
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 8

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 y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Electro Dunas S.A.A. (en adelante “ELECTRODUNAS”), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “CTM”), Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante “CVC ENERGÍA”) y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante “ADINELSA”), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 8, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”), remunerados por la demanda. Cabe señalar que, ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 8, correspondiente al periodo 2025-2029.

Para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por los TITULARES y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

Cabe precisar que, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones, la información presentada como parte de la subsanación no es consistente o no fue debidamente sustentada, Osinergmin procedió a considerar lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinergmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios en comparación a la propuesta presentada por ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA:

- Se ha considerado como nuevas cargas únicamente a aquellas que cuenten con sustento documentado.

¹ Área de Demanda 8: Abarca el departamento de Ica, Ayacucho y Arequipa.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones existentes del SCT que forman parte del Área de Demanda 8; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- Las sobrecargas en los transformadores fueron solucionadas mediante nuevos Transformadores de Potencia, traspasos de carga entre devanados, rotación de transformadores, traspaso de carga a Subestaciones existentes y futuras (aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025). Cabe señalar que, se consideró la ampliación de capacidad de las Subestaciones Existentes, en tanto la empresa concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- Las Líneas de Transmisión planteadas por criterio de confiabilidad N-1, fueron analizadas con tramos aéreos.

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

- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA en el año 2026, para la Subestación Eléctrica de Transformación Chincha Nueva, requerido por la demanda, el cual se instalará en reemplazo del Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA, el cual será rotado a la SET El Ángel.
- Implementación de un nuevo Transformador trifásico en 220/60/22,9 kV de 40 MVA, para la Subestación Eléctrica de Transformación Mayorazgo en el año 2028, con el cual, ELECTRODUNAS podrá atender la demanda en 22,9 kV al sur de Ica y descargar la Subestación Eléctrica de Transformación Santa Margarita.
- Implementación del segundo circuito de la Línea de Transmisión en 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren de 7,31 km para el año 2029, requerida por el criterio de confiabilidad N-1.
- Implementación de nuevo Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA en el año 2025, para la SET Nazca, el cual reemplazará el Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 15/10/10 MVA. Asimismo, el Transformador de Potencia saliente de la SET Nazca será rotado a la Subestación Eléctrica de Transformación Palpa, requerido por demanda.
- Implementación de la nueva subestación Chaparra en 138/60/22,9 kV de 40 MVA y una Línea de Transmisión en 138 kV Pampa – Chaparra de 46 km en el año 2029, que permitirá atender la demanda en la zona de Chaparra y descargará la Subestación Eléctrica de Transformación Coracora.
- Implementación de la Línea de Transmisión en 60 kV Coelvisac I – Huarango, doble terna, de 15,5 km de 240 mm² cada terna, para el año 2025, requerida por criterio de confiabilidad N-1.
- Implementación de un nuevo Transformador de Reserva compartido en 60/23/10 kV de 40/40/40 MVA a ubicarse en la SET Nazca para el año 2025 y la rotación del Transformador de Reserva existente en Ica Norte a

la SET Tacama. Dichas Reservas brindarán confiabilidad a todo el parque de transformadores del Área de Demanda 8.

- Implementación de la segunda terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel de 23,2 km para el año 2025, requerida por criterio de confiabilidad N-1.
- Implementación de la Línea de Transmisión en 60 kV Cahuachi – Nazca, de 18,61 km de 240 mm², para el año 2027, requerida por criterio de confiabilidad N-1.

Cabe mencionar que, dentro de Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado retirar del Plan de Inversiones 2021-2025, entre otros, el tramo de 250 metros de la Línea de Transmisión en 60 kV Marcona – Cahuachi de 120 mm².

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 8, para el período 2025 - 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1
PROPUESTA OSINERGHMIN- ÁREA DE DEMANDA 8

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 08	24 225 065	111,2	200	39
ELECTRODUNAS	11 791 578	49,12	160	24
AT				
Celda	469 967			2
Línea	2 864 570	25,92		2
TP	2 952 068		120	3
MAT				
Celda	1 894 469			4
Línea	1 381 700	23,20		2
TP	1 395 175		40	1
MT				
Celda	576 536			8
Banco	257 089			2
SEAL	10 099 258	46,6	40	9
MAT				
Celda	1 466 433			3
Línea	6 213 475	46,6		1
TP	1 969 369		40	1
MT				
Celda	449 979			4
CVC ENERGÍA	2 334 228	15,5		6
AT				
Celda	434 727			2
Línea	1 542 276	15,5		1
MT				
Celda	139 814			2
Banco	217 410			1

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	7
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	9
2. UBICACIÓN.....	13
3. PROPUESTA INICIAL	19
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	19
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	21
3.2.1 Propuesta Inicial de ELECTRODUNAS:.....	21
3.2.2 Propuesta Inicial de SEAL.....	21
3.2.3 Propuesta Inicial de ADINELSA	22
3.2.4 Propuesta Inicial de CVC ENERGÍA	22
3.2.5 Inversiones Propuestas:.....	22
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS.....	25
5. PROPUESTA FINAL	32
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	32
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	33
5.2.1 Propuesta Final de ELECTRODUNAS:	34
5.2.2 Propuesta Final de SEAL:.....	34
5.2.3 Propuesta Final de ADINELSA:.....	35
5.2.4 Propuesta Final de CVC ENERGÍA:.....	35
5.2.5 Inversiones Propuestas:.....	35
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	38
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	38
6.1.1 Información Base	39
6.1.1.1 Ventas de energía.....	39
6.1.1.2 Variables explicativas	39
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	39
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	39
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	40
6.1.5 Proyección Global.....	41
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	41
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	44
6.2.1 Consideraciones	45
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	46
6.2.3 Análisis de Alternativas	49
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chíncha	50
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Pisco	50
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Ica	52
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Nazca	56
6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala	57
6.2.3.6 Sistema Eléctrico Coracora	59
6.2.3.7 Sistema Eléctrico Villacurí	60
6.2.3.8 Transformadores de Reserva	62
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	63
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	63
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	64
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	65
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
8. ANEXOS.....	68

ANEXO A	ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL.....	69
ANEXO B	METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	304
ANEXO C	METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	321
ANEXO D	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	330
ANEXO E	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	338
ANEXO F	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN	340
ANEXO G	CUADROS COMPARATIVOS	343
9.	REFERENCIAS	346

1. Introducción

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

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos regulatorios y criterios técnicos utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029).

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado los Estudios Técnico-Económicos presentados por los titulares de instalaciones de transmisión como sustento de sus propuestas de inversión para el PI 2025-2029 y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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.

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

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

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

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

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

(...)

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

(...)

⁴ **Artículo 44.** - Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

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

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

(...)

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

(...)

⁷ **Artículo 139.** -

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por 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 período 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. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por Osinerghmin; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

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

(...)

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante “NORMA TARIFAS”), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Asimismo, se cuenta con las siguientes normas aprobadas por Osinergmin, que tienen relación con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado por Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante Resolución N° 057-2021-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 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.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

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

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

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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 Osinergmin 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 Osinergmin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinergmin.

Observaciones al Estudio

El 7 de setiembre de 2023, Osinergmin 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 Osinergmin 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

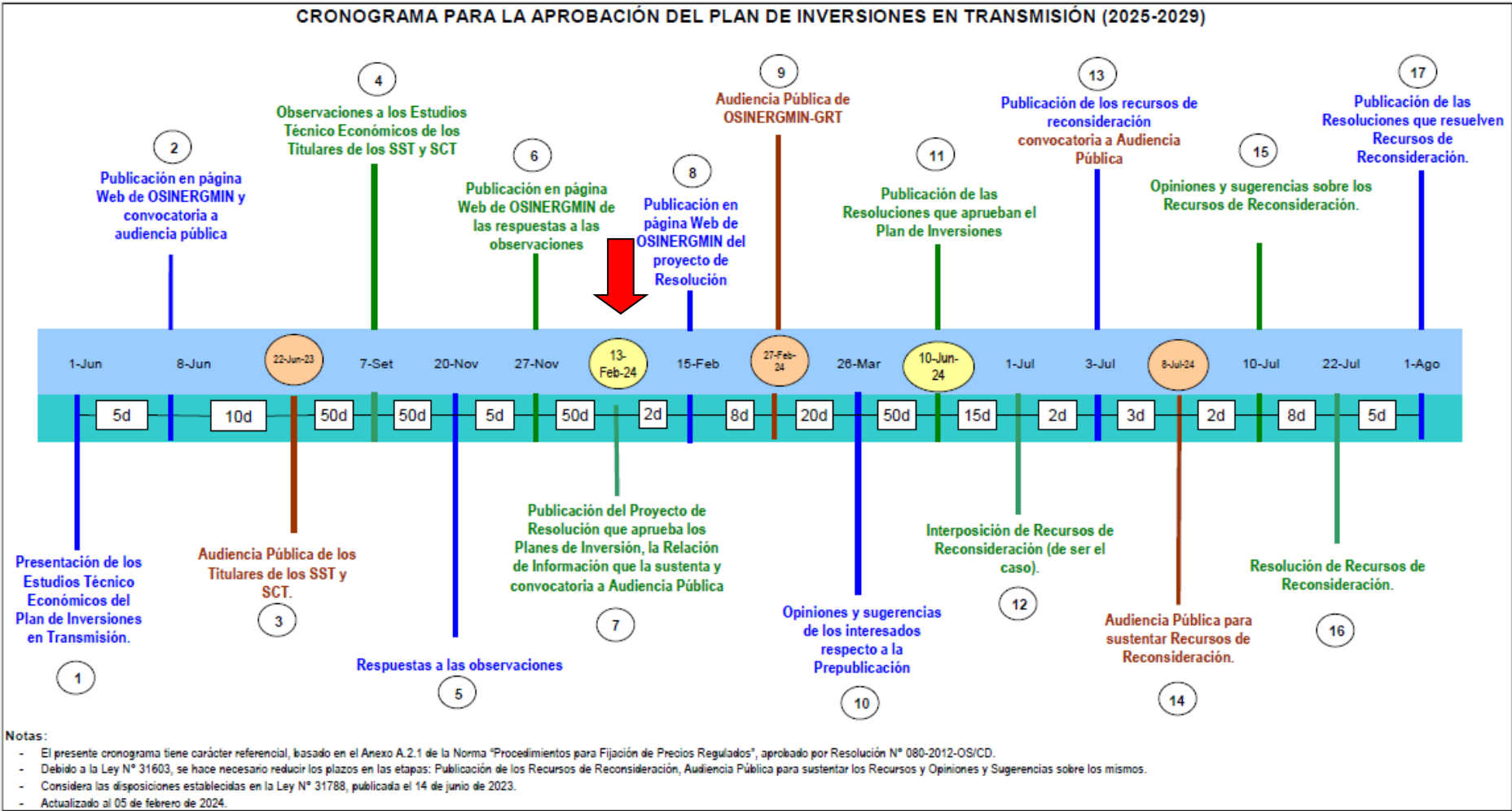
Según el cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en la 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 Osinerghmin 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 Osinerghmin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura 1-1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 8 está circunscrita a los departamentos de Ica, Ayacucho y Arequipa, los cuales se ubican en la zona sur medio del Perú.

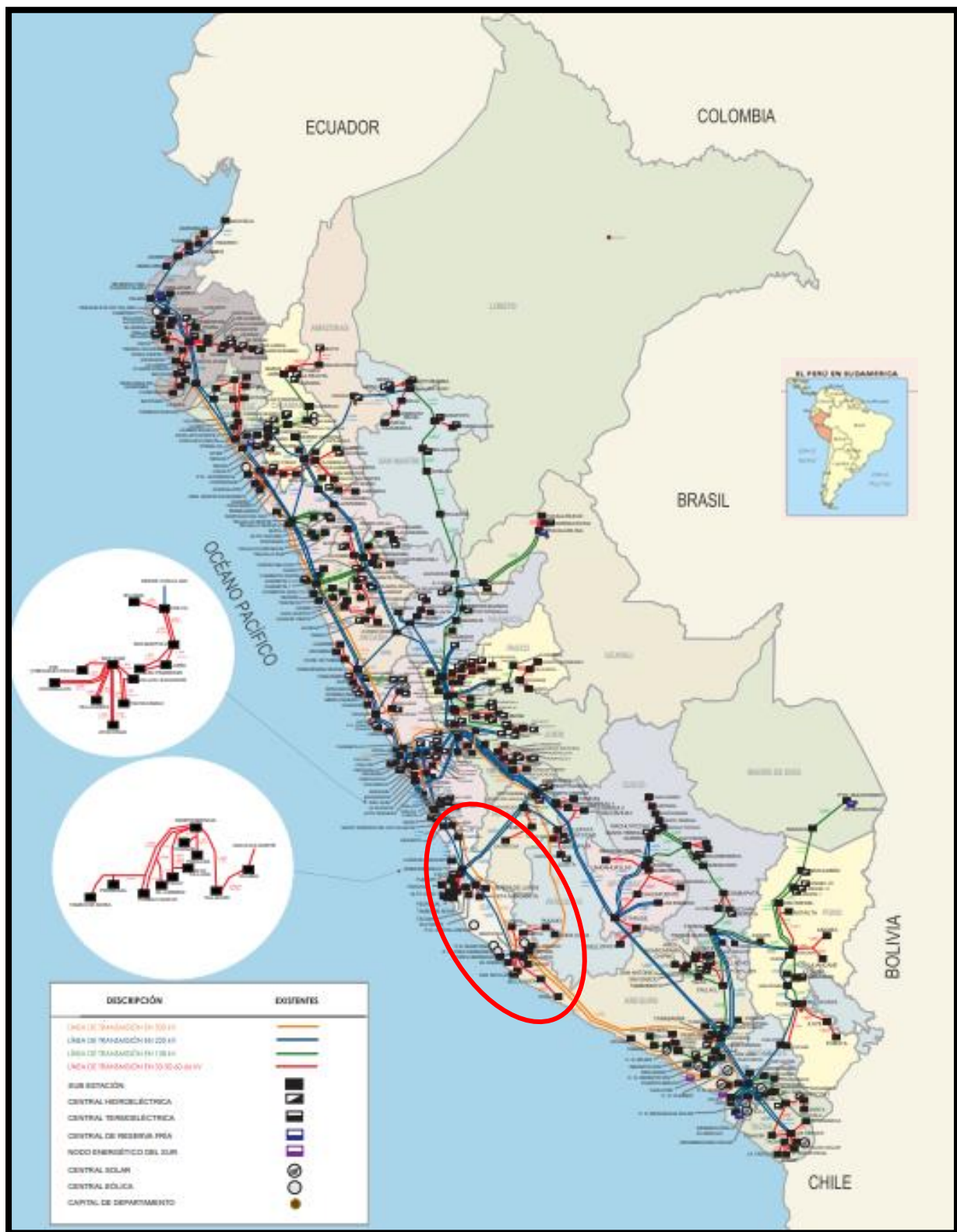
Ahora bien, en el Área de Demanda 8 se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: Electro Dunas S.A.A. (en adelante “ELECTRODUNAS”), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “CTM”), Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante “CVC ENERGÍA”) y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante “ADINELSA”).

De acuerdo con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 8 está conformada por los sistemas eléctricos:

- Chincha, Chincha Baja Densidad, Paracas, Pisco, Pisco Urbano, Pisco Urbano Rural.
- Ica, Santa Margarita, Tacama.
- Villacurí.
- Palpa, Chaviña, Coracora, Incuyo, Nasca, Nasca Rural, Palpa Rural, Pausa, Puquio, Puquio Rural, Tambo Quemado.
- Bella Unión – Chala.

En el Gráfico N° 2-1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 8.

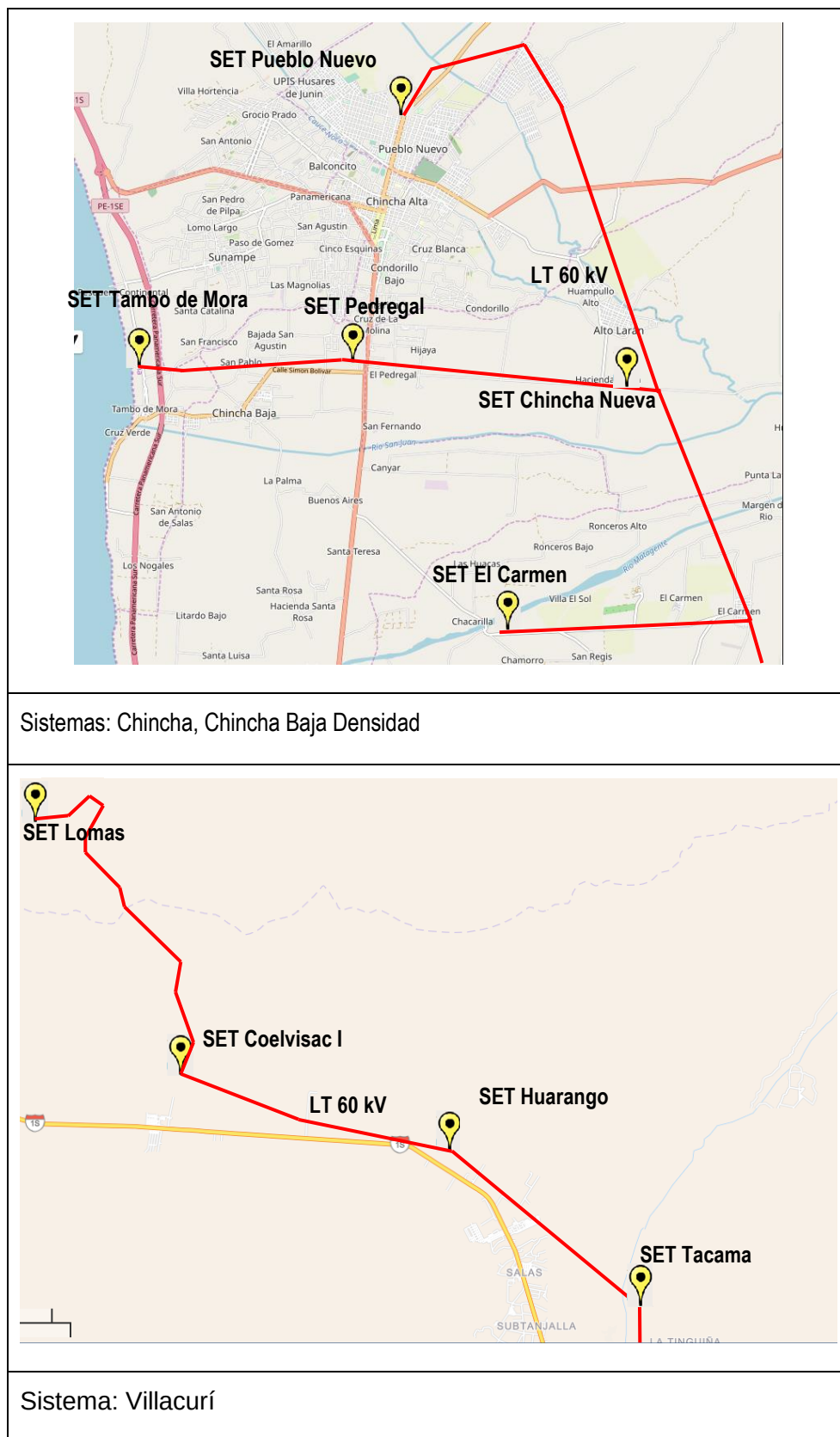
Gráfico N° 2-1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 8

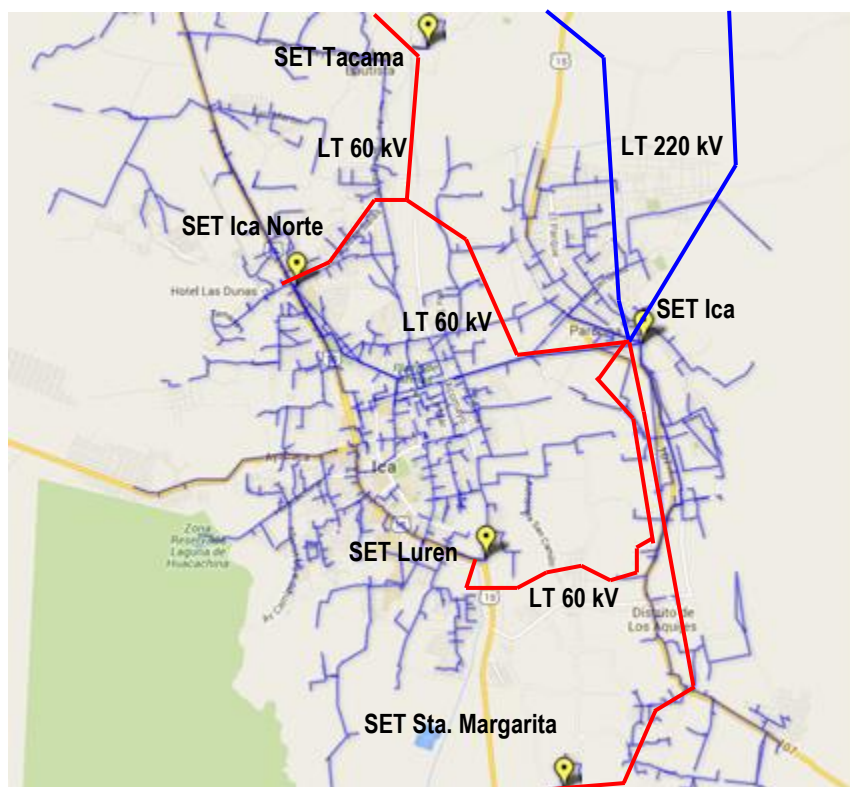


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

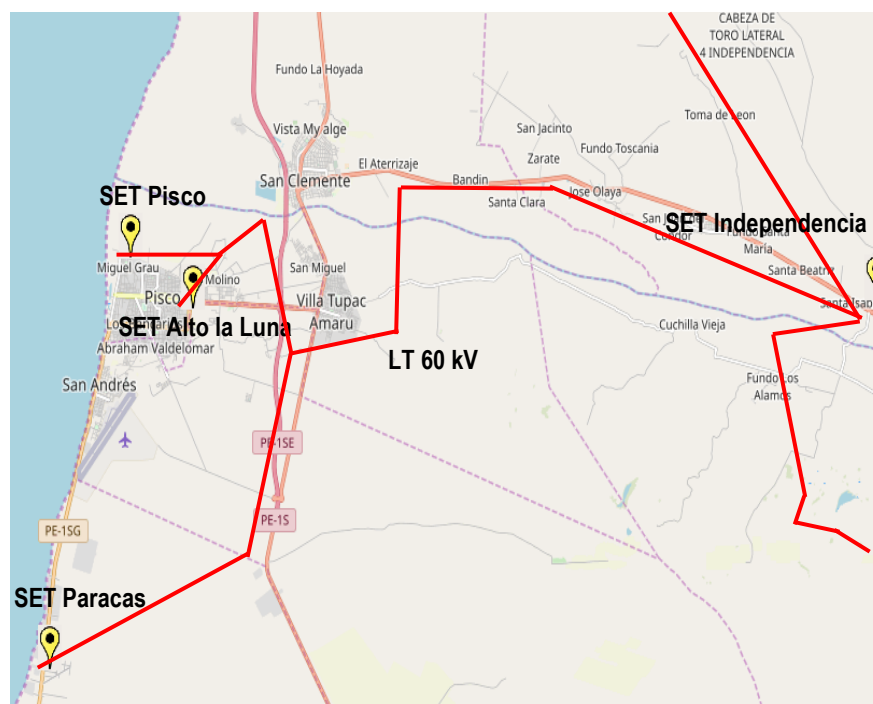
Asimismo, en el Gráfico N° 2-2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 8.

Gráfico N° 2-2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 8





Sistemas: Ica, Santa Margarita, Tacama.



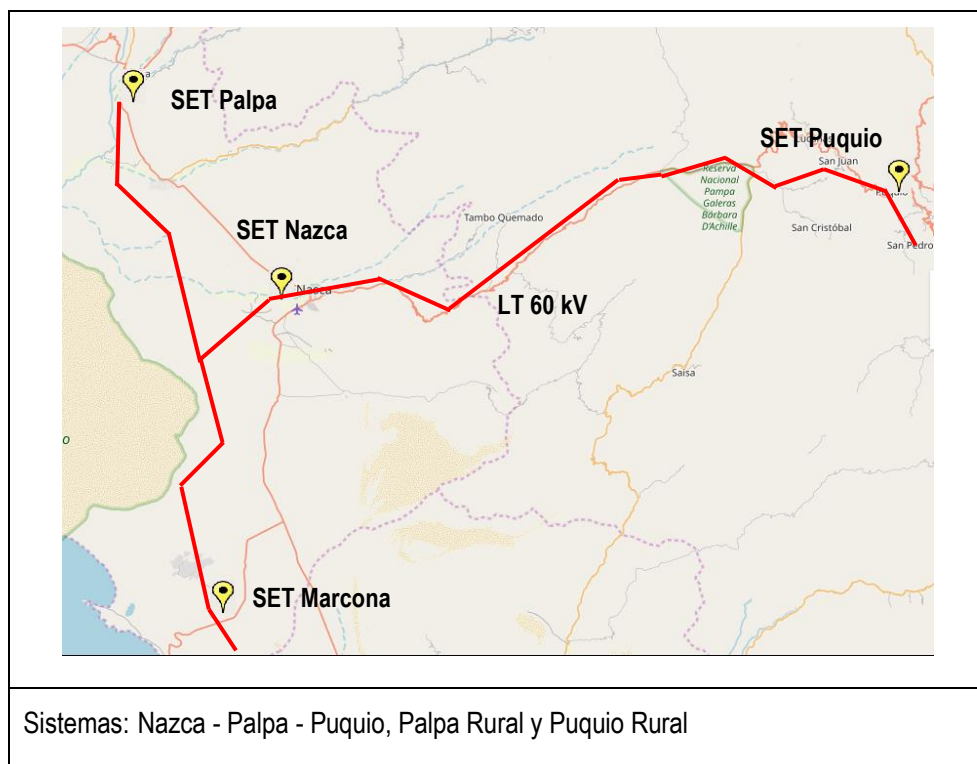
Sistemas: Pisco, Pisco Urbano Rural, Paracas



Sistemas: Bella Unión – Chala



Sistemas: Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 01 de junio de 2023, mediante cartas GT-590-2023/PG, SEAL GG/TEP-2085-2023, CEV N° 1695-2023/GG.GG y Oficio N° 00153-2023-GT-ADINELSA°, ELECTRODUNAS, SEAL, CVC ENERGÍA y ADINELSA, respectivamente, presentaron el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas para el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 8. Asimismo, se ha considerado la información remitida por SEAL el 08 de junio de 2023, mediante carta GG/TEP-2184-2023, para subsanar un error material, según lo indicado por la concesionaria.

En adelante y en conjunto se denominará “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES señalan que se ha proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 8 sobre la información histórica de las ventas de energía desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. En la proyección de energía del Área de Demanda 8 se aplicó modelos tendenciales y econométricos.

Para la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, los TITULARES indican que se ha considerado las cargas concentradas en el punto de suministro o conexión. En lo particular, se enfatiza que, para las cargas de usuarios libres existentes se consideró aquellas vigentes a diciembre del año 2022, tomándolas luego como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), se ha tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas.

En lo particular, los TITULARES mencionan haber proyectado la demanda del Área de Demanda 8 a partir de la proyección de energías de Usuarios Libres y de la proyección de energías de Usuarios Regulados por barra MT, y utilizando los factores de carga determinados.

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 por los TITULARES.

Cuadro N° 3-1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema (en MW) – Demanda MT

Año	Villacurí	Ica	Chincha	Pisco	Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	Bella Unión - Chala
2022	41,28	91,20	55,67	38,71	81,86	6,95	14,69
2023	45,50	103,65	65,92	44,37	85,55	8,09	17,17
2024	51,61	110,34	69,38	47,80	87,59	8,74	20,29
2025	61,43	116,44	73,35	50,98	89,62	9,30	21,71
2026	65,59	122,63	78,25	52,99	91,56	9,52	26,60
2027	75,50	128,20	80,99	55,02	93,98	9,75	27,65
2028	81,73	130,40	82,42	55,69	94,47	9,99	36,15
2029	82,42	132,67	83,56	56,38	94,98	10,23	36,38
2030	82,84	134,53	84,40	56,91	95,36	10,42	36,56
2031	83,26	136,14	85,21	57,42	95,75	10,60	36,74
2032	83,69	137,75	86,02	57,94	96,13	10,78	36,91
2033	84,13	139,37	86,83	58,45	96,52	10,97	37,28
2034	84,57	140,98	87,64	58,97	96,90	11,15	37,46
TC	6,2%	3,7%	3,9%	3,6%	1,4%	4,0%	8,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) La demanda presentada para el sistema eléctrico Villacurí corresponde a la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA.
- (4) La demanda presentada para los sistemas eléctricos Ica – Chincha – Pisco – Nazca corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS.
- (5) La demanda presentada para el sistema eléctrico “Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa”, corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ADINELSA.
- (6) La demanda presentada para el sistema eléctrico Bella Unión - Chala corresponde a la PROPUESTA INICIAL de SEAL. En dicho sistema eléctrico solo se ha considerado la demanda de la SET Bella Unión y SET Chala.
- (7) El Área de Demanda 8 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 3.1.

Del cuadro N° 3-1, SEAL propone para el sistema eléctrico “Bella Unión - Chala” un incremento en el Área de Demanda 8, con un valor de 147,6 % en el año 2029 (36,38 MW) respecto del 2022 (14,69 MW). Asimismo, CVC ENERGÍA propone para el sistema eléctrico “Villacurí” un incremento de 99,7 % en el año 2029 (82,42 MW) respecto del 2022 (41,28 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, los TITULARES presentaron los siguientes proyectos:

3.2.1 Propuesta Inicial de ELECTRODUNAS:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ELECTRODUNAS:

Sistema Chincha:

- Implementación de un (1) nuevo Transformador de Potencia (en adelante "TP") de 40 MVA en 60/22,9/10 kV, para la SET Chincha Nueva.

Sistema Pisco – Paracas:

- Implementación de un (1) nuevo TP de 40 MVA en 60/22,9/10 kV y celdas conexas en SET El Ángel (año 2027).
- Implementación de un (1) TP de 13/5/9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Chincha Nueva) y celdas conexas en SET Independencia (año 2029).

Sistema Ica:

- Implementación de una (01) nueva SET Ocucaje con un TP de 40 MVA en 220/22,9 kV, conexión en 220 kV mediante la Línea de Transmisión (en adelante, "LT") Mayorazgo – El Totoral y celdas conexas (año 2028).
- Implementación de una (01) nueva LT 60 kV El Totoral – Ica Norte 16 km aéreo AAAC 400 mm² y 1,6 km subterráneo XLPE 1000 mm² (año 2028).

Sistema Nazca:

- Implementación de una (01) nueva SET Copara con un TP de 9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Palpa), conexión en 60 kV mediante la LT Marcona – Cahuachi y celdas conexas (año 2027).
- Implementación de un (1) nuevo TP de 40 MVA en 60/22,9/10 kV y celdas conexas en SET Nasca (año 2025).
- Implementación de un (1) TP de 15/10/10 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Nasca) en SET Palpa (año 2025).

Transformadores de Reserva:

- Implementación de tres (03) TPs de Reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA para los Sistemas Chincha, Pisco y Nasca.

3.2.2 Propuesta Inicial de SEAL

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por SEAL:

- Implementación de una (01) nueva SET Mochica con un TP de 25 MVA en 60/22,9 kV, celdas conexas y LT 60 kV Bella Unión – Mochica (año 2028).
- Implementación de una (01) nueva SET Chaparra con un TP de 25 MVA en 60/22,9 kV, celdas conexas y LT 60 kV Chala – Chaparra (año 2028).
- Implementación de un transformador de reserva en 60/22,9/13,2 kV de 25 MVA, para brindar confiabilidad a las SET's Chuquibamba, Corire, Chala, y Bella Unión.

3.2.3 Propuesta Inicial de ADINELSA

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ADINELSA:

- Implementación de una (01) nueva SET Relave con un TP de 30 MVA en 138/60/22,9 kV, celdas conexas, LT 138 kV Pampa – Relave y LT 60 kV Relave – Coracora (año 2029).

3.2.4 Propuesta Inicial de CVC ENERGÍA

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por CVC ENERGÍA:

- Implementación de una (01) nueva SET Huerto con un TP de 20 MVA en 60/22,9 kV (rotado de SET Huarango), celdas conexas y LT 60 kV El Ángel – Huerto (año 2025).
- Implementación de una (01) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango (año 2025).

3.2.5 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL: ELECTRODUNAS considera ejecutar el 17,6% de su inversión total en el año 2025, el 5% de su inversión total en el año 2026, el 16,2% de su inversión total en el año 2027, el 23,1% de su inversión total en el año 2028 y el 38,1% de su inversión total en el año 2029.

SEAL considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2028.

ADINELSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2029.

CVC ENERGÍA considera ejecutar el 91,9% de su inversión total en el año 2025, el 1,4% de su inversión total en el año 2027 y el 6,7% de su inversión total en el año 2028.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA son los que se resumen en el Cuadro 3-2:

Cuadro N° 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 8	57 501 047	230	315	86
ELECTRODUNAS	20 331 222	31	235	37
AT				
Celda	1 820 562			6
Línea	7 176 491	30,8		3
Transformador	6 053 384		195	6
Banco				
MAT				
Celda	2 162 126			4
Línea	87 342	0,2		1
Transformador	1 713 876		40	1
Banco				
MT				
Celda	1 317 438			16
Banco				
SEAL	8 978 614	71	50	14
AT				
Celda	1 509 665			4
Línea	4 631 545	71		2
Transformador	2 176 347		50	2
Banco				
MT				
Celda	661 055			6
Banco				
ADINELSA	22 064 856	96	30	14
AT				
Celda	1 619 474			5
Línea	8 537 236	46		1
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda	1 089 208			3
Línea	9 226 644	50		1
Transformador	1 315 696		30	1
Banco				
MT				
Celda	276 598			3
Banco				
CVC ENERGÍA	6 126 353	32		21
AT				

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Celda	1 913 733			4
Línea	1 862 427	32		2
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	2 105 799			14
Banco	244 392			1

4. Observaciones a los Estudios Técnico-Económicos

Mediante los Oficios N° 1504-2023-GRT, N° 1501-2023-GRT, N° 1538-2023-GRT y N° 1543-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinerghmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del 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 ELECTRODUNAS, son las siguientes:

- ELECTRODUNAS no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.
- El ESTUDIO no contiene los formatos de información general (F-000) y contiene formatos incompletos que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos para el sistema eléctrico a remunerar (F-200) presentan información incompleta. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- De la revisión de la información presentada por ELECTRODUNAS se observa que no ha cumplido con presentar todos los documentos que sustenten los valores presentados en los formularios; así como tampoco ha adjuntado la relación de todos los documentos de sustento, con la descripción de su contenido y aplicación. Al respecto, ELECTRODUNAS deberá presentar los documentos de sustento, así como la relación de estos, con la finalidad de dar cumplimiento a lo estipulado en el numeral 5.3 del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.
- Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DigSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por ELECTRODUNAS. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos coincidan en todos los documentos que forman parte del ESTUDIO.
- De acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no ha realizado el análisis para todo el horizonte de estudio. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS desarrolle y presente los archivos de flujo para los años descritos.
- En el ESTUDIO presentado por ELECTRODUNAS se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Ica, y Nazca; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georreferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS por lo que, se requiere, que ELECTRODUNAS presente sus mapas de densidad de carga al año 30, características del terreno, entre otros
- Los formatos de demanda están incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores

correspondientes; al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que no se han llenado según lo establecido por la NORMA TARIFAS.

