
Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)				
Date: 10/20/23 Time: 10:31				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Convergence achieved after 13 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.476588	0.755700	-1.953935	0.0635
LOG(PBIAD11)	1.707170	0.048286	35.35506	0.0000
LOG(TARAD11)	-0.392656	0.146152	-2.686629	0.0135
AR(1)	0.334913	0.162960	2.055188	0.0519
R-squared	0.993169	Mean dependent var	12.10114	
Adjusted R-squared	0.992237	S.D. dependent var	0.556079	
S.E. of regression	0.048994	Akaike info criterion	-3.053608	
Sum squared resid	0.052809	Schwarz criterion	-2.860055	
Log likelihood	43.69690	Hannan-Quinn criter.	-2.997872	
F-statistic	1066.184	Durbin-Watson stat	1.665819	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Log(Demanda)

$$= -1.476588 - 0.392656 \times \text{Log(Tarifa)} \\ + 1.707170 \times \text{Log(PBI Regional)} + 0.334913 \times \text{AR}(1)$$

a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 11/08/23 Time: 14:51						
Sample (adjusted): 1997 2022						
Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*	
		1	0.156	0.156	0.7131	
		2	-0.007	-0.032	0.7147	0.398
		3	-0.129	-0.126	1.2442	0.537
		4	-0.219	-0.187	2.8345	0.418
		5	0.121	0.191	3.3420	0.502
		6	-0.017	-0.090	3.3527	0.646
		7	-0.106	-0.153	3.7811	0.706
		8	0.112	0.171	4.2924	0.746
		9	-0.020	-0.007	4.3089	0.828
		10	-0.148	-0.276	5.3038	0.807
		11	-0.140	-0.091	6.2496	0.794
		12	-0.286	-0.152	10.494	0.487
*Probabilities may not be valid for this equation specification.						

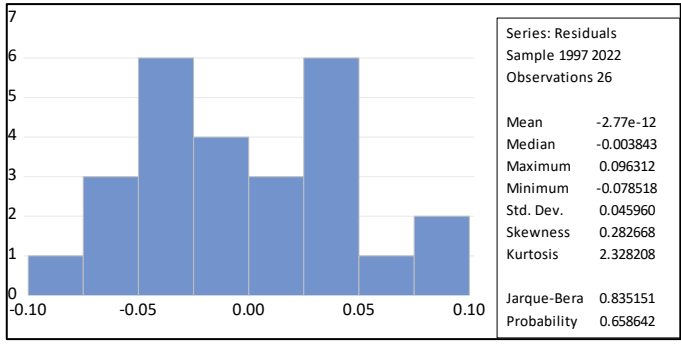
En este modelo los residuos no presentan autocorrelación, dado que las barras se encuentran dentro de las bandas de confianza, además el estadístico de Durban Watson es 1.66 y está alrededor de 2.

b) Prueba de Correlación entre las Variables

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:			
Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag			
F-statistic	1.669086	Prob. F(1,21)	0.2104
Obs*R-squared	1.914335	Prob. Chi-Square(1)	0.1665

Para precisar la ausencia de autocorrelación de orden superior de los residuales en éste modelo se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F-statistic es 0.2104 y es mayor al 0.05, por lo que se puede sentenciar que no hay evidencia de presencia de autocorrelación.

c) Prueba de normalidad de los residuos



Aquí se determina que los residuos tienen una media igual a cero, esto es reflejado en que la probabilidad del estadístico Jarque Bera es mayor a 0.05, en base a ello se puede sentenciar que la serie de residuos estimados se distribuye aproximadamente normal.

d) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	2.018851	Prob. F(9,16)	0.1055
Obs*R-squared	13.82546	Prob. Chi-Square(9)	0.1287
Scaled explained SS	6.573764	Prob. Chi-Square(9)	0.6814

Los resultados de esta prueba nos muestran que la varianza de los residuos tiene una varianza constante, ya que de acuerdo con el criterio de evaluación la probabilidad del F-statistic es 0.1055 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados.

Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL de ELECTRO PUNO, se evidencia lo siguiente:

- En los formatos F-106 y F-107 se muestran las proyecciones de las ventas de energía según los métodos tendenciales y econométricos, los cuales corresponden con lo que se muestra en el workfile “ad11_mod pi 2025-2029.wf1”.
- Respecto al ajuste final, se ha evidenciado que ELECTRO PUNO no ha tenido en cuenta los dos criterios indicados por Osinergmin.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta en parte.

24. Registros de mediciones de cada 15 minutos

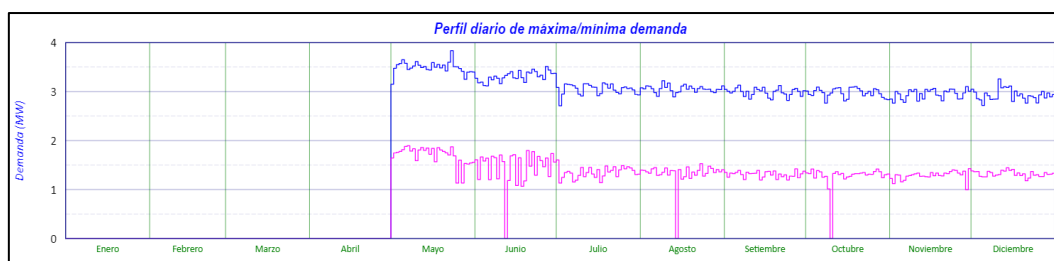
De la revisión del ESTUDIO, se advierte que los valores presentados para la barra Ayaviri 22,9 kV difieren considerablemente de los reportados mediante el sistema de información de Osinergmin. Al respecto, se requiere a ELECTRO PUNO sustentar los valores consignados en su ESTUDIO, indicar la fuente de información y el motivo por el cual los valores presentados en el ESTUDIO difieren de lo reportado al sistema de información de Osinergmin.

Asimismo, ELECTRO PUNO debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos deben ser los mismos que los presentados en la

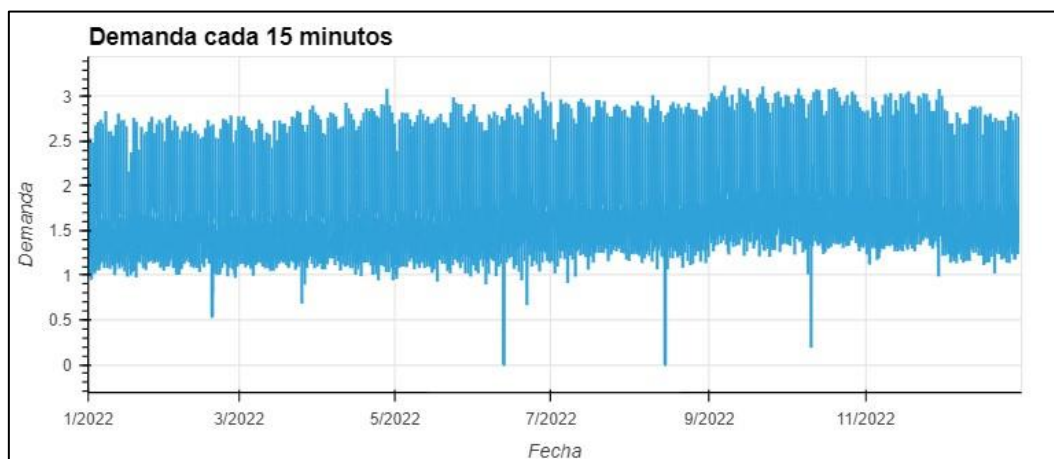
información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, debe explicarse y sustentarse.

Respuesta

Tal como se puede apreciar de la información proveniente de titular (REP), informada mediante el SIRPIT (Resolución N° 048-2018-OS/CD) no se dispone de los registros para los meses de enero a abril:



En tal sentido se ha tomado en cuenta lo registros que dispone el área comercial, los que se adjuntan en el formato F-100:



Registros de la SET Ayaviri 138/22.9/10 kV

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO PUNO presenta la justificación de los registros de mediciones utilizados para la barra Ayaviri 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

25. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En el formato F-113, se observa una inconsistencia en los valores de tensión consignados (columna “E”) respecto de las barras asignadas, tal como se aprecia en la Figura 1. Al respecto, ELECTRO PUNO debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda. Asimismo, debe tener en cuenta, que los referidos valores podrían afectar los resultados de los otros formatos F-100, por lo que, una vez efectuada la corrección, se debe verificar la actualización de los mismos.

Figura 1

F-100_AD11_2025-2029 V2.xlsx - Excel										
Buscar										
Archivo Inicio Insertar Disposición de página Fórmulas Datos Revisar Vista Programador Mis Macros										
A3										
OSINERGMIN										
INFORMACIÓN BÁSICA DE USUARIOS LIBRES Y DEMANDAS INCORPORADAS ⁽¹⁾										
ÁREA DE DEMANDA: 11										
Valores no corresponden con la barra asociada.										
SISTEMA ELÉCTRICO	SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN ⁽²⁾ (kV)	Máxima Demanda (MW)	Demanda Coincidente con Max SET (MW)	Demanda Coincidente con Max SEIN (MW)	Energía ⁽³⁾ (MWh)		
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	ANANEA	ANANE023	CORI PUNO	22,9	8,30	2,94	3,89	31115		
Julaca, Julaca Rural y SER Julaca	JULIACA	JULIA010	TENDAS RIPLEY 28	22,9	0,21	0,21	0,12	521		
Julaca, Julaca Rural y SER Julaca	CARACOTO	CARA023	CEMENTOS SUR	22,9	5,52	5,52	4,40	30467		
Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, Ilave - Pomata y SER Puno	PUNO	TUCAR060	MINERA ARUNTANI	22,9	2,34	2,34	0,75	13745		
Ayaviri y SER Ayaviri	AYAVIRI	AYAVIR023	ARUNTANI (AYAVIRI)	22,9	1,12	0,19	0,16	3911		
Puno, Puno Baja Densidad, Anapia, Ilave - Pomata y SER Puno	TOTORANI	PUNOT023	PLAZA VEA - PUNO 1	22,9	0,29	0,21	0,24	1555		
Julaca, Julaca Rural y SER Julaca	JULIACA	JULIA010	PLAZA VEA - JULIACA 1	22,9	0,19	0,19	0,14	1037		
Julaca, Julaca Rural y SER Julaca	JULIACA	JULIA010	REAL PLAZA - JULIACA 1	22,9	0,32	0,32	0,25	1536		
Julaca, Julaca Rural y SER Julaca	JULIACA	JULIA010	OSCHILE - JULIACA 1	22,9	0,18	0,18	0,10	581		
Arbitada	SAN RAFAEL	SRAFA138	MINSUR (PUNO)	22,9	19,47	18,47	16,42	141707		
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	ANANEA	ANANE023	MARIBEL DE ORO	22,9	0,51	0,18	0,04	586		
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	AZANGARO	AZANG060	MINSUR (PUNO 1)	13,8	12,93	9,75	10,64	84908		
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	AZANGARO	AZANG023	CWE	13,8	0,63	0,17	0,08	1564		
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	AZANGARO	AZANG023	CWE 2	22,9	4,00	1,27	1,56	11780		
Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro	ANANEA	ANANE023	MINERA CORI PUNO (AMPLIACIÓN)	22,9	2,00			10528		

Fuente: Archivo “F-100_AD11_2025-2029 V2.xlsx” del ESTUDIO de ELECTRO PUNO

Respuesta

Se ha procedido a corregir los niveles de tensión de los clientes libres asignados en el formato F-113.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica la corrección efectuada.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

26. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022

A los clientes libres existentes, en el formato F-113, se le ha asignado una barra diferente a lo reportado en el SICLI 2022. Al respecto, se requiere a ELECTRO PUNO justificar el motivo de esas diferencias.

CLIENTE	ELECTRO PUNO		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
PLAZA VEA - PUNO 1	Totorani	22,9 kV	Bellavista	10 kV
MINSUR (PUNO 1)	Azángaro	60 kV	San Rafael	138 kV
CWE	Azángaro	22,9 kV	San Gabán	138 kV
CWE 2	Azángaro	22,9 kV	San Gabán	138 kV

Respuesta

Se ha procedido a corregir las barras de los clientes libres consignados en el formato F-113 acorde a lo dispuesto en la Base de datos del SICLI.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica lo siguiente:

- (i) El cliente libre “PLAZA VEA - PUNO 1” es considerado en la barra Puno-Bellavista 10 kV, conforme al SICLI 2022.
- (ii) El cliente libre “MINSUR (PUNO 1)” es considerado en la barra San Rafael 138 kV, conforme al SICLI 2022.

- (iii) El cliente libre "CWE" presenta una inconsistencia en el reporte SICLI 2022, correspondiendo considerar al cliente en la barra San Gabán 13,8 kV.
- (iv) El cliente libre "CWE 2" es considerado en la barra San Gabán 138 kV, conforme al SICLI 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta en parte.

27. Información general de las nuevas demandas

A las nuevas demandas, en el formato F-113, se les ha consignado un FPHMS de 0,76; el cual no está sustentado. ELECTRO PUNO debe sustentar los valores presentados y/o corregir según corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a corregir los factores de carga, sistema y coincidencia tomando en cuenta el promedio de cada uno de los clientes libres existentes según su "actividad económica".

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO PUNO presenta el sustento de los factores de caracterización de las nuevas demandas.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera absuelta.

28. Incorporación de nuevas demandas

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y modificatorias se señala lo siguiente:

"para el caso de demandas incorporadas, no comprendidas en los datos estadísticos y que se incluyan en el ESTUDIO (tales como clientes industriales o comerciales, localidades previstas a incorporarse al SEIN, entre otros), se deberá presentar toda la documentación que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación al SEIN en el horizonte de 30 años."

ELECTRO PUNO, en los formatos F-100, ha incluido tres cargas del proceso de Modificación del PI 2021-2025; sin embargo, no se ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, se debe informar sobre el estado de avance de esas cargas, a fin de reiterar o modificar el ingreso respectivo de cada carga.

Además, en los formatos F-100 se ha incluido un total de 49 nuevas demandas que luego incorpora en su proyección de demanda, pero sin haber presentado sustento de esas nuevas cargas. En ese sentido, ELECTRO PUNO debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de estas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga.

Es preciso indicar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el mismo cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el plano de ubicación, cronograma de ingreso de carga y documento de 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.

En relación a las nuevas demandas a incorporar del proyecto “Sistema de Tratamiento de las Aguas Residuales de la Cuenca del Lago Titicaca” (PTAR TITICACA); ELECTRO PUNO ha presentado como documento de sustento el Contrato de Concesión suscrito con fecha 30 de octubre de 2019 y en los formatos F-100 se ha considerado un ingreso de carga proyectado para el año 2024 sin mayor sustento. No obstante, y de acuerdo a información pública se trataría de un proyecto que actualmente se encuentra paralizado, donde la empresa responsable del proyecto, Operadora Ecológica del Titicaca (OPETI) estaría solicitando la nulidad del Contrato de Concesión PTAR TITICACA. Al respecto, dada la magnitud y alcance de la demanda, se requiere a ELECTRO PUNO sustentar el estado actual de ese proyecto, así como del año de ingreso indicado.

Respuesta

Se ha procedido a adjuntar toda la documentación de respaldo de las nuevas demandas a incorporar en el horizonte de estudio, acorde los requerimientos señalados.

No obstante, en caso de no contarse con más información y/o evidencias sobre el avance actual o real de las nuevas demandas (incluidas las aprobadas en la última modificación del PIT 2021-2025) se considerará factores de ingreso progresivo de dichas cargas con el fin de mitigar la incertidumbre de su incorporación. Estos factores se basan en los antecedentes de tipo de cargas similares.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRO PUNO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Respecto a las cargas del proyecto PTAR TITICACA, ELECTRO PUNO no presenta información actualizada ni estado de avance del proyecto.

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

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

29. Mapas de Densidad de Carga

ELECTRO PUNO no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS y modificatorias. Por lo que debe presentar todos los mapas de densidad de carga de los años “0, 1, 2, 3, 4, 15 y 25” en formatos AutoCAD. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km^2) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120. Ello en concordancia a lo establecido en el numeral 8.1.2 del Artículo 36° de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

[LA EMPRESA NO RESPONDIÓ]

Análisis de Osinerghmin

De la información presentada por ELECTRO PUNO se observa que no se ha presentado los Mapas de Densidad de Carga, incumpliendo lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación se considera no absuelta.

Sobre el Sistema Eléctrico a Remunerar

30. Falta información general del sistema eléctrico existente

ELECTRO PUNO no presenta los formatos F-001, F-002 y F-003 que permita verificar las características de las instalaciones existentes al año 2023. Asimismo, dicha omisión no permite validar la implementación de nuevos transformadores y la rotación de los mismos.

Al respecto, ELECTRO PUNO debe presentar dichos formatos; asimismo, a fin de validar la información debe presentar adicionalmente los diagramas unifilares detallados del sistema eléctrico consistentes con estos formatos, actualizados a setiembre del 2023 y en donde se verifique los alimentadores y los nombres de las zonas o sistemas eléctricos a los que suministra el servicio eléctrico.

Respuesta

Se ha revisado, complementado y corregido la información donde corresponde.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRO PUNO como parte de su información adjuntó el archivo “F-000.xls”, donde se encuentran los formatos F-001, F-002 y F-003. Sin embargo, estos formatos se encuentran incompletos, dado que, no detallan los parámetros eléctricos de las instalaciones existentes.

Además, ELECTRO PUNO no ha enviado los diagramas unifilares de sus sistemas eléctricos.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

31. Respecto al parque de transformadores

Asimismo, se solicita que ELECTRO PUNO presente en una tabla resumen en formato Excel (actualizado a setiembre de 2023) la relación del parque de transformadores de ELECTRO PUNO - que actualmente se viene remunerando por la demanda - considerando los siguientes campos de información: “Estado actual” (en operación, capacidad disponible y reserva), “Ubicación” (Nombre SET), “Rotado” (SET1 – SET 2 / NO), “Niveles de Tensión” (en c/u de sus devanados), “Capacidad (MVA)” (en c/u de sus devanados), “Tipo de Sistema de Refrigeración” (ONAN/ONAF), “Año de fabricación”, “Puesta de Operación Comercial”, “Año de fabricación”, “Numero de serie” y “Tipo de sistema (SST-SCT)”.

Respuesta

Se presenta la relación de transformadores de dos y tres devanados, el detalle también se incluye en el formato “F-003”.

TRANSFORMADOR	CÓDIGO	Año	Nombre Fabricación SET	Coordenadas UTM	Potencia Nominal (ONAN/ONAF) (MVA)	Tensión Nominal		Grupo de Conexión	TAPS de Regulación	Vcc (%)	Pérdidas		Tipo Regulación En Vacío o Bajo Carga	Peso Total (kg)	Peso del Cobre (kg)	¿Asociado a Compensador? (SI / NO)	Estado: (En Operación o Reserva)
						Primario	Secundario				Cobre	Hierro					
						(kV)	(kV)				Pcu%	Pfe%					
BELLAVISTA	TP-0101	1976	BELLAVISTA	Norte: 390150, Este: 8249329	5.5	60	10	YNd5	15 (+/-0.1.13%)	7.4			Bajo Carga	17315	7500	NO	En Operación
BELLAVISTA	TP-0102	2005	BELLAVISTA	Norte: 390150, Este: 8249329	7/9	60	10	YNd5	17(+/- 0.1.132%)	7.5			Bajo Carga	21700	9600	NO	En Operación
ANTAUTA	TP-0001	1997	ANTAUTA	Norte: 360000, Este: 8419000	6/6	60	22.9	YNyn0	21 (+/-10x1%)	6.61			Bajo Carga	19100	8400	NO	En Operación

TRANSFORMADOR	CÓDIGO	Año	Nombre	Coordenadas	Potencia Nominal ONAN/ONAF (MVA)			Tensión Nominal (kV)			Grupo de Conexión	TAPS de Regulación	Vicc (%)			Tipo Regulación	Peso Total (kg)	Peso del Cobre (kg)	Estado: (En Operación o Reserva)
					Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	Terciario			P-S	P-T	S-T				
LAVE	TP-1001	1995	LAVE	Nombre: 432772, Euse: 6205180	75	75	22.5/5.3	62	22.5	10	Y/Yd/0-Y/Nd5	27(+/-10x1.3%)	8.7	4.3		1.4 Bajo Carga	29700	13300	En Operación
POMATA	TP-2001	1995	POMATA	Nombre: 488421, Euse: 6201630	75	75	22.5/5.3	62	22.5	10	Y/Yd/0-Y/Nd5	27(+/-10x1.3%)	8.7	4.3		1.4 Bajo Carga	29700	13300	En Operación
ANANEA	TP-3001	2010	ANANEA	Nombre: 441780, Euse: 6319572.5	75	75	2.0	57	22.5	10	Y/Yd/0d/0	21(+/-10x1%)	7.9			Bajo Carga	26300	10800	En Reserva
ANANEA	TP-3002	2013	ANANEA	Nombre: 441780, Euse: 6319572.5	15/18.75	15/18.75	2.5/2.5/2.5	57	22.5	10	Y/Yd/0d/5	21(+/-10x1%)	8.11			Bajo Carga	27500	14500	En Operación
HUANCANE	TP-4001	2010	HUANCANE	Nombre: 441780, Euse: 6319572.5	5/6.25	5/6.25	2.0	60	22.5	10	Y/Yd/0d/5	21(+/-10x1%)	7.83			Bajo Carga	22900	9100	En Operación

Análisis de Osinergmin

En el archivo “F-000.xls” se encuentra la hoja “F-003”, donde se verifica que ELECTRO PUNO está enviando la información requerida.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

32. Falta presentar los cálculos de la selección óptima de los conductores propuestos

ELECTRO PUNO no presenta los cálculos que sustenten la selección óptima de los conductores propuestos para las líneas en 60 kV y 138 kV, las cuales deben ser resumidas en el formato F-207. Al respecto, ELECTRO PUNO debe presentar los cálculos justificativos que correspondan a fin de validar su propuesta.