- Los registros de ventas de energía presentados por ELECTRODUNAS para el año 2022 no provienen de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no estarían debidamente sustentadas, por tanto, se requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.
- ELECTRODUNAS 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 y modificatorias.
- En los formatos F-100 se ha evidenciado el uso de factores de expansión de pérdidas que no están aprobados ni vigentes a la fecha. Se requiere que ELECTRODUNAS verifique y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- Se observa clientes libres existentes cuya barra asignada en el formato F-113 no coincide con la del Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Por lo que se requiere a ELECTRODUNAS verificar lo observado, además sustentar y/o corregir la información donde corresponda.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, ELECTRODUNAS debe presentar el total de documentos que sustente 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

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

- El Estudio no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, SEAL deberá actualizar el Estudio considerando lo mencionado en el presente numeral.
- En la información presentada como parte de su Estudio, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que SEAL debe completar su Estudio teniendo en cuenta lo mencionado en el presente numeral y lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.
- Se ha identificado la falta de los documentos que justifiquen la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas.
- SEAL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda acorde con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

- El Estudio no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad.
- En el Estudio no se realiza un diagnóstico detallado, limitándose a realizar una breve descripción de los criterios generales para realizar el diagnóstico, sin presentar en el Estudio los resultados detallados correspondientes al mismo, ya que no se muestran cuadros de resultados de verificación de capacidades, ni los resultados de las simulaciones de flujo de potencia, en cumplimiento del numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, SEAL debe revisar y completar su Estudio con la finalidad de determinar de manera adecuada el diagnóstico de sus instalaciones.
- En el Estudio presentado por SEAL, se indican alternativas generales para las problemáticas identificadas en el periodo de estudio en ese sentido presenta para el caso del AD 8 una única alternativa; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.

Al respecto, se requiere que SEAL presente alternativas adicionales que sean excluyentes entre sí; asimismo, la alternativa seleccionada debe ser sustentada mediante el respectivo análisis técnico y económico. Cabe mencionar que para la planificación se debe tener en cuenta los Criterios Generales establecidos en el Artículo 11° de la NORMA TARIFAS, considerando entre otros el numeral 11.3; asimismo, se debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas operativas alternativas como por ejemplo para los casos de problemas de tensión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

- SEAL en su Estudio, no presenta mapas de densidad de cargas de acuerdo con lo indicado en la NORMA TARIFAS.
- En el Estudio no se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización utilizando la última base de datos aprobada.
- En el Estudio presentado por SEAL, se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Chala – Bella Unión, al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georreferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición.
- Los formatos presentados como parte de los Anexos del Estudio contienen datos incompletos o con errores que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos de Información General (F-000) presentan información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pdf, por lo cual se requiere su corrección, los formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar (F-200) presentan información incompleta. Asimismo, los

formatos de Costos de Inversión (F-300) no se encuentran debidamente vinculados y en algunos casos no presentan información consistente con la alternativa planteada en su informe, con lo cual no es posible validar la valorización realizada. Al respecto, SEAL debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

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

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

- El Estudio no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS, por lo tanto, debe remitir el Estudio debidamente sustentado y el contenido de acuerdo a la NORMA TARIFAS.
- El Estudio no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad. Al respecto a fin de facilitar el análisis del Estudio, ADINELSA debe incluir un resumen de los proyectos requeridos.
- En el Estudio se ha identificado que los cálculos no demuestran que la alternativa seleccionada corresponda a la de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento) durante el horizonte de 10 años, por lo tanto, ADINELSA debe completar el Estudio de acuerdo lo mencionado en el presente numeral.
- El Estudio no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones, por ejemplo, no contiene el formato F-000 y el formato F-200 está incompleto. Al respecto, ADINELSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- En el Estudio se ha identificado formatos sin información. Al respecto, ADINELSA debe completar la información o justificar las razones por las que

no se han remitido correctamente los formatos establecidos por la NORMA TARIFAS.

- De acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el Estudio no contiene la evaluación para el año 30 y el correspondiente desarrollo progresivo de la red de los años 1, 2, 3, 4, 10. Al respecto, se solicita que ADINELSA desarrolle y presente los archivos de flujo de potencia para los años descritos.
- No se ha realizado correctamente el diagnóstico integral del sistema eléctrico de acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, ADINELSA debe incluir en su propuesta los resultados del mencionado diagnóstico, y sobre ello, proponer alternativas de solución técnicamente viables, asimismo, dicho diagnóstico debe estar actualizado con los proyectos aprobados.
- En el Estudio presentado por ADINELSA, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georeferenciada para el caso de instalaciones nuevas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Cabe mencionar que al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- ADINELSA 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.) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, ADINELSA 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.

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

- CVC ENERGÍA no presenta el contenido mínimo requerido para el Estudio de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.
- CVC ENERGÍA presenta archivos incompletos en su Estudio. Por ejemplo, formatos F-000, F-200, F-300, F-400, diagramas unifilares, etc. Al respecto la empresa deberá corregir donde corresponda en cumplimiento con la NORMA TARIFAS. De igual forma algunos de los formatos presentados están vacíos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que no se han llenado según lo establecido por la NORMA TARIFAS.
- Los registros de ventas de energía presentados por CVC ENERGÍA para el año 2022 no provienen de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no están debidamente sustentadas, por tanto, se

requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

- CVC ENERGÍA 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.) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- Se observa clientes libres existentes cuya barra asignada en el formato F-113 no coincide con la del Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Por lo que se requiere a CVC ENERGÍA verificar lo observado, además sustentar y/o corregir la información donde corresponda.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, CVC ENERGÍA debe presentar el total de documentos que sustente 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.
- En el Informe del Estudio, CVC ENERGÍA no detalla de manera clara el sustento para la evaluación técnica y económica acerca de la incorporación de Elementos propuestos para el PI 2025-2029. Al respecto, CVC ENERGÍA debe incluir la evaluación y sustento de los Elementos en su Estudio.
- Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DIgSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por CVC ENERGÍA. Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos coincidan en todos los documentos que forman parte del Estudio.
- Algunas Celdas de Alimentadores propuestas no están debidamente justificadas, dado que las mismas no figuran en el formato F-204, donde se determinan la necesidad de dichas Celdas de acuerdo a su capacidad. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar el debido sustento por cada Elemento solicitado.
- En el Estudio, existen algunos archivos que no pueden ser abiertos, por ejemplo, no se pueden abrir los archivos del Anexo 2 “2.3 KMZ Demanda Incorporada”, tampoco es posible abrir los archivos del Anexo 6 “6.2 Distribución”.
- En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA revise, actualice y corrija de manera íntegra sus archivos sustento (hojas de cálculo, archivos DIgSILENT, Formatos F-100, Formatos F-200, Formato F-300 y Archivos kmz) presentando en los formatos adecuados y que estén conforme con lo establecido en la NORMA TARIFAS.
- CVC ENERGÍA no presenta la misma proyección de demanda que los demás titulares. Por ejemplo, en el Área de Demanda 8 (CVC ENERGÍA, ADINELSA Y ELECTRODUNAS). Al respecto, se requiere que de manera coordinada con los demás titulares se presente una misma proyección de demanda para todas las cargas de cada Área de Demanda mencionada.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante Carta GT-1251-2023/PR, Oficio N° 00287-2023-GT-ADINELSA, Carta CEV N° 3844-2023/GG.GG y la Carta SEAL GG/TEP-4766-2023, las empresas ELECTRODUNAS, ADINELSA, CVC ENERGÍA y SEAL, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, conjuntamente con la información complementaria adjuntas a las respuestas, son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso.

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

Los análisis de las respuestas a las observaciones se han desarrollado en el Anexo A del presente informe.

5.1 Proyección de la Demanda

La proyección de demanda presentada por los TITULARES en la PROPUESTA FINAL difiere de los valores presentados en la PROPUESTA INICIAL. En particular, CVC ENERGIA, en el sistema eléctrico “Villacurí” presenta un mayor incremento de demanda, resultando mayor en todos los años de proyección, con un promedio de 18,0%. Dicha variación está explicada principalmente por el incremento de nuevas cargas de 24 a 38 con respecto de la PROPUESTA INICIAL, consignadas como Demanda Incorporada.

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 los TITULARES.

Cuadro N° 5-1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema (en MW) – Demanda MT

Año	Villacurí	Ica	Chincha	Pisco	Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	Bella Unión - Chala
2022	41,87	91,20	51,97	34,91	78,59	6,63	14,69
2023	46,42	100,87	60,77	39,63	81,35	7,75	15,11
2024	54,74	105,96	63,52	42,76	82,85	14,15	15,47
2025	67,88	111,94	67,32	46,40	85,03	15,14	19,67
2026	75,65	116,06	71,13	47,69	86,10	15,46	21,93
2027	88,53	121,51	73,83	50,16	88,60	15,90	23,06
2028	98,64	125,69	76,07	51,87	90,03	16,31	24,62
2029	100,88	128,01	77,10	52,42	90,45	16,66	25,09
2030	101,25	129,86	77,86	52,83	90,77	16,96	25,40
2031	101,62	131,51	78,59	53,23	91,08	17,26	25,72
2032	102,00	133,16	79,32	53,64	91,39	17,56	26,04
2033	102,39	134,81	80,05	54,04	91,71	17,85	27,41
2034	102,78	136,46	80,79	54,44	92,02	18,15	27,73
TC	7,8%	3,4%	3,7%	3,8%	1,3%	8,8%	5,4%

- Notas:
- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL.
 - (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
 - (3) La demanda del sistema eléctrico Villacurí corresponde a la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA.
 - (4) La demanda de los sistemas eléctricos Ica – Chincha – Pisco – Nazca corresponde a la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS.
 - (5) La demanda del sistema eléctrico “Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa” corresponde a la PROPUESTA FINAL de ADINELSA. Se está considerando las cargas de la SET Coracora, y las que se atendería desde una futura subestación Nueva Relave que inicia en el año 2024.
 - (6) La demanda del sistema eléctrico Bella Unión - Chala corresponde a la PROPUESTA FINAL de SEAL. En el sistema eléctrico “Bella Unión – Chala” solo se considera la demanda de las SET Bella Unión y SET Chala.
 - (7) El Área de Demanda 8 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no están siendo considerados.

Del cuadro N° 5-1, se desprende que CVC ENERGÍA propone para el sistema eléctrico “Villacurí” el mayor incremento en el Área de Demanda 8, con un valor de 141,0 % en el año 2029 (100,88 MW) respecto del 2022 (41,87 MW).

Por otro lado, ADINELSA, en su PROPUESTA FINAL, incrementó la tasa de crecimiento promedio global de 4,0% a 8,8% para el sistema eléctrico “Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa” respecto a la PROPUESTA INICIAL. Al respecto, es preciso indicar que, ADINELSA considera una demanda de 5,6 MW con un crecimiento promedio anual de 2% a ser atendida desde una futura subestación Nueva Relave que inicia en el año 2024, sin presentar el sustento documentado de las cargas que originarían dicha demanda.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, ELECTRODUNAS, ADINELSA, CVC ENERGÍA y SEAL presentan los siguientes proyectos:

5.2.1 Propuesta Final de ELECTRODUNAS:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ELECTRODUNAS:

Sistema Chincha:

- Implementación de un (1) nuevo TP de 25 MVA en 60/22,9/10 kV, para la SET Chincha Nueva (Año 2027).

Sistema Pisco - Paracas

- Implementación de un (1) nuevo TP de 25 MVA en 60/22,9/10 kV y celdas conexas en SET El Ángel (Año 2027).
- Implementación de un (1) nuevo TP de 13/5/9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Chincha Nueva) y celdas conexas en SET Independencia (Año 2029).

Sistema Ica:

- Implementación de una (1) nueva SET Ocucaje con un TP de 40 MVA en 220/22,9 kV, conexión en 220 kV mediante la LT Mayorazgo – El Totoral y celdas conexas (Año 2028).
- Implementación de una (1) nueva LT 60 kV El Totoral – Ica Norte 19,3 km aéreo AAAC 400 mm² y 0,98 km subterráneo XLPE 1000 mm² (Año 2028).

Sistema Nazca:

- Implementación de una (1) nueva SET Copara con un TP de 25 MVA en 60/22,9/10 kV, conexión en 60 kV mediante la LT 60 kV Marcona – Cahuachi y celdas conexas (Año 2026).

Transformadores de Reserva

- Implementación de tres (3) TPs de Reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA para los Sistemas Chincha, Pisco y Nazca.

5.2.2 Propuesta Final de SEAL:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por SEAL:

Sistema Bella Unión – Chala:

- Implementación de una (1) nueva SET Jaqui con un TP de 9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Chala), conexión en 60 kV mediante la LT 60 kV Bella Unión – Chala y celdas conexas (Año 2029).
- Implementación de una (1) nueva SET Chaparra con un TP de 25 MVA en 60/22,9 kV, celdas conexas y LT 60 kV Chala – Chaparra (año 2029).
- Implementación de un (1) Tp de reserva en 60/23 kV de 25 MVA ubicado en SET Chala, el cual servirá para las SET's Chala, Bella Unión, Jaqui y Chaparra.

5.2.3 Propuesta Final de ADINELSA:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ADINELSA:

Sistema Coracora:

- Implementación de una (1) nueva SET Nueva Relave con un TP de 30 MVA en 138/60/22,9 kV, LT 138 kV Pampa – Nueva Relave (30 km) y LT 60 kV Nueva Relave – Coracora (70 km) con celdas conexas (Año 2029).

5.2.4 Propuesta Final de CVC ENERGÍA:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por CVC ENERGÍA:

Sistema Villacurí:

- Implementación de una (1) nueva SET Huerto con un TP de 20 MVA en 60/22,9 kV (rotado de SET Huarango), celdas conexas y LT 60 kV El Ángel – Huerto (Año 2025).
- Implementación de una (1) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango (año 2025)

5.2.5 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL: ELECTRODUNAS considera ejecutar el 12,16% de su inversión total en el año 2025, el 27,42% de su inversión total en el año 2026, el 8,98% de su inversión total en el año 2027, el 48,17% de su inversión total en el año 2028 y el 3,28% de su inversión total en el año 2029.

SEAL considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2029.

ADINELSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2028

CVC ENERGÍA considera ejecutar el 85,47% de su inversión total en el año 2025, el 8,9% de su inversión total en el año 2027, el 4,36% de su inversión total en el año 2028 y el 1,27% de su inversión total en el año 2029.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por los TITULARES, se resumen en el Cuadro 5-2:

Cuadro N° 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 8	63 493 462	226,18	250	88
ELECTRODUNAS	21 106 080	33,68	190	38
AT				
Celda	1 893 118			7
Línea	8 236 935	33,48		3

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Transformador	5 799 182		150	6
Banco				
MAT				
Celda	2 183 689			4
Línea	87 342	0,2		1
Transformador	1 730 968		40	1
Banco				
MT				
Celda	1 174 844			16
Banco				
SEAL	13 385 381	59	25	16
AT				
Celda	2 080 409			5
Línea	8 917 587	59		2
Transformador	1 276 395		25	1
Banco				
MT				
Celda	1 110 988			8
Banco				
ADINELSA	23 016 970	100	30	16
AT				
Celda	1 661 573			5
Línea	12 991 445	70		1
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda	1 122 157			3
Línea	5 535 986	30		1
Transformador	1 225 322		30	1
Banco				
MT				
Celda	480 484			5
Banco				
CVC ENERGÍA	5 985 029	35,5		18
AT				
Celda	1 347 303			4
Línea	2 424 266	35,5		2
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda				
Línea				

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	1 257 332			11
Banco	379 244			1

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTRODUNAS, SEAL, CVC ENERGÍA y ADINELSA, 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 determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 8, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible, teniendo en cuenta que en el Estudio presentado por las empresas ELECTRODUNAS, CVC ENERGÍA, ADINELSA y SEAL se ha observado ciertas falencias entre ellas:

- Los formatos y/o los archivos de sustento no guardan coherencia entre sí.
- Los factores de expansión de pérdidas no son los valores vigentes, según lo indicado en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

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

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

A continuación, se resume el desarrollo de la proyección de la demanda realizada para el Área de Demanda 8, 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 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM disponible por Osinergmin en el portal web; y, con relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 (en adelante, "PI 2021-2025").

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

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, Población, Clientes y la Tarifa Real. Ver detalle en el Anexo B de este 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 detalla en el Anexo B del presente informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

En caso, los Usuarios Libres existentes no manifiesten incremento de carga para el año 2022 entonces los consumos serán considerados constantes para los siguientes años proyectados y se consignarán según la información base del SICLI de ese año.

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

En caso de nuevas demandas en bloque, estas son incorporadas a la proyección global de la demanda, toda vez que hayan sido debidamente sustentadas, tal como 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 con 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 8, ELECTRODUNAS, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 49 cargas nuevas, de las cuales 17 fueron cargas ya consideradas en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025, veintitrés (23) 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.

Por tanto, de la revisión al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 115 nuevas cargas que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS. En el Cuadro N° 6.1 se muestra los valores de Máxima Demanda de Potencia No Coincidente totales de las Demandas Nuevas e Incorporadas, por subestación, que han sido consideradas en la proyección de la demanda del Área de Demanda 8.

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

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
COELVISAC I	VILLA023	22,9	-	1,5	2,3	3,5	5,4	6,1	7,9	8,9
HUARANGO	HUARA023	22,9	-	0,8	3,9	9,9	14,3	19,8	24,3	24,3
LOMAS	LOMAS023	22,9	-	1,1	2,6	4,8	5,7	7,9	9,3	9,3
ICA NORTE	ICANT010	10	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
STA. MARGARITA	SMARG010	10	-	0,8	1,1	1,9	2,5	2,8	2,8	2,8
STA. MARGARITA	SMARG023	22,9	-	-	0,4	2,3	4,2	6,0	7,8	9,3
TACAMA	TACAM010	10	-	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,2	1,3
TACAMA	TACAM023	22,9	-	2,2	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	10	-	0,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
EL CARMEN	CARME010	10	-	0,5	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
PEDREGAL	PEDRE010	10	-	1,9	4,5	6,4	9,1	9,7	9,7	9,8
PUEBLO NUEVO	PNUEV010	10	-	1,3	2,1	3,5	4,5	5,1	5,8	5,8
PUEBLO NUEVO	PNUEV023	22,9	-	0,1	0,2	0,6	0,9	1,2	1,4	1,4
TAMBO DE MORA	TMORA010	10	-	0,1	1,7	2,1	2,4	2,8	2,8	2,8
ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	-	1,4	2,0	2,5	2,7	2,7	2,7	2,7
ALTO LA LUNA	ALTOL023	22,9	-	2,3	4,6	6,9	9,2	9,2	9,2	9,2
INDEPENDENCIA	INDEP010	10	-	0,4	0,6	1,2	1,8	2,2	2,6	2,6
PARACAS	PARAC010	10	-	0,3	0,7	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4
PARACAS	PARAC023	22,9	-	0,8	1,6	1,9	2,2	2,2	2,2	2,2
NAZCA	NAZCA010	10	-	0,2	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
NAZCA	NAZCA023	22,9	-	2,7	4,8	6,2	7,8	8,4	8,4	8,4
PALPA	PALPA010	10	-	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PALPA	PALPA023	22,9	-	0,3	1,2	1,9	2,3	2,4	2,4	2,4
PUQUIO	PUQUI010	10	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CORACORA	CORAC010	10	-	0,3	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
CORACORA	CORAC023	22,9	-	0,2	0,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
BELLA UNIÓN	BUNIO023	22,9	-	0,3	0,8	1,5	1,8	2,6	3,0	3,0
CHALA	CHALA023	22,9	-	1,6	4,9	8,0	9,1	10,4	11,1	11,8

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinergmin

Cabe indicar que la revisión y validación de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinergmin, se encuentra en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factib. ELDU”, “Factib. COEL” y “Factib. SEAL”. ADINELSA no presentó documentación de sustento para las nuevas demandas.

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 8. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6-2.

Cuadro N° 6-2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 8 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	1 601,61	126,21	2 313,75	4 041,58
2023	1 601,61	126,21	2 429,91	4 157,74
2024	1 601,61	126,21	2 566,19	4 294,01
2025	1 601,61	126,21	2 713,80	4 441,63
2026	1 601,61	126,21	2 832,99	4 560,82
2027	1 601,61	126,21	2 934,41	4 662,24
2028	1 601,61	126,21	3 019,53	4 747,36
2029	1 601,61	126,21	3 071,39	4 799,22
2030	1 601,61	126,21	3 092,03	4 819,86
2031	1 601,61	126,21	3 112,53	4 840,35
2032	1 601,61	126,21	3 133,44	4 861,26
2033	1 601,61	126,21	3 171,63	4 899,45
2034	1 601,61	126,21	3 193,40	4 921,23

- Notas:
- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinergmin.
 - (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 1,65%.
 - (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el periodo 2022-2034 es 2,72%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

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

Con las ventas de energía proyectadas y ajustadas 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 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 por Subestación, del Área de Demanda 8.

Cuadro N° 6-3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 8 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
COELVISAC I	22,9	20,0	21,4	22,4	23,6	25,4	26,2	27,9	29,1	29,3	29,6	29,8	30,0	30,3
HUARANGO	22,9	14,7	15,4	17,8	21,7	24,4	28,0	30,8	31,1	31,2	31,3	31,5	31,6	31,8
LOMAS	22,9	6,6	7,5	8,7	10,4	11,2	12,9	14,0	14,1	14,1	14,2	14,2	14,3	14,3
ICA	10	17,1	17,5	18,0	18,4	18,9	19,4	19,9	20,5	20,8	21,1	21,4	21,8	22,1
ICA NORTE	10	8,9	9,2	9,5	9,7	10,0	10,3	10,7	11,0	11,2	11,4	11,6	11,8	12,0
ICA NORTE	10	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,6	18,1	18,5	18,8	19,1	19,4	19,8
ICA NORTE	22,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
STA. MARGARITA	10	11,0	11,6	11,9	12,6	13,1	13,5	13,7	14,0	14,1	14,2	14,4	14,5	14,7
STA. MARGARITA	22,9	12,9	13,0	13,4	14,8	16,2	17,5	18,8	20,0	20,1	20,3	20,4	20,5	20,6
TACAMA	10	6,9	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,9	9,1	9,3	9,5	9,6	9,7	9,8
TACAMA	22,9	1,8	3,5	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0
SEÑOR DE LUREN	10	17,7	18,6	19,5	19,9	20,3	20,8	21,3	21,8	22,1	22,4	22,6	22,9	23,2
EL CARMEN	10	5,7	6,2	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9	8,0	8,2	8,3
PEDREGAL	10	20,0	21,5	23,9	25,8	28,3	29,2	29,5	29,9	30,1	30,3	30,5	30,7	31,0
PUEBLO NUEVO	10	4,6	4,9	5,1	5,7	6,0	6,3	6,9	7,1	7,2	7,3	7,4	7,6	7,7
PUEBLO NUEVO	22,9	0,8	0,9	1,0	1,3	1,5	1,7	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0
PUEBLO NUEVO	10	11,9	12,9	13,7	14,4	15,2	15,8	16,2	16,6	16,8	17,0	17,2	17,4	17,6
TAMBO DE MORA	10	12,7	12,9	13,7	13,9	14,2	14,4	14,6	14,7	14,8	14,8	14,9	15,0	15,1
DESIERTO	220	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
ALTO LA LUNA	10	12,5	13,7	14,6	15,5	16,0	16,4	16,8	17,2	17,4	17,7	17,9	18,2	18,4
ALTO LA LUNA	22,9	2,0	3,3	4,7	6,1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
INDEPENDENCIA	10	1,7	2,0	2,2	2,5	2,9	3,2	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9
PARACAS	10	12,1	12,3	12,5	12,7	12,9	13,0	13,1	13,1	13,2	13,2	13,3	13,3	13,4
PARACAS	22,9	5,5	6,0	6,5	6,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
PISCO	10	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6
INDEPENDENCIA	220	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9
INDEPENDENCIA	60	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ALTO LA LUNA	60	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
FUNSUR	60	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
CORACORA	10	0,0	0,2	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
CORACORA	22,9	7,0	7,2	7,7	8,1	8,3	8,4	8,6	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
NAZCA	10	6,1	6,4	6,6	6,9	7,2	7,4	7,6	7,9	8,0	8,1	8,3	8,4	8,6
NAZCA	22,9	13,4	15,1	16,5	17,5	18,6	19,2	19,3	19,5	19,6	19,7	19,8	20,0	20,1
PALPA	10	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
PALPA	22,9	3,9	4,2	4,9	5,5	5,9	6,0	6,0	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,4
PUQUIO	10	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
PUQUIO	22,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
EL HIERRO	22,9	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7
JAHUAY	10	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
MINA SHOUGANG	60	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
MARCONA	220	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
BELLA UNIÓN	22,9	7,5	7,8	8,1	8,7	9,0	9,5	9,9	10,0	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3
CHALA	22,9	7,2	8,3	10,4	12,5	13,3	14,2	14,8	15,3	15,4	15,4	15,5	17,5	17,6
POROMA	220	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7
SAN NICOLAS	13,8	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
TOTAL		678,0	697,8	720,5	743,8	762,8	779,0	792,9	801,7	805,4	809,1	812,9	818,6	822,5

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 de ELECTRODUNAS.

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

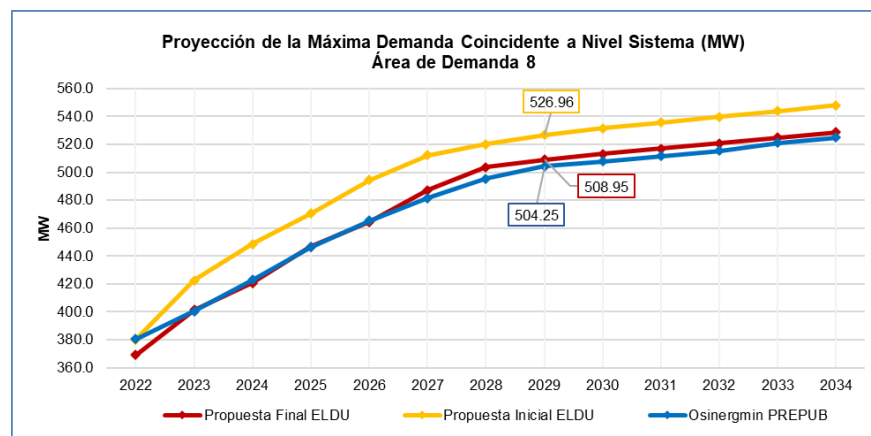
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ELECTRODUNAS	PROPUESTA INICIAL ELECTRODUNAS
2022	380,50	369,24	380,33
2023	400,33	401,37	422,65
2024	423,05	420,79	448,72
2025	446,35	446,60	470,46
2026	465,33	464,50	494,48
2027	481,50	487,11	512,13
2028	495,39	503,54	520,32
2029	504,25	508,95	526,96
2030	507,95	513,10	531,43
2031	511,62	517,02	535,60
2032	515,36	520,94	539,77
2033	521,16	524,85	543,95
2034	525,05	528,77	548,12
TC	2,7%	3,0%	3,1%

Fuente: Formato F-121

Notas:

- (1) Para fines comparativos, se ha considerado la proyección de demanda de la PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS.

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



Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS.
 Para fines comparativos, se muestra la proyección de demanda a nivel de Media Tensión (MT).

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8, en cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, considerando que en el estudio presentado por los TITULARES se identificó lo siguiente:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 8; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO (configuración aprobada). Los TITULARES al no considerar estas instalaciones, no estaría aplicando el criterio señalado en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- No incluye un análisis completo de alternativas, según lo establece la NORMA TARIFAS, lo cual no permite verificar si la alternativa planteada representa la solución de mínimo costo en el Área de Demanda.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos elementos de transmisión que conforman el SER, es decir no se justifica la no utilización de la capacidad óptima de transformación en las subestaciones existentes. Los TITULARES, al no considerar ese criterio, no están aplicando lo indicado en el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS; es decir, la empresa no evalúa las nuevas subestaciones propuestas con otra alternativa como la ampliación de las subestaciones existentes.
- En las alternativas analizadas, no se evaluó mejoras en el sistema de transmisión actual, tales como ampliaciones de subestaciones existentes, reforzamientos de Líneas de Transmisión existentes, etc., en comparación con alternativas de nuevos puntos de inyección en 220 kV.
- 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.

6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre Subestaciones, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las Subestaciones durante el Horizonte de Estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras separadas en el lado secundario), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la 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 tal efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2029, y para los años 10, 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 8, 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 del sistema de transmisión, mediante el formato “F-202” se procedió a identificar las SET’s existentes que superan la capacidad de diseño; para lo cual se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las 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 la sobrecarga prevista en los transformadores AT/MT al año 2034 es la siguiente:

Cuadro N°6-5
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de dos (2) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
Pedregal	PEDRE060	PEDRE010	31,25	1,01
Pueblo Nuevo	PNUEV060	PNUEV010_2	18,75	1,18
Nazca	NAZCA060	NAZCA010	8,75	1,15

Fuente: F-202 (Osinergrmin)

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

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
Santa Margarita	SMARG060	SMARG023	SMARG010	40	20	25	1,01	1,20	0,65
Señor de Luren	SLURE060	SLURE023	SLURE010	40	20	25	0,82	0,25	1,11
Chincha Nueva	NCHIN060	NCHIN023	NCHIN010	13	5	9	1,02	0,51	1,20
Nazca	NAZCA060	NAZCA023	NAZCA010	15	10	10	1,29	1,15	0,90
Palpa	PALPA060	PALPA023	PALPA010	9	9	2,5	1,13	0,91	0,77

Fuente: F-202 (Osinergrmin)

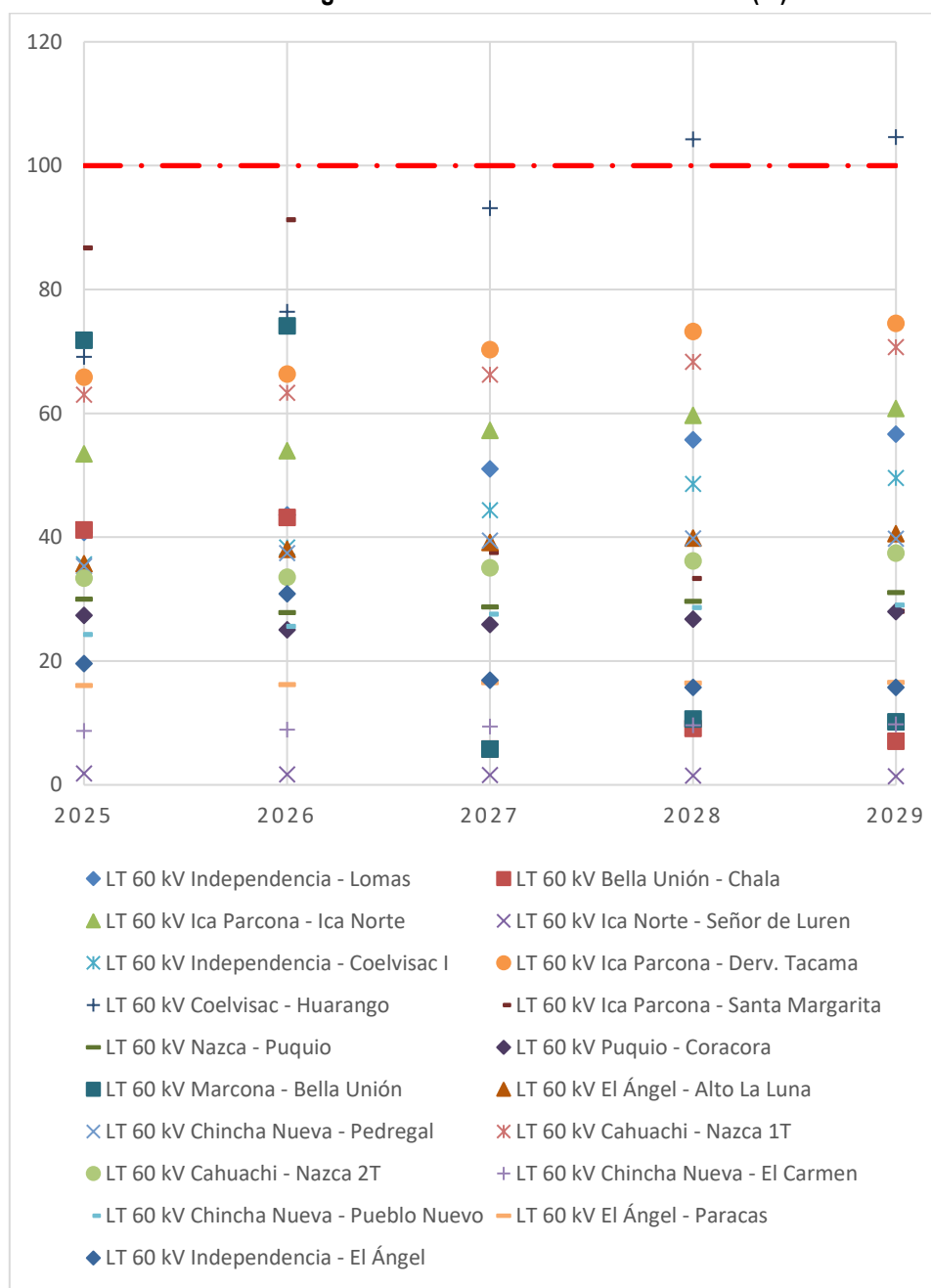
Asimismo, se ha identificado que, los transformadores que presentarán sobrecarga desde el año 2029 corresponden a las SETs Santa Margarita

(1,17), Señor de Luren (1,03), Pueblo Nuevo (1,10), Chinchá Nueva (1,14), Nazca (1,23) y Palpa (1,07); no obstante, respecto a las SETs Santa Margarita, Señor de Luren, Pueblo Nuevo y Palpa, ELECTRODUNAS ha manifestado en su PROPUESTA FINAL que las sobrecargas se aliviarán mediante traslados de carga y traslados de transformadores, por lo cual, no ha propuesto inversiones en dichas subestaciones.

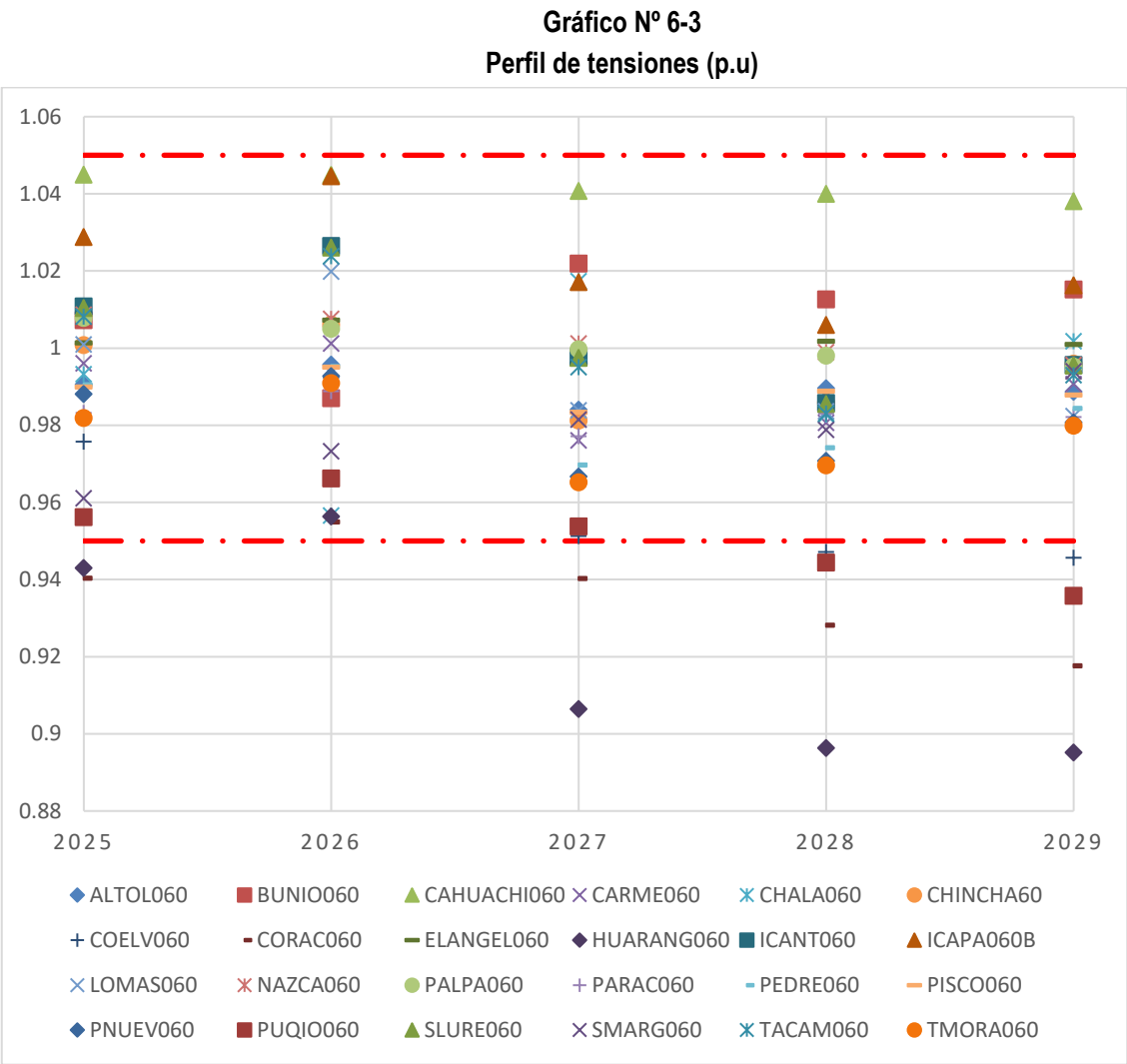
Por otro lado, respecto a la congestión en las Líneas de Transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 8, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DlgSILENT (.pfd) hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y las placas de los transformadores de potencia obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de agosto del 2023. Cabe señalar que, la demanda utilizada para este fin corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Así con relación a las líneas de transmisión, en el sistema eléctrico Villacurí, se tendrá congestión en la línea en 60 kV que sale de la SET Villacurí hasta la SET Huarango (104,61 %), esto a partir del año 2028. La cargabilidad de las líneas de transmisión se muestra en la Gráfica N° 6-2.

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



Respecto a los perfiles de tensión, las subestaciones cuyas barras en 60 kV presentarán problemas de tensión en el año 2029 son las siguientes: Coracora (0,917 p.u.) y Puquio (0,935 p.u.), en el sistema eléctrico Nazca y; Villacurí (0,945 p.u.) y Huarango (0,895 p.u.), en el sistema eléctrico Villacurí. Dichos perfiles, se muestran en la Gráfica N° 6-3.



Al respecto, se debe señalar que, se está tomando en cuenta el ingreso de los proyectos ITC “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala)” y “Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica” en el año 2027 aprobada en el Plan de Transmisión 2023-2032 y que ha sido encargado a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (en adelante “PROINVERSIÓN”) para su licitación, con estos proyectos se mejorará el performance del Área de Demanda 8.

Por lo expuesto, como resultado del diagnóstico general y teniendo en cuenta las inversiones aprobadas a la fecha, el sistema eléctrico que requiere nuevas inversiones en transmisión es el sistema Chincha, Ica, Villacurí, Nazca y Coracora, sin perjuicio de las necesidades que podrían identificarse respecto a celdas de transformador y/o alimentador en los otros sistemas.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 8, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025-2029.

El diagnóstico advierte una problemática en el sistema eléctrico Chincha, Ica, Villacurí, Nazca y Coracora, reflejados en los perfiles de tensión, sobrecarga

de las líneas y la cargabilidad de los transformadores. Al respecto, sobre la base de la propuesta de los TITULARES, se plantean alternativas que solucionen dicha problemática. Asimismo, de la revisión de la propuesta, se identifican solicitudes de Elementos que corresponde sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo con 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 Chincha

- a) Implementación de un (1) nuevo Transformador de Potencia (en adelante “TP”) en 60/22,9/10 kV de 40 MVA, para la SET Chincha Nueva.

Para el período 2025-2029, ELECTRODUNAS señala que para el año 2027 es necesaria la ampliación de capacidad del transformador en la SET Chincha Nueva, mediante el reemplazo del TP de 60/22,9/10 kV y 13/5/9 MVA por un TP de 60/22,9/10 kV y 25/25/25 MVA.

Al respecto, se debe mencionar que, en el proceso de Modificación del PI 2021-2025 se aprobó para el año 2024 la rotación de un TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA para la SET Chincha Nueva, sin embargo, de acuerdo con los resultados de la proyección de demanda, la capacidad del transformador de la SET Chincha Nueva alcanzaría su límite en el año 2026, Ver Cuadro N° 6-7.

Cuadro N°6-7
Evaluación de Cargabilidad según Demanda de Osinergmin

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCION	TENSIÓN		Año Fabricación														
		Lado	KV															
					2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
				-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
SET AT/MT CHINCHA NUEVA	MAX. DEM (1)	HV	60			9	10	11	12	13	13	13	13	13	13	13		
	MAX. DEM (1)	MV	23			1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3		
	MAX. DEM (1)	LV	10			8	8	9	10	10	10	10	10	11	11	11		
TP 60/22,9/10 kV - 13/5/9 MVA (Rotado de SET AT/MT TACAMA)	POT. INST. (MVA)	HV	60			13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00		
	POT. INST. (MVA)	MV	23			5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00		
	POT. INST. (MVA)	LV	10			9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00		
	FACTOR DE USO	HV	60			0.71	0.77	0.85	0.90	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.01	1.02		
	FACTOR DE USO	MV	23			0.25	0.32	0.38	0.43	0.47	0.48	0.49	0.50	0.50	0.51	0.51		
	FACTOR DE USO	LV	10			0.88	0.94	1.02	1.06	1.12	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18	1.20		

En ese sentido, y por criterios de estandarizar la potencia de los transformadores, se considera oportuno incrementar la capacidad de transformación de la SET Chincha Nueva para el año 2026 con un TP 60/22,9/10 kV con potencias iguales de 40/40/40 MVA reemplazando el TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA; mientras que, para el año 2027 el TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA se rotará a la SET El Ángel.

Por otro lado, del formato F-204 se identifica la necesidad de incorporar una Celda de Alimentador en 10 kV adicional en la SET Chincha Nueva para el año 2026, debido al incremento de demanda y a los traslados propuestos.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Pisco

- a) Implementación de un (1) nuevo Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 25 MVA, para la SET El Ángel.

Para el año 2027, ELECTRODUNAS propone la ampliación de capacidad de transformación en la SET El Ángel mediante el reemplazo del TP en 60/10 kV de 8,4 MVA por un TP en 60/22,9/10 kV de 25 MVA, porque existen cargas en 22,9 kV ubicadas dentro del área de la SET El Ángel, y por tanto corresponde ser atendidas por dicha subestación.

Del análisis Osinergmin, se verifica de la información de ELECTRODUNAS, que el único traslado de carga a realizarse hacia SET El Ángel es proveniente de la SET Alto La Luna, sin embargo, la SET Alto La Luna tiene un factor de uso de 0,80 con la proyección al año 2034; por lo tanto, no se requiere realizar traslados de carga porque cuenta con capacidad de transformación disponible.

Cuadro N°6-8
Evaluación de Cargabilidad según Demanda de Osinergmin

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		Lado	KV		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET ATIMT ALTO LA LUNA	MAX. DEM. (I)	HV	60		17	20	22	25	27	28	28	28	29	29	29	30	30
	MAX. DEM. (I)	MV	23		3	4	6	7	9	9	9	9	9	9	9	9	9
TP - 60/23/10 kV - 37.5/37.5/25 MVA	MAX. DEM. (I)	LV	10		14	15	16	17	18	18	19	19	20	20	20	20	21
	POT. INST. (MVA)	HV	60		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50
	POT. INST. (MVA)	MV	23		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50
	POT. INST. (MVA)	LV	10		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
	FACTOR DE USO	HV	60		0.45	0.53	0.59	0.66	0.72	0.73	0.75	0.76	0.77	0.78	0.78	0.79	0.80
	FACTOR DE USO	MV	23		0.07	0.11	0.16	0.20	0.24	0.24	0.24	0.24	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
	FACTOR DE USO	LV	10		0.57	0.62	0.66	0.70	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.79	0.80	0.82	0.83

Además, las cargas que ELECTRODUNAS propone trasladar desde la SET Alto la Luna a la SET El Ángel, se encuentran dentro del radio de acción de la SET Alto La Luna.

Por lo tanto, no corresponde aprobar un Nuevo Transformador 60/22,9/10 kV de 25 MVA para la SET El Ángel.

Cabe mencionar que, para el año 2027 se propone rotar el TP 60/23/10 kV de 13/5/9 MVA de la SET Chinchá Nueva, ver numeral 6.2.3.2 del presente informe, a la SET El Ángel, considerando que se está dando de Baja el TP 60/10 kV de 8,4 MVA por antigüedad.

Por otro lado, del formato F-204 presentado por ELECTRODUNAS, para el año 2026 requiere una Celda de Alimentador en 22,9 kV adicional en la SET Alto La Luna. Ahora bien, se tiene que desde la barra de 22,9 kV se atenderá al cliente libre incorporado “Caliza Cemento Inca” que tiene una máxima demanda de 6,59 MW, por lo cual requiere una (01) Celda de Alimentador de atención exclusiva. Por lo tanto, se de mencionar que los usuarios libres son responsables de implementar la inversión de celdas exclusivas de acuerdo a la NORMA TARIFAS.

- b) Implementación de un (1) Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA (rotado de SET Chinchá Nueva) y celdas conexas en la SET Independencia.

Para el período 2025-2029, ELECTRODUNAS señala que para el año 2029 es necesaria la ampliación de capacidad de transformación en la SET Independencia, mediante el reemplazo del Transformador de Distribución en 10/22,9 kV de 3 MVA por un TP en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA (rotado de SET Chinchá Nueva), debido a la limitación de la atención de la demanda en 22,9 kV por la capacidad del transformador de 3 MVA.

Al respecto, ELECTRODUNAS no ha presentado la respuesta formal de la empresa Red de Energía del Perú S.A. donde se evidencie que el espacio propuesto por ELECTRODUNAS para la instalación del TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA en la SET Independencia pueda ser utilizado.

Asimismo, respecto a la alimentación desde la SET Independencia en 22, 9 kV (zona de Humay), se observa del documento “REGISTRO DE EVENTOS.xlsx” que la máxima carga atendida en 22,9 kV es de 0,4 MW, en ese sentido, la

empresa no tendrá mayor inconveniente en atender la zona en mención con el transformador de distribución de 3 MVA disponible.

De igual forma, se debe mencionar que, existe capacidad de transformación disponible en el nivel de tensión de 10 kV de los 2 TPs existentes en la SET Independencia tal como se evidencia en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Por lo que, ELECTRODUNAS debe buscar alternativas de solución en distribución ya que tiene capacidad de transformación disponible tanto en 22,9 kV como en 10 kV para atender la demanda dentro del radio de acción de la SET Independencia.

Cuadro N°6-9
Evaluación de Cargabilidad según Demanda de Osinerghmin

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación																										
		Lado	kV		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
					-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10													
SET MATIAT INDEPENDENCIA	MAX DEM. (t)	LV	10		2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4		
TP - 220/60/10 kV - 50/50/30 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00		
TP - 220/60/10 kV - 50/50/30 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00		
	FACTOR DE USO	LV	10		0.04	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07		

En ese sentido, no corresponde aprobar la rotación del Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA (rotado de SET Chinchá Nueva) y las celdas conexas en SET Independencia.

Por otro lado, sobre la base de lo observado por Osinerghmin en el literal b), del numeral 35 del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y lo respondido por ELECTRODUNAS, se ha realizado el análisis de contingencia N-1 del AD 08, verificando que ante la desconexión de la LT 220 kV Independencia – El Ángel, el Área de Demanda 8 presenta tensiones por debajo de lo permitido, ver Cuadro N° 6-10. Consecuentemente, ante la contingencia descrita, a partir del año 2026 se presenta sobrecarga del 120% en los Transformadores 220/60/10 kV de la SET Independencia durante el horizonte de estudio, ver Cuadro N° 6-11, lo que representa un grave riesgo para la continuidad del suministro en los Sistemas Pisco y Villacurí.

Cuadro N°6-10
Tensiones en Barra del Sistema Eléctrico Pisco ante contingencia de la LT 220 kV Independencia – El Ángel

Elemento en contingencia	Elemento Observado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LT 220 kV Independencia - El Ángel	ALTOL060	0.919992237	0.886836268	0.876242214	0.875633274	0.874582987	0.86930551	0.864978506	0.861126281	0.853539905	0.852573175
	COLV060	0.987547976	0.969409693	0.952410279	0.946700363	0.948699186	0.944231347	0.943326256	0.94054449	0.935506457	0.935024787
	ELANGEL060	0.931792349	0.900117515	0.88990506	0.889840891	0.888940764	0.884014176	0.87996797	0.876319066	0.86942063	0.86844091
	HUARANG060	0.970923915	0.961635132	0.936670794	0.925338284	0.930326133	0.92512465	0.926323147	0.923600135	0.917317636	0.91679277
	INDEP060	1.026636545	1.004201792	0.996695249	0.999122976	0.999444734	0.996386984	0.99403948	0.991761072	0.988498384	0.987960748
	LOMAS060	1.005259966	0.98350658	0.971120207	0.969825257	0.970650964	0.967014039	0.965091245	0.962554837	0.958630717	0.958045928
	PARAC060	0.911892576	0.878950007	0.868320167	0.868095732	0.867035723	0.861944194	0.857682184	0.853851764	0.846467096	0.845377619
	PISCO060	0.919289488	0.886192148	0.875517657	0.87489131	0.873758671	0.868453914	0.864089748	0.860190389	0.852508252	0.85156392
	TACAM060	0.986330348	0.990796897	0.965193842	0.9540724	0.961476181	0.95625265	0.959710983	0.957525942	0.95111367	0.950353758

Cuadro N°6-11
Cargabilidad de los TPs de SET Independencia ante contingencia de la LT 220 kV Independencia – El Ángel

Elemento en contingencia	Elemento Observado	Bus1Bar	Bus2Bar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LT 220 kV Independencia - El Ángel	T3-261	INDEPENDENCIA 220	INDEPENDENCIA 60	114.3303	120.5699	123.1375	134.4171	135.1538	137.0451	137.6483	139.0145	141.0228	142.9187
	T4-261	INDEPENDENCIA 220	INDEPENDENCIA 60	107.9222	120.0601	128.6099	133.9222	134.6885	136.5762	137.1964	138.6823	141.6697	142.5785
	LT 60 kV Ica - Derv. Ica Norte	ICAPAD60	DICAN60	92.49194	95.79979	111.3788	121.8006	125.1475	120.1908	121.93	124.3199	133.766	132.2377

Por lo tanto, para el año 2025 resulta necesario incorporar de oficio en el PI 2025-2029 la segunda terna de la LT 220 kV Independencia – El Ángel de 23,1 km aéreo y 0,1 km subterráneo, con sus respectivas celdas, bajo la titularidad de ELECTRODUNAS.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Ica

- a) Implementación de Nueva SET Ocucaje 220/22,9 kV de 40 MVA conectado desde la derivación de la LT 220 kV Mayorazgo – El Totoral.

Para el año 2028, ELECTRODUNAS propone la Nueva SET Ocucaje 220/22,9 kV de 40 MVA conectado desde la derivación de la LT 220 kV Mayorazgo – El Totoral, que descargará la SET Santa Margarita y permitirá atender la demanda al sur de esta última subestación.

Al efectuar el análisis de la alternativa propuesta por ELECTRODUNAS, se observa lo siguiente:

- En el Plan de Transmisión 2023 – 2032 se aprobó el proyecto ITC “Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica”, el cual contempla la SET Mayorazgo con un área prevista para un banco de transformadores, dicha SET se encuentra ubicada a 8 km de la SET Ocucaje propuesta por ELECTRODUNAS. De igual forma, esta ITC contempla una LT 60 kV Totoral – Santa Margarita de doble terna, para cumplir con el criterio de N-1 para la SET Santa Margarita. En ese sentido, esta ITC contempla una nueva SET Mayorazgo con espacio disponible para instalar Transformadores de Potencia que puedan atender la demanda existente en esa zona.
- Implementar una nueva SET Ocucaje con un TP 220/22,9 kV de 40 MVA no permitirá en un futuro poder tender líneas en 60 kV en caso se requiera.
- Implementar una nueva SET Ocucaje con un TP 220/22,9 kV de 40 MVA implicará considerar costos de obras comunes y costos de servicios auxiliares correspondientes a SETs nuevas, cuando ya se tiene prevista la SET Mayorazgo 220 kV situada a 8 km.

Por lo expuesto, no se acepta la propuesta de ELECTRODUNAS sobre la implementación de una nueva SET Ocucaje 220/22,9 kV de 40 MVA en consecuencia tampoco se acepta la implementación de la derivación de la LT 220 kV Mayorazgo – El Totoral en el PI 2025-2029.

Sin perjuicio de lo indicado en los párrafos precedentes, con la finalidad de atender la problemática descrita por ELECTRODUNAS, se ha evaluado la implementación de un transformador trifásico en 220/60/22,9 kV de 40 MVA en la futura SET Mayorazgo, que permitirá atender la demanda de la zona de Ocucaje en 22,9 kV y a la vez descargar la SET Santa Margarita, ya que, se puede distribuir la carga en 22,9 kV entre ambas SETs.

Asimismo, de la revisión de la información presentada por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se evidencia que las cargas de mayor magnitud se encuentran ubicadas próximas a la ubicación de la SET Mayorazgo.

Cabe resaltar que, con la Alternativa mencionada, se podrá utilizar de manera eficiente los proyectos aprobados para el AD 08. Además, al contar con un devanado en 60 kV, se podrá utilizar ese nivel de tensión en los años siguientes en caso de ser necesario.

En ese sentido, se han evaluado dos alternativas que solucionen adecuadamente la necesidad del sistema en el horizonte de estudio:

Alternativa 1:

- Para el año 2028 se considera la incorporación de un (1) TP 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA en la SET Mayorazgo con las respectivas Celdas de Transformador y Medición en 220 kV Doble Barra, Celda de Medición en 22,9 kV, Celda de Transformador en 22,9 kV y dos (2) Celdas de Alimentador en 22,9 kV.

Alternativa 2:

- Para el año 2028 se considera la incorporación de la nueva SET Ocucaje 220/22,9 kV de 40 MVA, además de un tramo de conexión mediante una LT 220 kV Deriv. Ocucaje – Ocucaje doble terna de 0,3 km. Asimismo, en la nueva SET Ocucaje se considera la inversión de dos (2) Celdas de Línea en 220 kV Simple Barra, una (1) Celda de Transformador en 220 kV, una Celda de Transformador en 22,9 kV, una Celda de Medición en 22,9 kV y dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-12
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 8

ÁREA DE DEMANDA	8							
SISTEMA ELÉCTRICO	Ica							
Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	-	-	1 399 949	177 419	1 577 367	281 150	-512 063	1 346 454
Alternativa 2	93 253	-	3 069 846	289 253	3 452 352	609 625	-576 294	3 485 684
Alternativa seleccionada: Alternativa 1								

Fuente: Formatos F-205 (Osinergmin)

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

Finalmente, del análisis de alternativas y el análisis realizado en el numeral 38 del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** resulta procedente aprobar la implementación de un transformador trifásico en 220/60/22,9 kV de 40 MVA en la SET Mayorazgo con las Celdas respectivas en los niveles de tensión 220 y 22,9 kV, con lo cual, ELECTRODUNAS podrá atender la demanda en 22,9 kV y se utilizará de manera eficiente las inversiones. Esta inversión será prevista para el año 2028, un año después de la POC prevista para la ITC “Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica”.

- b) Implementación de una LT 60 kV Totoral – Ica Norte con 19,3 km aéreo y 1 km subterráneo, por confiabilidad N-1.

Para el año 2028, ELECTRODUNAS propone la LT 60 kV El Totoral – Ica Norte con 1 km de línea subterránea (XLPE 1000 mm2) y 19,3 km de línea aérea de 400 mm2, por el criterio de confiabilidad N-1.

Al respecto, del diagnóstico, se verifica que para el año 2029, en un escenario de contingencia en la LT 60 kV Ica Parcona – Ica Norte, se produciría una

sobrecarga del 115% en la LT 60 kV Ica Parcona – Derivación Ica Norte. Aunque esta sobrecarga se encuentra dentro de los parámetros permitidos, se ha identificado que, a largo plazo, la sobrecarga podría exceder el 120% en situaciones de contingencia. Esto justifica la necesidad de un proyecto que brinde confiabilidad N-1 para el Sistema Eléctrico de Ica.

No obstante, se observa que la propuesta de ELECTRODUNAS no contempla todas las alternativas de solución existentes. Por ejemplo, la adición de la segunda terna de la LT 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren (L-6625), considerando que esta línea existente es una LT 60 kV de doble terna que actualmente se encuentra equipada solo con un circuito.

En ese sentido, se plantean dos alternativas que solucionen adecuadamente la necesidad del sistema en el horizonte de análisis:

Alternativa 1:

- Para el año 2029 se considera la implementación de la LT 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren 7,31 km aéreo más celdas de conexión.

Alternativa 2:

- Para el año 2029 ELECTRODUNAS considera la implementación de la LT 60 kV Ica Norte – El Totoral con un tramo de 19,3 km aéreo y un tramo de 1 km subterráneo más celdas de conexión.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-13
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 8

ÁREA DE DEMANDA	8							
SISTEMA ELÉCTRICO	Ica							
Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	-	61 313	-	298 670	359 984	46 911	-367 630	39 264
Alternativa 2	-	3 013 705	-	298 670	3 312 375	431 653	-250 154	3 493 873
Alternativa seleccionada: Alternativa 1								

Fuente: Formatos F-205 (Osinerghmin)

De acuerdo al análisis de alternativas se verifica que la Alternativa 1 resulta ser una mejor opción técnica y económicamente.

En ese sentido, resulta procedente aprobar la implementación de la segunda terna en la LT 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren (L-6625) de 7,31 km existente. Toda vez que, esta alternativa aprovecha de manera eficiente los activos ya existentes en el AD 08 mediante la implementación de un segundo circuito en las estructuras que ya están preparadas para una configuración de doble terna.

Cabe resaltar que, la inversión necesaria se estima basándose en el costo de una línea de transmisión doble terna de 120 mm², ajustado por un factor que toma en cuenta el uso de estructuras ya instaladas.

- c) Implementación de una celda de alimentador en 10 kV en SET Ica Norte

Para el año 2029, ELECTRODUNAS propone la implementación de una (1) Celda de Alimentador en 10 kV para SET Ica Norte.

Al respecto, se debe mencionar que, la SET Ica Norte cuenta con Celdas de Alimentadores existentes en 10 kV, por lo que, con la demanda actualizada por Osinergmin, no se requerirá una Celda de Alimentador en 10 kV adicional (conforme se corrobora en el F-2024). En ese sentido, no se encuentra justificado la instalación de la Celda de Alimentador en 10 kV.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Nazca

- a) Implementación de Nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25 MVA conectado desde la derivación de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi.

Para el año 2026, ELECTRODUNAS propone la Nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA conectada desde la derivación de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi con una LT 60 kV Copara – Derivación Copara de 13,2 km doble terna. ELECTRODUNAS señala que, la Nueva SET Copara resolverá el problema de sobrecarga de la SET Nazca y el problema de contingencia N-1 ante la salida de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca. Asimismo, agrega que con la Nueva SET Copara se resolverá la problemática de tensión y permitirá atender el crecimiento futuro de la demanda en la zona sur de la SET Nazca.

No obstante, esta alternativa no aborda completamente los problemas del sistema a largo plazo, según se indica en la propuesta final de ELECTRODUNAS, para el año 2030 será necesario un nuevo TP de 60/22,9/10 kV de 40 MVA para la SET Nazca, además de la rotación de un TP de 60/22,9/10 kV de 15 MVA a la SET Palpa. Asimismo, se debe mencionar que, aún con la SET Copara 60/22,9/10 kV de 25 MVA los problemas de caída de tensión no se mitigan en el período del PI 25-29. Por otra parte, respecto al problema de contingencia N-1 ante la salida de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca, ELECTRODUNAS se limita a proponer que, con la entrada de la SET Copara, la demanda de la SET Nazca se reduce y con ello no resulta necesaria una redundancia bajo el criterio establecido en la NORMA TARIFAS, sin embargo, este planteamiento no le aporta ninguna confiabilidad N-1 al sistema, el cual, en los próximos años finalmente requerirá dicho afianzamiento.

Por último, con la demanda actualizada por Osinergmin, se observa que, las cargas de mayor densidad se encuentran en el radio de acción de la SET Nazca, por lo que, no se justifica la implementación de una nueva subestación para la zona de Copara en el presente PI 2025-2029.

En ese sentido, se debe mencionar que, ELECTRODUNAS debe buscar la mejor solución en cuanto a distribución, tales como la implementación de Bancos Reguladores de Tensión, cambios de sección de conductor, control de tensión en el lado de 22,9 kV de SET Nazca a través de los Taps del transformador, implementación de un nuevo alimentador, u otras alternativas que considere técnicamente adecuadas.

Asimismo, considerando que la solución debe evaluarse en distribución y según lo observado en el formato F-204, se considera pertinente aprobar una Celda de Alimentador en 22,9 kV en SET Nazca para el año 2025, con lo cual,

la empresa podrá repartir la carga entre los dos alimentadores que se dirigen al sur de la SET Nazca.

Debido a la situación descrita en los párrafos anteriores y lo mencionado en el numeral 41 del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, no se acepta la propuesta de ELECTRODUNAS sobre la implementación de una Nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA en consecuencia tampoco se acepta la implementación de una LT 60 kV Copara – Derivación Copara de 13,2 km doble terna en el PI 2025-2029.

No obstante, con la finalidad de atender la problemática descrita por la solicitante, Osinergmin ha evaluado una alternativa de solución a largo plazo que intervenga de manera integral a los Sistemas Eléctricos de Nazca y Coracora.

En ese sentido, Osinergmin evalúa la siguiente alternativa:

Alternativa Osinergmin:

- Debido al incremento de demanda en la zona de Nazca, se requiere brindar de confiabilidad N-1 al Sistema Nazca y Coracora, en ese sentido, se considera pertinente aprobar una LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 240 mm² de 18,61 km adicional a la aprobada (LT 60 kV Cahuachi – Nazca 24,1 km) en el proceso de Modificación del PI 2021-2025 para el año 2027. Asimismo, debido a la inclusión de un segundo circuito en 240 mm², corresponde dar de Baja a la LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 120 mm² para el año 2027.

Por otro lado, del análisis se verifica que la LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 120 mm² no se requiere en el período del PI 2025-2029, por lo que, se considera pertinente dar de Baja la LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 120 mm² para el año 2025, asimismo, de la información reportada por la División de Supervisión Eléctrica de Osinergmin, se observa que, el proyecto, de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi 250 metros y la Celda de Línea en 60 kV en SET Cahuachi aprobados en el proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 no se encuentran como “Obras en curso”, por lo cual, resulta pertinente retirarlos del Plan de Inversiones 2021-2025.

- Asimismo, para el año 2025, de manera complementaria se implementará un Banco de Capacitores de 4,5 MVar conectado a la SET Nazca 23 kV y un Banco de Capacitores de 2 MVar conectado a la SET Nazca 10 kV, con la finalidad de proporcionar potencia reactiva y solucionar el problema de caída de tensión en el Sistema Eléctrico Nazca y Coracora en el corto y mediano plazo.

Por otro lado, del diagnóstico se verifica que, tanto la SET Nazca como la SET Palpa presentarán sobrecargas, por lo que, para resolver la sobrecarga de la SET Nazca, se considera pertinente aprobar un TP 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA para el año 2025, y rotar el TP 60/22,9/10 kV de 15 MVA saliente de SET Nazca a SET Palpa para el año 2026.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala

- a) Implementación de Nueva SET Jaqui 60/22,9 kV de 9 MVA (rotado de SET Chala) y LT 60 kV Derivación Jaqui – Jaqui de 8,4 km.

SEAL propone la nueva SET Jaqui 60/22,9 kV de 9 MVA conectada desde la derivación de la LT 60 kV Bella Unión – Chala con una LT 60 kV Derivación Jaqui – Jaqui de 8,4 km simple terna. SEAL señala que, la Nueva SET Jaqui resolverá los problemas de tensión presentados en el alimentador Platinos de la SET Bella Unión.

Al respecto, cabe señalar que, SEAL presenta la tensión existente en el alimentador Platinos, sin embargo, no demuestra haber evaluado otras alternativas de solución previas a proponer una nueva instalación de transmisión, como, por ejemplo, la implementación de un nuevo alimentador, implementación de reguladores de tensión, entre otros.

Por otro lado, de la revisión de la causal por la que SEAL solicita la nueva SET Jaqui, se verifica que es por demanda, debido al incremento de un cliente libre (incorporado) en la zona, es decir que, la necesidad de la nueva SET Jaqui es por el incremento de un cliente libre exclusivo. En ese sentido, de requerir los clientes libres una nueva SET, deberá ser implementada por dichos clientes.

Por lo mencionado y lo descrito en el numeral 39 del Anexo A, no resulta procedente aprobar la Nueva SET Jaqui.

- b) Implementación de Nueva SET Chaparra 60/22,9 kV de 25 MVA y LT 60 kV Chala - Chaparra.

SEAL propone la nueva SET Chaparra 60/22,9 kV de 25 MVA conectada desde la SET Chala con una LT 60 kV Chala – Chaparra de 50,06 km. SEAL señala que, la Nueva SET Chaparra resolverá los problemas de caída de tensión, asimismo, con este proyecto, SEAL propone mejorar la tensión en la SET Coracora, al tomar carga que actualmente se atiende desde dicha SET.

Al respecto, se debe señalar que, en el largo plazo se prevé que la SET Chaparra se conecte a la SET Coracora mediante una LT 60 kV Chaparra – Coracora para mejorar el nivel de tensión. Sin embargo, debido a las extensas distancias, la Alternativa en 60 kV presentará problemas de subtensión en el largo plazo, por lo que, se plantean dos alternativas que solucionen adecuadamente la necesidad del sistema en el horizonte de análisis.

Alternativa 1:

- Para el año 2029 se considera la inversión de la SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40 MVA, además de una LT 138 kV Pampa – Chaparra de 46 km, de doble terna con un solo circuito implementado. Asimismo, se debe resaltar que en la nueva SET Chaparra se considera la inversión de un TP 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, una celda de transformador en 138 kV, una celda de línea en 138 kV, una celda de transformador en 22,9 kV, una celda de medición en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV.

Alternativa 2:

- Para el año 2029 se considera la inversión de la SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40 MVA, además de una LT 138 kV San Isidro – Chaparra de 123 km, de doble terna con un solo circuito implementado. Asimismo, se debe resaltar que en la nueva SET Chaparra se considera la inversión de un TP 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, una celda de transformador en 138 kV, una celda de línea en 138 kV, una celda de transformador en 22,9 kV, una celda de medición en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los siguientes resultados mostrados en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-14
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 8

ÁREA DE DEMANDA		8						
SISTEMA ELÉCTRICO		Bella Unión – Chala						
Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	4 938 933	-	2 178 101	284 029	7 401 064	1 177 357	-4 629 314	3 949 106
Alternativa 2	13 206 278	-	2 178 101	284 029	15 668 409	2 471 712	-4 263 256	13 876 864
Alternativa seleccionada:		Alternativa 1						

Fuente: Formatos F-205 (Osinergmin)

Al respecto, se puede notar que la Alternativa 1 es la alternativa de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años. Dicha alternativa, corresponde a implementar una nueva SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, con una LT 138 kV desde la SET La Pampa.

En ese sentido, se verifica la necesidad de la SET Chaparra, la cual, permitirá descargar a la SET Coracora con alimentadores en 22,9 kV desde la SET Chaparra, permitiendo así mejorar el nivel de tensión en la SET Coracora, adicionalmente, permitirá atender tanto la demanda regulada como libre presente en la zona. Y en el largo plazo, permitirá la conexión en 60 kV con la SET Coracora.

En ese sentido, se verifica la necesidad de la SET Chaparra, la cual, permitirá atender la demanda del distrito de Chaparra, así como también descargar la SET Coracora al tomar cargas que son atendidas actualmente desde dicha SET.

Por lo mencionado previamente, se considera pertinente aprobar la SET Chaparra 138/60/22,9 kV – 40 MVA con una LT 138 kV La Pampa – Chaparra de 46,6 km para el año 2029.

6.2.3.6 Sistema Eléctrico Coracora

- a) Implementación de SET Nueva Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA con LT 138 kV Pampa – Nueva Relave y LT 60 kV Relave – Coracora.

ADINELSA propone la nueva SET Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA conectada desde la SET Pampa con una LT 138 kV Pampa – Nueva Relave y una LT 60 kV Nueva Relave – Coracora. ADINELSA señala que en la zona de Relave existe una demanda potencial no atendida principalmente minera, y que

por problemas de caída de tensión y redes MT muy extensas no pueden ser atendidas desde la SET Coracora.

Respecto a esta solicitud se debe señalar que, la proyección de demanda determinada por Osinergmin para la zona de Relave no justifica la implementación de una nueva SET, dado que, conforme se detalla en los formatos F-100 que sustentan el presente informe, ADINELSA no remite documentación de sustento para nuevas cargas en la zona.

Por otro lado, respecto a las cargas aprobadas en el proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, resulta conveniente que puedan ser atendidas desde la nueva SET Chaparra la cual se considera pertinente aprobar en el presente PI 25-29 y la SET Coracora existente.