Respuesta

Para el presente proceso de aprobación de plan de inversiones no se propone el desarrollo de nuevos proyectos de la red de transmisión, los proyectos propuestos son renovación de una línea existente con las mismas características y tramos de interconexión que consideran los diámetros de las líneas existentes.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que las instalaciones solicitadas son por renovación o derivación, por lo tanto, no requiere la selección óptima del conductor.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

33. Sobre el archivo de flujo de potencia (Digsilent)

ELECTRO PUNO ha enviado un archivo de flujo (Digsilent), sin embargo, no ha realizado el modelamiento de los proyectos y análisis de alternativas que solicitan en el ESTUDIO; por lo que, se solicita a ELECTRO PUNO actualizar y/o corregir en donde corresponda, considerando las siguientes observaciones:

- La información consignada en el archivo de flujo de potencia (Digsilent) no es coherente con la información considerada en el ESTUDIO, en los formatos y en los anexos sustentatorios. Además, ELECTRO PUNO no incluye en el archivo de flujo las propuestas del ESTUDIO. Al respecto, la concesionaria debe revisar toda la información, actualizar y/o corregir donde corresponda.

Respuesta

Se ha revisado la información empleada en las simulaciones de flujo de potencia (archivo Digsilent) y se ha uniformizado con la información de los formatos, así como la actualización producto del levantamiento de observaciones efectuadas por Osinergmin.

- ELECTRO PUNO no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas, para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los

años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha complementado la información del modelamiento de las alternativas evaluadas en el análisis de flujo de potencia según lo requerido por la NORMA TARIFAS.

- Del análisis de flujo, se ha identificado que en los casos de estudio “Diagnostico”, “Alt 01” y “Alt 02”, a partir del año 2026 hacia adelante, ELECTRO PUNO saca fuera de servicio la línea “LT 60 kV Putina – Azángaro”. Al respecto ELECTRO PUNO debe revisar y corregir dicha desconexión; dado que, no se aprobado la Baja de dicho Elemento en ningún Plan de Inversiones.

Respuesta

La LT 60 kV Putina – Ananea será considera en stand by, para atender la demanda en caso ocurra una contingencia en la línea Azángaro - Putina. La línea estará en stand by a partir del año 2026 cuando se ejecute el proyecto ITC “Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas”. Por esta razón no se ha solicitado la baja de dicho elemento.

- Para el análisis de flujo de carga por Área de Demanda se debe incluir el Sistema Principal y Garantizado de Transmisión, el Programa de Obras de Generación 2019-2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023, proyectos vinculantes ITC para el AD 11 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (elaborado por el COES), de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Tal como se señala en el numeral 5 de la PROPUESTA FINAL, para el análisis de flujo de potencia se ha considerado los proyectos ITC aprobados por el COES en la Actualización del Plan de Transmisión 2023 – 2032:

- ✓ Al año 2026 se considera el Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas
- ✓ Al año 2027 se considera el Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas.

Al respecto, se solicita que ELECTRO PUNO revise y realice la corrección del archivo de flujo de potencia, verificando que el mismo guarde relación con el informe, formatos y anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTRO PUNO ha actualizado y corregido la información consignada en el archivo de flujo, sin embargo, como se indica en la observación número 12, la información del archivo de flujo guarda coherencia en parte con el ESTUDIO que presenta ELECTRO PUNO.

Respecto al modelamiento del archivo de flujo para el año 30, de la revisión se verifica que el archivo de flujo contiene los casos de estudio de las alternativas que presenta (“Alt 01” y “Alt 02”) para los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.

Respecto al modelamiento del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 11, se verifica que se ha incluido el Sistema Principal, Garantizado de Transmisión, así como el Programa de Obras de Generación 2019-2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (los proyectos ITC aprobados para el Área de Demanda 11 “Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas” y “Enlace 138 kV San

Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas.”), como indica la empresa.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

34. Sobre el avance del Plan de Inversiones (PI) 2021-2025

A fin de verificar la consistencia de la programación de las inversiones del PI 2025-2029, se requiere que ELECTRO PUNO presente la evolución de los esquemas unifilares para los años 2022, 2023 y 2024 acorde al avance de obras ejecutado y reprogramado del Plan de Inversiones 2021-2025.

Asimismo, se solicita que ELECTRO PUNO remita una tabla resumen de la lista de los proyectos y/o Elementos del PI 2021 – 2025 aprobados y sus Bajas, que no han sido ejecutados hasta el día de hoy, indicando: “Motivo de no Ejecución” y “Plan de Contingencia y/o solución temporal frente al retraso” (desde el punto de vista técnico operativo).

Respuesta

Se adjunta Anexo como parte de su PROPUESTA FINAL, correspondiente al diagrama unifilar de las instalaciones de ELECTRO PUNO del año 2023. A continuación, se muestra en la Tabla 1 el estado de las instalaciones previstas en el Plan de Inversiones 2017 – 2021 y en la Tabla 2 las instalaciones previstas en el Plan de Inversiones 2021 – 2025

Tabla 1 Estado de las Instalaciones previstas por el Plan de Inversiones 2017 - 2021

[illegible]

Tabla 2 Estado de las Instalaciones previstas por el Plan de Inversiones 2021 - 2025

PLAN DE INVERSIONES, período Mayo 2021 - Abril 2025 MODIFICADO Y CONSOLIDADO MEDIANTE INFORME N° 001-2020-GRT (APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN OSINERGMIN N° 126-2020-OS/CD)						
AÑO PES	TITULAR	NOMBRE DEL ELEMENTO	INSTALACIÓN	MÓDULO ESTÁNDAR	FECHA ESTIMADA DE INGRESO	SOLUCIÓN TEMPORAL
2022	ELECTROPUNO	Cable 69kV - TP	SET ATMT "Anasay"	CE-0003CE3BTR	Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del brote del COVID-19 Conflicto social-político suscitado en el departamento de Puno a inicios del año 2023 (huelga y toma de carreteras) Modificación del Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 de Electro Puno S.A.A. (estado que involucra el sistema eléctrico de Adquisición y Almacenamiento Rural)	
2022	ELECTROPUNO	Cable 69kV - TP	SET ATMT "Anasay"	CE-0003CE3BTR		
2022	ELECTROPUNO	Cable 230kV - TP	SET ATMT "Anasay"	CE-0003CE3BTR		
2024	ELECTROPUNO	Cable 130kV - AL	SET MATATMT "San Román"	CE-0100MAC3BAL	Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del brote del COVID-19 Conflicto social-político suscitado en el departamento de Puno a inicios del año 2023 (huelga y toma de carreteras) Completada comunicación con TESUR 2 (a cargo de la SET "San Román"), para definir las medidas técnicas del proyecto	
2024	ELECTROPUNO	Cable 130kV - AL	SET MATATMT "San Román"	CE-0100MAC3BAL		
2023	ELECTROPUNO	SC 23 kV 2 MVAB	SET ATMT "Anasay"	CE-0003BPF-0000		
2023	ELECTROPUNO	Cable 23 kV - Compensación	SET ATMT "Anasay"	CE-0003CE3BTR	Conflicto social-político suscitado en el departamento de Puno a inicios del año 2023 (huelga y toma de carreteras) Inclusión en la Modificación del Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025 de Electro Puno S.A.A.	

Análisis de Osinergmin

Respecto a la evolución de los esquemas unifilares se verifica que los proyectos aprobados en los Planes de Inversión de los periodos 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, así como los proyectos ITC elaborados por el COES en el Plan de Transmisión 2023-2032, se encuentran modelados en el archivo de flujo.

Por otro lado, ELECTRO PUNO envía el archivo “Obras en Curso.xlsx” donde muestra de manera resumida el motivo de la no ejecución de sus proyectos, sin embargo, no indica las contingencias que se están tomando al respecto, debido a que muchos de estos proyectos llevan retrasados varios años.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

35. Sobre la renovación de equipamiento de seguridad

ELECTRO PUNO argumenta solicitudes de nuevas inversiones por la causal o razones de seguridad, debido a que sus instalaciones cumplen o están a punto de cumplir los 30 años de vida útil. Al respecto, cabe precisar que la renovación de Elementos que superan los 30 años no se enmarca en las razones por seguridad que establece el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, puesto que las razones por seguridad sólo son aplicables para Líneas de Transmisión que pertenecen al SST.

No obstante, si bien el que un Elemento cumpla una antigüedad mayor a 30 años, no es causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas, también se deben tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional, para que estas solicitudes sean analizadas y de corresponder aprobadas, dichos aspectos e información adicional son los siguientes:

- Cabe señalar que la renovación de Elementos que superan los 30 años no se enmarca en las razones por seguridad que establece el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, puesto que las razones por seguridad sólo son aplicables para Líneas de Transmisión que pertenecen al SST.
- Presentar fotografías de los datos de placa donde se verifique que todas las componentes de la celda tienen una antigüedad mayor a 30 años. Esta información debe ser listada por cada componente de la celda considerando su año de fabricación y fotos de la placa, donde se verifique la antigüedad y el estado actual del Elemento y/o componentes (que forman parte del Elemento) que estarían en deterioro o que estarían causando problemas desde la parte operativa a consecuencia de la antigüedad.
- Presentar el registro de fallas y/o mantenimiento de estos Elementos o de sus componentes, donde se muestre que estas reciben un mantenimiento con mayor frecuencia que las instalaciones que aún no cumplen los 30 años. Asimismo, de corresponder también se debe presentar los informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/o operativas que viene causando dicho Elemento (o partes de sus componentes) a consecuencia de la antigüedad.

Respuesta

El análisis a este comentario es respondido en la evaluación de la observación 38.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO PUNO no sustenta de manera clara las instalaciones que pretende renovar por temas de seguridad; de considerar renovaciones de equipamientos de enviar la información de sustento necesaria para continuar con la evaluación. Por ejemplo:

- Sustentar que se requiere dar de Baja la celda de línea – transformador en la SET llave, para realizar el conexionado de T a PI.
- En la PROPUESTA FINAL, ELECTRO PUNO no adjuntó las deficiencias que existen en la LT 60 kV Juliaca – Caracoto.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

36. Sobre la conexión en PI en la SET llave

ELECTRO PUNO solicita modificar la actual conexión en “T”, a una conexión en “PI” en la barra de 60 kV para dar mayor confiabilidad a la SET llave. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- Actualmente, la SET llave cuenta con una conexión en “T”, por lo que, se está remunerando como parte del SST una celda línea - transformador en 60 kV. Al respecto, ELECTRO PUNO debe precisar si esta celda línea – transformador 60 kV será reutilizada como celda de transformador o solicita dar de Baja con la finalidad de reemplazarla por una nueva celda de transformador.

En caso solicite una nueva celda de transformador, a partir de solicitar la Baja de la celda de línea – transformador (existente), ELECTRO PUNO debe enviar sustento con la evidencia de la antigüedad de los equipos y sus registros de fallas y mantenimiento, cabe precisar, que estos deben tener una antigüedad mayor a 30 años y sus condiciones técnicas y operativas deben del Elemento y/o componentes deben presentar alguna problemática a causa de la antigüedad. Asimismo, debe tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional indicados en el numeral 35.

Respuesta

La línea de transmisión LT 6027 de 60 kV Puno-Pomata DE 103,5 km, fue construida en el año 1996 por el MINEM, donde para su ejecución fueron saneados parte de los predios afectados a lo largo y ancho de la línea de transmisión.

Respecto a los equipos instalados en la SET llave y SET Pomata estas tienen fecha de fabricación del año 1994 – 1995, cuyos últimos mantenimientos se realizaron en el año 2021-2023.

En la Figura 1 se muestra una foto con los datos de placa del transformador de potencia de la SET llave, como se puede apreciar el año de fabricación es 1995. Así como el transformador de potencia los otros equipos que forman parte de la subestación están próximos a cumplir 30 años de operación. Es por esta razón que se solicita que las celda línea-transformador sea dada de baja y se reemplace el sistema por dos celdas de línea y una celda de transformación.