Por lo mencionado y lo descrito en el numeral 26 del Anexo A, no resulta procedente aprobar la SET Nueva Relave.

b) Renovación de Elementos en SET Coracora

ADINELSA propone la renovación de la Celda de Línea 60 kV, Celda de Transformador 60 kV y 22,9 kV y Costos Incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones para la SET Coracora. ADINELSA señala que, con el enlace de la LT 60 kV Nueva Relave – Coracora, la SET Coracora ya no será una SET que se encuentre en cola, por lo que, se requiere mejorar la confiabilidad y operatividad.

Respecto a esta solicitud se debe señalar que, la Celda de Línea 60 kV y Celdas de Transformador en 60 y 22,9 kV no corresponde su aprobación, debido a que ADINELSA no ha presentado el sustento necesario que demuestre la obsolescencia y la inoperatividad de las mismas, limitándose a señalar que SET Coracora no estará en cola y se requiere mejorar la confiabilidad.

Asimismo, se debe mencionar que, en el período del PI 25-29 la conexión de la SET Coracora se mantendrá mediante la LT 60 kV Puquio – Coracora.

Por otro lado, respecto a los costos incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones para la SET Coracora, no corresponde aprobar, debido a que ADINELSA no ha presentado el sustento necesario que demuestre la necesidad de la implementación de incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones, asimismo, de acuerdo con el Artículo N° 16 de la NORMA TARIFAS, los costos de inversión incremental de Centro de Control y Telecomunicaciones no aplica para SETs existentes.

6.2.3.7 Sistema Eléctrico Villacurí

a) Implementación de Nueva SET Huerto 60/22,9 kV de 20 MVA (Transformador rotado de SET Huarango) y LT 60 kV El Ángel – Huerto.

CVC ENERGÍA propone la Nueva SET Huerto 60/22,9 kV de 20 MVA (TP rotado) con Celdas MT, así como también la LT 60 kV El Ángel – Huerto de 20 km. CVC ENERGÍA señala que, existe una problemática en el alimentador 23 kV T1-7 de la SET Coelvisac I, asimismo, agrega que, en el recorrido de dicho alimentador existe potencial demanda no atendida por dicha limitación técnica.

Respecto a esta solicitud, se debe señalar que, CVC ENERGÍA presenta el registro de la calidad del producto evidenciando los perfiles de tensión del alimentador T1-7, donde se evidencian 2 976 mediciones, de las cuales, solo el 0,1% se encuentra fuera de los estándares mínimos establecidos en la NTCSE.

Asimismo, se verifica que, con la demanda actualizada por Osinergmin, no se justifica la implementación de una nueva subestación para la zona de Huerto. En ese sentido, se debe mencionar que, en caso se presenten caídas de tensión en el alimentador T1-7, CVC ENERGÍA debe buscar la mejor solución en cuanto a distribución, tales como la implementación de Bancos Reguladores de Tensión, cambios de sección de conductor, control de tensión en el lado de 22,9 kV de SET Coelvisac I a través de los Taps del transformador, u otras alternativas que considere técnicamente adecuadas.

Por lo mencionado previamente y lo evaluado en el numeral 28 del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, no resulta procedente aprobar la SET Huerto.

b) Implementación de una (01) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango.

CVC ENERGÍA propone la implementación de una (01) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango por las sobrecargas presentadas debido al incremento de demanda en el año 2026 además de los problemas de tensión en la barra de 60 kV de la SET Huarango.

Por lo expuesto anteriormente y según lo obtenido en el análisis realizado del diagnóstico, resulta necesario implementar una nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango de 240 mm² de 15,5 km para el año 2025, dicha línea será de doble terna. Asimismo, se considera pertinente dar de Baja a la LT 60 kV existente Coelvisac I – Huarango de 120 mm² en el año 2025.

c) Banco de condensadores de 4x3 MVAR en 22,9 kV en SET Huarango.

CVC ENERGÍA propone la implementación de un banco de condensadores de 4x3 MVAR en 22,9 kV para la SET Huarango, debido a que, la tensión en la barra 60 kV se encuentra debajo de 0,95 pu.

Del análisis realizado mediante flujo de potencia, se evidencia que, resulta necesario implementar un equipo de compensación reactiva en el Sistema Eléctrico Villacurí, Osinergmin ha evaluado la alternativa de colocar un Banco de Capacitores 2x3 MVAR en el lado de 22,9 kV en la SET Huarango a fin de mejorar el perfil de tensión.

Por lo expuesto, se aprueba un Banco de Condensadores en SET Huarango para el año 2026, en el PI 2025-2029. Asimismo, se aprueba la celda de compensación correspondiente.

d) Celdas de Alimentador en 22,9 kV

CVC ENERGÍA propone la implementación de 3 Celdas de Alimentador en 22,9 kV para la SET Huarango (1 Celda para el 2025, 1 Celda para el 2026 y una Celda para el 2027) y 1 Celda de Alimentador en 22,9 kV para la SET Lomas a implementarse el año 2029.

Al respecto, para la SET Huarango, se visualiza que según el formato F-204 se requiere un total de tres (03) Celdas de Alimentador en 22,9 kV una (01) para el año 2024, otra (01) para el año 2026 y una adicional (01) para el año 2027, sin embargo, se debe mencionar que desde la SET Huarango se atenderá al cliente libre incorporado "Tengda Cerámica Perú S.A.C.", el cual tiene una máxima demanda de 13,5 MW. Este cliente requiere dos (02) Celdas de Alimentador en 22,9 kV de atención exclusiva, las cuales, deben ser implementados por dicho usuario.

Por consiguiente, se establece que solo es pertinente aprobar una (01) Celda de Alimentador en 22,9 kV para el año 2028 para la SET Huarango.

Por otro lado, respecto a la SET Lomas, se debe mencionar que cuenta con 3 Celdas de Alimentador existentes en 22,9 kV, asimismo, no se encuentra justificado la instalación de la Celda de Alimentador en 22,9 kV (conforme se corrobora en el F-204).

e) Centro de Control y Sistema de Telecomunicaciones

CVC ENERGÍA propone la implementación de un centro de control con su correspondiente sistema de telecomunicaciones para sus instalaciones.

Respecto a esta solicitud se debe señalar que no corresponde su aprobación, debido a que CVC ENERGÍA no ha presentado el sustento necesario que demuestre la necesidad de la implementación de instalaciones adicionales para remitir sus señales al COES, ya que no ha evidenciado de manera documentada el incumplimiento del envío de señales al COES, CVC ENERGÍA no ha enviado la estructura de su arquitectura de comunicación, ni la jerarquía de niveles de comunicación con los que cuenta implementado a la fecha tampoco evidencia como se realiza el envío de sus señales.

De igual forma, CVC ENERGÍA se limita a señalar que actualmente la transferencia de información al COES es a través del sistema de comunicaciones de la SET Tacama o SET Independencia (instalaciones que no son de propiedad de CVC ENERGÍA) sin sustentar de manera documentada lo indicado.

Por lo mencionado en los párrafos precedentes y lo evaluado en los numerales 32 y 33 del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del presente informe, no se aprueba la solicitud de la implementación de un Centro de Control con su sistema de Telecomunicaciones.

Asimismo, respecto a los costos incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones que CVC Energía considera para sus instalaciones existentes, no corresponde aprobar, debido a que, de acuerdo con el Artículo N° 16 de la NORMA TARIFAS, los costos de inversión incremental de Centro de Control y Telecomunicaciones no aplica para SETs existentes.

6.2.3.8 Transformadores de Reserva

a) Implementación de tres (3) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA para los Sistemas Eléctricos de Chíncha, Pisco y Nazca.

ELECTRODUNAS, a fin de brindar confiabilidad al parque de transformadores del Área de Demanda 8, propone incluir en el PI 25-29 la implementación de

tres (3) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA a ubicarse en las subestaciones de Chincha Nueva, El Ángel y Copara.

b) Implementación de un (1) transformador de reserva en 60/23 kV de 25 MVA para las subestaciones Chala, Bella Unión, Jaqui y Chaparra.

SEAL, a fin de brindar confiabilidad a sus equipos de transformación que forman parte del Área de Demanda 8, propone incluir en el PI 25-29 la implementación de un (1) transformador de reserva compartida en 60/23 kV de 25 MVA para las SET's Chala, Bella Unión, Jaqui y Chaparra.

Al respecto, no corresponde aprobar la implementación de tres (3) transformadores de reserva de 25 MVA para ELECTRODUNAS y un (1) transformador de reserva de 25 MVA para SEAL, debido a que, de la evaluación efectuada con el Modelo de Transformadores de Reserva, se requiere para brindar confiabilidad al Área de Demanda 8, contar con un total de dos (2) transformadores de reserva en 60/23/10 kV de 40 MVA.

Por lo expuesto, se aprueba un transformador de reserva adicional en 60/23/10 kV de 40 MVA a ubicarse en la SET Nazca. Toda vez que ya existe una reserva de las mismas características en la SET Ica Norte.

Asimismo, es preciso indicar que la evaluación de las solicitudes de transformadores de reserva para el AD 8, son desarrolladas en el Anexo C del presente informe.

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

Cabe mencionar que, en la fecha de puesta en operación comercial de las instalaciones en transmisión, en cuanto a las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante "POC"), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.
- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** En caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de

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

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

En el caso del Área de Demanda 8, se han programado las Bajas para el período 2025-2029 de acuerdo a lo consignado en el Cuadro 6-15.

Cuadro N° 6-15
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 8

Programación de Bajas AD08				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 7 MVA (*)	SET Nazca
2	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (*)	SET Pueblo Nuevo
3	CVC ENERGÍA	2025	LT 60 kV Coelvisac I – Huarango de 12 km	Línea
4	ELECTRODUNAS	2025	LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 35,17 km	Línea
5	ELECTRODUNAS	2027	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (**)	SET Santa Margarita
6	ELECTRODUNAS	2027	LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 18,61 km	Línea

(*) Ambos TP's actualmente se encuentran ubicados en SET El Carmen

(**) Este TP actualmente se encuentra ubicado en SET Pisco

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 8, que requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6-16.

Cuadro N° 6-16
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 8
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 08	24 225 065	111,2	200	39
ELECTRODUNAS	11 791 578	49,12	160	24
AT				
Celda	469 967			2
Línea	2 864 570	25,92		2
TP	2 952 068		120	3
MAT				
Celda	1 894 469			4
Línea	1 381 700	23,20		2
TP	1 395 175		40	1
MT				
Celda	576 536			8
Banco	257 089			2
SEAL	10 099 258	46,6	40	9
MAT				
Celda	1 466 433			3
Línea	6 213 475	46,6		1
TP	1 969 369		40	1
MT				
Celda	449 979			4
CVC ENERGÍA	2 334 228	15,5		6
AT				
Celda	434 727			2
Línea	1 542 276	15,5		1
MT				
Celda	139 814			2
Banco	217 410			1

En el cuadro anterior, se incluyen 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

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

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

De la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 8, se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que los Elementos retirados de dicho Plan son:

Cuadro N° 6-17
Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Titular	Nombre Elemento	Instalación	Código Modular Estándar	Año
ELECTRODUNAS	Línea Transmisión SET Marcona - SET Cahuachi (aéreo)	Línea	LT-060COR0PMS0C1120A	2024
ELECTRODUNAS	Celda de Línea 60 kV a SET Marcona	SET MAT/AT Cahuachi	CE-060COC1EDBLI	2024

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”.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 8 es de 2,7%, menor que el presentado por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL (3,0%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 8, en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 24 225 065 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 10% a CVC ENERGÍA, 48% a ELECTRODUNAS y 42% a SEAL
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 8, se han previsto Bajas en el período 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 8, correspondiente al período mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que en las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptados, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

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

/rho

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	Metodología y determinación de transformadores de reserva.
Anexo D	Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR.
Anexo E	Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin.
Anexo F	Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin.
Anexo G	Cuadros Comparativos.

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

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de ELECTRODUNAS

OBSERVACIONES GENERALES

1. ELECTRODUNAS no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 "Contenido del Estudio del Plan de Inversiones" de la NORMA TARIFAS

Respuesta

La propuesta inicial presentada consta de los siguientes volúmenes:

- Volumen 1: Resumen Ejecutivo.
- Volumen 2: Información de los sistemas eléctricos de transmisión existentes.
- Volumen 3: Proyección de la demanda.
- Volumen 4: Análisis técnico y económico de alternativas de expansión y determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER).
- Volumen 5: Propuesta del Plan de Inversiones 2025-2029.
- Volumen 6: Información general del Plan de Inversiones "formularios".

Cada Volumen se desarrolló conforme lo establecido en los numerales 5.7.1 al 5.7.6 de la NORMA TARIFAS. En el estudio actualizado que incluye el levantamiento de las observaciones formuladas a la propuesta inicial (en adelante, Propuesta Actualizada), se ha mantenido la misma estructura.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que, ELECTRODUNAS ha levantado la observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

2. El ESTUDIO no contiene los formatos de información general (F-000) y contiene formatos incompletos que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos para el sistema eléctrico a remunerar (F-200) presentan información incompleta. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la carpeta "06 FORMATOS" de la Propuesta Actualizada se está incluyendo el archivo "F-000-AD08.xlsx"; asimismo, en el archivo "F-200-AD08.xlsx" se ha completado los formatos F-200.

Análisis de Osinerghmin

La PROPUESTA FINAL, continúa presentando inconsistencias respecto a los formatos de sustento establecidos en la NORMA TARIFAS, por ejemplo, el formato F-002 no contiene las fechas de puesta en servicio para las líneas de transmisión. Asimismo, respecto al formato F-200, ELECTRODUNAS sigue presentando información incompleta/inconsistente, por ejemplo, para la SET Pisco, se aprobó la rotación del TP 60/10 kV de 18,75 MVA de la SET Señor de Luren, sin embargo, ELECTRODUNAS no está considerando esta rotación en sus formatos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

3. ELECTRODUNAS no realiza una evaluación integral del AD8, presenta el análisis para sus sistemas eléctricos asociados a sus instalaciones, por lo que deberá realizar el análisis completo según lo indicado en la NORMA TARIFAS.

[Respuesta](#)

Sobre la base de la información de demanda presentada por los Titulares del Área de Demanda 8, en la Propuesta Actualizada se analizaron los sistemas eléctricos aprobados mediante Resolución OSINERGHMIN N° 081-2021-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL ha realizado una evaluación integral del AD 08.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

4. De la revisión de la información presentada por ELECTRODUNAS se observa que no ha cumplido con presentar todos los documentos que sustenten los valores presentados en los formularios; así como tampoco ha adjuntado la relación de todos los documentos de sustento, con la descripción de su contenido y aplicación. Al respecto, ELECTRODUNAS deberá presentar los documentos de sustento, así como la relación de los mismos, con la finalidad de dar cumplimiento a lo estipulado en el numeral 5.3 del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.

[Respuesta](#)

En el archivo "documentos de sustento.xlsx" se muestra el listado de archivos que sustentan la Propuesta Actualizada.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTRODUNAS ha actualizado la información en su PROPUESTA FINAL, sin embargo, se verifica que, no ha presentado la totalidad de documentos que sustenten los valores presentados en su ESTUDIO, por ejemplo, para su evaluación respecto a las caídas de tensión no ha presentado los cálculos y los archivos fuente de donde obtiene los resultados de caída de tensión y pérdidas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

5. Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DIgSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por ELECTRODUNAS. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos coincidan en todos los documentos que forman parte del ESTUDIO.

Respuesta

Se realizaron las correcciones en el archivo de modelación eléctrica y validó la consistencia con los informes respectivos.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS ha actualizado su archivo pfd, sin embargo, se siguen presentando inconsistencias. Por ejemplo, en la SET Señor de Luren, se modela 2 TPs, cuando solo hay un TP en dicha SET.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

6. De acuerdo a lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no ha realizado el análisis para todo el horizonte de estudio. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS desarrolle y presente los archivos de flujo para los años descritos.

Respuesta

En la propuesta inicial se ha modelado todos los años del período 2022 al 2034. No se modela el año 30 (2054) debido a que la Base de Datos Digsilent elaborado por el COES no incluye dicho año.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, si bien ELECTRODUNAS presenta los archivos de flujo para el período del 2022 al 2034, no ha presentado los archivos de flujo para los años 15 y 30. Asimismo, Respecto a lo indicado por ELECTRODUNAS que no se puede realizar el modelamiento hasta el año 2054, se debe indicar que, este modelamiento debe hacerse con la demanda proyectada al 2054 y con los proyectos aprobados hasta la fecha que garanticen el correcto funcionamiento del sistema para el año 30.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

7. En el ESTUDIO presentado por ELECTRODUNAS se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Ica, y Nazca; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georeferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Cabe mencionar que al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS por lo que, se requiere, que

ELECTRODUNAS presente sus mapas de densidad de carga al año 30, características del terreno, entre otros.

Respuesta

Sobre la base de la ubicación georreferenciada de las cargas, en la carpeta "NUEVAS SETs" se sustenta la ubicación teórica de las nuevas subestaciones propuestas en el PIT 2025-2029.

Respecto a la ubicación de los terrenos, en la carpeta "TERRENOS" se adjunta información relacionada a alternativas identificadas para las subestaciones Ocucaje y Copara. Es importante precisar que ELECTRODUNAS está iniciando el proceso de tasación de las alternativas que se seleccionarán, asimismo, el inicio de la negociación y adquisición se realizarán luego de culminar el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELECTRODUNAS ha presentado la información acerca de la ubicación óptima teórica de las SETs propuestas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

8. Los formatos de demanda están incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que no se han llenado según lo establecido por la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Los formatos de demanda presentados en la propuesta inicial están completos, excepto el formato F-123 "Mapas de Densidad de Carga", que fueron remitidos en formato pdf y archivos de cálculo de sustento. Respecto al formato F-124 "Datos de Generación", no corresponde debido a que no se cuenta con centrales eléctricas conectadas al sistema de transmisión.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado los formatos completos de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

9. Los registros de ventas de energía presentados por ELECTRODUNAS para el año 2022 no provienen de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no estarían debidamente sustentadas, por tanto, se requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

Respuesta

Según lo establecido en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución N° 081-2021-

OS/CD que aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027, se actualizó la demanda correspondiente considerando la última publicación del SICOM 2022.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se verifica que se ha corregido el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 8 del año 2022.

Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras. Por lo que, dichas agrupaciones tienen un fin diferente a los sistemas eléctricos de análisis para los Planes de Inversión. ELECTRODUNAS debe tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

10. ELECTRODUNAS 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 y modificatorias.

Respuesta

En atención a las observaciones formuladas al estudio de demanda, se actualizaron los modelos tendenciales y econométricos, las proyecciones y formatos de demanda conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se observa que no hay coherencia entre los valores históricos del periodo 1996-2021 del PBI del Área de Demanda 8 que se consignan en el formato F-104 y los que se consignan en el archivo E-Views. Así tampoco, el valor del PBI del Área de Demanda 8 para el 2022 no es el correcto.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

11. En los formatos F-100 se ha evidenciado el uso de factores de expansión de pérdidas que no están aprobados ni vigentes a la fecha. Se requiere que ELECTRODUNAS verifique y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

En atención a lo indicado, se ha procedido a actualizar los factores de expansión de pérdidas publicados mediante Resolución OSINERGHMIN N° 224-2022-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las Resoluciones N° 224-2022-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 210-2018-OS/CD. Al respecto, para las empresas ELECTRODUNAS y CVC ENERGÍA se debe usar los factores de la Resolución N° 224-2022-OS/CD. Asimismo, para las empresas SEAL y ADINELSA, se requiere que se use los factores publicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

12. Se observa clientes libres existentes cuya barra asignada en el formato F-113 no coincide con la del Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Por lo que se requiere a ELECTRODUNAS verificar lo observado, además sustentar y/o corregir la información donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a validar la asignación de barra respectiva de los clientes libres listados en el formato F-113, tomando en cuenta el punto de suministro de cada uno de estos usuarios.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se ha verificado el estado de las asignaciones de barra que se detallan en el análisis de la observación 24).

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

13. Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, ELECTRODUNAS debe presentar el total de documentos que sustente 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.

Respuesta

En la carpeta "07 FACTIBILIDADES" se está adjuntando los sustentos respectivos.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha adjuntado mayor documentación que la presentada en su PROPUESTA INICIAL. Al respecto, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación por parte de Osinerghmin de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas no consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factib. ELDU" del archivo del Formato "F-100" correspondiente al Área de Demanda 8.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA****14. Fuente de Información Base**

ELECTRODUNAS debe actualizar la información base correspondiente al Año Representativo 2022 empleada en la proyección de demanda, considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx" que se encuentra disponible en el siguiente enlace:

https://www2.osinerghmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información comercial proveniente de la última base de datos del SICOM publicada en la web de OSINERGHMIN.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS ha actualizado la información considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx".

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

15. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD8 de 2022 consignado en el F-104 es un valor proyectado; siendo el caso que el año 2022 es el Año representativo por lo que le corresponde ser un valor histórico, como se puede observar en el workfile "ad 08_pi 2025-2029.wf1" (archivo E-Views) presentado por ELECTRODUNAS, donde los valores históricos son hasta 2021. Ver Figura siguiente.

The screenshot shows the EViews software interface. A list of series is visible on the left, including 'ene08econ1' through 'ene08econ7'. A data table is displayed in the center, showing values for various years. The row for the year 2022 is highlighted with a red box, indicating a value of NA.

Year	Value
2011	13146.65
2012	13368.54
2013	14653.52
2014	15051.84
2015	15542.15
2016	15841.02
2017	16770.03
2018	17555.73
2019	18112.18
2020	15808.64
2021	19405.86
2022	NA
2023	NA
2024	NA
2025	NA
2026	NA
2027	NA
2028	NA
2029	NA
2030	NA
2031	NA
2032	NA

En relación al valor de la variable “PBI nacional” de 2022, se observa que el valor consignado en el archivo “PBI-2022-2054.xlsx” no corresponde a un valor histórico sino a un valor proyectado a partir de una tasa de 2,6%, la cual no se encuentra debidamente sustentada, por no adjuntar la fuente de información.

ELECTRODUNAS 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 y nacional correspondiente al año 2022. Ver <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 ELECTRODUNAS debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Luego ELECTRODUNAS debe analizar si dicha variable explicara 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, en primer lugar, se calculó el valor histórico de dicha variable mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda 8:

PBI Departamental	PBI (Millones de Soles)	MWh	%
Arequipa	31,478	24,153	3.4%
Ayacucho	5,993	21,592	3.0%
Ica	20,590	671,103	93.6%
PBI Regional	20,517	716,849	

Posteriormente, para estimar su crecimiento, se elaboró 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(PBI08)
Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)
Date: 10/19/23 Time: 09:55
Sample (adjusted): 1997 2022
Included observations: 26 after adjustments
Convergence achieved after 6 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.027556	0.539676	-14.87476	0.0000
LOG(PBI08)	1.351546	0.042022	32.16314	0.0000
AR(1)	0.605787	0.178575	3.392330	0.0025

R-squared0.996867Mean dependent var9.240356
Adjusted R-squared0.996595S.D. dependent var0.470193
S.E. of regression0.027439Akaike info criterion-4.245550
Sum squared resid0.017316Schwarz criterion-4.100385
Log likelihood58.19214Hannan-Quinn criter.-4.203747
F-statistic3659.057Durbin-Watson stat1.876420
Prob(F-statistic)0.000000

PRUEBAS DE VALIDACIÓN DEL MODELO PBI REGIONAL

a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/19/23 Time: 09:56
Sample (adjusted): 1997 2022
Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
		1	0.031	0.031	0.0289
		2	0.010	0.009	0.0321 0.858
		3	0.027	0.026	0.0548 0.973
		4	0.007	0.006	0.0567 0.996
		5	-0.153	-0.154	0.8652 0.930
		6	-0.087	-0.080	1.1393 0.951
		7	-0.376	-0.381	6.5635 0.363
		8	-0.137	-0.149	7.3248 0.396
		9	0.053	0.049	7.4452 0.489
		10	-0.208	-0.263	9.4199 0.399
		11	-0.080	-0.139	9.7318 0.464
		12	0.190	0.054	11.610 0.394

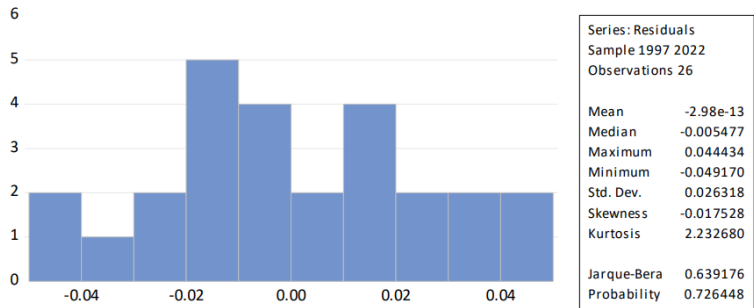
*Probabilities may not be valid for this equation specification.

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	0.059774	Prob. F(1,22)	0.8091
Obs*R-squared	0.070451	Prob. Chi-Square(1)	0.7907

c) Prueba de normalidad de los residuos



d) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White
Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	1.218142	Prob. F(5,20)	0.3369
Obs*R-squared	6.069536	Prob. Chi-Square(5)	0.2995
Scaled explained SS	2.927420	Prob. Chi-Square(5)	0.7112

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS, se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 8 se observa incoherencia entre los valores consignados en los archivos de sustento. Por ejemplo, en el archivo “PBI-2022-2054 -AD08.xlsx” se obtiene un valor de PBI del Área de Demanda 8 del año 2022 de 20 517,03; mientras que, en el formato F-104 se consigna un valor de 38 045,30. Por lo anterior, no habría coherencia de información entre los archivos indicados.
- Sin perjuicio de lo anterior, es importante señalar que la observación era para corregir el valor histórico correspondiente al año 2022, puesto que el resto de los valores históricos del PBI del Área de Demanda 8 eran correctos en el F-104 y demás archivos de su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, ELECTRODUNAS ha presentado en el formato F-104 y en el workfile “ad 08_pi 2025-2029.wf1”de su PROPUESTA FINAL valores del periodo 1996-2021 que no coinciden con los valores históricos aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

16. Variable Población

El valor de la variable Población del AD8 de 2022 consignado en el F-104 no se encuentra debidamente sustentado, ya que ELECTRODUNAS no ha presentado la

fuentes de información de donde obtuvieron 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 ELECTRODUNAS planteó diferentes modelos tendenciales (lineal, polinómico, potencial, cuadrático, exponencial) para proyectar la población del AD8 sobre la serie 1996-2021 obtenida del INEI. Al respecto, ELECTRODUNAS debe emplear los criterios y la metodología establecida en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Al respecto, ELECTRODUNAS 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 AD8 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.

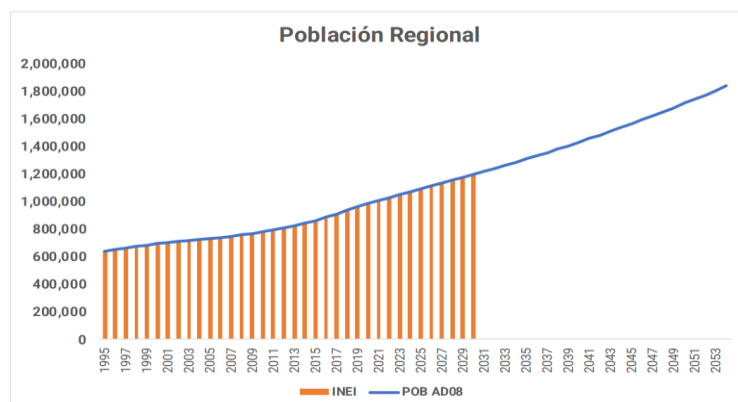
Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD8.

Cabe señalar que ELECTRODUNAS 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 OSINERGMIN, se estimó el crecimiento del PBI Regional:



Análisis de Osinergrmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRODUNAS, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable población del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

17. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD8 de 2022 consignado en el F-104 no corresponde al valor que se obtiene del cálculo empleando los valores presentados por ELECTRODUNAS: facturación de la energía en miles soles, ventas de energía en MWh e Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los departamentos que conforman el AD8.

Asimismo, en el formato F-104, los valores departamentales del IPC del año 2022 (columna M empleados en el cálculo de la Tarifa Real) no son congruentes con los valores del IPC departamental del INEI. Asimismo, de la figura siguiente, se advierte que en la nota del cuadro se hace referencia a un archivo que no ha sido presentado (“Archivo IPC”) en el sustento documentario.

H	I	J	K	L	M	N	O	P
F-104								
OTRAS ⁽¹⁾								
anifa Real Sl. de 2009	TASA DE CRECIM. (%)							
35.49								
30.71	-13.46%							
32.95	7.29%							
36.21	9.90%							
35.52	-1.91%							
33.16	-6.64%							
32.13	-3.13%							
30.05	-6.46%							
30.62	1.91%							
29.67	-3.12%							
27.89	-6.01%							
25.42	-8.85%							
26.94	5.99%							
26.26	-2.52%							
25.76	-1.90%							
26.23	1.82%							
26.55	1.22%							
29.64	11.63%							
31.99	7.93%							
33.33	4.21%							
31.87	-4.40%							
33.89	6.36%							
34.28	1.14%							
35.95	4.87%							

Departamento	Ventas MWh	Factor de Participación
Arequipa	24.153	3.37%
Ayacucho	21.592	3.01%
Ica	671.103	93.62%
TOTAL	716.849	100.00%

(1) Fuentes: SICOM Osinergmin 2022 (P)

	En base 2009	En base 2021	
IPC	2021	2022	2022
Arequipa	154.21	168.81	109.47
Ayacucho	149.55	163.95	109.63
Ica	165.96	183.73	110.71
AD08	165.03	182.84	110.64

(1) Fuente: INEI (Ver archivo IPC)

<https://systems.inei.gob.pe/inei/cuadros/indicadores/>

Facturación	2022
Soles	475.267

(1) Fuentes: SICOM Osinergmin 2022 (P)

Por tanto, ELDU debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo de la Tarifa Real de 2022

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	Arequipa	Ayacucho	Ica
Ene-21	145.05	140.37	156.13
Feb-21	145.68	139.43	156.06
Mar-21	146.59	139.19	157.78
Abr-21	147.05	140.83	158.52
May-21	147.09	142.27	158.12
Jun-21	148.21	143.02	158.94
Jul-21	149.58	144.89	160.92
Ago-21	150.62	146.11	161.72
Set-21	151.32	146.95	163.2
Oct-21	152.12	148.6	163.3
Nov-21	153	148.83	164.46
Dic-21	154.21	149.55	165.96
Ene-22	100.36	100.01	100.4
Feb-22	100.7	100.05	101.08
Mar-22	102.02	101.89	101.76
Abr-22	103.13	103.91	103.97
May-22	104.2	104.23	104.38
Jun-22	105.28	105.28	105.03
Jul-22	106.59	106.58	106.57
Ago-22	107.27	106.76	107.48
Set-22	107.45	107.58	108.4
Oct-22	108.48	108.44	108.72
Nov-22	108.78	109.01	109.65
Dic-22	109.47	109.63	110.71

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:

IPC	En base 2009	En base 2021	
	2021 (promedio anual)	2022	2022 (promedio anual)
Arequipa	149.21	157.13	105.31
Ayacucho	144.17	151.78	105.28
Ica	160.43	169.54	105.68
AD08	165.03	168.58	105.65

Análisis de Osinerghmin

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

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

18. Ventas de Energía

Si bien el valor de las ventas de energía para usuarios regulados del AD8 del año 2022 coincide con el que reporta el SICOM, los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD8 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución N° 081-2021- OS/CD que aprobó las

Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la denominación y alcance de los sistemas eléctricos para el Área de Demanda 8:

Sistemas Eléctricos del AD8	MT	BT
Villacurí	71,241	2,660
Bella Unión-Chala	8,291	13,121
Palpa; Chaviña; Coracora; Incuyo; Nasca; Nasca Rural; Palpa Rural; Pausa; Puquio; Puquio Rural, Tambo Quemado	27,993	56,657
Ica; Santa Margarita; Tacama	112,346	194,240
Chincha; Chincha Baja Densidad; Paracas; Pisco; Pisco Urbano Rural	64,769	165,531
Total	284,640	432,209

Fuente: Ventas de Energía del año 2022 proveniente del SICOM (MWh)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRODUNAS, se verifica que se ha corregido el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 8 del año 2022.

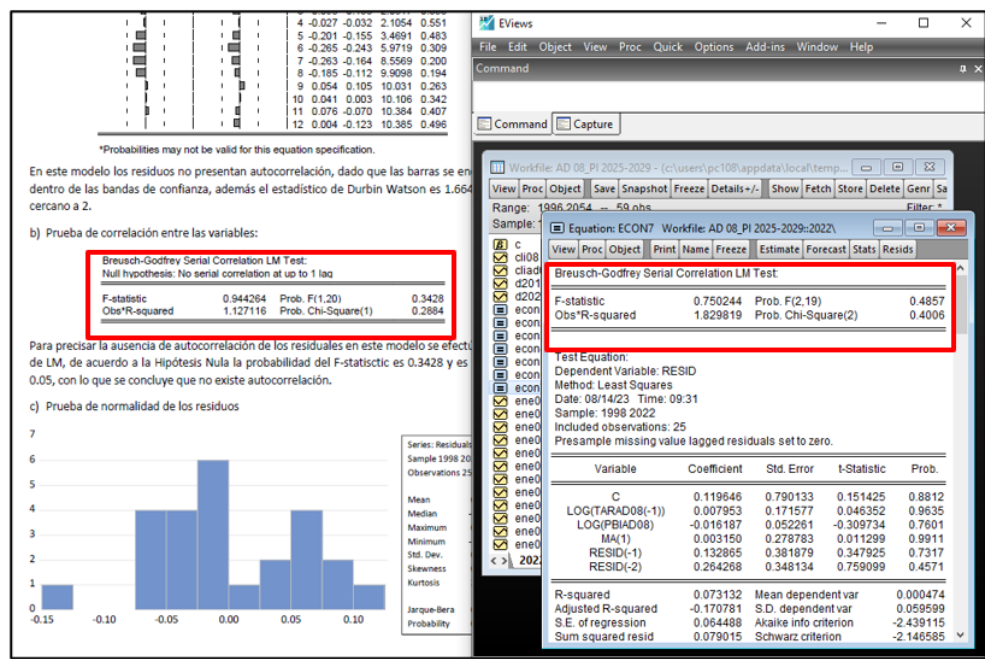
Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras. Por lo que, dichas agrupaciones tienen un fin diferente a los sistemas eléctricos de análisis para los Planes de Inversión. ELECTRODUNAS debe tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

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

En el formato F-107, ELECTRODUNAS propone el modelo 7 como el seleccionado para estimar las ventas de energía a clientes regulados, si bien se trata de un modelo consistente estadísticamente, en el literal b) del ítem “Pruebas de validación” del Estudio (Folio 066), se menciona los resultados de la prueba de correlación entre las variables; sin embargo, dichos resultados no son los mismos que se verifican en el workfile “ad 08_pi 2025-2029.wf1”, tal como se observa a continuación:



Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar, actualizar y corregir la información de los modelos econométricos de manera que toda la información (Estudio, formatos F-100 y workfiles, etc.) sea coherente, justifique y sustente los resultados de proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

En relación al ajuste final, ELECTRODUNAS debe considerar 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.

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 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100

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 8:

$$\text{Log}(\text{Demanda}) = f(\text{PBI Regional}, \text{Tarifa Eléctrica} (-1), \text{MA})$$

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

Regional, la Tarifa Eléctrica rezagada un periodo y una componente de media móvil:

Dependent Variable: LOG(ENE08)
 Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)
 Date: 10/05/23 Time: 18:35
 Sample (adjusted): 1998 2022
 Included observations: 25 after adjustments
 Convergence achieved after 13 iterations
 MA Backcast: 1997

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.261987	0.782828	11.83144	0.0000
LOG(TARAD08(-1))	-1.010934	0.175701	-5.753729	0.0000
LOG(PBIAD08)	0.806879	0.050287	16.04542	0.0000
MA(1)	0.752888	0.143201	5.257561	0.0000
R-squared	0.979188	Mean dependent var	13.26874	
Adjusted R-squared	0.976215	S.D. dependent var	0.428317	
S.E. of regression	0.066057	Akaike info criterion	-2.450958	
Sum squared resid	0.091633	Schwarz criterion	-2.255938	
Log likelihood	34.63698	Hannan-Quinn criter.	-2.396868	
F-statistic	329.3452	Durbin-Watson stat	1.601834	
Prob(F-statistic)	0.000000			

$$\begin{aligned} \text{Log(Demanda)} \\ &= 9.26198 - 1.010934 \times \text{Log(Tarifa Eléctrica}_{(-1)}) \\ &\quad + 0.806879 \times \text{Log(PBI Regional)} + 0.752888 \times \text{MA}(1) \end{aligned}$$

a) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/05/23 Time: 18:43
 Sample (adjusted): 1998 2022
 Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
		1 0.174	0.174	0.8536	
		2 0.214	0.189	2.1981	0.138
		3 -0.086	-0.159	2.4239	0.298
		4 -0.006	-0.010	2.4251	0.489
		5 -0.213	-0.174	3.9618	0.411
		6 -0.273	-0.249	6.6093	0.251
		7 -0.258	-0.128	9.0959	0.168
		8 -0.196	-0.113	10.627	0.156
		9 0.056	0.130	10.761	0.216
		10 0.009	-0.020	10.764	0.292
		11 0.074	-0.073	11.027	0.355
		12 -0.020	-0.133	11.047	0.439

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 1.6 y está alrededor de 2.

b) Prueba de correlación entre las variables

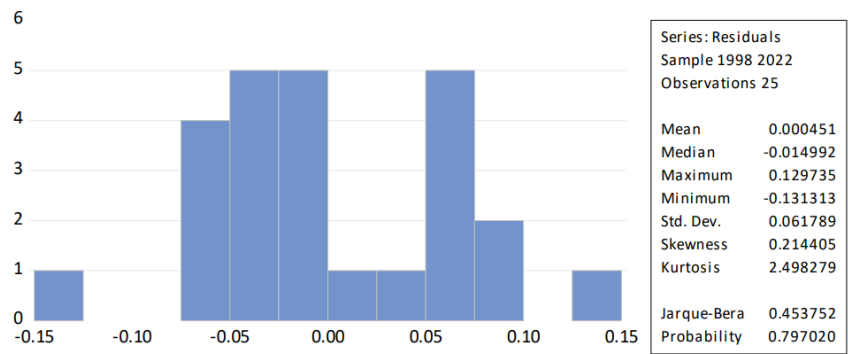
Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
 Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag

F-statistic	1.262446	Prob. F(1,20)	0.2745
Obs*R-squared	1.484361	Prob. Chi-Square(1)	0.2231

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 0.2745 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	0.596570	Prob. F(14,10)	0.8171
Obs*R-squared	11.37750	Prob. Chi-Square(14)	0.6562
Scaled explained SS	6.039933	Prob. Chi-Square(14)	0.9655

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 0.8171 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTRODUNAS, se evidencia que:

- Se verifica que para el Modelo 7, los resultados de la prueba de correlación entre las variables son los mismos que se verifican en el workfile “ad 08_pi 2025-2029.wf1”.
- Respecto de los criterios empleados para el ajuste final, se observa que la empresa no ha cumplido con considerar los criterios sugeridos por Osinergmin.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

20. Factores de expansión de pérdidas utilizados

En el archivo “01 Pérdidas_2022.xlsx” se observa que se ha tomado los factores de expansión de pérdidas de forma errónea para las empresas COELVISAC y ELECTRODUNAS. Al respecto, para las referidas empresas se debe considerar la

Resolución N° 224-2022-OS/CD. En ese sentido, ELECTRODUNAS debe corregir los factores de pérdidas PEMT y PEBT utilizados y, actualizar las ventas de energía aplicando los factores de expansión de pérdidas aprobados y vigentes a la fecha.

	A	B	C	D	E	F	G
	Período	NT	Empresa	Pérdidas			Índice
2	2021	MT	SEAL	1.93%		Resolución N° 168-2018-OS/CD	
3	2021	BT	SEAL	9.05%		Resolución N° 210-2018-OS/CD	
4	2021	MT	COEL	1.27%		Resolución N° 224-2019-OS/CD	
5	2021	BT	COEL	9.84%			
6	2021	MT	ELSM	1.29%			
7	2021	BT	ELSM	10.49%			
8	2021	MT	ADIL	3.48%			
9	2021	BT	ADIL	8.53%			
10	2021	MT	ELS	2.19%			
11	2021	BT	ELS	9.12%			

Fuente: Archivo "01 Pérdidas_2022.xlsx" del ESTUDIO de ELECTRODUNAS.

Respuesta

Para las empresas COELVISAC y ELECTRODUNAS, se ha procedido a corregir los factores de expansión de pérdidas de distribución vigentes aprobado mediante Resolución N° 224-2022-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las Resoluciones N° 224-2022-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 210-2018-OS/CD. Al respecto, para las empresas ELECTRODUNAS y CVC ENERGÍA se debe usar los factores de la Resolución N° 224-2022-OS/CD. Asimismo, para las empresas SEAL y ADINELSA, se requiere que se use los factores publicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027. Por otro lado, es preciso indicar que, dado que para la proyección de demanda se utiliza un factor de expansión de pérdidas equivalente (de MT y BT) el cual es aplicado para todo el periodo de proyección de demanda, esto es desde el año histórico 2022 hasta el 2054, se debe utilizar las últimas resoluciones vigentes.

Conclusión

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

21. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja "Registros" del archivo "F-100-AD08.xlsx", se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. Se observa que, los valores calculados de máximas demandas no están considerando la totalidad de registros de mediciones en los siguientes puntos: barra TACAMA 10 kV (celda "X35047"); barra TACAMA 22,9 kV (celda "Z35047"); SET TACAMA (celda "AB35050"); barra ALTO LA LUNA 10 kV (celda "AT35047"); barra ALTO LA LUNA 22,9 kV (celda "AV35047"); SET ALTO LA LUNA (celda "AX35050"). ELECTRODUNAS debe revisar lo observado y corregir donde corresponda.

De otro lado, se observa registros de mediciones en la barra INDEPENDENCIA 22,9 kV,

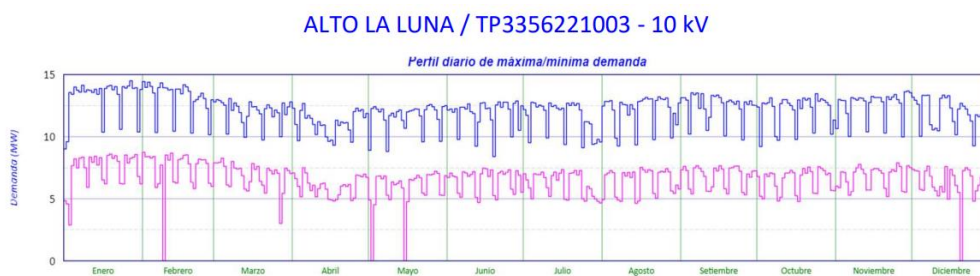
no obstante, mediante el sistema de información de Osinergmin estos registros no han sido reportados. Por lo que, ELECTRODUNAS debe indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO y analizar si dichas magnitudes están comprendidas en las mediciones de la barra INDEPENDENCIA 10 kV.

Asimismo, ELECTRODUNAS 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 explicarlas y sustentarlas.

Respuesta

Tacama y Alto La Luna

Con respecto a la demanda proveniente de las subestaciones Tacama y Alto La Luna, como se aprecia en los siguientes gráficos, se ha procedido a efectuar un traslado de carga entre los devanados de 10 kV a 22.9 kV, por lo que no resultaría representativo los registros de los meses de enero y febrero para los devanados en 10 kV.



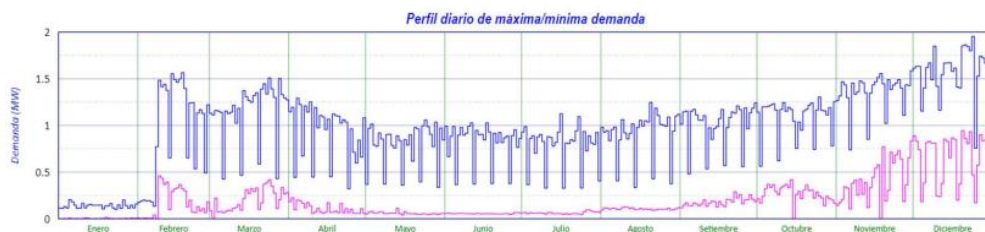
ALTO LA LUNA / TP3356221003 – 22.9 kV



TACAMA / TP413258231001L30455 - 10 kV



TACAMA / TP413258231001L30455 - 10 kV

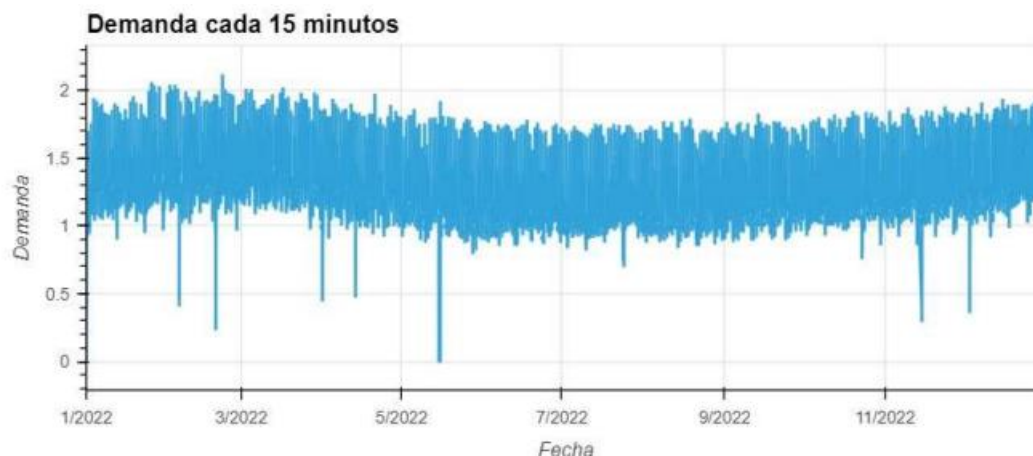


En tal sentido, solo para la determinación de las potencias máximas y coincidentes, se restringió el rango de registros de mediciones.

Independencia

La subestación Independencia no cuenta con una barra de 22,9 kV; por lo tanto, no tiene registros en dicho nivel de tensión. El registro reportado por ELECTRODUNAS en 22,9 kV corresponde a una subestación elevadores de 10/22,9 kV, ubicado -aguas abajo- en el alimentador de 10 kV.

En ese contexto, se ha procedido a corregir el registro en el nivel de tensión de 10 kV, barra existente en la subestación Independencia:



Es importante precisar que a partir de la subestación elevadora de 10/22,9 kV – 3 MVA, el desarrollo de la red existente en 22,9 kV se encuentra limitado a la capacidad de dicho

transformador.

Por dicho motivo, la solicitud de ELECTRODUNAS de implementar el devanado de 22,9 kV en la SET Independencia, obedece a garantizar el desarrollo de la distribución en dicho nivel de tensión; asimismo, atender el crecimiento futuro de la demanda.

Finalmente, la demanda base obtenida correspondiente al año 2022 considera los registros reportados oportunamente en cumplimiento de lo establecido en Norma aprobada mediante Resolución N° 048-2018-OS/CD con excepción de las subestaciones Pedregal y Luren los cuales contienen las inyecciones de las Centrales Térmicas Pedregal y Luren.

Análisis de Osinergmin

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

- Respecto a los registros de mediciones de las subestaciones Tacama y Alto La Luna se consideró la no representatividad de los meses de enero y febrero del 2022, sustentado en base a los traslados de carga efectuados de 10 kV a 22,9 kV.
- Respecto a los registros de mediciones de la barra de 22,9 kV en la subestación Independencia, se toma en cuenta para el análisis que ello corresponde a un transformador elevador de 10/22,9 kV ubicado aguas abajo del alimentador de 10 kV.
- Respecto a los registros de mediciones de las subestaciones Pedregal y Señor de Luren, se consideró que los registros de mediciones reportados al sistema de información de Osinergmin contienen inyecciones de las Centrales Térmicas Pedregal y Luren.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

22. Factores de caracterización de la carga

En el formato F-101, algunos factores de caracterización presentados son negativos, lo cual es incorrecto, son los casos de las barras TACAMA 22,9 kV y ALTO LA LUNA 22,9 kV. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda.

Asimismo, en el formato F-103 se consignan valores negativos de potencia a la hora de Máxima Demanda del sistema eléctrico para la barra TACAMA 22,9 kV y de energía en el Año Representativo para la barra ALTO LA LUNA 22,9 kV. ELECTRODUNAS debe verificar los cálculos y corregir donde corresponda

Respuesta

Se ha corregido y actualizado los factores de caracterización de la carga de las subestaciones de Alto La Luna y Tacama conforme se explica en la respuesta a la observación 2.8.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se verifica la corrección y actualización de los factores de

caracterización del formato F-101 y las máximas demandas consignadas en el formato F-103 de las subestaciones Alto La Luna y Tacama.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

23. Clientes libres existentes

En el formato F-113 no se muestra la totalidad de clientes libres existentes a la fecha, por ejemplo, en el referido listado no se verifica a los clientes libres “MINERA CONFIANZA”, “CHALA ONE 2”, “AGROMIN BONITA” y “EMC GREEN GROUP 2”, a pesar que en la base de datos SICLI 2022 dichos clientes registran consumos. Por lo que, deben ser considerados en la proyección de demanda; caso contrario, se requiere a ELECTRODUNAS justificar el motivo por el cual no están siendo considerados como parte del AD8.

Respuesta

En atención a lo indicado, se está incluyendo a dichos clientes libres atendidos por terceros.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se verifica en el formato F-113 la inclusión de los clientes libres indicados en la presente observación.

Conclusión

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

24. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022

En el formato F-113 para los clientes libres existentes presentados en el Cuadro 1, se consigna una asignación de barra diferente a lo reportado en el SICLI 2022. Al respecto, se requiere a ELECTRODUNAS justificar el motivo de esas diferencias.

Cuadro 1

CLIENTE	ELECTRODUNAS		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRÍCOLA CHAPI 4 [CL3525]	Señor de Luren	10 kV	Ica Norte	10 kV
AGRICOLA ISPANA [CL2200]	Villacurí	22,9 kV	Lipata	22,9 kV
AGRICOLA SANTIAGO QUEIROLO 2 [CL2098]	Tacama	10 kV	Ica	10 kV
AGRICOLA VIRU (CHINCHA) [CL1211]	El Pedregal	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
AGROEX GROUP [CL2835]	Tacama	10 kV	Sta. Margarita	22,9 kV
AGROINDUSTRIAS AIB (EL CARMEN) [CL1614]	El Pedregal	10 kV	El Carmen	10 kV
AGROKASA 2 [CL3002]	Sta. Margarita	10 kV	Señor de Luren	10 kV
AGROKASA 3 [CL3003]	Sta. Margarita	10 kV	Señor de Luren	10 kV
AGROKASA 4 [CL3004]	Sta. Margarita	10 kV	Señor de Luren	10 kV
AGROLATINA [CL0887]	Huarango	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
AGROLATINA 2 [CL2126]	Huarango	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
AGROLATINA 3 [CL2383]	Tacama	22,9 kV	Villacurí	22,9 kV
AGROSER [CL2584]	Palpa	22,9 kV	Sta. Margarita	10 kV

CLIENTE	ELECTRODUNAS		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
COMPAÑIA AMERICANA DE CONSERVAS [CL2089]	Pisco	10 kV	Alto La Luna	10 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL 1 [CL1779]	El Pedregal	10 kV	Paracas	22,9 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL 3 [CL1781]	Paracas	22,9 kV	El Carmen	10 kV
COTTONSUR 1 (OLPISA) (11) [CL0342]	Alto La Luna	10 kV	Pisco	10 kV
EL PEDREGAL 5 [CL2871]	Ica	10 kV	Señor de Luren	10 kV
EXPRESS JEAN [CL3017]	Pueblo Nuevo	10 kV	Señor de Luren	10 kV
FUNDO SAN FERNANDO [CL2079]	Señor de Luren	10 kV	Sta. Margarita	10 kV
HILADOS ESPECIALES DEL SUR [CL2094]	El Pedregal	10 kV	Tambo de Mora	10 kV
HIPERMERCADOS TOTTUS 28 [CL1435]	Señor de Luren	10 kV	Ica	10 kV
ICASAC [CL2490]	Señor de Luren	10 kV	Ica Norte	10 kV
INMOBILIARIA BOTAFOGO [CL1453]	Pueblo Nuevo	10 kV	Pisco	10 kV
INTERMINERA [CL2430]	Palpa	22,9 kV	Marcona	60 kV
KANDOO [CL1454]	Alto La Luna	22,9 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
LADRILLERA INCA [CL2542]	Tacama	10 kV	Sta. Margarita	10 kV
LADRILLERA LA PIRAMIDE [CL3157]	El Pedregal	10 kV	Tambo de Mora	10 kV
MINERA CARAVELI 4 [CL3417]	Marcona	60 kV	Ocoña	33 kV
MINERA VETA DORADA [CL2477]	Chala	22,9 kV	Marcona	22,9 kV
NMOBILIARIA EL QUINDE 1 [CL1451]	Señor de Luren	10 kV	Ica	10 kV
PAPELERA DEL SUR [CL0177]	El Pedregal	10 kV	Independencia	10 kV
PLAZA VEA - ICA 1 [CL1018]	Ica Norte	10 kV	Señor de Luren	10 kV
PROAGRO FUNDO SAN JORGE [CL2364]	Señor de Luren	10 kV	Ica Norte	10 kV
PROCESADORA LARAN [CL1998]	Pueblo Nuevo	10 kV	El Pedregal	10 kV
SACOS PISCO [CL0205]	Alto La Luna	10 kV	Pisco	10 kV
SAN FERNANDO - PLANTA DE BENEFICIO [CL1978]	Tambo de Mora	10 kV	El Pedregal	10 kV
SAN FERNANDO - PLANTA DE INCUBACIÓN [CL1977]	Pueblo Nuevo	10 kV	El Pedregal	10 kV
SHOUXIN [CL0644]	Marcona	220 kV	El Hierro	22,9 kV
SHOUXIN 2 [CL1122]	Marcona	220 kV	El Hierro	22,9 kV
TASA - PISCO NORTE [CL0632]	Paracas	10 kV	Planta Pisco Sur	10 kV
TASA - PISCO SUR [CL0633]	Paracas	10 kV	Planta Pisco Sur	10 kV
TERMINAL PORTUARIO PARACAS [CL2632]	Paracas	22,9 kV	Independencia	10 kV
TEXTIL DEL VALLE [CL0646]	El Pedregal	10 kV	ELD	10 kV
TEXTILE SOURCING COMPANY [CL2308]	Pueblo Nuevo	10 kV	Villacurí	22,9 kV
TIENDAS RIPLEY 19 [CL1277]	Señor de Luren	10 kV	Sta. Margarita	10 kV
UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA [CL2395]	Señor de Luren	10 kV	Ica	60 kV
Y & R AGRICOLA DUSHEDARE 1 [CL2241]	Huarango	22,9 kV	Ica Norte	22,9 kV

En algunos casos se presentan diferencias respecto al nivel de tensión, conforme se muestra en el Cuadro 2. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar lo indicado, sustentar cada caso y/o corregir donde corresponda.

Cuadro 2

CLIENTE	ELECTRODUNAS		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRÍCOLA CHAPI 2 [CL3523]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	10 kV
AGRICOLA DEL PACIFICO PERU [CL3730]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	10 kV

CLIENTE	ELECTRODUNAS		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRICOLA DON RICARDO 4 [CL2421]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
AGRICOLA DON RICARDO 6 [CL2423]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
AGRICOLA DON RICARDO 7 [CL2736]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
AGRICOLA GINO BETO [CL2665]	Nazca	22,9 kV	Nazca	10 kV
AGRICOLA GINO BETO 2 [CL3505]	Nazca	22,9 kV	Nazca	10 kV
AGROINDUSTRIA CASABLANCA 1 [CL2209]	Paracas	22,9 kV	Paracas	10 kV
BUENDIA PLOOG PABLO ANTONIO [CL1836]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	10 kV
COMPAÑIA AGROINDUSTRIAL SANTA FE DE LANCHAS [CL1834]	Paracas	22,9 kV	Paracas	10 kV
CONGELADOS DANA [CL2398]	Pisco	10 kV	Pisco	60 kV
CUATRO VIENTOS [CL2924]	Nazca	22,9 kV	Nazca	10 kV
EMPACADORA Y PROCESADORA HUAMANI [CL1833]	Paracas	22,9 kV	Paracas	10 kV
ICASUR [CL1835]	Nazca	22,9 kV	Nazca	10 kV
LA CALERA 4 [CL3732]	Pueblo Nuevo	22,9 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
MACHU PICCHU FOODS 3 [CL2014]	Alto La Luna	22,9 kV	Alto La Luna	10 kV
PEAK QUALITY DEL PERU 2 [CL3045]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	10 kV
PLANTA PROC. LOS ANGELES [CL3510]	Nazca	22,9 kV	Nazca	10 kV
PLANTA PROCESADORA CAROLINA DEL SUR [CL2091]	Nazca	22,9 kV	Nazca	10 kV
PROCESADORA DEL FRIO [CL3659]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	22,9 kV

Respuesta

Se ha revisado y validado los puntos de suministro de cada uno de los clientes libres referidos. En tal sentido, en la carpeta “CL UBICACIONES” de la carpeta “SUSTENTOS” se adjunta el cuadro Excel “Barras libres”, revisado con las coordenadas de cada cliente libre observado, esta información incluye su código de subestación y código SICLI la cual podrá ser ubicada en el archivo KMZ “Clientes libres Ubicaciones”, la cual también se adjunta, este archivo contiene, además, los alimentadores y las SETs de los cuales se conectan.

CLIENTE		ELECTRODUNAS		COMPARACION INFORMACION CON BASE ELD			VALIDANDO UBICACIÓN DEL CLIENTE		
		Subestación	Tensión	BARRA	TENSION	N° SE	CONFIRMACION UBICACIÓN ALIMENTADOR	COORDENADAS X	COORDENADAS Y
AGRICOLA CHAPI 4 [CL3525]	CL3525	Señor de Luren	10 kV	SLURE010	10	SE40797	SL146	421932.15	8442452.86

	LONGITUD REAL (m)	67.812
	SALIDA DE ALIMENTADOR	SL146
	CODIGO TRAMO PADRE	826913
	ANILLO	NO
	DISTRITO	ICA
	JERARQUIA	ICA
	CODIGO UBIGEO	110101

Estas diferencias, en algunos casos corresponden a traslados de carga entre SETs y otras a balances entre devanados que se han venido realizando con el paso del tiempo, como, por ejemplo, los clientes CL2421, CL2736, CL2423, que pertenecían hasta febrero del 2022 a la barra de 10 kV de SET Tacama, se transfirieron a la barra de 22.9 kV tal como se mencionó en el desarrollo de la observación 2.8.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se ha verificado las asignaciones de barra siguientes:

CLIENTE	ELECTRODUNAS		Osinerghmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRÍCOLA CHAPI 4 [CL3525]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
AGRICOLA ISPANA [CL2200]	Villacurí	22,9 kV	Villacurí	22,9 kV
AGRICOLA SANTIAGO QUEIROLO 2 [CL2098]	Tacama	10 kV	Tacama	10 kV
AGRICOLA VIRU (CHINCHA) [CL1211]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV
AGROEX GROUP [CL2835]	Tacama	10 kV	Tacama	10 kV
AGROINDUSTRIAS AIB (EL CARMEN) [CL1614]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV
AGROKASA 2 [CL3002]	Sta. Margarita	10 kV	Sta. Margarita	10 kV
AGROKASA 3 [CL3003]	Sta. Margarita	10 kV	Sta. Margarita	10 kV
AGROKASA 4 [CL3004]	Sta. Margarita	10 kV	Sta. Margarita	10 kV
AGROLATINA [CL0887]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGROLATINA 2 [CL2126]	Huarango	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
AGROLATINA 3 [CL2383]	Tacama	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGROSER [CL2584]	Palpa	22,9 kV	Palpa	22,9 kV
COMPAÑIA AMERICANA DE CONSERVAS [CL2089]	Pisco	10 kV	Pisco	10 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL 1 [CL1779]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL 3 [CL1781]	Paracas	22,9 kV	Paracas	22,9 kV
COTTONSUR 1 (OLPISA) (11) [CL0342]	Alto La Luna	10 kV	Alto La Luna	10 kV
EL PEDREGAL 5 [CL2871]	Ica	10 kV	Ica	10 kV
EXPRESS JEAN [CL3017]	Pueblo Nuevo	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
FUNDO SAN FERNANDO [CL2079]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
HILADOS ESPECIALES DEL SUR [CL2094]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV
HIPERMERCADOS TOTTUS 28 [CL1435]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
ICASAC [CL2490]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
INMOBILIARIA BOTAFOGO [CL1453]	Pueblo Nuevo	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
INTERMINERA [CL2430]	Palpa	22,9 kV	Palpa	22,9 kV
KANDOO [CL1454]	Alto La Luna	22,9 kV	Alto La Luna	22,9 kV
LADRILLERA INCA [CL2542]	Tacama	10 kV	Tacama	10 kV
LADRILLERA LA PIRAMIDE [CL3157]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV
MINERA CARAVELI 4 [CL3417]	Marcona	60 kV	Chala	22,9 kV
MINERA VETA DORADA [CL2477]	Chala	22,9 kV	Chala	22,9 kV
NMOBILIARIA EL QUINDE 1 [CL1451]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
PAPELERA DEL SUR [CL0177]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV
PLAZA VEA - ICA 1 [CL1018]	Ica Norte	10 kV	Ica Norte	10 kV
PROAGRO FUNDO SAN JORGE [CL2364]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
PROCESADORA LARAN [CL1998]	Pueblo Nuevo	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
SACOS PISCO [CL0205]	Alto La Luna	10 kV	Alto La Luna	10 kV
SAN FERNANDO - PLANTA DE BENEFICIO [CL1978]	Tambo de Mora	10 kV	Tambo de Mora	10 kV
SAN FERNANDO - PLANTA DE INCUBACIÓN [CL1977]	Pueblo Nuevo	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
SHOUXIN [CL0644]	Marcona	220 kV	Marcona	220 kV
SHOUXIN 2 [CL1122]	Marcona	220 kV	Marcona	220 kV
TASA - PISCO NORTE [CL0632]	Paracas	10 kV	Paracas	10 kV
TASA - PISCO SUR [CL0633]	Paracas	10 kV	Paracas	10 kV
TERMINAL PORTUARIO PARACAS [CL2632]	Paracas	22,9 kV	Paracas	22,9 kV
TEXTIL DEL VALLE [CL0646]	El Pedregal	10 kV	El Pedregal	10 kV

CLIENTE	ELECTRODUNAS		Osinerghmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
TEXTILE SOURCING COMPANY [CL2308]	Pueblo Nuevo	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
TIENDAS RIPLEY 19 [CL1277]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA [CL2395]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV
Y & R AGRICOLA DUSHEDARE 1 [CL2241]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV

Asimismo, en relación a los clientes que presentan diferencias respecto al nivel de tensión, se ha verificado las asignaciones de barra siguientes:

CLIENTE	ELECTRODUNAS		Osinerghmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRÍCOLA CHAPI 2 [CL3523]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	22,9 kV
AGRICOLA DEL PACIFICO PERU [CL3730]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	22,9 kV
AGRICOLA DON RICARDO 4 [CL2421]	Tacama	22,9 kV	Tacama	22,9 kV
AGRICOLA DON RICARDO 6 [CL2423]	Tacama	22,9 kV	Tacama	22,9 kV
AGRICOLA DON RICARDO 7 [CL2736]	Tacama	22,9 kV	Tacama	22,9 kV
AGRICOLA GINO BETO [CL2665]	Nazca	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
AGRICOLA GINO BETO 2 [CL3505]	Nazca	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
AGROINDUSTRIA CASABLANCA 1 [CL2209]	Paracas	22,9 kV	Paracas	22,9 kV
BUENDIA PLOOG PABLO ANTONIO [CL1836]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	22,9 kV
COMPAÑIA AGROINDUSTRIAL SANTA FE DE LANCHAS [CL1834]	Paracas	22,9 kV	Paracas	22,9 kV
CONGELADOS DANA [CL2398]	Pisco	10 kV	Pisco	10 kV
CUATRO VIENTOS [CL2924]	Nazca	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
EMPACADORA Y PROCESADORA HUAMANI [CL1833]	Paracas	22,9 kV	Paracas	22,9 kV
ICASUR [CL1835]	Nazca	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
LA CALERA 4 [CL3732]	Pueblo Nuevo	22,9 kV	Pueblo Nuevo	22,9 kV
MACHU PICCHU FOODS 3 [CL2014]	Alto La Luna	22,9 kV	Alto La Luna	22,9 kV
PEAK QUALITY DEL PERU 2 [CL3045]	Sta. Margarita	22,9 kV	Sta. Margarita	22,9 kV
PLANTA PROC. LOS ANGELES [CL3510]	Nazca	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
PLANTA PROCESADORA CAROLINA DEL SUR [CL2091]	Nazca	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
PROCESADORA DEL FRIO [CL3659]	Señor de Luren	10 kV	Señor de Luren	10 kV

Al respecto, ELECTRODUNAS debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utiliza en los cálculos, debe provenir del SICLI 2022. En algunos casos se advierten inconsistencias entre la información que reportan los suministradores en el SICLI y la que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 8.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

25. Información general de las nuevas demandas

En el formato F-113, para las nuevas demandas, se han consignado valores de FPHMS, FCP y FS de 0,76; 0,88 y 0,60 respectivamente, los cuales provienen de un promedio de los factores correspondientes de las nuevas demandas consideradas en la modificación del PI 2021-2025. Al respecto, ELECTRODUNAS debe considerar los valores de FPHMS, FCP y FS de clientes libres con actividades económicas similares. En ese sentido, se sugiere revisar y actualizar los factores empleados para cada carga según corresponda.

Respuesta

En atención a lo indicado, se ha determinado factores de caracterización representativos según el tipo de actividad y sobre la base de los códigos de actividad de SICLI. Así, por ejemplo, se ha obtenido el FC representativo de dichas actividades económicas. En el siguiente cuadro se muestran los factores de carga obtenidos por tipo de actividad:

Actividad	Nº de Puntos de Suministro	Factor de Carga
Agroindustria	116	33%
Alimentos	40	33%
Bebidas	2	30%
Comercio	28	34%
Minería	41	61%
Pesquería	6	17%
Otros*	112	47%

De esta manera se consideraron los valores de FC, FPHMS, FCP y FS a ser consignadas a las nuevas demandas.

Análisis de Osinergmin

ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL se presenta el sustento de los factores de caracterización considerados en las nuevas demandas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

26. Incorporación de nuevas demandas

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS 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.”

ELECTRODUNAS, en los formatos F-100, ha incluido 54 cargas las cuales fueron aprobadas en el proceso de Modificación del PI 2021-2025; sin embargo, no se ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, se debe informar y presentar el sustento respectivo del estado de avance de esas cargas, a fin de reiterar o modificar el ingreso respectivo de cada carga.

En el formato F-113, además, se consigna información proveniente de encuestas de 30 clientes libres. Al respecto, se requiere a ELECTRODUNAS presentar dichos clientes libres con el nombre de usuario o código con el que están registrados en el SICLI 2022.

Además, en los formatos F-100 se han incluido un total de 82 nuevas demandas a incorporar, sin haber presentado la totalidad del sustento de esas nuevas cargas que luego ELECTRODUNAS incorpora en su proyección de demanda. En ese sentido, se requiere que ELECTRODUNAS adjunte 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 obra 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 Osinergmin.

Asimismo, se observa que, todas las nuevas demandas están con un ingreso de carga proyectado para el año 2023, pero sin mayor sustento. Se requiere que ELECTRODUNAS sustente el año de ingreso indicado de cada carga. Asimismo, en la hoja "Factibilidades" se presentan algunas cargas que no consigna el tipo de carga o actividad económica, por lo que ELECTRODUNAS debe completar dicha información en base a la documentación sustentada directamente por los potenciales clientes.

Por otro lado, en el informe VOLUMEN III: Estudio de Proyección de Demanda – sección 9.2 Nuevas solicitudes de factibilidad, se señala que: "(...) *ELECTRODUNAS cuenta con otras solicitudes de factibilidad que corresponden, en su mayoría, a proyectos de habilitaciones Urbanas que cuentan con todos los requisitos exigidos en la Norma de TARIFAS; pero que, OSINERGMIN considera como parte del crecimiento de la demanda regulada; asimismo, también hay pedidos que están en proceso de complementar los requisitos establecidos en la NORMA TARIFAS.*" Asimismo, ELECTRODUNAS indica que "*Para dichas cargas, aún se están haciendo las gestiones para completar los requisitos establecidos en la NORMA TARIFAS.*" Al respecto, se requiere a ELECTRODUNAS adjunte toda la documentación necesaria que sustente el requerimiento de esos nuevos suministros, a fin de poder evaluar las nuevas demandas identificadas en el periodo de análisis.

Por otro lado, se verifica que no se ha considerado la demanda de nuevas cargas incorporadas que la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (CVC ENERGÍA) ha propuesto en este PI 2025-2029 para el AD8. En ese sentido, ELECTRODUNAS debe coordinar con CVC ENERGÍA sobre la información de las nuevas incorporadas de manera tal que se considere para la evaluación los requerimientos de demanda de forma integral para el AD8.

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.

Respecto a la codificación de 30 clientes libres consignados en el formato F-113 productos de las encuestas realizadas, en la hoja "Encuestas" del formato F-100-AD08, se complementa la información de dichos clientes con su código SICLI 2022.