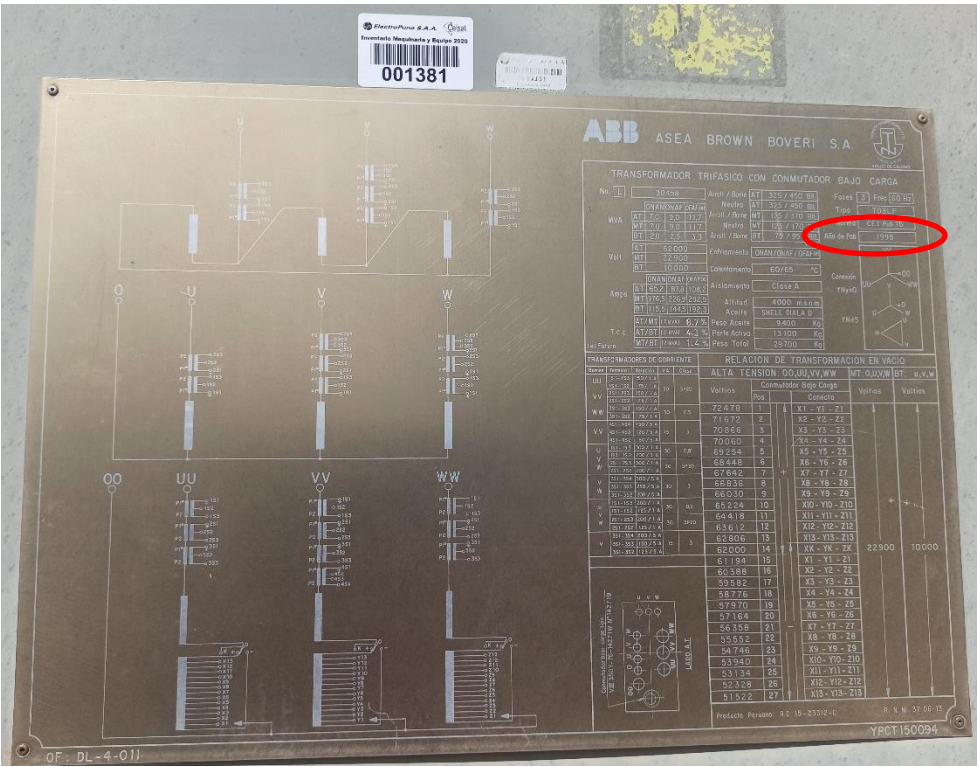


Figura 1 Datos de placa del Transformador de potencia de la SET llave

La Tabla 3 presenta el número de interrupciones que se han producido en la LT Puno – Pomata.

Tabla 3 Interrupciones de la LT Puno – Pomata (Periodo 2014-2023)

Incluye interrupciones menores a 3 minutos															Interrupciones mayores a 3 minutos														
Lineas de Transmision	Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total Año		
L-6027 PUNO - POMATA	2014	12	5	2	2	1	0	1	1	0	1	0	5	30	12	5	2	2	1	0	1	0	1	0	0	5	30		
	2015	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	4	3	17	3	0	1	1	0	0	0	0	0	4	3	5	17		
	2016	5	1	1	3	0	0	0	0	1	0	2	3	2	18	5	1	1	3	0	0	0	1	0	2	3	2	18	
	2017	2	3	0	2	0	1	0	1	0	1	0	0	1	13	2	3	0	2	0	1	0	1	0	0	1	3	13	
	2018	1	1	0	1	0	0	0	0	1	4	1	5	14	1	1	0	1	0	0	0	0	1	4	1	5	14		
	2019	3	0	2	0	1	1	0	0	1	1	5	2	16	2	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	3	0	8	
	2020	1	2	1	1	0	0	0	0	1	4	0	6	16	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	2	5		
	2021	2	2	1	0	1	0	2	0	1	1	2	3	15	0	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	1	5		
	2022	3	1	2	1	0	0	0	0	0	0	3	1	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1		
	2023	2	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	

- ELECTRO PUNO debe sustentar que cuenta con los espacios necesarios en la SET llave para cambiar la configuración de las bahías en 60 kV.

Respuesta

La subestación llave cuenta con los espacios necesarios para cambiar la configuración de las bahías, pudiendo extenderse hacia el costado al no encontrarse en zona urbana como se puede apreciar en el registro fotográfico adjunto a continuación.



Figura 2 Vista del patio de llaves de la subestación Ilave



Figura 3 Vista del perímetro de la subestación Ilave



Figura 4 Ubicación de la subestación Ilave

- Respecto a la “LT Derivación llave” de 30 metros según los archivos del Formato “F-300” se está valorizando con el módulo “LT-060SIR1TAD1C1120A”, el cual corresponde a una línea doble terna; sin embargo, actualmente se tiene una terna funcionando. Al respecto ELECTRO PUNO debe especificar, si la actual línea de derivación será reemplazada completamente o solo planea considerar una terna adicional utilizando las estructuras existentes.

Respuesta

Respecto al tramo de configuración PI del ingreso a la subestación llave, cabe señalar que se está considerando una doble terna nueva, tal como está valorizada en el Formato F-300, la cual reemplazará a la actual derivación.

- Por otro lado, respecto al tema diagnóstico de demanda, ELECTRO PUNO menciona en su ESTUDIO que no se tienen problemas de sobrecarga y que los perfiles de tensión se encuentran dentro de los límites permitidos; sin embargo, del archivo de flujo se identifica que al año 2026, el perfil de tensión en la barra Pomata 60 kV es de 0,95 pu, y para el año 2027 llega a 0,93 pu. Al respecto, ELECTRO PUNO debe de revisar el archivo de flujo, además de la evolución del perfil de tensiones en la SET Pomata y evaluar si es necesario alguna inversión como parte de su ESTUDIO. De no ser el caso, de requerir nuevas inversiones en subtransmisión, ELECTRO PUNO debe indicar como solucionará dicha problemática a nivel distribución.

Respuesta

Como se señaló en el numeral 5.2 de su PROPUESTA FINAL, para las simulaciones de flujo de potencia se considera el valor de 0,95 inductivo como factor de potencia de todas las cargas del sistema eléctrico, en la práctica ese no es el valor exacto de las cargas, un caso especial se presenta en las cargas de llave y Pomata, en ambos casos el factor de potencia es capacitivo y próximo a la unidad, esta situación hace que la caída de tensión que se ve en las simulaciones no sea real.

Por otro lado, se ha efectuado la simulación al año 2034 considerando el factor de potencia capacitivo y no se presentan problemas de caída de tensión (ver Figura 9 del Informe Volumen II Determinación del SER”).

Adicionalmente, en la Tabla 4 se muestra el pago por inyección de potencia reactiva capacitiva que vienen incurriendo ELECTRO PUNO en lo que va del 2023.

Tabla 4 Facturación por Potencia Reactiva del año 2023

PERIODO	PUNTO COMPRA	PUNO 60 kV	PUNO 22.9 kV
	CONCEPTO		
202301	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	908 819.12	112 519.21
	Tarifa	3.19	3.19
	Total Soles	29 009.50	3 591.61
202302	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	813 035.69	105 037.27
	Tarifa	3.19	3.19
	Total Soles	25 952.09	3 352.80
202303	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	831 823.48	101 447.62
	Tarifa	3.19	3.19
	Total Soles	26 551.81	3 238.20
202304	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	776 215.86	104 838.04
	Tarifa	3.03	3.03
	Total Soles	23 558.13	3 181.82
202305	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	882 240.57	88 420.37
	Tarifa	3.02	3.02
	Total Soles	26 626.02	2 668.50
202306	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	1 079 719.93	310.79
	Tarifa	3.02	3.02
	Total Soles	32 585.96	9.38
202307	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	1 106 537.51	310.79
	Tarifa	3.02	3.02
	Total Soles	33 395.31	9.40
202308	Total Facturado Energía Reactiva Capacitiva (kVARh)	1 008 470.80	96.15
	Tarifa	3.02	3.04
	Total Soles	30 435.65	2.92

En ese sentido, no es necesario que se implemente algún equipamiento en la SET Pomata.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la evidencia de antigüedad de los equipos, ELECTRO PUNO envía como sustento la placa del transformador en la SET llave que data del año 1995, sin embargo, no envía datos de placa de la celda de línea – transformador 60 kV que desea reemplazar, adicionalmente, tampoco envía registro de fallas u otro sustento donde se pueda verificar que la actual celda requiera ser reemplazada, u otra incompatibilidad técnica que sustente la renovación de esta celda. En consecuencia, se considera la reutilización de la celda de línea – transformador en celda de transformador.

Respecto a los espacios necesario en la SET llave, se verifica por el registro fotográfico enviado por ELECTRO PUNO y la visita de campo realizada a las instalaciones que la SET llave cuenta con espacio necesario para albergar un nuevo patio en 60 kV.

Respecto a la línea de derivación a la SET llave, ELECTRO PUNO aclara que se reemplazara la actual línea existente. Si bien, ELECTRO PUNO no envía sustento del estado actual del tramo de derivación, esta línea cumple 30 años en el periodo 2025-2029, y debido a que se va considerar estructuras para doble terna se hace conveniente reemplazar la actual línea existente para que las estructuras soporten las dos ternas.

Respecto a la caída de tensión en la SET Pomata identificada en el archivo de flujo de la Propuesta Inicial de ELECTRO PUNO, se ha revisado el archivo “BD SEIN_PIT 25-29 (ELECTRO PUNO).pdf”, presentado por ELECTRO PUNO en su Propuesta Final verificando que, los niveles de tensión de la Barras “POMAT60” y “POMAT023” de la SET Pomata en el periodo 2025-2029 se encuentran dentro de los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), lo que coincide con el análisis determinado por Osinerghmin.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

37. Sobre la celda de alimentador 22,9 kV en la SET Huancané

ELECTRO PUNO sustenta el pedido debido al “Crecimiento espacial de la carga y a fin de tener una mejor selectividad ante fallas”. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- Para la evaluación de la solicitud es necesario que ELECTRO PUNO detalle su pedido, enviando información adicional, que ayude a evaluar este caso como, por ejemplo: diagrama de las redes de media tensión (MT) donde se muestre que de un solo alimentador se alimentan dos ramales distintos, las problemáticas en MT que esta ocasionado esta configuración, el tipo de fallas que ocurre u otra información adicional que sustente el petitorio.
- Adicionalmente ELECTRO PUNO como parte de su sustento, debe de presentar la configuración de las redes en MT (implementado el Elemento solicitado) y que mejoras desde el punto de vista técnico operativo se obtiene. Asimismo, debe verificar y evaluar si esta propuesta también mejora el tema de confiabilidad en los alimentadores.

Respuesta

La subestación Huancané cuenta con tres alimentadores, de los cuales el alimentador 4003 deriva en dos ramales troncales como se puede ver en la Figura 5 y Figura 6 .