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE	SICLI
ALTO LA LUNA	ALTOL023	INVERSIONES KANDOO SAC - 700005058	CL1454
ALTO LA LUNA	ALTOL010	FABRICA DE TEJIDOS PISCO (OLPISA)-281000061 (codigo libre CL0342)	CL0342
ALTO LA LUNA	ALTOL010	FABRICA DE TEJIDOS PISCO S.A.C. (ALTO LUNA)-281000046 (codigo libre CL0359)	CL0359
STA. MARGARITA	SMARG023	Complejo Agroindustrial Beta - 700062650	CL2567
ICA NORTE	ICANT010	Instituto Tecnológico de la Producción - 700063046	CL2974
ICA NORTE	ICANT010	Plaza Vea Ica - 181000858	CL1018
ICA NORTE	ICANT010	Tienda Oechsle - 181000914	CL1070
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	INMOBILIARIA EL QUINDE SAC 181002252	CL1451
ICA	ICAPA010	El Pedregal S.A. - 700013855	CL2871
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	El Pedregal S.A. - 181000900	CL1546
ICA	ICAPA010	El Pedregal S.A. - 181000519	CL1545
TACAMA	TACAM010	LADRILLERA INCA - 700017686	CL2542
STA. MARGARITA	SMARG010	SOCIEDAD AGRICOLA DROKASA S.A. - 181000563	CL3003
STA. MARGARITA	SMARG010	SOCIEDAD AGRICOLA DROKASA S.A. - 181000211	CL3002
STA. MARGARITA	SMARG010	SOCIEDAD AGRICOLA DROKASA S.A. - 181000890	CL3004
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	UNIVERSIDAD NACIONAL "SAN LUIS GONZAGA" -181000045 (codigo libre CL2395)	CL2395
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	Icatom -181000659 (codigo libre CL3595)	CL3595
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	Icatom -181000694 (codigo libre CL3596)	CL3596
STA. MARGARITA	SMARG010	COEXA-700085427 (codigo libre CL3242)	CL3242
ICA	ICAPA010	Elmer Hinojosa-700068620 (codigo libre CL3180)	CL3180
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	ALGECIRAS RENTA COMERCIAL Y DE OFICINAS DEL PERU 6-181000831 (codigo libre CL1373)	CL1373
PUEBLO NUEVO	PNUEV010	Plaza vea Chíncha - 381000481	CL1017
TAMBO DE MORA	TMORA010	SAN FERNANDO S.A. - 381000092	CL1978
PUEBLO NUEVO	PNUEV010	SAN FERNANDO S.A. - 381000269	CL1977
PUEBLO NUEVO	PNUEV010	Industria Peruana del Acero S.A. - 381000141	CL1793
PEDREGAL	PEDRE010	Textil del Valle S.A. BIC - 381000117	CL0646
PEDREGAL	PEDRE010	EXPORTADORA ROMEX S.A. - 381000172	CL2626
PEDREGAL	PEDRE010	LADRILLERA LA PIRAMIDE DEL SUR S.A. - 381000313	CL3157
NAZCA	NAZCA023	Vista Gold 700058025 (codigo libre CL2306)	CL2306
NAZCA	NAZCA023	Minera cobre Nasca SAC 481000115 (codigo libre CL2597)	CL2597

Respecto a las cargas aprobadas en la modificación del Modificación del PI 2021-2025, en la carpeta "CARGAS MOD PIT", se da alcances del estado de avance de cada caso. Para los casos cuya obra se ha culminado y han entrado en operación, se evidencia con sus consumos el ingreso progresivo de la demanda, lo que justifica que sean considerados en las proyecciones tal como se aprobaron en el proceso de Modificación del PI 2021-2025.

Es conveniente precisar que todas demandas cumplieron con los requisitos exigidos por el regulador para su aprobación en el PI 2021-2025, por lo que no se adjunta la documentación de sustento que ya fue valorada en su debida oportunidad, solo se complementa con información que sustenta la permanencia de las cargas.

Finalmente, se ha agregado las nuevas demandas consignadas por las empresas COELVISAC y SEAL en sus estudios del PIT.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha adjuntado mayor documentación que la presentada en su PROPUESTA INICIAL. Al respecto, para algunos casos, la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Asimismo, se verifica que para la información proveniente de encuestas de 30 clientes libres se consigna el código de cliente libre según el SICLI 2022.

Por otro lado, se presenta el estado de avance de cada carga considerada en el último proceso de Modificatoria del Plan 2021-2025.

Además, se consignan las cargas identificadas y propuestas por las empresas CVC ENERGÍA y SEAL. Sin embargo, la relación de nuevas cargas consignadas en los formatos F-100 no corresponden a la PROPUESTA FINAL de las referidas empresas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación por parte de Osinerghmin de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas no consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factib. ELDU" en el archivo del Formato "F-100" correspondiente al Área de Demanda 8.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

27. Mapas de Densidad de Carga

ELECTRODUNAS no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. 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/km²) 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

En el archivo "Cargas_MapaDensidades.xlsx" se incluye el formato F-123 que contiene las densidades año-año en el período 2025-2054. Asimismo, en la carpeta "MAPA DENSIDADES" se incluye los archivos fuente y en formato Autocad.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los mapas de densidad de carga fueron presentados en formato AutoCAD, archivos shapes y Excel correspondientes.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

28. Sobre la determinación del SER

Los proyectos que propone ELECTRODUNAS no están debidamente sustentados, deberá cumplir con la definición del Plan de Inversiones según lo estipulado en los numerales 10, 11 y 12 de la NORMA TARIFAS. Cada alternativa deberá estar acompañada de (i) densidades de demanda del Sistema Eléctrico, (ii) El archivo en formato .kmz detallando el recorrido de las redes en MT existentes, (iii) las rutas de LTs y ubicación de SETs en formato digital .kmz o .dwg, (iv) diagramas unifilares y vistas de planta de las SETs que tiene previsto intervenir, con el fin de validar las propuestas de ampliación de TPs, celdas en AT y/o MT (v) y cuando aplique la ubicación de cartas existentes y/o previstas que estiman podría requerir un cambio del nivel de tensión en MT respecto al existente.

Respuesta

- i. En la carpeta “MAPA DE DENSIDADES” se muestra las densidades por sistema eléctrico.
- ii. En la carpeta “RED MT” se adjunta el desarrollo de la red MT existente en formato .kmz.
- iii. En el archivo “ELD-AD08.kmz” ubicado en la carpeta “05 ALTERNATIVAS” se encuentra el trazo de las líneas y ubicación de las subestaciones existentes; asimismo, de las alternativas evaluadas que forman parte de la propuesta PIT 2025-2029.
- iv. En la carpeta “ESQUEMAS SETs” se muestran los diagramas unifilares y esquemas de planta de las subestaciones que involucran proyectos de la propuesta PIT 2025-2029.
- v. No corresponde lo indicado en este literal.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS ha presentado la información solicitada respecto a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

29. Falta información general del Sistema Eléctrico existente

ELECTRODUNAS no presenta los formatos de información general (F-001, F-002 y F-003) necesario para validar la información de las instalaciones eléctricas existentes. Al respecto, ELECTRODUNAS debe presentar dichos formatos según lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el archivo “F-000-AD08.xlsx” se incluye los formatos de información general F-001, F-002 y F-003.

Análisis de Osinergmin

Si bien ELECTRODUNAS incluye en su PROPUESTA FINAL los formatos de información general (F-001, F-002 y F-003), estos aún presentan inconsistencias, por ejemplo, el formato F-002 no contiene las fechas de puesta en servicio para las líneas de transmisión.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

30. Sobre el Horizonte de Estudio

ELECTRODUNAS no ha considerado como Horizonte de Estudio (30 años) para el dimensionamiento de la transmisión; limitándose a analizar el sistema para los 10 primeros años; por ejemplo, en sus formatos F-200 se analiza solo los años 2022 hasta el 2034. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS evalúe, complete y corrija donde corresponda.

Respuesta

Para el dimensionamiento de la transmisión, se requiere como información base el “Plan de Transmisión al año 2054”, incluyendo los proyectos ITC del Área de Demanda 8 para dicho horizonte; asimismo, el archivo de modelación en Digsilent (Base del SEIN).

Para la propuesta PIT 2025-2029, se ha dimensionado el sistema de transmisión de ELECTRODUNAS al año 2034, sobre la base de los resultados obtenidos en el Plan de Transmisión vigente.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en su PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS sigue considerando 10 años para el dimensionamiento de la transmisión. Cabe resaltar que, según la NORMA TARIFAS, el horizonte de estudio corresponde a 30 años.

Asimismo, Respecto a lo indicado por ELECTRODUNAS que se requiere la información base del Plan de Transmisión al año 2054, se debe mencionar que, este modelamiento debe hacerse con la demanda proyectada al 2054 y con los proyectos aprobados hasta la fecha que garanticen el correcto funcionamiento del sistema para el año 30.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

31. Sobre los formatos F-200

- a) ELECTRODUNAS presenta el formato F-201 “Capacidad Óptima de SET’s Urbanas, Céntricas y Periféricas”; donde señala que mantiene la Capacidad Óptima de las SETs, además, no presenta los costos totales (sumatoria de inversión y OyM) y potencias de alternativas lo cual permita seleccionar la capacidad óptima de las SETs. Al respecto, ELDU debe presentar dicho formato tal como lo detalla la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha completado el cálculo para los proyectos:

- Ampliación de capacidad en SET Chincha Nueva
- Ampliación de capacidad en SET El Ángel
- Transformador en nueva SET Copara

Dicho cálculo se está incluyendo en la hoja “F-201” del archivo “F-200-AD08.xlsx”.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS ha actualizado el formato F-201, sin embargo, no ha incluido la metodología utilizada para dicha evaluación, y tampoco indica la referencia bibliográfica que la sustenta.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- b) En los formatos F-202 no se indican los años de fabricación de los transformadores existentes de las SET's. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS complete dicha información.

Respuesta

Se ha completado dicho formato según lo indicado.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se sigue omitiendo la información referida a los años de fabricación de los transformadores existentes de las SETs.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- c) En el formato F-203 en la columna de comentarios, no se especifica la información acerca de los traspasos de carga, asimismo, dichos traspasos están vinculados al archivo "PlanSETs.xlsx" sin embargo, en dicho archivo, esos traspasos son valores los cuales no están vinculados y no se puede realizar el correcto seguimiento, además, no se puede verificar si se trata de un cliente libre, un porcentaje de carga regulada, entre otros.

DE SET	TR	BARRA	A SET	TR	BARRA	HVATrad	Año	DHTC	PLAN	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2. Traslados entre SETs																				
TRD	1	100	CAR	1	100	1.68	2014	D	P			1.68	1.76	1.91	1.91	1.98	2.00	2.02	2.04	2.06
PRU	2	100	PRU	1	100	0.37	2015	P				0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
3. Traslados a Nuevos SETs																				
ALU	1	100	APG	1	100	4.66	2014	D	P			4.66	4.81	4.91	5.01	5.12	5.23	5.31	5.39	5.47
ALU	1	100	APG	1	100	8.35	2017	P				8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35
PRU	1	100	NCH	1	100	1.45	2014	D	P			1.45	1.61	1.77	1.90	1.98	2.06	2.12	2.19	2.25
PRU	2	100	NCH	1	100	9.98	2014	P				9.98	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
PRD	1	100	NCH	1	100	4.82	2014	D	P			4.82	4.83	5.24	5.37	5.44	5.51	5.56	5.61	5.66
PRD	1	100	NCH	1	100	1.91	2017	P				1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91
NAZ	1	23	COP	1	23	8.00	2017	P							8.00	8.05	8.11	8.15	8.20	8.24
SMU	1	23	OCU	1	23	8.00	2018	P								8.00	8.06	8.10	8.14	8.18
PRU	1	100	AMR	1	100	4.00	2012	P												4.00
PRU	2	100	AMR	1	100	4.00	2012	P												4.00
PRD	1	100	AMR	1	100	4.00	2012	P												4.00
ICN	1	100	ICD	1	100	4.00	2013	P												4.00
ICN	2	100	ICD	1	100	4.00	2013	P												4.00
ICN	1	100	ICD	1	100	4.00	2013	P												4.00
ICN	1	100	ICD	1	100	4.00	2013	P												4.00

Figura 1: Archivo "PlanSETs.xlsx" donde se proponen los traspasos de carga y no tiene la vinculación para realizar el seguimiento correcto

Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS presente los formatos correctamente vinculados, y de ser el caso, las celdas que contengan fórmulas, estas sean trazables.

Respuesta

Los traslados y balances de carga obedecen a demandas que están previstas a transferir según los años consignados, para ello se tienen programados trabajos de acondicionamiento en nuestros alimentadores y que en algunos casos se vienen ejecutando.

En la carpeta "T&B" de la carpeta "SUSTENTOS" se adjunta un archivo "Traslados y balances.xlsx" donde se agrega comentarios sobre cada transferencia, para dar mayor alcance.

Por lo tanto, las magnitudes consignadas en el formato "PlanSETs.xlsx", están como valores, y no tienen vinculación con otro archivo.

Para el largo plazo se ha considerado traslados de carga estimados en base a radios teóricos.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL se ha presentado el archivo "Traslados y balances.xlsx" con los respectivos comentarios sobre las transferencias de carga. Sin embargo, en el archivo "PlanSETs.xlsx" se siguen presentado inconsistencias, por ejemplo, para la SET Señor de Luren, se está considerando un TP 60/10 kV de 18,75 MVA, el cual, fue rotado a la SET Pisco en el proceso del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

- d) ELECTRODUNAS no presenta los formatos F-205 "Selección de Alternativa Óptima" ni el formato F-207 donde se determine los cálculos justificativos para la selección del conductor óptimo.

Respuesta

El formato F-205 se encuentra en las carpetas de evaluación económica realizados para cada proyecto propuesto. Sin embargo, se está incluyendo dichos resultados en el "F-200-AD08.xlsx". Respecto al formato F-207, se está incluyendo dicho cálculo en el archivo "F-200-AD08.xlsx".

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL se encuentra el F-205 dentro de las carpetas de evaluación económica, sin embargo, en el archivo "F-200-AD08.xlsx" la hoja perteneciente al F-205 se encuentra vacía.

Por otro lado, se verifica la inclusión del formato F-207 en el archivo "F-200-AD08.xlsx".

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

- e) ELECTRODUNAS ha presentado el formato F-206 con información incompleta; por ejemplo, en dicho formato no se evidencian los Nuevos TPs 60/22,9/10 kV de 40 MVA propuesto para SET Nazca y para SET Chincha Nueva.

Respuesta

Se ha completado dicho formato considerando los nuevos resultados de la propuesta actualizada.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL se ha presentado el formato F-206 con la información completa y coherente con el ESTUDIO.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- f) ELECTRODUNAS ha presentado el formato F-209 con información incompleta e incorrecta; por ejemplo, en el formato F-209 no se indica la altitud ni el tipo de tecnología. Asimismo, el año de ingreso de los Elementos propuestos no guarda relación con el ESTUDIO, por ejemplo, el TP 60/22,9/10 KV - 40/40/40 MVA de SET Chincha Nueva, según el F-209, debería ingresar el año 2025, sin embargo, según el ESTUDIO ese proyecto debe ingresar el año 2026.

Respuesta

Se ha completado dicho formato considerando los nuevos resultados.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL se encuentra el formato F-209 actualizado, sin embargo, se siguen presentando inconsistencias, ya que, en dicho formato, se considera un TP de 40 MVA para la SET Nazca desde el año 2025, lo cual no coincide con el ESTUDIO.

Región: CostaAltitud:									
SET ATMIT "Nazca"									
SE031	TP 60/22,9/10 KV - 40 MVA	60 KV	Convencional		SB		1	1	1

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

- g) ELECTRODUNAS ha presentado el formato F-211 con valores que no coinciden con las cantidades parciales obtenidas en los formatos F-209 y F-210; por ejemplo, en el formato F-210 se indica un total de 31 km de línea en 60 kV, mientras que, en el formato F-211 se indica solamente 10,2 km.

Respuesta

Se ha completado dicho formato considerando los nuevos resultados.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se sigue presentando inconsistencias en el formato F-211, por ejemplo, se está considerando 0,2 km de línea para el año 2027, cuando, en su ESTUDIO, dicha línea está siendo propuesta para el año 2028.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- h) ELECTRODUNAS presenta el requerimiento de nuevas Celdas de Alimentador

en el formato F-204, cuando dichas Celdas no están incluidas en el Informe que sustenta el ESTUDIO ni en los formatos F-300; asimismo, en el formato F-204 se señala que para la SET Chincha Nueva se requieren dos Celdas de Alimentador (una en 22,9 kV y otra en 10 kV) y para la SET Señor de Luren se requiere una Celda de Alimentador en 22,9 kV para el año 2025, cuando en el Informe no se proponen dichas Celdas.

Respuesta

Se ha actualizado los formatos referidos considerando los nuevos resultados.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se sigue presentando inconsistencias en el formato F-204, por ejemplo, según dicho formato, se evidencia la necesidad de una Celda de Alimentador en 10 kV para el 2028 en SET Ica Norte, sin embargo, en el formato F-300, solicitan dicha celda para el año 2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar y corregir donde corresponda.

32. Sobre el archivo de flujo de potencia (DigSILENT).

- a) ELECTRODUNAS presenta solo simulaciones de flujo del año 2022 al año 2029, sin embargo, la NORMA TARIFAS indica que el horizonte de estudio debe corresponder a 30 años y, además, especifica que se presenten las simulaciones de flujo de potencia, para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30.

Respuesta

En base a la respuesta realizada a la observación 3.3 y los nuevos resultados de demanda, se han actualizado las simulaciones de flujo de potencia para todos los años del período 2025-2034.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en su PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS sigue considerando solo simulaciones de flujo del año 2022 al año 2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- b) El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el ESTUDIO; por ejemplo, en el ESTUDIO se menciona que SET Copara tomará carga de la SET Nazca, sin embargo, en el archivo pfd. para los Casos de Estudio pertenecientes a "PROPUESTA", no se observan dichos traslados.

	Name	Grid	Input Mode	Balanced/Unbalanc...	Act.Pow. MW	React.Pow. Mvar	App
✓	LNasca10A	Area Centro 1	PC	0	7.6386	2.510685	€
✓	LNasca23A	Area Centro 1	PC	0	9.0886	2.987279	€
▶ ✓	LNasca23B	Area Centro 1	PC	0	9.4	Sum = 26.2148 MW Average = 8.738267 MW Min = 7.6386 MW Max = 9.4876 MW	€

Figura 2: Demanda en SET Nazca en el año 2027 modelado en archivo pfd presentado por ELECTRODUNAS

Respuesta

Considerando los nuevos resultados de demanda y transferencias de carga, se ha actualizado los datos del archivo de modelación eléctrica “. pfd”..

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS sigue habiendo inconsistencias entre el archivo pfd y la demanda del ESTUDIO, por ejemplo, se observa que, la demanda en 10 kV de la SET Señor de Luren, en el archivo pfd (Diagnóstico) se reparte entre 2 transformadores, cuando, en esa SET solo hay un TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- c) Los diagramas unifilares del archivo. pfd no guardan relación con las instalaciones propuestas en el ESTUDIO; por ejemplo, en dicho archivo pfd. para la Alternativa 1 – Nazca, se presenta un transformador de 220/60 kV de 50 MVA para la SET Nueva Coracora, cuando en su ESTUDIO solicita un TP 220/60/10 kV – 50 MVA. Asimismo, en las Alternativas 1 y 2 no se modela la conexión en PI de SET Coracora a SET Nueva Coracora.

Respuesta

En la modelación eléctrica se está considerando un transformador de 220/60/10 kV – 50 MVA; asimismo, se la conexión en PI de la SET Coracora a SET Nueva Coracora.

Análisis de Osinerghmin

De la PROPUESTA FINAL, se verifica que, los diagramas unifilares del archivo pfd siguen presentando inconsistencias respecto a los proyectos propuestos y aprobados, por ejemplo, para el proyecto ITC aprobado “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)” tanto la LT 60 kV Pampa – Chala y la LT 60 kV San Isidro – Bella Unión han sido modeladas en simple terna, cuando el proyecto aprobado contempla doble terna.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS 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.

[Respuesta](#)

En la propuesta actualizada se considera lo indicado en esta observación.

Análisis de Osinerghmin

En la PROPUESTA FINAL se siguen presentando inconsistencias que no guardan relación con el informe.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

33. Sobre la SET Chincha Nueva

ELECTRODUNAS menciona que, en el año 2024 se realizarán traslados de carga hacia SET Chincha Nueva. Se trasladarán 3,28 MW en 10 kV de la SET Pueblo Nuevo a SET Chincha Nueva en el 2024; 2,55 MW en 10 kV de la SET Pueblo Nuevo a la barra en 23 kV de SET Chincha Nueva y; se trasladarán 4,39 MW en 10 kV de SET Pedregal a SET Chincha Nueva. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS presente el sustento correspondiente a dichos traslados, por ejemplo, archivos kmz donde se ubiquen las cargas existentes y proyectadas que propone trasladar hacia SET Chincha Nueva, recorrido de alimentadores de las SETs colindantes, entre otros.

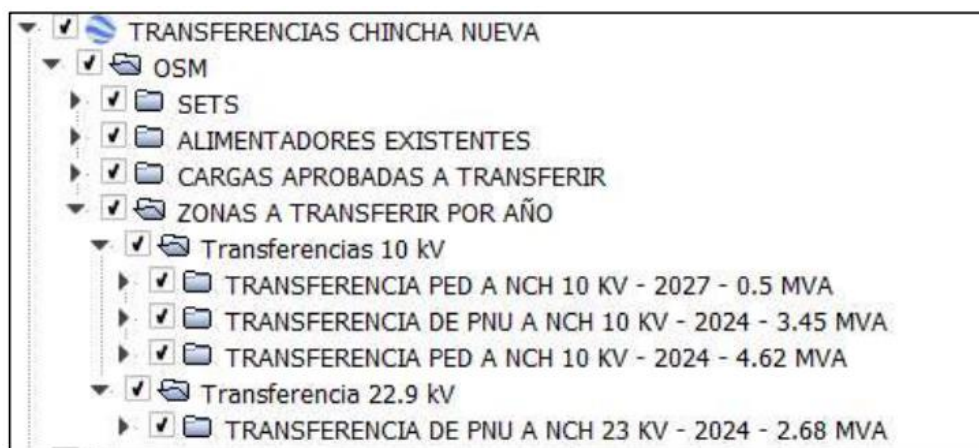
Respecto a la Celda de Alimentador en 10 kV solicitada para SET Chincha Nueva, según el formato F-204, se muestra que dicha Celda será necesaria para el año 2027, sin embargo, ELECTRODUNAS en su INFORME solicita dicha Celda de Alimentador para el año 2029, al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS revise y corrija donde corresponda.

[Respuesta](#)

Los traslados considerados a la subestación Chincha Nueva se muestra en el siguiente cuadro:

DE: SET	TR	BARRA	A: SET	TR	BARRA	Traslado (MVA)	Año
PNU	1	10	NCH	1	10	3.45	2024
PNU	1	10	NCH	1	23	2.68	2024
PED	1	10	NCH	1	10	4.62	2024
PED	1	10	NCH	1	10	0.50	2027

Al respecto en la carpeta “TRANSFERENCIAS CHINCHA NUEVA” de la carpeta “SUSTENTOS”, se adjunta el archivo KMZ donde se da alcances de las redes a transferir, cargas aprobadas a transferir, señalando los sectores y años.



En base a los nuevos resultados de proyección, para el período 2025-2029 no se requiere nuevas celdas de 10 kV.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, ELECTRODUNAS ha presentado el sustento correspondiente a los traslados propuestos en su ESTUDIO, los cuales serán utilizados como referencia para realizar los traslados de carga correspondientes entre las SET's del Sistema Eléctrico Chíncha.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

34. Sobre el Nuevo TP en SET El Ángel

- a) ELECTRODUNAS menciona en su ESTUDIO que la carga “Cementera Inka” corresponde ser atendida en 22,9 kV debido a que la potencia de dicha carga supera la capacidad estándar reconocida en una Celda de Alimentador en 10 kV, por lo que, resulta necesario implementar un devanado en 22,9 kV en SET El Ángel, además, agrega que, si se atiende dicha carga desde el TP 60/10 kV de 8,4 MVA, se presentarán sobrecargas desde el año 2027. Al respecto, la carga “Cementera Inka” se aprobó en el proceso de Modificación del PI 2021-2025 para ser atendida desde SET Alto La Luna (Figura 3), por lo que, se requiere que ELECTRODUNAS considere dicha carga desde SET Alto la Luna considerando, además, que dicha SET presenta un factor de uso de 71% al año 2034, o en su defecto, presentar los sustentos necesarios que justifique la imposibilidad de atender dicha carga desde SET Alto La Luna.

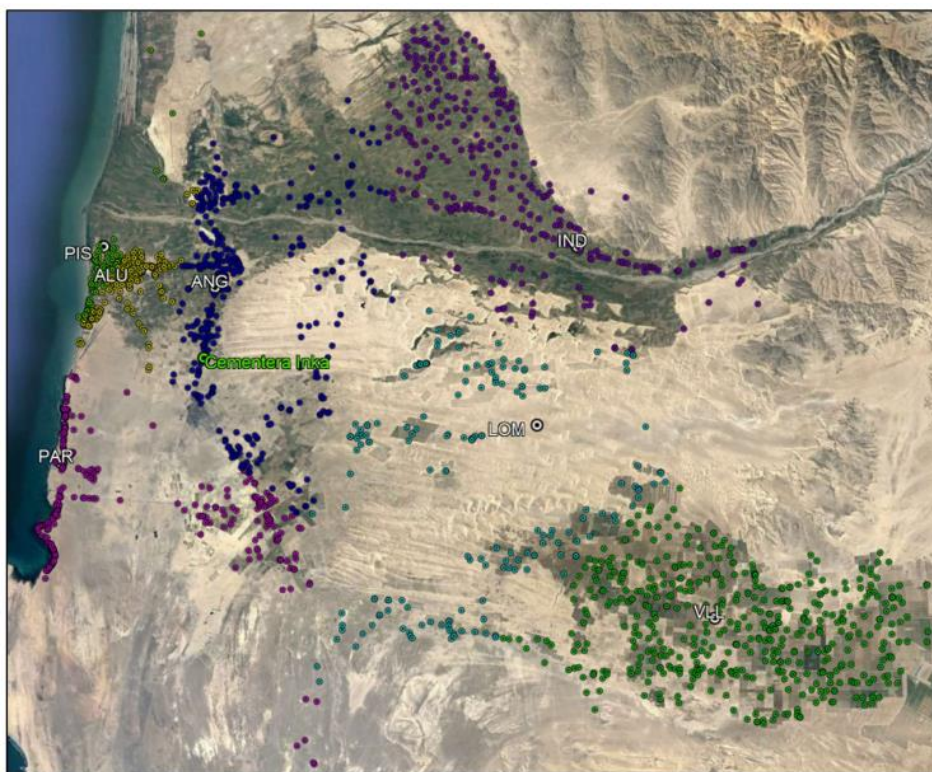
DEMANDAS				PROTECCIÓN DE LAS MÁXIMAS DEMANDAS DE POTENCIA NO CONCIDENTE (MW) ⁽¹⁾																		
				USUARIOS LIBRES Y DEMANDAS INCORPORADAS																		
ÁREA DE DEMANDA: 8																						
SISTEMA	SUBSTACIÓN	BARRA	TENSIÓN (kV)	NOMBRE USUARIO												POTENCIA (MW) ⁽²⁾						
				2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Calca Cementos	0.00	0.12	2.23	3.35	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	INDUSTRIAL DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 1 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 2 Minchu Proceso Frío S.A.C. (Prodo. Jonchari)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 3 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.12	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 4 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.11	0.22	0.33	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 5 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 6 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 7 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 8 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 9 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 10 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 11 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 12 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 13 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 14 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 15 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 16 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 17 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 18 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 19 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 20 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 21 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 22 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 23 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 24 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 25 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 26 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 27 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 28 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 29 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 30 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 31 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 32 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 33 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 34 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 35 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 36 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 37 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 38 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 39 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 40 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 41 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 42 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 43 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 44 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 45 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 46 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 47 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 48 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 49 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 50 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 51 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 52 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Plant.	ALTO LA LUNA	ALTO LA LUNA	22.9	Planta 53 Minchu Proceso Frío S.A.C.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.							

2025_RR.xlsx” perteneciente al proceso de Modificación del PI 2021-2025

Además, respecto a lo mencionado por ELECTRODUNAS acerca de que, la potencia del proyecto “Cementera Inka” supera la capacidad de una Celda en 10 kV, se requiere que ELECTRODUNAS presente el sustento de que la capacidad de sus Celdas de Alimentador es inferior a la carga “Cementera Inka”, asimismo, se requiere que la empresa indique qué tipo de carga es Libre o Regulado.

Respuesta

La atención del cliente “Cementera Inka” obedece a que dicha carga se encuentra dentro del radio de la subestación El Ángel (cargas de color azul). En la siguiente figura se muestra la cobertura de las subestaciones en el sistema Pisco, incluyendo las subestaciones de Las Lomas y Villacurí.



Cargas atendidas desde SETs en Sistema Pisco

Como se puede ver, el referido cliente se encuentra dentro del área de cobertura de la subestación El Ángel.

Considerando el área de cobertura de las subestaciones del sistema Pisco, la demanda en la demanda atendida a partir de cada una se muestra en el siguiente cuadro:

Año	Demanda Radio Teórico (óptimo)						
	Independencia	Pisco	Alto La Luna	Paracas	Las Lomas	Villacurí	El Ángel
2025	3.9	3.4	13.3	16.6	9.6	25.0	20.3
2026	4.3	3.5	13.6	17.0	9.9	25.9	21.2
2027	5.4	3.8	13.9	17.8	10.7	27.4	23.2
2028	6.0	4.0	14.3	18.3	11.3	28.4	24.5
2029	6.1	4.1	14.6	18.4	11.3	29.0	24.7
2030	6.1	4.2	14.9	18.5	11.4	29.4	24.9

Año	Demanda Radio Teórico (óptimo)						
	Independencia	Pisco	Alto La Luna	Paracas	Las Lomas	Villacurí	El Ángel
2031	6.2	4.3	15.1	18.6	11.5	29.8	25.0
2032	6.2	4.3	15.4	18.7	11.5	30.2	25.2
2033	6.3	4.4	15.6	18.8	11.6	30.6	25.3
2034	6.3	4.5	15.9	18.9	11.7	31.0	25.5

Demanda atendida por SETs en Sistema Pisco (MW)

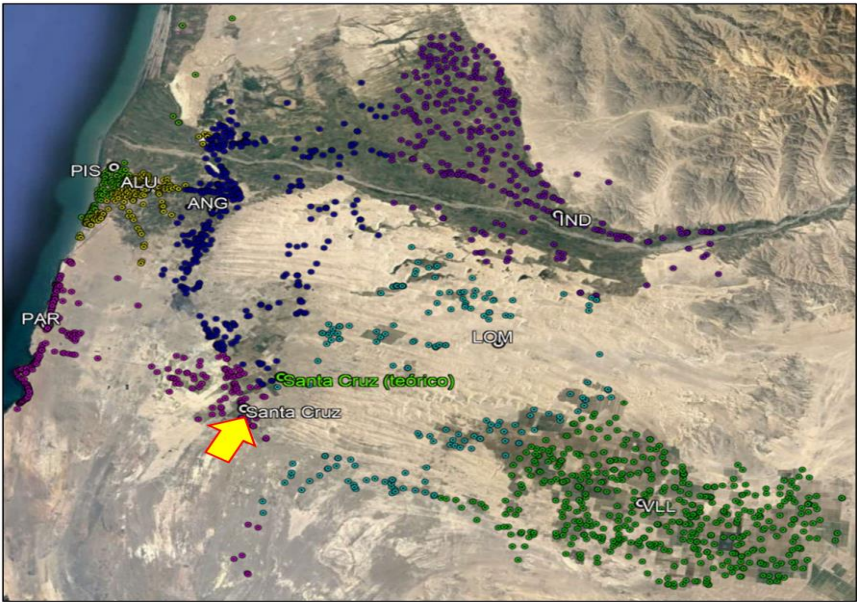
Como se puede ver en el cuadro, la demanda dentro del área de cobertura de la subestación El Ángel es de 18,9 MW el 2025. Sin embargo, ésta será asumida de forma progresiva.

Según el estudio que sustenta la propuesta PIT 2025-2029 de ELECTRODUNAS, la carga inicial de la subestación El Ángel sería de 4,7 MVA en 10 kV; y posteriormente, tomaría una carga de 6,8 MVA en 22,9 kV (entre ellos, la carga de la cementera Inka). En las siguientes etapas, de forma progresiva la subestación El Ángel debería asumir la carga dentro su radio de cobertura.

Por otro lado, para el año 2030 se propone una nueva subestación 60/22,9/10 kV "Santa Cruz", que tiene como objetivo descargar a la SET El Ángel y Paracas; asimismo, alimentar parte de la carga de atendida desde las subestaciones Villacurí y Las Lomas.

Entre otros, la propuesta de la nueva subestación Santa Cruz obedece a un desarrollo eficiente de la distribución a mediano y largo plazo, mejorando la calidad y confiabilidad en la red de media tensión en dicha zona.

En la siguiente figura se muestra la ubicación teórica de la subestación Santa Cruz; asimismo, la ubicación propuesta por ELECTRODUNAS.



Ubicación de futura SET Santa Cruz 60/22,9/10 kV

Considerando dicha ubicación, se ha determinado el reparto de carga entre las subestaciones involucradas. El resultado se muestra en el siguiente cuadro:

Año	Demanda Rádio Teórico (ótpmo)							
	Independencia	Pisco	Alto La Luna	Paracas	Las Lomas	Viallacurí	El Ángel	Solimar
2025	3.9	3.4	13.3	16.6	9.6	25.0	20.3	
2026	4.3	3.5	13.6	17.0	9.9	25.9	21.2	
2027	5.4	3.8	13.9	17.8	10.7	27.4	23.2	
2028	6.0	4.0	14.3	18.3	11.3	28.4	24.5	
2029	6.1	4.1	14.6	18.4	11.3	29.0	24.7	
2030	6.1	4.2	14.9	13.9	9.2	29.4	22.3	9.4
2031	6.2	4.3	15.1	14.0	9.2	29.8	22.5	9.4

Año	Demanda Rádio Teórico (ótpmo)							
	Independencia	Pisco	Alto La Luna	Paracas	Las Lomas	Viallacurí	El Ángel	Solimar
2032	6.2	4.3	15.4	14.1	9.2	30.2	22.6	9.5
2033	6.3	4.4	15.6	14.1	9.3	30.6	22.8	9.5
2034	6.3	4.5	15.9	14.2	9.3	31.0	23.0	9.5
2044	6.9	5.3	18.4	15.0	9.7	35.0	24.5	9.9
2054	7.4	6.2	20.9	15.7	10.2	39.0	26.1	10.3

Reparto de carga considerando futura SET Solimar

Como se puede notar, considerando los resultados de la proyección de demanda, en el largo plazo la demanda de la subestación El Ángel alcanzaría 26,1 MW y la futura subestación Santa Cruz 10,3 MW (ver cálculo en archivo

“SET Santa Cruz.xlsx”). En dicho escenario, es factible realizar un traslado de carga -adicional- a la futura SET Santa Cruz desde la SET El Ángel, para mantener su demanda menor a 25 MVA.