Figura 5 Configuración del alimentador 4003 de la SET Huancané

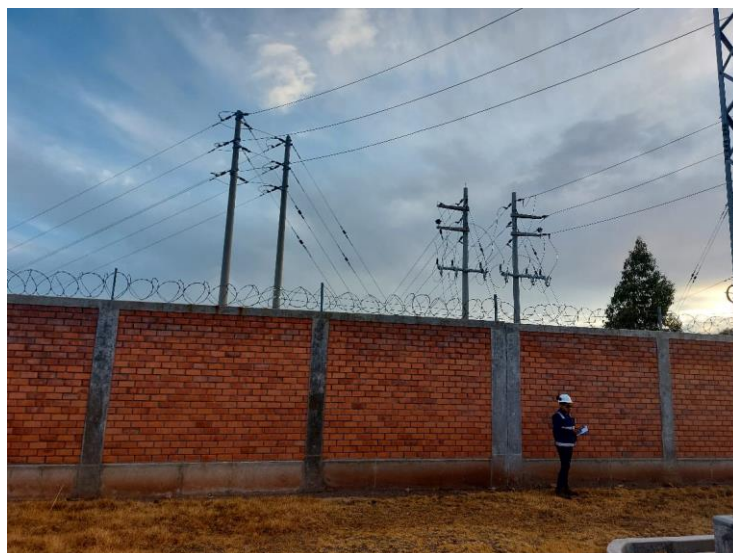


Figura 6 Vista de la bifurcación en dos ramales del alimentador 4003

Esta configuración presenta problemas de selectividad, debido a que en caso ocurriese una falla en alguno de los ramales tiene como consecuencia la desconexión total del alimentador troncal, derivándose en una mala calidad de suministro eléctrico.

Al implementar la nueva celda de alimentador que permita dividir alimentadores troncales en dos se podrá tener una mejor selectividad de las fallas y se reducirá el número de clientes afectados por la ocurrencia de fallas en las redes troncales ahora independientes.

Por esta razón se solicita se incluya para el año 2026 una celda de alimentador de 23 kV en la SET Huancané.

Análisis de Osinergmin

ELECTRO PUNO como parte de su sustento, envía un gráfico mostrando que el ramal de la celda de alimentador 4003 se divide en dos ramales, sin embargo, solo envía fotografía de la salida de la subestación, donde no queda claro la extensión espacial de las redes y a que centros poblados pretende beneficiar con esto.

Sin embargo, esta información fue complementada con la información obtenida del portal <https://gisem.osinergmin.gob.pe/>, con la cual se verifica el crecimiento espacial de la demanda la cual actualmente se alimenta desde el alimentador 4003.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

38. Sobre la renovación de la línea de transmisión Juliaca - Caracoto

De la visita técnica “in situ” se verificó que la actual SET Caracoto (cuyo propietario es un privado y pertenece a la empresa Cementos Sur) brinda el suministro eléctrico para su propio proceso productivo, por lo que no se evidencia que en dicha SET se atienda demanda regulada. Asimismo, se evidencia que la “L-6311” “LT 60 kV Juliaca- Caracoto” y la SET Caracoto, no están calificadas por la regulación como un SSTD y/o SCTD, por lo que, ELECTRO PUNO, debe presentar el año de POC, los antecedentes del origen de la LT; además debe justificar y argumentar los motivos por el cual pretende una renovación de un Elemento que no está calificado como SSTD para la demanda del AD 11. Caso contrario, deberá demostrar que dicha L-6311 y SET, beneficia a la demanda regulada y no es de uso exclusivo de un cliente Libre, tal como se ha verificado en la visita técnica “in situ” y en la configuración de los diagramas unifilares.

Respuesta

La línea de transmisión de 60 kV SET Juliaca – SET Caracoto (L-6311) tiene una antigüedad aproximada de 36 años, y una longitud de 7,5 km, esta línea transporta energía a la empresa Cacesur. En la SET Caracoto se cuenta con un transformador de potencia de 60/22,9/10 kV de 16/15/4 MVA (ONAN) de capacidad, adicionalmente cuenta con tres celdas de alimentación en 22,9 kV y una celda de alimentador en 10 kV. Cabe señalar que en la barra de 22,9 kV de las tres celdas de alimentador, una (salida 02) atiende a la planta Cemento Sur y las otras dos (salida 01 y 03) se encuentran disponibles. En la Figura 7 se muestra el esquema unifilar de la SET Caracoto.

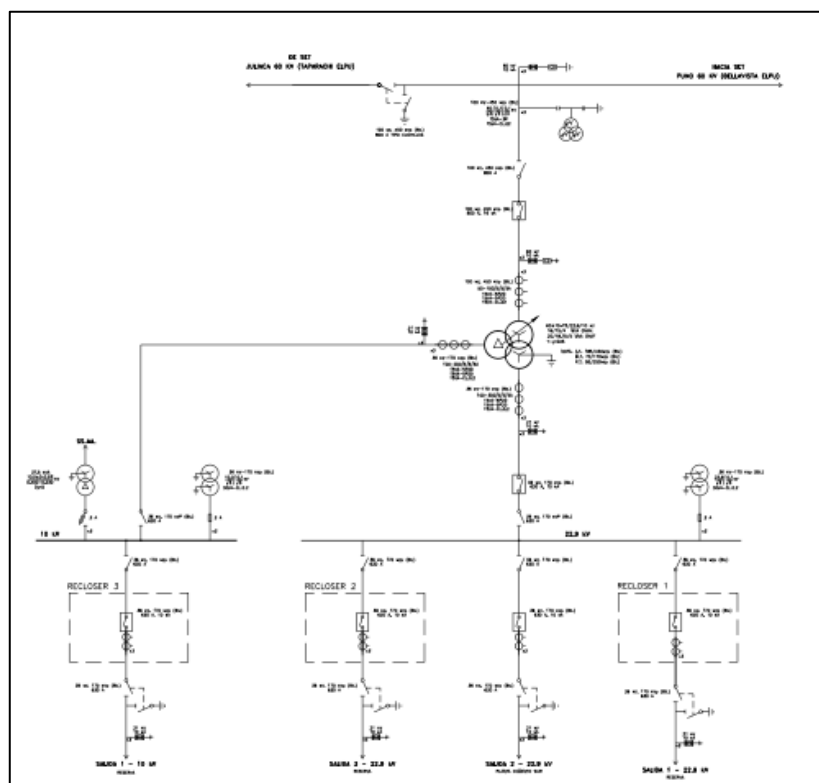


Figura 7 Diagrama Unifilar de la SET Caracoto

De las evaluaciones operativas en la red de distribución se requiere utilizar las dos celdas de 22,9 kV disponibles en la SET Caracoto con el objetivo la mejora de la calidad de suministro y producto las zonas de: Huata, Coata, Capachica, Peaje y atender en el proyecto futuro que crea la Zona Franca, Industrial y comercial de Puno. En la Figura 8 se muestra la red de media tensión asociada a las zonas mencionadas.

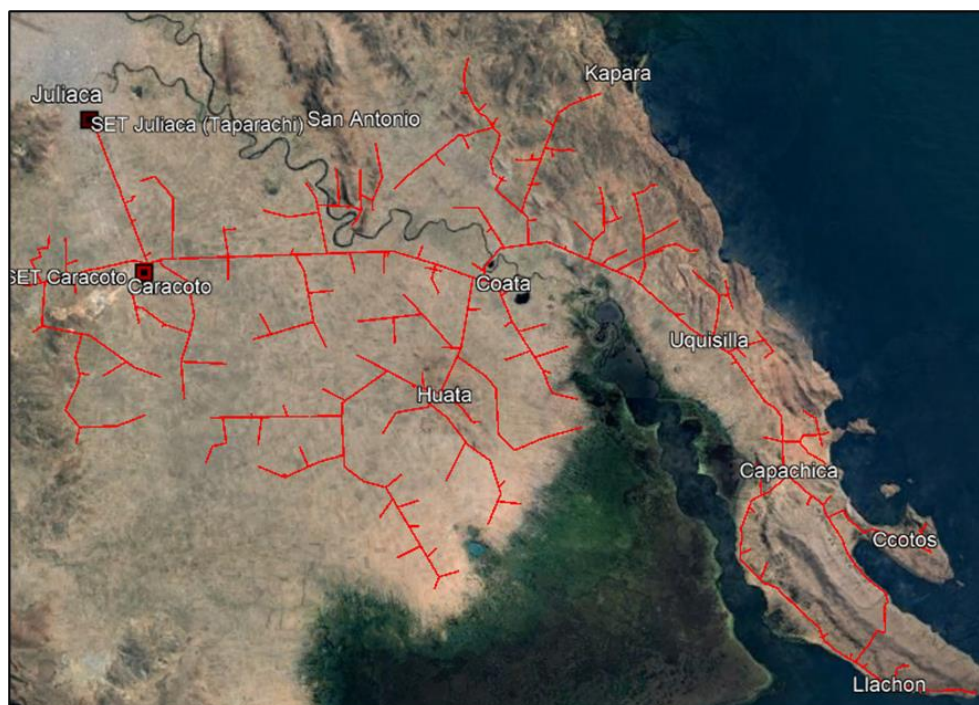


Figura 8 Topología de la red de Media Tensión próxima a la SET Caracoto

La salida 5025 proveniente de la SET Juliaca (Taparachi) presenta su alimentador troncal en AAAC de 35 mm², modificándose en la derivación hacia Caracoto y hacia Huata, Coata y Capachica a AAAC de 50 mm² (Figura 9). Se utilizará las dos celdas en 22,9 kV disponible a fin de atender la demanda en la mejora de la calidad de suministro y producto las zonas de: Huata, Coata y Capachica.



Figura 9 Topología del circuito 5025 proveniente de la SET Juliaca

Se solicita se incluya la renovación integral de la LT 60 kV SET Juliaca – SET Caracoto (L-6311) dado que se pretende hacer uso de las celdas de alimentadores disponibles en la SET Caracoto.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRO PUNO indica que plantea utilizar las celdas disponibles en la

SET Caracoto con la finalidad de mejorar la calidad del suministro y producto en las zonas de Huata, Coata y Capachica. Sin embargo, no sustenta las deficiencias actuales (caída de tensión, sobre carga, etc.) que se tiene en estas redes en media tensión y en consecuencia los beneficios que traería a la demanda regulada que justifiquen que estas redes se alimenten desde la SET Caracoto y no desde la SET Juliaca.

Adicionalmente, como parte del sustento señala que la salida 5025 tiene un alimentador con una sección de 35 mm² y después en la derivación Caracoto la sección aumenta a 50 mm², por lo que, ELECTRO PUNO debería descartar las alternativas en distribución para así poder migrar a la sub transmisión.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

39. Sobre la implementación de la SET Antauta 138/60 kV

ELECTRO PUNO sustenta el pedido dando a conocer que el Sistema Eléctrico 60 kV “Azángaro – Antauta – San Rafael” es un Sistema Eléctrico de Transmisión en alerta (SETA) calificado por la DSE para el año 2021, debido a que la “LT 60 kV Azángaro – San Rafael” excede los indicadores de tolerancia por indisponibilidad, afectando al sistema eléctrico de distribución “Antauta”. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- La “LT 60 kV Azángaro- Antauta”, a pesar de su longitud de 83,5 km y la implementación de pararrayos (clase 2) en la línea y que conjuntamente con el sistema SCADA, han mejorado en los últimos años la confiabilidad de la LT según los indicadores de Performance que se muestra en la Tabla 12 de su ESTUDIO. Al respecto, ELECTRO PUNO debe presentar si actualmente la DSE ha vuelto a calificar como SETA el sistema eléctrico “Azángaro – San Rafael”, considerando lo indicado en el numeral 12.3.4 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha efectuado la consulta a la DSE si la LT-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL si se encuentra considerado como sistema crítico. Si bien aún no se tiene la respuesta oficial de la DSE, es importante señalar lo siguiente:

- ✓ Las características de las interrupciones en cantidad considerable son originadas por descargas atmosféricas y nieve.
 - ✓ Los indicadores en el último año han reducido bajo el escenario de “El Niño costero” que se prevé que continúe hasta el verano de 2024, donde Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) comunica la ocurrencia de lluvias por encima de lo normal en la costa y la sierra norte, sin descartar lluvias intensas especialmente en la región noroccidental del país. Por otro lado, considerando el escenario de El Niño en el Pacífico central es un escenario de lluvias bajo lo normal en la región andina, particularmente en la sierra sur, donde se encuentra Puno.
 - ✓ Sin embargo, el Instituto del Mar del Perú – IMARPE indica que el modo dominante de variabilidad en el océano Pacífico es el ciclo El Niño-Oscilación del Sur (ENOS), que implica una rotación entre los fenómenos de “El Niño y La Niña”, donde en “La Niña” pronostica lluvias por encima de lo normal de las regiones andinas del sur del Perú. Por lo que, las interrupciones por descargas atmosféricas mostrarán un incremento.
- ELECTRO PUNO ha presentado como propuesta de solución, una de las alternativas que es “Considerar la situación actual del sistema eléctrico Antauta”,

sin embargo, cabe mencionar que esta alternativa no brinda una solución a la problemática descrita por ELECTRO PUNO y no la hace comparable con la alternativa que propone. Por lo tanto, se debe evaluar otras alternativas (que sean mutuamente excluyentes entre sí) que brinden solución al sistema eléctrico Antauta con la finalidad de realizar un análisis técnico – económico y escoger la mejor alternativa de menor costo técnica- económica.

Respuesta

Se plantean dos opciones para la solución de la problemática de la SET Antauta, en el siguiente punto se describen estas.

- ELECTRO PUNO, debe evaluar como una alternativa adicional, si es factible incrementar más pararrayos de línea, con la finalidad de disminuir las interrupciones por descargas atmosféricas. Asimismo, debe evaluar la factibilidad de implementar una SET 138/23 kV de 10 MVA en la misma SET Antauta 60/23 kV y dar de Baja los Elementos (de la SET Existente) que no se podrían reutilizar para esta alternativa.

Respuesta

Se ha considerado en la evaluación económica la factibilidad de implementar un transformador de 138/23 kV de 10 MVA en la actual subestación Antauta, en ese mismo sentido otra posibilidad es la de tener un transformador de 138/60/23 kV, ambas opciones son excluyentes. En ambas opciones el transformador de 60/22.9 kV quedaría en stand by y podría ser rotado en una posible implementación de la subestación de distribución de Putina.

- ELECTRO PUNO debe sustentar si la alternativa propuesta SET Antauta 138/60 kV tiene espacios disponibles para considerar una bahía en 138 kV y el transformador 138/60 kV que plantea instalar, para esto debe enviar información que confirme que dispone de los espacios.

Respuesta

La subestación Antauta cuenta con los espacios necesarios para efectuar una ampliación a nivel de Muy Alta Tensión (138 kV), pudiendo extenderse hacia el costado, en caso se requiera, al no encontrarse en zona urbana, los espacios disponibles se pueden apreciar en el registro fotográfico adjunto a continuación.



Figura 10 Vista del patio de llaves de la subestación Antauta



Figura 11 Vista de la ubicación del transformador 60/22.9 kV



Figura 12 Ubicación de la subestación Antauta

- Adicionalmente, ELECTRO PUNO solicita una celda de línea en 60 kV, al respecto, se debe sustentar la necesidad de esta celda, dado que, la propuesta estaría focalizada a conectar los transformadores 138/60 kV (solicitado) y 60/10 kV (existente) en cascada, por lo que podría conectarse a la misma barra en 60 kV o

mediante una celda de acoplamiento en 60 kV, por lo tanto, no sería necesario solicitar una celda de línea en 60 kV adicional.

Respuesta

Se ha evaluado la posibilidad del máximo aprovechamiento de las instalaciones existentes. Del replanteo de las alternativas de evaluación se considera que no es necesario solicitar una celda de línea en 60 kV.

- Respecto al modelamiento de la propuesta solicitada, en el archivo de flujo (.pfd), se observa que el Elemento "LT 60 kV DERIVACIÓN AZÁNGARO - SAN RAFAEL / ANTAUTA", se encuentra desconectada; por lo que, ELECTRO PUNO deberá solicitar la Baja remunerativa de dicho Elemento.

Respuesta

El Elemento "LT 60kV Derivación Azángaro – San Rafael/Antauta" se encuentra conectado como se puede apreciar en el diagrama unifilar adjunto. En la barra 60 kV en la SET San Rafael se encuentra desconectado y este funciona en contingencia para la unidad minera MINSUR San Rafael.

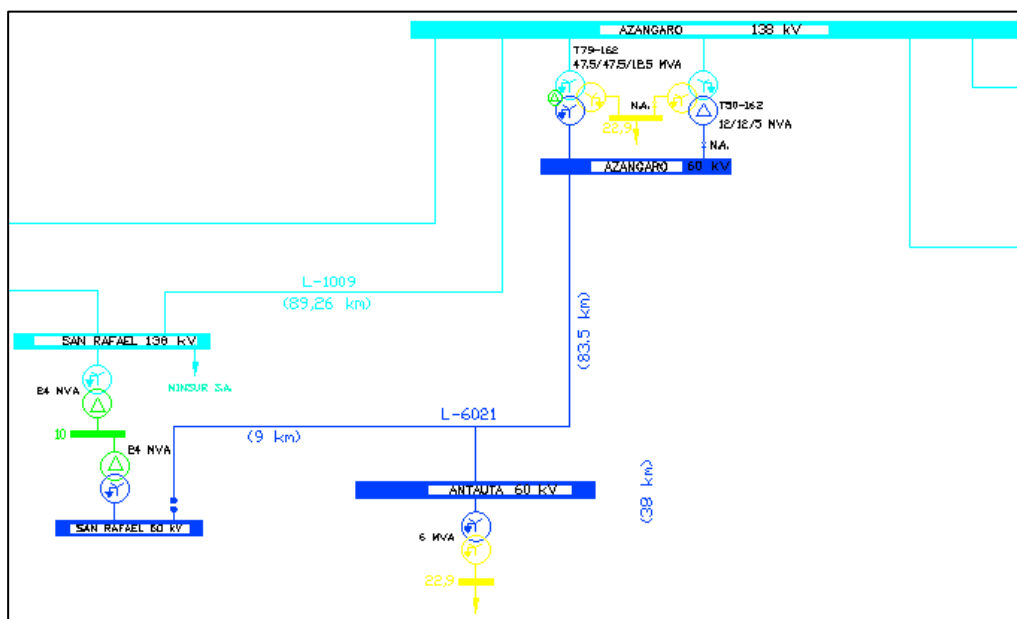


Figura 13 Diagrama Unifilar de la SET Antauta y SET San Rafael

- Finalmente, ELECTROCENTRO debe informar y precisar como plantea realizar el financiamiento de este proyecto; es decir, si se realizará con recursos propios, seguirá los tramites regulares con FONAFE u otro tipo de financiamiento. Asimismo, indicar de los tipos de financiamiento, que tiempo le llevará para ejecutar el proyecto. En ese sentido, se solicita sincerar la POC que tendría el proyecto de ejecutarlo ELECTROCENTRO.

Respuesta

La observación esta dirigida a ELECTROCENTRO, no obstante informar a Osinerghmin que para el desarrollo de la ampliación de la subestación Antauta mediante la implementación del transformador de 138/60/22.9 kV será ejecutada con Recursos propios de ELECTRO PUNO.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la declaratoria de Sistema eléctrico crítico por parte de DSE, ELECTRO PUNO señala que aún no se tiene respuesta de DSE. Al respecto, se realizó la consulta a la DSE, el cual respondió con informe N° DSE-STE-52-2024.

Respecto a las alternativas propuestas por ELECTRO PUNO, si bien realiza cambios en una de sus alternativas, estas no son excluyentes entre sí, debido a que las nuevas alternativas son idénticas, con la única diferencia en la cantidad de devanados del transformador.

Respecto a los espacios disponibles en la SET Antauta, ELECTRO PUNO envía registros fotográficos donde se verifica que se cuenta con espacios suficientes para su ampliación.

Respecto a la sugerencia de dar de Baja a la “LT 60kV Derivación Azángaro – San Rafael/Antauta”, ELECTRO PUNO señala que esta sirve para dar contingencia a la unidad minera San Rafael. Sin embargo, esta línea es parte del Sistema Secundario de Transmisión (SST) como propietarios ELECTRO PUNO. Al respecto, ELECTRO PUNO no sustenta técnica ni legalmente el motivo por el cual no se puede hacer uso de la LT 60 kV San Rafael – Antauta, tampoco sustenta las gestiones cursadas a Minsur S.A. que permitan considerar como alternativa seguir alimentándose desde la SET San Rafael.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

40. Sobre la integración del sistema SCADA

ELECTRO PUNO plantea la implementación de un Sistema SCADA, sin el sustento detallado que permita evaluar la necesidad de su implementación; al respecto ELECTRO PUNO debe plantear sus requerimientos de acuerdo con la NORMA TARIFAS.

Asimismo, ELECTRO PUNO debe sustentar que tipo de módulo plantea utilizar, dado que, el módulo “CC-SI-SET” no considera un sistema SCADA, el sistema SCADA se considera en el módulo “CC-SI-SAS”. Adicionalmente, el módulo “CC-SI-SAS” cuenta con diversos equipamientos aparte del SCADA, como son: Servidores de comunicación, Red LAN, Firewall, etc., al respecto, ELECTRO PUNO debe aclarar si ha instalado todos estos equipos, o caso contrario desarrollar el motivo por el cual ha instalado parcialmente el módulo “CC-SI-SAS”.

Respuesta

Electro Puno desde el año 2015 tiene un SCADA de la marca SURVALENT no reconocida en el plan de inversiones de transmisión, este SCADA presenta deficiencias tecnológicas en la actualidad, que imposibilita una correcta y eficiente operación de las redes eléctricas, así como la falta de redundancia de esta.

El SCADA “Survalent Technology Corporation”, versión 1.0.0.0 existente está compuesto por tres partes principales: ESCADA SERVER (servidor del sistema SCADA), ESCADA CLIENTE (Desarrollador del sistema SCADA, es donde se modifica la base de datos) y WORLD VIEW (Es la interfaz gráfica del Sistema SCADA).

Habiendo la necesidad de implementar los sistemas: DMS, OMS y EMS que coadyuva en brindar un servicio de calidad y mejorar el performance de nuestras instalaciones y administrar de mejor forma nuestros activos, se apuesta a la implementación de un

nuevo SCADA que te permita gestionar:

- OMS: Sistema de gestión de interrupciones
- DMS: Red de distribución inteligente geoespacial (GIS) que reduce proactivamente la demanda máxima, optimiza los activos de red y ayuda a las redes de distribución a entregar electricidad de manera más eficiente, confiable, segura y económica.

Análisis de Osinerghmin

De la respuesta a las observaciones, ELECTRO PUNO señala que: “(...) se apuesta a la implementación de un nuevo SCADA (...)”, por lo tanto, no queda claro si ELECTRO PUNO solicita la regularización de su SCADA instalado anteriormente o adquirirá un nuevo SCADA.