Sobre la base de dichos resultados se propone un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 25 MVA en la subestación El Ángel. Se reformula la propuesta inicial -que considera una potencia de 40 MVA- debido a la futura SET Santa Cruz, previsto para el 2030.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se evidencia que, ELECTRODUNAS ha presentado los archivos kmz. y los archivos Excel donde se evidencian los traslados hacia la SET El Ángel.

Asimismo, de dichos archivos, se evidencia que, para el período del PI 25-29, según su archivo “PlanSETs.xlsx” el único traslado a realizarse hacia SET El Ángel es proveniente de SET Alto La Luna, 4,7 MVA en 10 kV el año 2024 y 6,8 MVA en 22,9 kV el año 2027, sin embargo, la SET Alto La Luna, tiene un factor de uso de 0,80 en el año 2034, por lo que, no requiere realizar traslados de carga por falta de capacidad, además, de los documentos presentados, se han obtenido las cargas que, ELECTRODUNAS propone trasladar de SET Alto La Luna a SET El Ángel, las cuales, se encuentran dentro del radio de acción de SET Alto La Luna.

Finalmente, ELECTRODUNAS no ha presentado el sustento de que la capacidad de sus Celdas de Alimentador es inferior a la carga “Cementera Inka”.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

- b) Por otro lado, ELECTRODUNAS agrega que, existen cargas atendidas por COELVISAC que se encuentra dentro del radio de la SET El Ángel y que, en el mediano plazo es posible atender nuevas factibilidades ubicadas dentro del radio de esta SET. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS presente las coordinaciones realizadas con COELVISAC y qué cargas propone trasladar a SET El Ángel. Asimismo, se requiere que en función al área de influencia de dicha SET, ELECTRODUNAS alcance la información gráfica de las redes en MT (10 y 22.9 kV) existentes y proyectadas que sustenten su propuesta.

Respuesta

En la respuesta del literal anterior se muestran las demandas teóricas (dentro del área de cobertura) de las subestaciones de ELECTRODUNAS y COELVISAC.

Las cargas que están en el área de cobertura de la subestación El Ángel (de color azul); entre ellas, cargas actualmente atendidas desde las subestaciones Las Loma y Villacurí.

Análisis de Osinergmin

Si bien la PROPUESTA FINAL contiene las demandas teóricas de las subestaciones de ELECTRODUNAS y CVC ENERGÍA, estas no presentan coordinaciones con la empresa CVC ENERGÍA demostrando que dichas cargas podrán ser atendidas desde SET El Ángel.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- c) ELECTRODUNAS en su INFORME presenta algunas inconsistencias respecto al presente proyecto, por ejemplo: en el numeral 4.4.2 de su INFORME menciona que el TP 60/10 kV de 8,4 MVA quedaría disponible para la futura SET San Clemente, sin embargo, en el numeral 4.4 menciona que se dará de Baja el TP 60/10 kV de 8,4 MVA en el año 2027. Al respecto ELECTRODUNAS, debe revisar y corregir donde corresponda

Respuesta

En atención a lo indicado en este literal, se ha corregido dicha omisión. Se está manteniendo la Baja para el año 2027, dado que el transformador está generando gases fuera del rango establecido, más detalles se desarrollan en la respuesta a la observación 3.16.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, ha actualizado su PROPUESTA FINAL respecto a esta observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

35. Sobre el Nuevo TP en SET Independencia

- a) ELECTRODUNAS menciona que, en SET Independencia cuenta con un TP elevador 10/22,9 kV de 3 MVA, en el cual se prevén sobrecargas en el período 2025-2029, por lo cual propone utilizar el TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA proveniente de SET Chincha Nueva. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS informe las características del TP elevador que viene utilizando en SET Independencia (fotos de placa, entre otros), así como también la fecha de la instalación y qué tipo de cargas atiende (reguladas y/o libres).

Respuesta

La subestación Independencia tiene implementado el nivel de tensión de 10 kV para el desarrollo de la distribución, adicionalmente, hace más de 20 años que se tiene en servicio el alimentador SI213 (22.9 kV) el cual atiende la zona de Humay en Pisco y que corresponde a un sector típico rural, además, se presta servicio al Sistema Eléctrico Rural "HUMAY PAMPANO", que administra ADINELSA, cuya longitud es de más de 50 km a partir del punto de entrega.

En los últimos años se han venido presentando problemas con los transformadores elevadores instalados en la subestación, esto se debe que dichos transformadores usualmente no han sido equipos nuevos, al contrario, son equipos que llevaban muchos años de operación, que, al ser sometidos a las fallas de corto circuito, con el paso del tiempo han sufrido daño en el papel

aislante.

Se adjunta reportes de eventos históricos por falla en los transformadores elevadores y acciones correctivas que se llevaron a cabo.

Se tiene pedidos de nuevas demandas a ser atendidos en 22,9 kV, en el formato F-100 se han registrado como 10 kV dado que solo se cuenta con barras en ese nivel de tensión. El ingreso de estas cargas asociadas a proyectos agroindustriales (cuadro inferior) requieren la confiabilidad de un sistema de transmisión robusto y que pueda ser remunerado, dado que, actualmente el transformador provisional de 3 MVA no forma parte del sistema de transmisión (SST y/o SCT).

Cliente	MD (KW)
Agroindustrial Los Andenes SAC	1619
FUNDO PAMPA NEGRA	500

Respecto al tipo de cargas que atiende el alimentador en SI213 (22.9 kV) se muestra en el cuadro inferior.

Alimentador	BT4	BT5B	BT5BR	MT2	MT3	MT4	Libre	Total general
SI213	1	58	669	4	2	1	1	736

Respecto al transformador de 3 MVA, esta se puso en servicio el 24 de julio del 2022.

En la carpeta "22.9 kV INDEPENDENCIA" de la carpeta "SUSTENTOS" se adjunta la foto de placa y protocolo de pruebas del transformador actualmente instalados, el "KMZ" de las redes MT del alimentador SI213 y subestaciones asociadas, se anexa el "KMZ" del SER "HUMAY PAMPANO", "KMZ" de los nuevos pedidos en 22.9 kV, además, se adjunta el registro histórico de fallas asociados al transformador elevador consignado en el archivo "REGISTRO DE EVENTOS.xlsx"

Por lo tanto, la propuesta de ELECTODUNAS se reitera la necesidad en implementar el nivel de tensión de 22,9 kV en la subestación Independencia, y con ello, normalizar y garantizar el desarrollo de la distribución en dicho nivel de tensión.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, ELECTRODUNAS ha presentado el sustento correspondiente a las características del TP elevador 10/22,9 kV de 3/3,75 MVA (ONAN/ONAF), al respecto, se evidencia que dicho TP tiene fecha de fabricación el año 2022, asimismo, del registro histórico de fallas, se observa que, el último evento fue debido a la instalación del TP elevador 10/22,9 kV de 3/3,75 MVA (ONAN/ONAF) y se registró el 24/07/2022.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- b) ELECTRODUNAS en su INFORME menciona que el transformador elevador de 3 MVA está operando a plena carga y prevé sobrecargas en el período 2025-2029. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS presente el sustento correspondiente acerca de la sobrecarga en dicho transformador. Además, se debe mencionar que, en el formato “PlanSETs” se observa que, en todo el período, la máxima demanda en el devanado 23 kV es de 2,3 MVA. En ese sentido, se requiere un mayor sustento por parte de ELECTRODUNAS, asimismo, revise, aclare y corrija donde corresponda.

Respuesta

Por lo indicado en la respuesta del literal anterior, el transformador elevador referido forma parte del sistema de distribución; por lo tanto, en este proceso no corresponde evaluar la cargabilidad de instalaciones de distribución.

Respecto al análisis realizado en el PlanSETs, sólo corresponde a subestaciones de 60/22,9/10 kV.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS no ha presentado el sustento correspondiente acerca de la demanda atendida por el TP de 3 MVA. Asimismo, de acuerdo a la respuesta indicada por ELECTRODUNAS, al ser este un Transformador de Distribución, no corresponde ser evaluado en un Plan de Inversiones.

Por otro lado, en su formato “PlanSETs” respecto a los Transformadores de Independencia, se verifica que ELECTRODUNAS realiza el análisis de cargabilidad de un solo TP 220/60/10 kV de 50 MVA, cuando en dicha SET, se encuentran dos TPs 220/60/10 kV de 50 MVA. Asimismo, se debe hacer notar que, dichos Transformadores presentarán sobrecargas por encima de 120% ante contingencia de la LT 220 kV Independencia – El Ángel.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- c) ELECTRODUNAS no ha sustentado que los incrementos de carga deban ser atendidos en 22,9 kV, más aún cuando hay disponibilidad en el lado de 10 kV de los TPs de Independencia. Por otro lado, no solicita la celda en 60 kV ni sustenta la ubicación del TP que solicita, por lo tanto, se requiere que ELECTRODUNAS corrija y sustente donde corresponda.

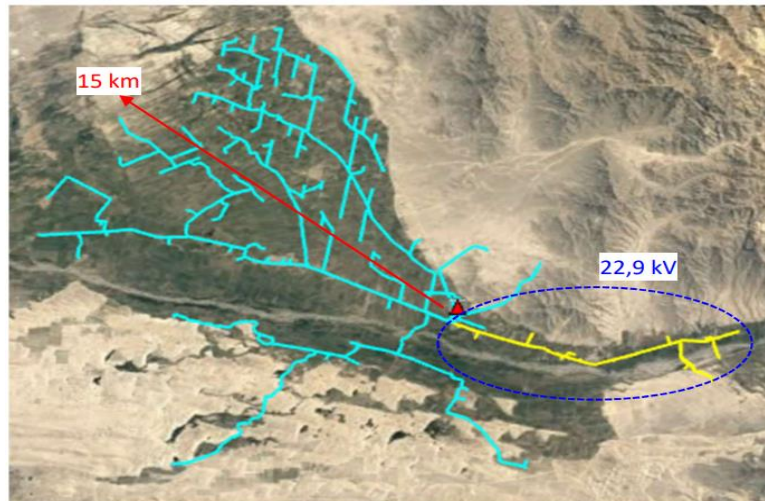
Además, se requiere que ELECTRODUNAS presente información gráfica de las redes en MT (10 y 22,9 kV) existentes que sustenten la incorporación de cargas en el nivel de tensión solicitado, así como el estado de cargabilidad del TP 22,9/10 kV actual, además de evaluar la conveniencia de resolver las nuevas cargas con la ampliación del sistema de distribución existentes.

Respuesta

Para normalizar el desarrollo de la distribución en dicho nivel de tensión se está proponiendo implementar un transformador de 60/22,9/10 kV (rotación).

En la propuesta actualizada se está incluyendo la celda de transformador de 60 kV, omitida en la propuesta inicial.

En el radio de atención de la subestación independencia se tiene redes y cargas atendidas en 22,9 kV. El crecimiento de la demanda en 22,9 kV está limitado a la capacidad del transformador elevador de 10/22,9 kV del sistema de distribución (3 MVA). Por dicho motivo, ELECTRODUNAS propone implementar la barra de 22,9 kV en la subestación Independencia.



Red MT en SET Independencia

Las cargas nuevas se encuentran en el radio de acción del alimentador SI213, asimismo. Atender estas cargas en 10 kV implican estar a una distancia en línea recta de 8.5 km en promedio de la SET Independencia, no siendo una distancia óptima para atender demandas en ese nivel de tensión.



Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, si bien ELECTRODUNAS presenta la información gráfica de las redes en MT, no se evidencia la necesidad de atender las cargas incorporadas en 22,9 kV, ya que, se encuentran dentro del radio de acción de la SET Independencia, pudiendo ser atendidas en 10 kV, asimismo, se debe tener en cuenta, que existe capacidad disponible en el devanado de 10 kV de los TPs existentes en SET Independencia.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- d) ELECTRODUNAS para SET Independencia en su formato F-300, solicita un TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA, lo cual no coincide con lo solicitado en su INFORME, al respecto, ELECTRODUNAS debe corregir y sustentar donde corresponda.

Respuesta

[Ver respuesta a literal c\) de observación 18.](#)

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS de su PROPUESTA FINAL ha actualizado el formato F-300 y tiene coherencia con su INFORME ya que, no considera el costo del equipo principal, solamente considera los costos de equipos complementarios, obras civiles, entre otros, debido a que en la SET Independencia no cuenta con instalaciones para la implementación del TP 60/22,9/10 kV que solicita rotar. En ese sentido, previa a la rotación, se debe de verificar la implementación de las obras que correspondan.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- e) Finalmente, se requiere que ELECTRODUNAS presente y/o sustente las coordinaciones realizadas con la empresa Red de Energía del Perú S.A. respecto al espacio requerido para la rotación del TP en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA. Asimismo, se requiere que ELECTRODUNAS presente los planos de planta y diagramas unifilares correspondientes en donde se muestre la disposición de equipos para la correcta instalación del TP solicitado y espacio disponible para las Celdas y sus conexiones.

Respuesta

[Con relación a las coordinaciones con REP S.A, el 17 de noviembre del 2023 8:00 AM, se realizó una reunión virtual entre el equipo de REP S.A y el equipo de ELECTRODUNAS, donde se dio alcances del proyecto, se indicó los espacios necesarios y propuestos para llevar a cabo el proyecto, al respecto, REP S.A recomendó tener en cuenta proyectos futuros en la SET Independencia, asimismo, informó que actualmente no tienen un proyecto concreto que requiera el uso del espacio propuesto; sin embargo, ELECTRODUNAS ha solicitado la respuesta formal a la carta enviada y de ser necesario, también emitan sus opiniones de forma directa al OSINERGMIN.](#)

[Es conveniente mencionar que no se ha identificado proyectos futuros \(EPOS vigentes y PT 2023-2032\) previstos en la SET Independencia que propongan la utilización del espacio propuesto.](#)

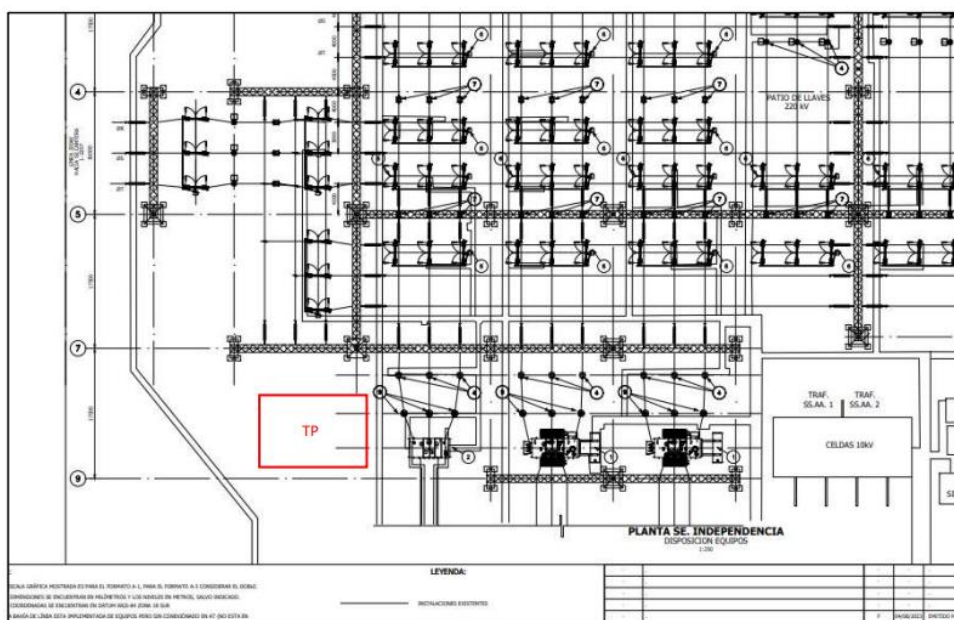
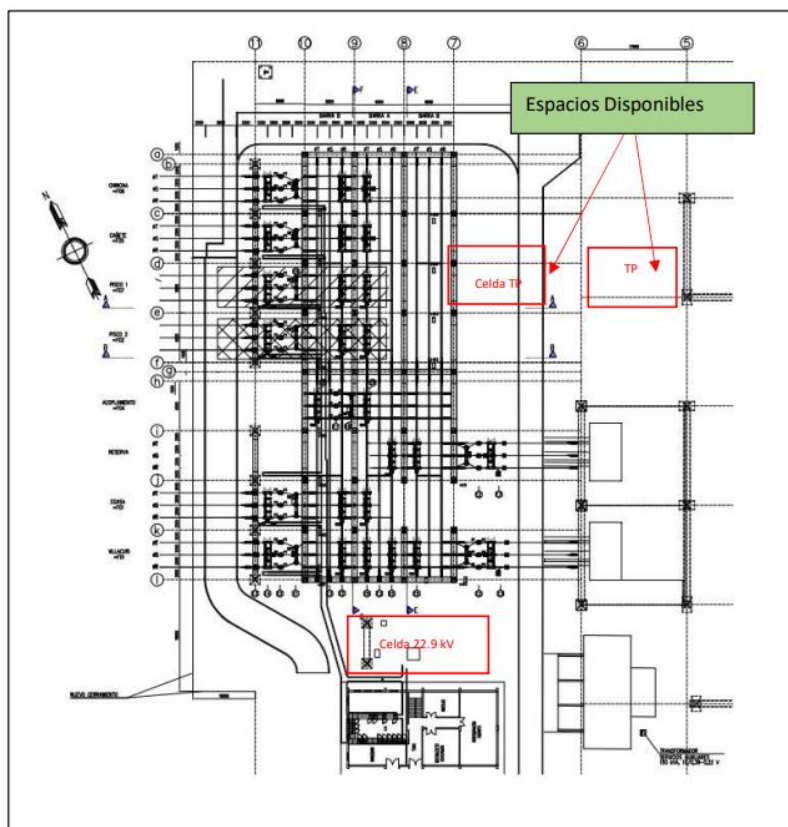
[Con respecto a los espacios disponibles, en inspección conjunta con OSINERGMIN realizada el 28 de agosto del 2023, se verificó in situ que existían espacios para la instalación de la celda de transformador doble barra en 60 kV, el transformador 60/22.9/10 kV de 13 MVA rotado y para las celdas de 22.9 kV,](#)

previos trabajos de acondicionamiento y retiro del transformador de 3 MVA.

Se adjunta la carpeta “ESPACIOS SET INDEPENDENCIA”, donde se anexa la comunicación realizada con REP, planos de planta disponibles en SET Independencia y panel fotográfico de la SET.

Adicionalmente mostramos los planos de planta disponibles donde se verifica la existencia de espacios para los trabajos respectivos.

Vista de planta celdas 60 kV



Análisis de Osinerghmin

Si bien la PROPUESTA FINAL contiene el correo enviado de ELECTRODUNAS a Red de Energía del Perú S.A., no se observa una respuesta de REP que acredite el uso del espacio propuesto por ELECTRODUNAS para la instalación del TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

36. Sobre la Celda de Alimentador en SET Ica Norte

ELECTRODUNAS en su INFORME solicita la instalación de una Celda de Alimentador en 10 kV en SET Ica Norte para el año 2029, sin embargo, en el formato F-204, se muestra que dicha Celda se requiere para el año 2027. En ese sentido se requiere que ELECTRODUNAS verifique y corrija donde corresponda.

Respuesta

El criterio general utilizado para proyectar las nuevas cargas considera una toma de carga inicial de 10%, y un crecimiento progresivo de 25%, 50%, 60%, 85% y 100%.

Sobre dicha base, en el formato F-204 se obtienen los resultados de la necesidad de nuevas celdas en 10 y 22,9 kV.

Sin embargo, en los hechos la toma de carga real puede ser mayor o menor que lo proyectado:

- Proyecciones optimistas: la toma de carga es menor al proyectado, lo que posterga el año de ingreso para las nuevas celdas,
- Proyecciones pesimistas: la toma de carga es mayor al proyectado, lo que adelanta el año de ingreso para las nuevas celdas.

En cualquier escenario, proponer para el año final del período es más flexible y permite la ejecución de inversiones eficientes.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL considera la Celda de Alimentador para el año 2029.

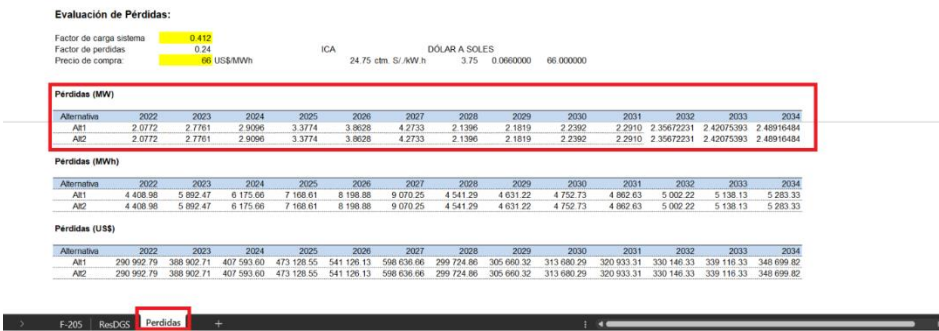
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

37. Sobre la LT 60 kV SET El Totoral – SET Ica Norte

- a) ELECTRODUNAS propone una nueva LT 60 kV El Totoral – Ica Norte motivada por razones de confiabilidad (criterio N-1 para líneas de transmisión de sistemas mayores a 30 MW). ELECTRODUNAS selecciona dicho proyecto después de un análisis de alternativas. Al respecto, sobre dicho análisis de alternativas, se observa que las pérdidas utilizadas no corresponden a los valores en la simulación de flujo de potencia. Por ejemplo: en el archivo "02-SER_F-205_FINAL.xlsx" presentado en su ESTUDIO, se evidencia que los valores de

pérdidas obtenidos tanto para la Alternativa 1 como para la Alternativa 2, son los mismos, sin embargo, en el flujo de potencia, sí se observa variación en los valores de pérdidas entre una y otra alternativa. En ese sentido, ELECTRODUNAS debe verificar y corregir donde corresponda.



Respuesta

En la evaluación de alternativas actualizada se corrige dicha omisión.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL ha actualizado sus valores de pérdidas, presentándose ahora valores distintos entre alternativas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- b) ELECTRODUNAS en su ESTUDIO considera la “LT 60 kV Ica – Ica Norte” subterránea de 8 km, asimismo, en su Alternativa 2 “LT 60 kV Ica Norte – El Totoral” de 16 km aéreo y 1,6 km de línea subterránea; sin embargo, no presenta la evaluación que indique la posibilidad de implementar tramos aéreos donde sea factible. En ese sentido, se requiere a ELECTRODUNAS plantear alternativas aéreas en su totalidad o en su defecto sustentar la imposibilidad de su ejecución.

Respuesta

Al respecto se adjunta el anexo “TRAMOS SUBTERRÁNEOS” de la carpeta “SUSTENTOS” donde se da alcances de los tramos subterráneos propuestos.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, de la información presentada en su PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS no sustenta de manera documentada que no se puede instalar tramos aéreos, limitándose a mencionar que tienen problemas de servidumbre y otros, los cuales deben ser resueltos por ELECTRODUNAS.

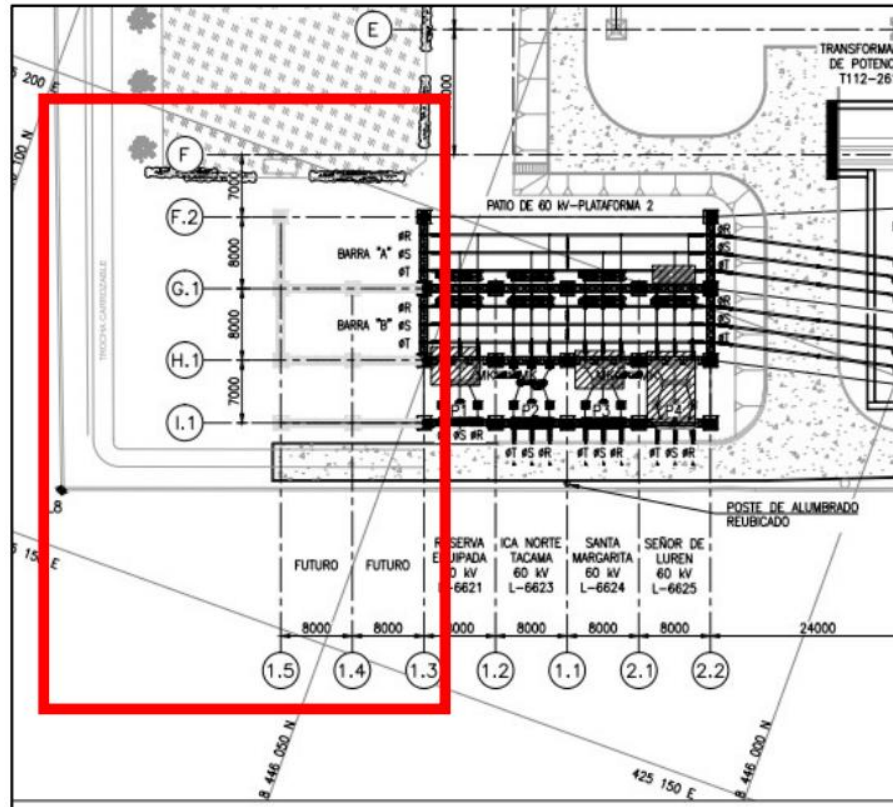
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- c) Además, respecto a la alternativa “LT 60 kV Ica – Ica Norte”, se requiere que ELECTRODUNAS presente las coordinaciones con el titular de la SET Ica, así como los planos correspondientes que evidencien la disposición de equipos y espacio disponible para esta alternativa.

Respuesta

Con respecto a los espacios en la SET Ica, el “PROYECTO AMPLIACIÓN 17”, definió espacios de reserva para nuevas celdas de línea en 60 kV.



Imágenes satelitales permiten validar que los espacios para el 2023 siguen disponibles.



Con relación a las coordinaciones con REP S.A, el 17 de noviembre del 2023 8:00 AM, se realizó una reunión virtual entre el equipo de REP S.A y el equipo de ELECTRODUNAS, donde se indicó los espacios necesarios para la viabilidad de la alternativa propuesta por ELECTRODUNAS para el cumplimiento del criterio N-1 del sistema Ica, al respecto, REP S.A recomendó tener en cuenta los proyectos recientemente aprobados para el sistema Ica (Mayorazgo-Totoral), además, manifestó no tener un proyecto concreto previsto para el uso de los espacios propuestos; sin embargo, ELECTRODUNAS ha solicitado la respuesta formal a la carta enviada, y de ser necesario, también emitan sus opiniones de forma directa al OSINERGMIN.

En la carpeta “ESQUEMAS SETs” de la carpeta “SUSTENTOS” se adjunta el plano de planta de la SET Ica y en la carpeta “ESPACIOS SET INDEPENDENCIA”, la comunicación enviada a REP S.A sobre la confirmación de espacios en SET Ica.

Análisis de Osinergmin

Si bien la PROPUESTA FINAL contiene el correo enviado de ELECTRODUNAS a Red de Energía del Perú S.A., no se observa una respuesta de REP que acredite el uso del espacio propuesto por ELECTRODUNAS para la instalación del TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA.

Asimismo, se verifica el plano de planta de la SET Ica, el cual se encuentra en la carpeta “SUSTENTOS/ESQUEMAS SETs”.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- d) En el archivo pdf. presentado se observa que la Alternativa seleccionada “LT 60 kV Ica Norte – El Totoral” no cumple con el criterio de N-1, ya que, ante una contingencia, se observa sobrecargas en las líneas contiguas en el período de estudio. Por lo que se requiere que ELECTRODUNAS presente los archivos pdf. que sustenten la viabilidad técnica de dicha alternativa, esto en cumplimiento de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Con el proyecto “LT 60 kV Ica Norte – Totoral”, las líneas adyacentes no experimentan sobrecargas superiores al 20% en situaciones de contingencia. En los siguientes cuadros se muestran dichos resultados:

Nivel de carga en LTs en la Condición N-1

Año 2025 – Sin Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:			
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	ICP - SLU
L-6615	---	7%	17%	69%
L-6616_A	68%	---	107%	105%
L-6616_B	28%	---	67%	65%
L-6616_C	40%	---	40%	41%
L-6623_A	56%	77%	---	94%
L-6623_B	56%	77%	---	94%
L-6625	68%	74%	85%	---
L-6624	95%	95%	96%	96%

Año 2026 – Sin Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:			
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	ICP - SLU
L-6615	---	7%	17%	71%
L-6616_A	69%	---	109%	107%
L-6616_B	28%	---	68%	66%
L-6616_C	40%	---	41%	41%
L-6623_A	57%	79%	---	96%
L-6623_B	57%	79%	---	96%
L-6625	70%	76%	87%	---
L-6624	100%	99%	100%	100%

Año 2027 – Sin Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:			
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	ICP - SLU
L-6615	---	6%	17%	76%
L-6616_A	71%	---	114%	113%
L-6616_B	30%	---	73%	71%
L-6616_C	41%	---	42%	42%
L-6623_A	59%	83%	---	101%
L-6623_B	59%	83%	---	101%
L-6625	75%	81%	92%	---
L-6624	106%	106%	106%	106%

Año 2028 – Sin Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:			
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	ICP - SLU
L-6615	---	6%	17%	82%
L-6616_A	75%	---	121%	120%
L-6616_B	32%	---	77%	76%
L-6616_C	43%	---	44%	44%
L-6623_A	62%	88%	---	108%
L-6623_B	62%	88%	---	108%
L-6625	80%	86%	98%	---
L-6624	16%	17%	16%	15%

Año 2028 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	6%	3%	12%	81%	14%	6%
L-6616_A	60%	---	94%	68%	97%	64%	78%
L-6616_B	17%	---	51%	26%	54%	22%	35%
L-6616_C	43%	---	43%	43%	43%	43%	43%
L-6623_A	47%	67%	---	56%	85%	52%	66%
L-6623_B	47%	67%	---	56%	85%	52%	66%
L-6624	18%	23%	22%	---	22%	28%	16%
L-6625	80%	74%	83%	68%	---	66%	74%
TOT - SMARG 60 1T	29%	27%	28%	34%	28%	---	32%
TOT - ICN 60	15%	16%	20%	13%	21%	17%	---

Año 2029 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	6%	4%	12%	82%	14%	6%
L-6616_A	60%	---	94%	69%	98%	65%	80%
L-6616_B	17%	---	51%	25%	54%	22%	36%
L-6616_C	44%	---	44%	44%	44%	44%	44%
L-6623_A	47%	68%	---	56%	86%	52%	67%
L-6623_B	48%	68%	---	56%	86%	52%	67%
L-6624	18%	22%	21%	---	22%	27%	17%
L-6625	81%	75%	83%	68%	---	66%	75%
TOT - SMARG 60 1T	29%	28%	28%	34%	28%	---	32%
TOT - ICN 60	16%	17%	21%	14%	22%	19%	---

Año 2030 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	6%	4%	12%	83%	14%	6%
L-6616_A	61%	---	96%	70%	100%	66%	81%
L-6616_B	18%	---	52%	26%	55%	22%	37%
L-6616_C	44%	---	45%	44%	45%	44%	45%
L-6623_A	48%	69%	---	57%	87%	53%	68%
L-6623_B	48%	69%	---	57%	87%	53%	68%
L-6624	18%	22%	21%	---	22%	27%	17%
L-6625	82%	76%	85%	70%	---	68%	76%
TOT - SMARG 60 1T	30%	28%	29%	34%	29%	---	33%
TOT - ICN 60	16%	17%	22%	15%	22%	19%	---

Año 2031 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	7%	4%	13%	85%	15%	6%
L-6616_A	62%	---	97%	71%	101%	67%	83%
L-6616_B	18%	---	52%	26%	56%	22%	38%
L-6616_C	45%	---	45%	45%	45%	45%	45%
L-6623_A	49%	70%	---	58%	88%	54%	70%
L-6623_B	49%	70%	---	58%	88%	54%	70%
L-6624	18%	22%	21%	---	21%	27%	17%
L-6625	83%	77%	86%	70%	---	69%	78%
TOT - SMARG 60 1T	30%	29%	29%	35%	29%	---	34%
TOT - ICN 60	17%	18%	23%	16%	23%	20%	---

Año 2032 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	7%	4%	13%	86%	15%	6%
L-6616_A	64%	---	100%	72%	103%	68%	85%
L-6616_B	18%	---	54%	27%	57%	23%	39%
L-6616_C	46%	---	46%	46%	46%	46%	46%
L-6623_A	50%	71%	---	59%	90%	55%	71%
L-6623_B	50%	71%	---	59%	90%	55%	71%
L-6624	18%	22%	21%	---	21%	27%	17%
L-6625	85%	79%	88%	72%	---	70%	79%
TOT - SMARG 60 1T	31%	29%	30%	35%	30%	---	34%
TOT - ICN 60	17%	19%	23%	16%	24%	20%	---

Año 2033 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	6%	4%	13%	88%	15%	6%
L-6616_A	65%	---	101%	73%	105%	70%	86%
L-6616_B	19%	---	55%	27%	58%	24%	39%
L-6616_C	46%	---	47%	46%	47%	47%	47%
L-6623_A	51%	73%	---	60%	92%	56%	73%
L-6623_B	51%	73%	---	60%	92%	56%	73%
L-6624	18%	22%	21%	---	22%	28%	18%
L-6625	86%	80%	89%	73%	---	71%	81%
TOT - SMARG 60 1T	31%	29%	30%	36%	30%	---	35%
TOT - ICN 60	18%	19%	24%	16%	24%	21%	---

Año 2034 – CON Proyecto

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:						
	ICN - SLU	ICP - TAC - ICN	ICP - ICN	SMARG - ICP	ICP - SLU	TOT - SMARG	TOT - ICN
L-6615	---	7%	4%	13%	89%	15%	6%
L-6616_A	66%	---	103%	75%	107%	71%	88%
L-6616_B	19%	---	56%	28%	59%	24%	40%
L-6616_C	47%	---	48%	47%	48%	47%	48%
L-6623_A	52%	74%	---	61%	94%	57%	74%
L-6623_B	52%	74%	---	61%	94%	57%	74%
L-6624	18%	22%	21%	---	21%	27%	17%
L-6625	88%	82%	91%	74%	---	72%	82%
TOT - SMARG 60 1T	32%	30%	31%	36%	31%	---	36%
TOT - ICN 60	18%	20%	24%	17%	25%	21%	---

En el periodo 2025-2027, se observa un aumento en el FU de las líneas frente a las respectivas contingencias. Sin embargo, en el periodo 2028-2034, con la implementación del proyecto propuesto (LT 60 kV Ica Norte – Totoral), no se presentan problemas de sobrecarga.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS he presentado las simulaciones de flujo de potencia y los resultados, no obstante, se evidencia que, con la alternativa ganadora de ELECTRODUNAS, en el año 2034 ante la contingencia de la LT 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren, se presentan sobrecargas de 107% en la LT 60 kV Ica Parcona – Derivación Tacama – Ica Norte, asimismo, se observa que, en ese mismo escenario, según las simulaciones presentadas por ELECTRODUNAS, la LT 60 kV Totoral – Ica Norte propuesta, solo se carga en un 25 %.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- e) De igual forma, se requiere que ELECTRODUNAS presente las características técnicas de la LT 60 kV Ica – Ica Norte y de la LT 60 kV Ica – Deriv. Tacama – Ica Norte, asimismo, presente el estado operativo, año de fabricación, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, entre otros; que sustenten la condición actual de dichas líneas de manera detallada.