Además, ELECTRO PUNO no indica los equipamientos adicionales aparte del SCADA que cuenta su instalación para considerar como una instalación estándar. Por ejemplo, a continuación, se listan los elementos que componen el módulo “CC-SI-SAS”.

DESCRIPCION	CODPART	UNIDAD	CANTIDAD
HARDWARE			
Servidor de Comunicaciones	HARD-001	Und	2
Estación de Operación dos monitores SCADA.	HARD-006	Und	2
Red LAN de datos tipo Ethernet incluyendo 4 Swith Industrial y 1 router	HARD-008	Glb	1
Impresora Laser a colores, A3	HARD-009	Und	1
GPS - Sistema de sincronización de tiempo	HARD-015	Und	1
Estación de operación ingeniería	HARD-016	Und	1
Unidad de control para adquisición de señales comunes (SSAA, seguri	HARD-020	Gbl	1
SOFTWARE			
Programa SCADA (incluye estacion de operación, monitor y software)	SOFT-001	Glb	1
Firewall de seguridad de red	SOFT-002	Gbl	1
INTEGRACION	INTCC	Und/Set	1
PRUEBAS DE ACEPTACION EN FABRICA Y CAMPO	PRAFCC	Und/Set	1
INGENIERIA DE DETALLE	ID	Gbl	1

Sin perjuicio de lo señalado, de solicitarse la regularización del SCADA se debe tener en cuenta la indicado en el numeral 5.8 del “Procedimiento de altas y bajas de sistemas de transmisión eléctrica de SST y/o SCT”, aprobado con resolución N° 057-2020-OS/CD.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

41. Sobre la implementación de la SET Putina

ELECTRO PUNO como propuesta solicita instalar 3 celdas de línea en 60 kV para las LT 60 kV a “Azángaro”, “Ananea” y “Huancané”; sin embargo, con la ejecución del proyecto ITC “Enlace 138 kV Derivación San Rafael–Ananea y SETs asociadas”, la SET Ananea quedaría desligada de la barra 60 kV de Putina no habiendo necesidad de implantar una celda de línea en dicha LT 60 kV a Ananea. Asimismo, cabe indicar que actualmente el suministro eléctrico de la zona de Putina es atendido desde las SET Azángaro y SET Huancané, siendo las distancias de suministro eléctrico a la SET Huancané las siguientes: “LT 60 kV Azángaro-Putina”: 38 km y “Putina-Huancané”: 35 km. Por tal motivo, el suministro eléctrico a Huancané, al año 2043 llega a 4,4 MW (que consideraría la demanda de Putina), siendo la configuración una “LT 60 kV Azángaro-Putina-Huancané” (sin barra en Putina), con lo cual no se requerirían las 3 celdas de línea en la barra Putina.

Respuesta

Es correcto lo señalado por Osinergrmin respecto a que con la implementación proyecto ITC “Enlace 138kV Derivación San Rafael– Ananea y SETs asociadas” la conexión con la SET Ananea desde el punto de Derivación Putina estaría desconectado, sin embargo, cabe señalar que la implementación del proyecto ITC haría que la línea Ananea – Putina opere abierta en la barra 60 kV de Putina y que sirva para atender la demanda en caso de contingencia.

Por otra parte, ELECTRO PUNO sustenta el pedido argumentando que “el crecimiento de la demanda en la zona de Putina hace necesario que se vaya preparando para la implementación de una subestación de transformación”, sin enviar información adicional que sustente este pedido. Por lo tanto, ELECTRO PUNO debe indicar y sustentar cual es la problemática que intenta resolver con el ingreso de estas 3 celdas de línea, puesto que solicitar solo ello no solucionará el crecimiento de demanda que indica en la zona de Putina dentro del periodo 2025-2029. Asimismo, no presenta el transformador ni los niveles de tensión que pretendería atender para dicho crecimiento de demanda.

Asimismo, ELECTRO PUNO menciona que en la Modificación del PI 2021-2025, se analizó la necesidad de implementar una subestación de transformación en la zona de Putina. Al respecto, ELECTRO PUNO de volver a solicitar la SET en Putina, deberá indicar y presentar nuevos argumentos a los ya analizados en la Modificación del PI 2021-2025, que amerite considerar a analizar lo solicitado.

Respuesta

Es correcto lo señalado por Osinergrmin respecto a que sólo la implementación de una subestación con celdas de líneas en 60 kV no resuelve ningún problema.

Actualmente se tiene caídas de tensión de los alimentadores en media tensión que se dan en las zonas rurales de la provincia San Antonio de Putina, la implementación de un transformador en la SET Putina permitirá mejorar la calidad de servicio en esta región.

Cabe señalar que este transformador sería rotado de la subestación Antauta.

Finalmente, la subestación Putina cuenta con los espacios necesarios para efectuar la adecuación a un sistema de barras y para implementar un transformador de potencia, los espacios disponibles se pueden apreciar en el registro fotográfico adjunto a continuación.



Figura 14 Vista del patio de llaves de la subestación Putina



Figura 15 Ubicación de la subestación Putina

Análisis de Osinergmin

ELECTRO PUNO señala que con la entrada del proyecto ITC la actual LT 60 kV Ananea – Putina operaría abierta solo utilizándose en situaciones de contingencia, sin embargo, no sustenta técnicamente porque esta línea debe mantenerse abierta con la entrada de la ITC. Adicionalmente, señala que esta línea servirá para atender la demanda en casos

de contingencia, pero no aclara a que demanda se refiere; de referirse a la demanda de la SET Ananea esta ya tendría contingencia con la LT 60 kV Azangaro – Putina – Ananea.

Adicionalmente, ELECTRO PUNO indica que se tiene caídas de tensión en las redes de media tensión, sin embargo, no presenta evidencias que sustenten su solicitud y como la implementación del transformador mejorará la calidad del servicio. Por último, ELECTRO PUNO no indica cuanto es la demanda que se beneficiaría con este proyecto.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como no absuelta.

Respecto a los Formatos F-200 y F-300

42. Inconsistencias en los formatos F-200

Se ha detectado que ELECTRO PUNO no ha presentado la totalidad de los formatos F-200 completos; por ejemplo, los formatos F-201, F-205, F-206, F-207, F-210, F-211 y F-212, están incompletos. Al respecto, se requiere que se presente todos los formatos F-200 de acuerdo a las consideraciones descritas en la NORMA TARIFAS, salvo se sustente debidamente si algún formato no es relevante para sustentar el ESTUDIO.

De los formatos F-200 que se presentaron, se tiene las siguientes inconsistencias:

- La información de los formatos F-120 (SET) y F-121 de los archivos “F-100 AD11.xlsx” “F-200 AD11.xlsx” tienen distintos valores, por lo tanto, ELECTRO PUNO debe revisar y corregir donde corresponda.
- En los formatos F-206 y F-210 se identifica que se ha omitido la información de la LT 60 kV Juliaca – Caracoto. Adicionalmente, no están considerando los parámetros eléctricos de la LT Derivación – llave.
- En el formato F-207 se debe considerar la selección optima del conductor, para el caso de la LT 60 kV Juliaca – Caracoto, derivación SET Antauta y demás líneas solicitadas.
- En el formato F-208, se identifica que ELECTRO PUNO presenta su estadística de fallas de los años 2013 y 2014, al respecto se requiere que la concesionaria actualice esta información.
- El formato F-209 no tiene coherencia con las solicitudes que presenta ELECTRO PUNO en su ESTUDIO; por ejemplo, para SET Putina en el ESTUDIO solo considera tres celdas de linera, sin embargo, en el archivo F-209 tiene mayor cantidad de elementos; adicionalmente, no se encuentra la celda solicitada en Huancané, etc.
- En los formatos F-209, F-210 y F-211 se identifican errores en los años de implementación de las líneas; por ejemplo, la LT Derivación - llave figura con ingreso para el año 2027, mientras que en la ESTUDIO se muestra el año 2026 como ingreso.
- ELECTRO PUNO no presenta el formato F-212, al respecto, se solicita que ELECTRO PUNO presente los diagramas unifilares desde el año 2023 y con la información requerida según la NORMA TARIFAS.

Al respecto, se solicita que ELECTRO PUNO revise la información consignada en los formatos F-200 y corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha corregido y/o actualizado la información donde corresponde.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado el archivo F-200, verificando que ELECTRO PUNO ha tomado en consideración las observaciones realizadas por Osinergmin y las absolvió, esta información se tomó en cuenta para la elaboración del presente informe.

Sin embargo, se encontraron algunos errores de vinculación, en los formatos F-202 y F-203 desde el año 2035 hacia adelante.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta en parte.

43. Inconsistencias en los formatos F-300

Respecto a los archivos F-300 se tiene los siguientes comentarios:

- La información que está en los archivos "F-200 AD11.xlsx" "F-300 AD11.xlsx" tienen distintos valores, por lo tanto, ELECTRO PUNO debe revisar y corregir donde corresponda.
- La Base de Datos de Módulos Estándares a utilizar es la aprobada con Resolución N° 041-2023, por lo que se debe actualizar los archivos considerando esa Base de Datos.
- En la hoja "Indirectos SE", se debe considerar los datos establecidos en el Anexo C del informe que sustenta la Resolución N° 145-2022-OS/CD.
- En el archivo F-301 revisar el código modular a utilizar, los cuales deben estar acorde con el ESTUDIO, por ejemplo, se está considerando para todos los casos códigos modulares doble terna, sin embargo, algunos casos deben considerarse simple terna.
- En el archivo F-302, dado que, plantean una nueva SET Putina, para este caso se debe considerar adicionalmente los costos de los servicios auxiliares y del terreno.
- En los archivos F-303 y F-304, se debe considerar los costos incrementales de centro de control y telecomunicaciones, debido a que se plantea construir la nueva SET Putina. Adicionalmente, revisar el código modular del centro de control a considerar en la SET Antauta, según lo indicado en el numeral 39 del presente documento.

Respuesta

Cabe indicar que no se considera costo de terreno pues como se explicó en los numerales anteriores, los espacios de los que dispone ELECTRO PUNO para las ampliaciones o reconfiguraciones de sus subestaciones son suficientes.

Se ha corregido y/o actualizado la información donde corresponde.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado el archivo F-300, verificando que ELECTRO PUNO ha tomado en consideración las observaciones realizadas por Osinergmin y las absolvió, esta información se tomó en cuenta para la elaboración del presente informe.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta observación se considera como absuelta.

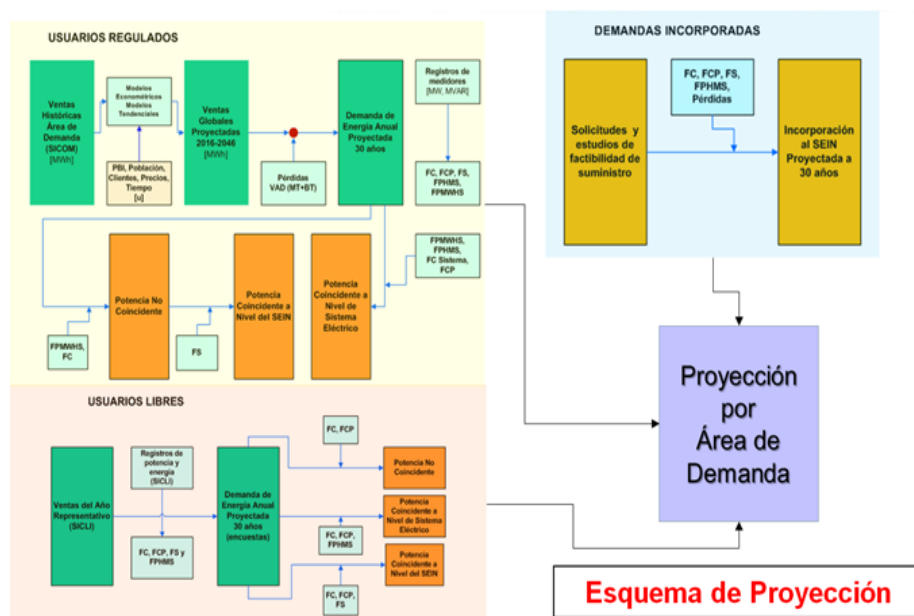
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología empleada 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. En la Figura N° 1 se presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

Figura N° 1: Flujograma del Proceso de Proyección de Demanda



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 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 Osinerghmin 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 ligado 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)	
(R²)	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 Osinergmin)

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
	Prob.	0,9508	0,7383	0,0001	0,3700	0,0299
Variable 2	Valor	2,52	-0,88	44,57	4,10	37,33
	Prob.	0,0196	0,3867	0,0000	0,0005	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
2036	533 860,78	518 835,08	565 032,95	502 307,43	665 084,92	567 084,68

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
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

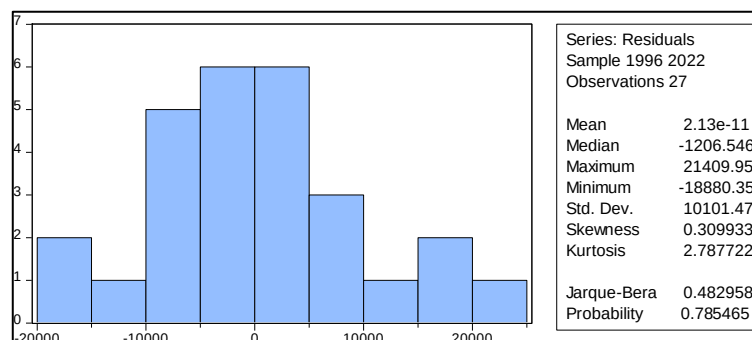
El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 11 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

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 a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas 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:

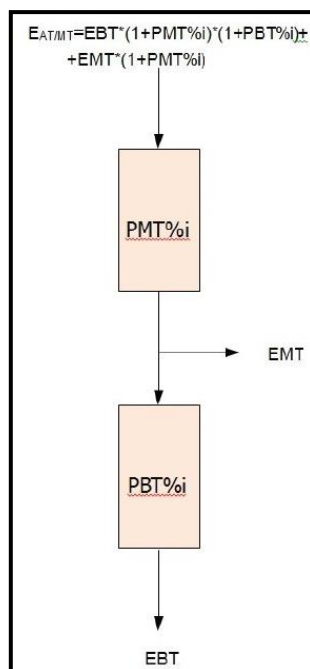
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta 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.
- 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.

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

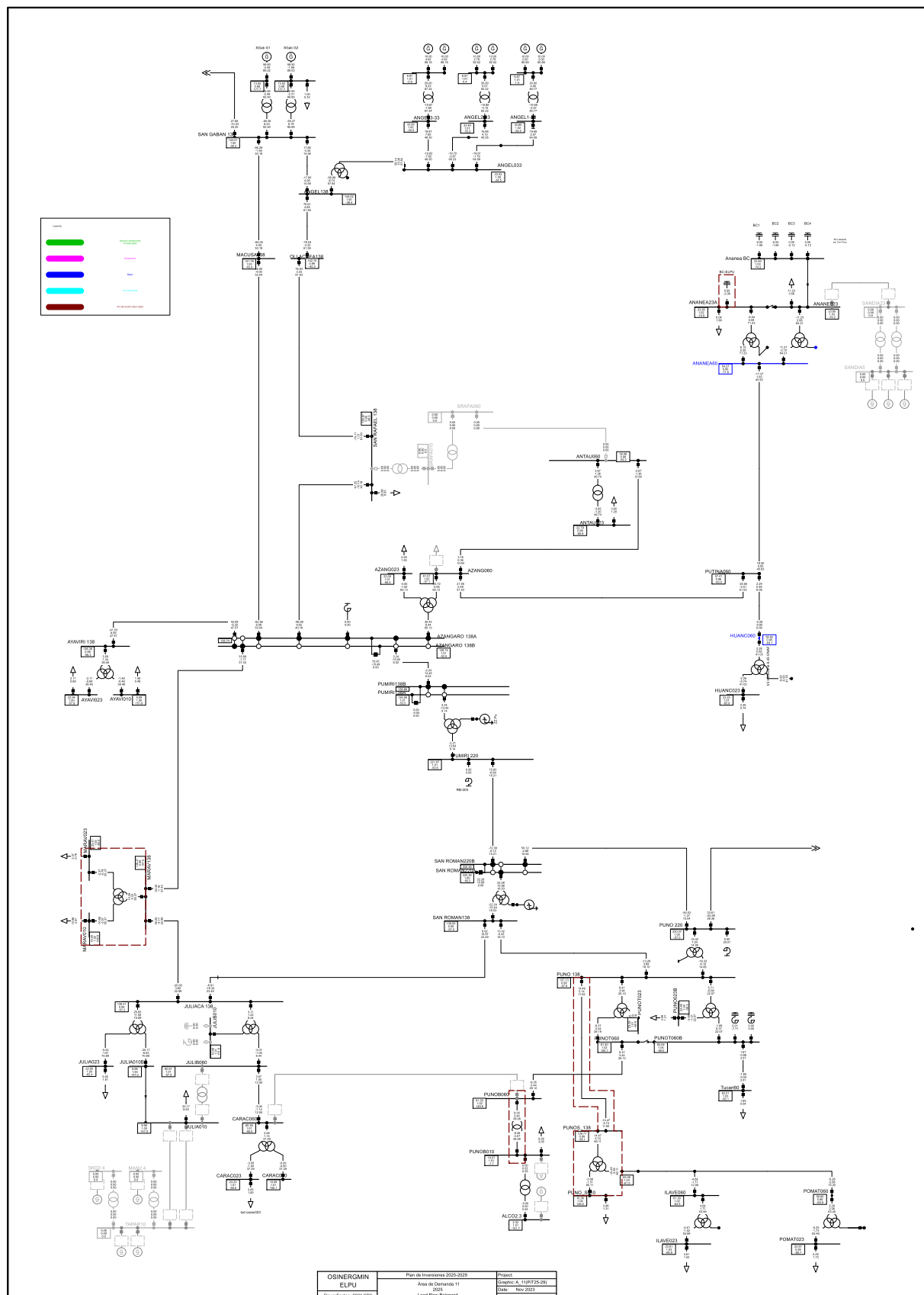


B.5 Integración y conversión de energía en potencia

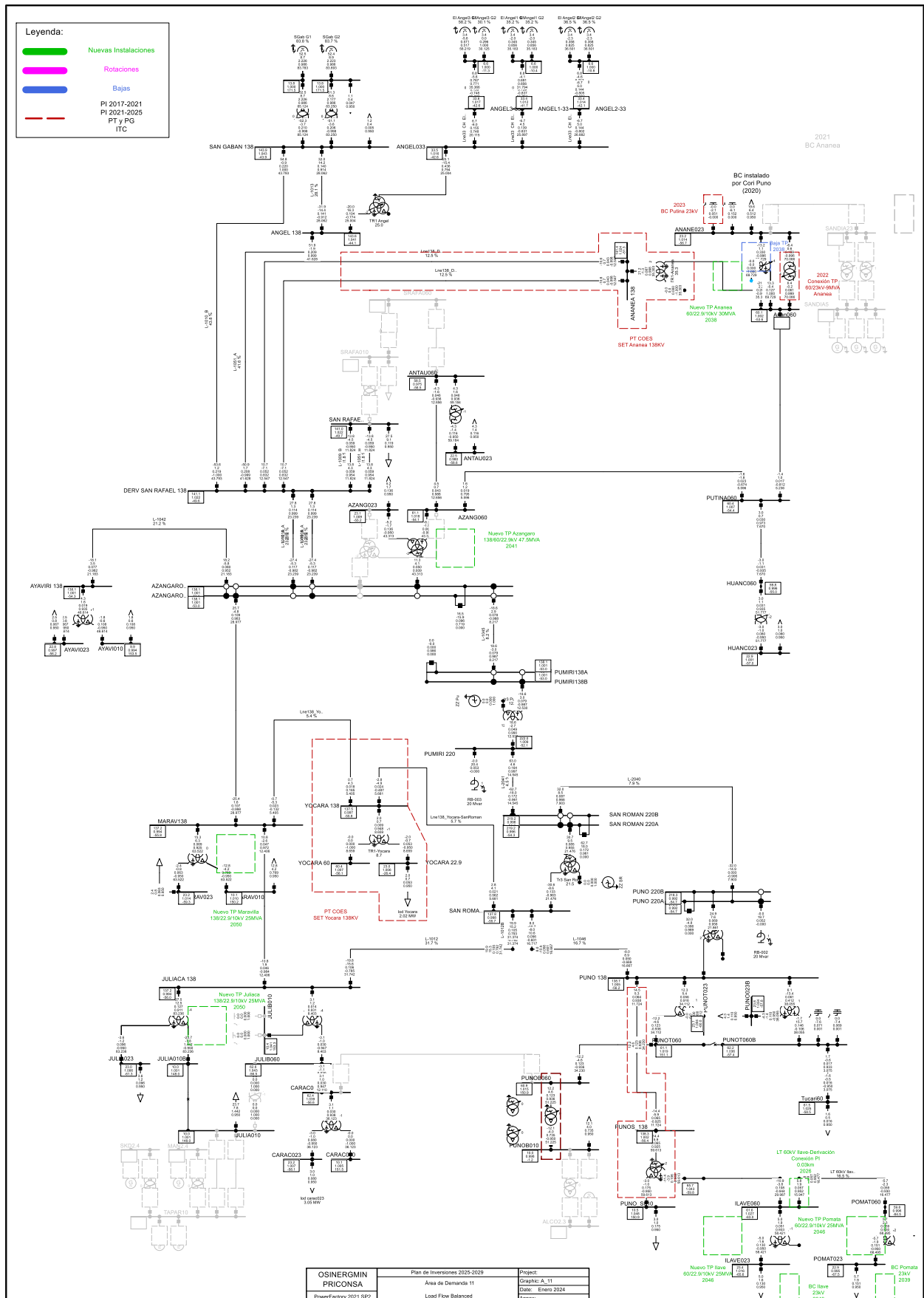
La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores 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

Área de Demanda 11 (año 2025)



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	460 572
2	2026	ELECTRO PUNO	Celda de alimentador en SET Huancané	SET Huancané	84 996

(*) 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.

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 Osinergmin	
	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 Osinergmin (C)	C/A -1	C/B -1
2025	-	-	-	-	-
2026	550 988	814 737	545 568	-1%	-33%
2027	3 709 052	2 996 257	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	701 514	1 458 231	-	-	-
TOTAL	4 961 554	5 269 226	545 568	-81%	-90%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por ELECTRO PUNO 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 lo ELECTRO PUNO – Osinergmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinergmin: www.gob.pe/osinergmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.