Respuesta

Respecto a las líneas “LT 60 kV Ica – Ica Norte” y “LT 60 kV Ica – Deriv. Tacama – Ica Norte”, están codificadas por el COES como L6623 y L6616, respectivamente. A continuación, se presentan algunas características técnicas de ambas líneas.

Datos	L6616	L6623
Año de puesta en servicio	2021	1984
Calibre conductor (mm2)	120	120
Tipo de estructuras	Postes C.A.C-Torres metálicas-Postes de acero.	Postes C.A.C-Torres metálicas-Postes de acero.
Tipo de conductor	AAAC	AAAC

Más información se puede ubicar en el formato F-000.

Es importante precisar que ambas líneas comparten estructuras, las cuales se cambiaron en un 80% cuando se implementó la segunda terna (L6616), como parte del plan PIT 2013-20217, se adjunta el archivo “Planilla de estructuras.xlsx”, donde se indica que estructuras son nuevas, cuales son existentes y que características tienen. Durante el proceso de cambio de estructuras también se renovó el conductor de la línea L-6623.

Respecto al mantenimiento se comparte la planilla “Mantenimiento Líneas-Avance 2023.xlsx” donde se tiene el detalle actualizado de los trabajos de mantenimiento programados y ejecutados de ambas líneas para el 2023.

En la carpeta “L6623-L6616” de la carpeta “SUSTENTOS” se comparte las planillas mencionadas en párrafos anteriores y el acta de puesta en servicio de la línea L6616.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS ha presentado las características técnicas, de la LT 60 kV Ica – Ica Norte y de la LT 60 kV Ica – Deriv. Tacama – Ica Norte, así como la información adicional solicitada.

Conclusión

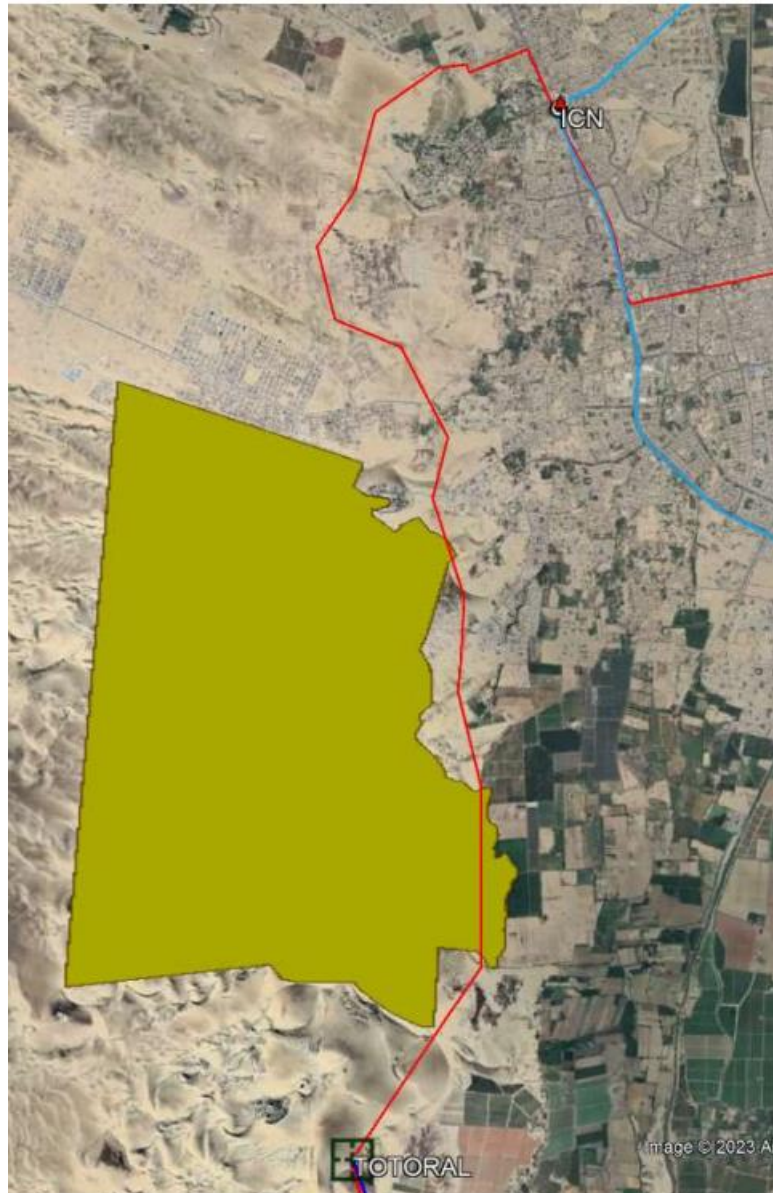
Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- f) Asimismo, en el archivo kmz presentado por ELECTRODUNAS se observa una tercera alternativa, cuya evaluación no se ha analizado en el ESTUDIO

Respuesta

La tercera alternativa que se encuentra en el archivo “kmz”, corresponde a una de las dos opciones de enlaces entre las subestaciones Totoral e Ica Norte evaluadas inicialmente. Finalmente, ésta se descartó debido a que no está alineada con el plan de expansión de largo plazo (futura SET Ica Oeste).

Adicionalmente, esta alternativa cruza con el área de conservación regional de la Laguna de Huacachina, asimismo, no consideraba el soterramiento de redes en las zonas urbanas aledañas a la Huacachina, este replanteo implicaba mayores tramos subterráneos.



Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS ha retirado la tercera alternativa debido a que esta alternativa cruza con el área de conservación regional de la Laguna de Huacachina.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

38. Sobre la Nueva SET Ocucaje

- a) ELECTRODUNAS propone una nueva SET Ocucaje para solucionar los problemas en la SET Santa Margarita y debido a que la demanda del sistema Ica crece y se expande al sur de la SET Santa Margarita, con proyectos de habilitaciones urbanas e inversiones agroindustriales, cuya distancia a la SET Santa Margarita supera los 38 km.

Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS considere el proyecto ITC

“Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica” previsto para el 2028 aprobado en el Plan de Transmisión 2023-2032 del COES, ya que, en dicho proyecto está contemplado la LT 60 kV Santa Margarita – El Totoral en doble terna, con la cual la SET Santa Margarita tendrá mayor confiabilidad y le permitirá atender mayor demanda. Por lo que, se requiere que ELECTRODUNAS evalúe implementar soluciones en distribución desde SET Santa Margarita.

De igual forma, se requiere que ELECTRODUNAS evalúe la ampliación de transformación en SET Santa Margarita incluyendo la renovación de las Celdas existentes para atender sus cargas futuras

Respuesta

Las alternativas evaluadas para la futura subestación Ocucaje, si consideran el proyecto ITC “Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica”. A partir de dicho proyecto se evaluaron tres alternativas:

- En 220 kV, conectado en PI a la línea “Mayorazgo – Totoral”
- En 60 kV, desde la subestación Totoral
- En 60 kV, desde la subestación Santa Margarita

Sin embargo, en atención a lo indicado en este punto, en la propuesta actualizada se está incluyendo una alternativa adicional:

- En 60 kV, desde la subestación Mayorazgo

Respecto al escenario de ampliar la capacidad de transformación de la SET Santa Margarita (soluciones en distribución), no representa una solución factible - técnicamente- por los siguientes motivos:

- La subestación no cuenta con espacio disponible para implementar un segundo transformador.
- Con la capacidad actual de la subestación Santa Margarita (40 MVA), la red de media tensión se encuentra operando en condiciones deficientes, con problemas de caída de tensión y pérdidas elevadas que superan lo reconocido en el VAD vigente.

Considerando una demanda de 5 MW por alimentador y tensión en barra 1,02 en p.u., las caídas de tensión mínimas y pérdidas estimadas en la red de 10 kV se muestran en el siguiente cuadro:

Caída de tensión y pérdidas en red 10 kV

KM	V _{mín} (p.u)	Pérdidas (%)
0.5	1.01	0.25%
1.0	1.01	0.50%
1.5	1.00	0.76%
2.0	0.99	1.02%
2.5	0.98	1.29%
3.0	0.98	1.56%

KM	V _{mín} (p.u)	Pérdidas (%)
3.5	0.97	1.83%
4.0	0.96	2.11%
4.5	0.95	2.40%
5.0	0.94	2.69%
5.5	0.94	2.99%
6.0	0.93	3.29%
6.5	0.92	3.60%
7.0	0.91	3.92%
7.5	0.90	4.24%
8.0	0.89	4.57%
8.5	0.88	4.90%
9.0	0.87	5.25%
9.5	0.86	5.60%
10.0	0.85	5.96%

Como se puede notar, las pérdidas en la red de 10 kV superan lo reconocido (1,8%) en alimentadores con longitud mayor a 3,5 km y caídas de tensión a partir de los 5,0 km. Sin embargo, la SET Santa Margarita cuenta con alimentadores que superan los 5 km, inclusive mayor a 9 km en un caso.

Por otro lado, considerando una demanda de 10 MW por alimentador y tensión en barra 1,02 en p.u., las caídas de tensión mínimas y pérdidas estimadas en la red de 22,9 kV se muestran en el siguiente cuadro:

Caída de tensión y pérdidas en red 22,9 kV

KM	V _{mín} (p.u)	Pérdidas (%)
1	1.01	0.19%
2	1.01	0.38%
3	1.00	0.58%
4	1.00	0.77%
5	0.99	0.97%
6	0.99	1.17%
7	0.98	1.38%
8	0.97	1.58%
9	0.97	1.79%
10	0.96	2.01%
11	0.96	2.22%
12	0.95	2.44%
13	0.94	2.67%
14	0.94	2.89%

KM	V _{mín} (p.u)	Pérdidas (%)
15	0.93	3.12%
16	0.93	3.35%
17	0.92	3.59%
18	0.91	3.83%
19	0.91	4.07%
20	0.90	4.32%
21	0.89	4.57%
22	0.88	4.83%
23	0.88	5.09%
24	0.87	5.36%
25	0.86	5.63%

Como se puede notar, las pérdidas en la red de 22,9 kV superan lo reconocido (1,8%) en alimentadores con longitud mayor a 10 km y caídas de tensión a partir de los 13,0 km. Sin embargo, la SET Santa Margarita cuenta con un alimentador que superan los 20 km.

- Para validar las deficiencias mostradas en el punto anterior se ha determinado para distintas densidades de carga y potencias en las SETs, las caídas de tensión en el extremo de la red y las pérdidas en la red de 10 y 22,9 kV:

Radio óptimo en función de la densidad de carga (km): 10 kV

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
5	5.5	3.9	3.2	2.7	2.5	2.2	2.1	1.9	1.8	1.7
10	7.8	5.5	4.5	3.9	3.5	3.2	2.9	2.7	2.6	2.5
15	9.5	6.7	5.5	4.8	4.3	3.9	3.6	3.4	3.2	3.0
20		7.8	6.3	5.5	4.9	4.5	4.2	3.9	3.7	3.5
25		8.7	7.1	6.1	5.5	5.0	4.6	4.3	4.1	3.9
30		9.5	7.8	6.7	6.0	5.5	5.1	4.8	4.5	4.3
35			8.4	7.3	6.5	5.9	5.5	5.1	4.8	4.6
40			9.0	7.8	7.0	6.3	5.9	5.5	5.2	4.9
45			9.5	8.2	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	5.2
50				8.7	7.8	7.1	6.6	6.1	5.8	5.5
55				9.1	8.2	7.4	6.9	6.4	6.1	5.8
60				9.5	8.5	7.8	7.2	6.7	6.3	6.0
65				9.9	8.9	8.1	7.5	7.0	6.6	6.3

Caída de tensión en extremo de red: 10 kV

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
5	0.94	0.96	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
10	0.89	0.94	0.95	0.96	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98
15	0.86	0.91	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.97	0.97	0.98
20		0.89	0.92	0.94	0.95	0.95	0.96	0.96	0.97	0.97
25		0.88	0.91	0.92	0.94	0.94	0.95	0.95	0.96	0.96

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
30		0.86	0.89	0.91	0.93	0.94	0.94	0.95	0.95	0.96
35			0.88	0.90	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95	0.95
40			0.87	0.89	0.91	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95
45			0.86	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.94
50				0.88	0.89	0.91	0.92	0.92	0.93	0.94
55				0.87	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.93
60				0.86	0.88	0.89	0.91	0.91	0.92	0.93
65				0.85	0.87	0.89	0.90	0.91	0.92	0.92

Pérdidas en red: 10 kV

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
5	3.0%	2.0%	1.7%	1.4%	1.3%	1.1%	1.1%	1.0%	0.9%	0.9%
10	4.4%	3.0%	2.4%	2.0%	1.8%	1.7%	1.5%	1.4%	1.3%	1.3%
15	5.6%	3.7%	3.0%	2.6%	2.3%	2.0%	1.9%	1.8%	1.7%	1.6%
20		4.4%	3.5%	3.0%	2.6%	2.4%	2.2%	2.0%	1.9%	1.8%
25		5.0%	4.0%	3.4%	3.0%	2.7%	2.5%	2.3%	2.2%	2.0%
30		5.6%	4.4%	3.7%	3.3%	3.0%	2.7%	2.6%	2.4%	2.3%
35			4.8%	4.1%	3.6%	3.3%	3.0%	2.8%	2.6%	2.5%
40			5.2%	4.4%	3.9%	3.5%	3.2%	3.0%	2.8%	2.6%
45			5.6%	4.7%	4.2%	3.7%	3.4%	3.2%	3.0%	2.8%
50				5.0%	4.4%	4.0%	3.6%	3.4%	3.2%	3.0%
55				5.3%	4.7%	4.2%	3.8%	3.6%	3.3%	3.1%
60				5.6%	4.9%	4.4%	4.0%	3.7%	3.5%	3.3%
65				5.9%	5.2%	4.6%	4.2%	3.9%	3.7%	3.5%

Como se puede observar en dichos resultados, para zonas de densidad menores a 1 W/m2 y potencias mayores a 40 MVA en la subestación, la red de 10 kV presenta problemas de caída de tensión y las pérdidas superan lo reconocido (1,8%) a partir de 20 MVA, lo que demuestran una operación deficiente.

Radio óptimo en función de la densidad de carga (km): 22,9 kV

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
5	12.3	8.7	7.1	6.1	5.5	5.0	4.6	4.3	4.1	3.9
10	17.4	12.3	10.0	8.7	7.8	7.1	6.6	6.1	5.8	5.5
15	21.3	15.1	12.3	10.6	9.5	8.7	8.0	7.5	7.1	6.7
20	24.6	17.4	14.2	12.3	11.0	10.0	9.3	8.7	8.2	7.8
25		19.4	15.9	13.7	12.3	11.2	10.4	9.7	9.2	8.7
30		21.3	17.4	15.1	13.5	12.3	11.4	10.6	10.0	9.5
35		23.0	18.8	16.3	14.5	13.3	12.3	11.5	10.8	10.3
40		24.6	20.1	17.4	15.6	14.2	13.1	12.3	11.6	11.0
45			21.3	18.4	16.5	15.1	13.9	13.0	12.3	11.7
50			22.4	19.4	17.4	15.9	14.7	13.7	13.0	12.3
55			23.5	20.4	18.2	16.6	15.4	14.4	13.6	12.9
60			24.6	21.3	19.0	17.4	16.1	15.1	14.2	13.5
65				22.2	19.8	18.1	16.8	15.7	14.8	14.0

Caída de tensión en extremo de red: 22,9 kV

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
5	0.95	0.97	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00
10	0.92	0.95	0.96	0.97	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99
15	0.89	0.93	0.95	0.96	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98
20	0.86	0.92	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.97	0.97	0.98
25		0.90	0.93	0.94	0.95	0.96	0.96	0.96	0.97	0.97
30		0.89	0.92	0.93	0.94	0.95	0.95	0.96	0.96	0.97
35		0.87	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.95	0.96	0.96
40		0.86	0.90	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95	0.95	0.96
45			0.89	0.91	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95	0.95
50			0.88	0.90	0.92	0.93	0.93	0.94	0.94	0.95
55			0.87	0.89	0.91	0.92	0.93	0.94	0.94	0.95
60			0.86	0.89	0.90	0.92	0.92	0.93	0.94	0.94
65				0.88	0.90	0.91	0.92	0.93	0.93	0.94

Pérdidas en red: 22,9 kV

MVA w/m2	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
5	2.5%	1.7%	1.4%	1.2%	1.1%	1.0%	0.9%	0.8%	0.8%	0.7%
10	3.7%	2.5%	2.0%	1.7%	1.5%	1.4%	1.3%	1.2%	1.1%	1.1%
15	4.6%	3.1%	2.5%	2.1%	1.9%	1.7%	1.6%	1.5%	1.4%	1.3%
20	5.5%	3.7%	2.9%	2.5%	2.2%	2.0%	1.9%	1.7%	1.6%	1.5%
25		4.2%	3.3%	2.8%	2.5%	2.3%	2.1%	1.9%	1.8%	1.7%
30		4.6%	3.7%	3.1%	2.8%	2.5%	2.3%	2.1%	2.0%	1.9%
35		5.1%	4.0%	3.4%	3.0%	2.7%	2.5%	2.3%	2.2%	2.1%
40		5.5%	4.3%	3.7%	3.2%	2.9%	2.7%	2.5%	2.4%	2.2%
45			4.6%	3.9%	3.5%	3.1%	2.9%	2.7%	2.5%	2.4%
50			4.9%	4.2%	3.7%	3.3%	3.1%	2.8%	2.7%	2.5%
55			5.2%	4.4%	3.9%	3.5%	3.2%	3.0%	2.8%	2.6%
60			5.5%	4.6%	4.1%	3.7%	3.4%	3.1%	2.9%	2.8%
65				4.9%	4.3%	3.9%	3.5%	3.3%	3.1%	2.9%

Como se puede observar en dichos resultados, para zonas de densidad menores a 1 W/m² y potencias mayores a 45 MVA en la subestación, la red de 10 kV presenta problemas de caída de tensión y las pérdidas superan lo reconocido (1,8%) a partir de 30 MVA, lo que demuestran una operación deficiente.

A partir de dichos resultados y considerando información real de la subestación Santa Margarita:

- Potencia Instalada: 40 MVA
- Radio máximo en 10 kV: 9,5 km
- Radio máximo en 22,9 kV: 23 km
- Densidad media: 0,30 W/m²

Se concluye lo siguiente:

- No es eficiente ampliar la capacidad de transformación de la subestación Santa Margarita.
- Considerando la capacidad actual (40 MVA) la red de distribución se encuentra operando en condiciones deficientes

En base a dicho análisis realizado, la nueva subestación Ocucaje tiene como objetivos: el desarrollo eficiente de la red de distribución a mediano y largo plazo y resolver problemas de calidad y mejorar la confiabilidad de la red de distribución existente.

Incremento de cobertura eléctrica

En la propuesta inicial enviada en junio se documentó los proyectos inmobiliarios y cargas industriales que se desarrollarán en el radio de acción de la nueva SET Ocucaje, actualmente han ingresado más pedidos de proyectos inmobiliarios en ese sector, en la carpeta “EXPANSIÓN DEMANDA OCUCAJE” de la carpeta “SUSTENTOS”, se envía documentación actualizada de las cargas solicitadas e informe anexo.

Es importante mencionar que en inspección conjunta con el OSINERGMIN el 29 de agosto del 2023, se pudo apreciar que existen zonas de expansión urbana con un porcentaje de habitabilidad alto que no cuentan con suministro de energía, como es el “Centro Poblado las Lomas de Ocucaje”, el cual será electrificado por ELECTRODUNAS durante el primer trimestre del 2024. Esta demanda no está incluida en las proyecciones de demanda consignadas en el formato F-100 y se encuentra en el área de influencia de la Nueva SET Ocucaje.



Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, si bien ELECTRODUNAS ha evaluado la alternativa de ampliar la capacidad de transformación en la SET Santa Margarita, su evaluación respecto a las caídas de tensión presenta inconsistencias y falta de sustento, ya que, no ha presentado los cálculos y los archivos fuente de donde obtiene los resultados de caída de tensión y pérdidas. Por ejemplo, no menciona la sección del conductor con el que realiza los cálculos presentados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- b) Asimismo, ELECTRODUNAS debe considerar dentro de su evaluación la SET Mayorazgo, la cual, según el Anteproyecto estará preparada para albergar instalaciones en 220 kV y 60 kV a futuro, tales como: Banco de Autotransformadores de Potencia Monofásico en 220/60/13,8 kV, Transformador 60/22,9/10 kV, Celdas, entre otros, desde donde se podrá atender futuras cargas.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, para la evaluación de la subestación Ocucaje se incluye la siguiente alternativa (adicional a las otras ya evaluadas):

- Implementación de transformador de 220/60/10 kV – 50 MVA en la subestación Mayorazgo.
- Línea de transmisión de 60 kV “Mayorazgo – Ocucaje”
- Subestación “Ocucaje” de 60/23 kV

El análisis y resultados obtenidos se muestra en el capítulo 4.5.1 del Volumen 4 de la propuesta actualizada.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS, ha incluido una alternativa con la implementación de un TP 220/60/10 kV de 50 MVA en SET Mayorazgo y una LT 60 kV Mayorazgo – Ocucaje con SET Ocucaje 60/22,9 kV de 40 MVA. Sin embargo, ELECTRODUNAS no ha evaluado la posibilidad de atender las cargas desde la SET Mayorazgo, lo que resultaría en menores gastos económicos y en un uso más eficiente de las inversiones aprobadas en el AD 08.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

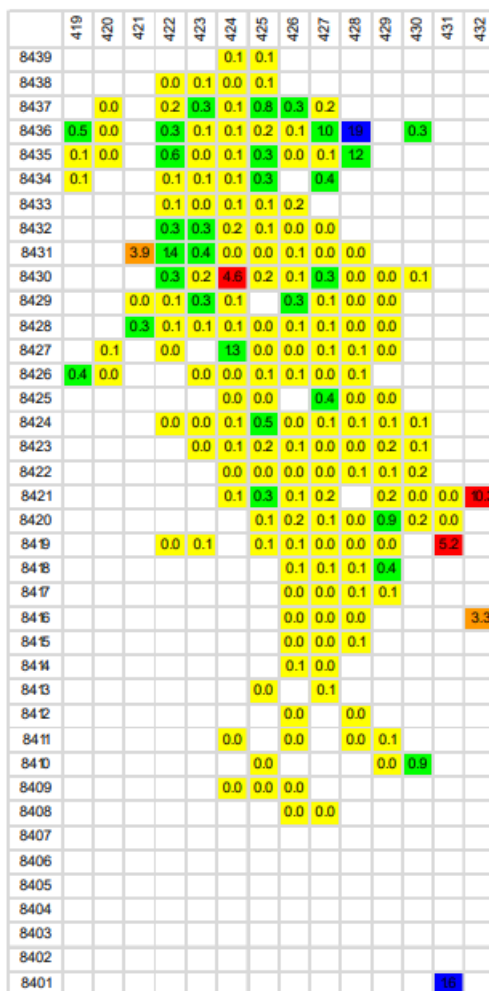
- c) Se requiere que ELECTRODUNAS presente información gráfica de las redes en MT (10 y 22,9 kV) existentes que sustenten su propuesta, así como la ubicación de las nuevas cargas proyectadas. Adicionalmente, se requiere que

ELECTRODUNAS presente el mapa de densidad de carga que sustente la ubicación de SET Ocucaje.

Respuesta

El mapa de densidades de la subestación Santa Margarita al año 30 (2054) se muestra en la siguiente figura:

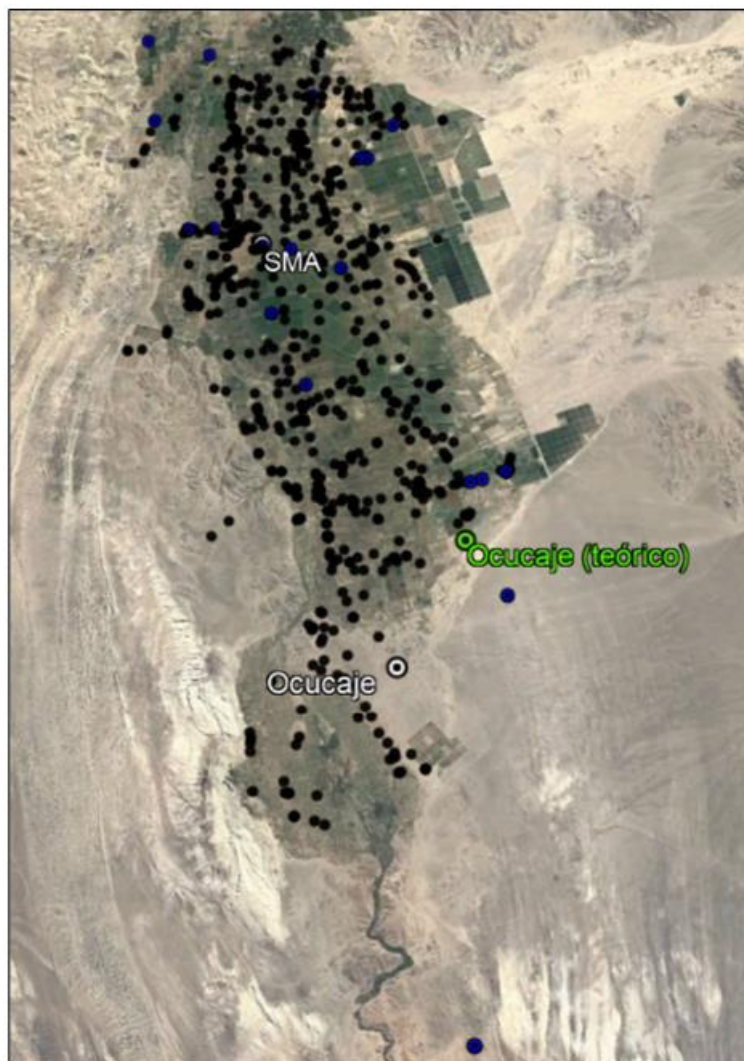
Mapa de Densidades de SET Santa Margarita: Año 2054



La densidad (en cuadrículas de 1 km de lado) varía de 0,001 a 10,25 W/m² y el valor medio es igual a 0,30 W/m².

Sobre dicho mapa, se determinó la ubicación teórica (centro de carga) y definitiva (propuesta ELECTODUNAS) de la subestación Ocucaje. Los resultados se muestran en la siguiente imagen:

Ubicación de SET Ocucaje (Teórica y Propuesta)



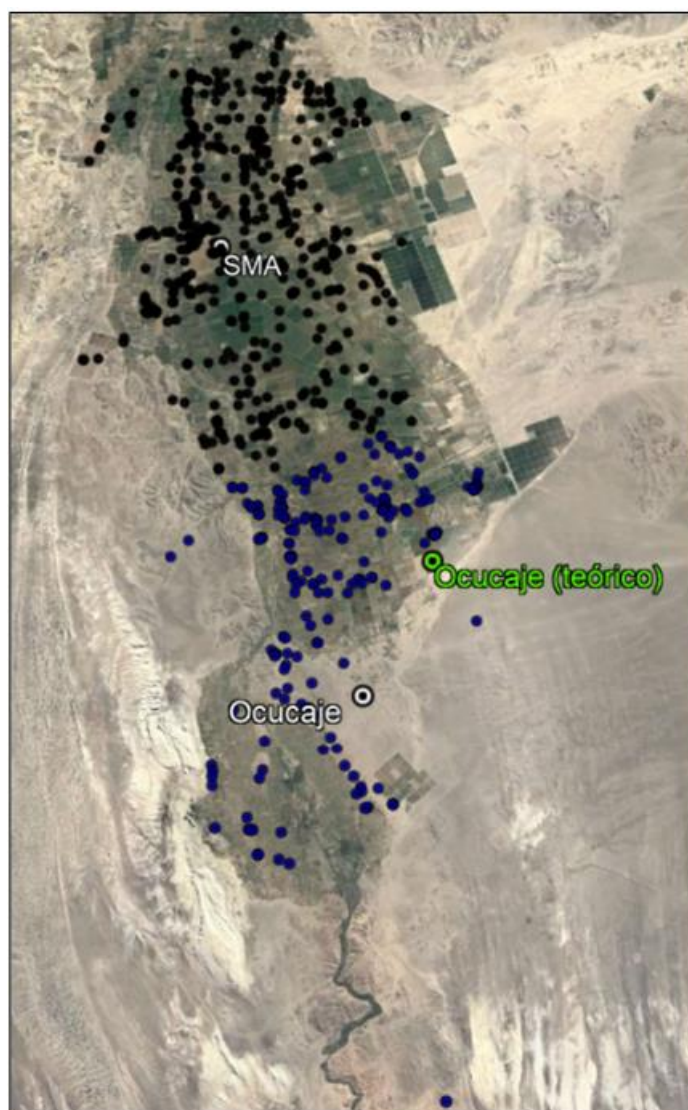
La ubicación propuesta por ELECTRODUNAS se desplaza tomando en consideración el potencial de crecimiento de la demanda en dicha zona a largo plazo, incremento de la cobertura eléctrica, así como la facilidad de accesos y salidas de redes de distribución.

En base a dichas ubicaciones y de las cargas en la zona se determina la demanda que estaría asumiendo la subestación Ocucaje en el período 2026-2034, obtenidos a partir del formato "F-120 (SET)":

Máxima Demanda de Subestaciones Santa Margarita y Ocucaje (MW)

Año	Ubicación Teórica		Ubicación Propuesta	
	Santa Margarita	Ocucaje	Santa Margarita	Ocucaje
2025	32.1	0.0	32.1	0.0
2026	34.1	0.0	34.1	0.0
2027	36.5	0.0	36.5	0.0
2028	19.3	18.8	19.8	18.4
2029	19.5	18.9	20.0	18.4
2030	19.8	19.0	20.3	18.5
2031	20.0	19.1	20.5	18.6
2032	20.2	19.2	20.7	18.6
2033	20.4	19.2	20.9	18.7
2034	20.6	19.3	21.1	18.8

Cargas atendidas por SETs Santa Margarita y Ocucaje



En el archivo “SET Ocucaje.xlsx” se encuentra el cálculo realizado para la ubicación teórica de la nueva subestación Copara.

Según los resultados, la carga que estaría asumiendo la subestación Copara es de 18,4 MW el 2028; sin embargo, dada la configuración actual de la red de

media tensión (equipos de seccionamiento, entre otros), en la etapa inicial la subestación Copara estaría asumiendo 8,0 MVA, como se puede verificar en la hoja "T&D" del archivo "PlanSETs.xlsx".

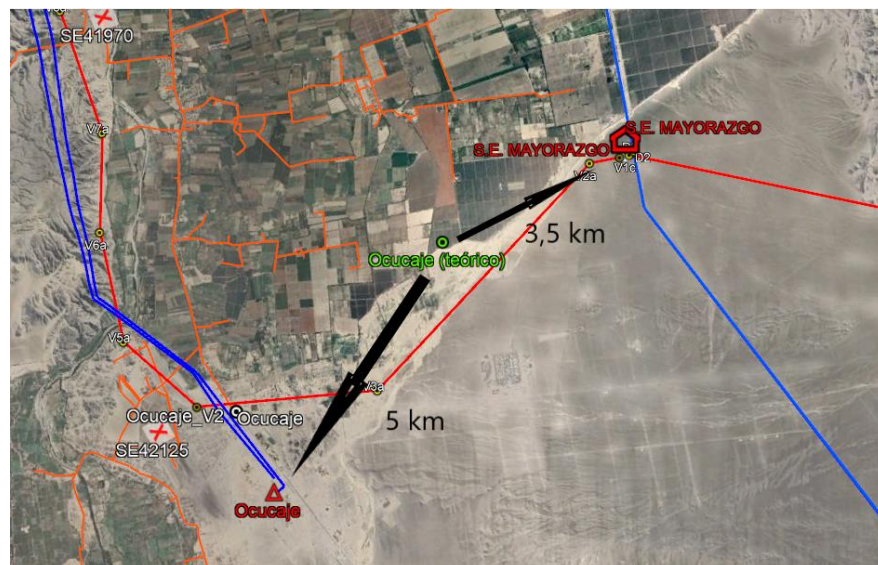
Posteriormente, en las siguientes etapas la nueva SET Ocucaje estaría alcanzando la demanda estimada en el cuadro.

En el archivo "SET Ocucaje.xlsx" se muestra el mapa de densidad y ubicación teórica de la nueva subestación Ocucaje. Asimismo, en la carpeta "RED MT" se adjunta el desarrollo de la red MT existente en formato .kmz

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS, ha incluido información gráfica de las redes en MT (10 y 22,9 kV) existentes que sustenten su propuesta, así como la ubicación de las nuevas cargas proyectadas.

Asimismo, de dicho análisis, se evidencia que, la SET Mayorazgo se encuentra a 3,5 km de la ubicación óptima teórica y la SET Ocucaje (propuesta por ELECTRODUNAS) se encuentra a 5 km de la ubicación óptima teórica.



Por otro lado, se realizó la distribución de cargas al año 2034 **con la información incluida en la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS**, donde, se evidencia que la SET Mayorazgo se encuentra más cerca de las cargas de mayor densidad.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- d) Por otra parte, en la alternativa correspondiente a la de mínimo costo (Alternativa 1), se requiere que ELECTRODUNAS evalúe incluir en el TP 220/22,9 kV de 40 MVA que propone, un devanado en 60 kV, esto con la finalidad de que dicho transformador permita tener enlaces en 60 kV en un largo plazo.

Respuesta

En atención a lo indicado en este punto, se ha evaluado una alternativa adicional según lo indicado en este punto. En base a los resultados obtenidos, se mantiene la propuesta inicial; sin embargo, para el área de la subestación Ocucaje se tomará en consideración los espacios para la implementación de un transformador de 220/60 kV en el largo plazo.

Análisis de Osinergmin

Se evidencia en la PROPUESTA FINAL que, ELECTRODUNAS ha incluido una alternativa incluyendo un TP 220/60/22,9 kV de 60 MVA.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- e) Luego, ELECTRODUNAS para la evaluación de alternativas utiliza los archivos "03 Inversion A08-ALT1.xlsx", "03 Inversion A08-ALT2.xlsx" y "03 Inversion A08-ALT3.xlsx", dichos archivos presentan errores de vinculación, por ejemplo: en el archivo "03 Inversion A08-ALT1.xlsx" en el F-305, columna K, se presentan Códigos Parte del Sistema como: "MAT7MT", esto, conlleva a arrastrar error en el F-306, el cual, a su vez, está vinculado al análisis de alternativas. En ese sentido, se requiere que ELECTRODUNAS verifique y corrija donde corresponda para que la evaluación de análisis de alternativas contemple todos los costos de cada alternativa evaluada.

Respuesta

Se ha corregido la valorización según lo indicado en este punto.

Análisis de Osinergmin

Se evidencia en la PROPUESTA FINAL que, ELECTRODUNAS ha actualizado sus formatos de Inversión para el Análisis de Alternativas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- f) Finalmente, sobre dicho análisis de alternativas, se observa que las pérdidas utilizadas no corresponden a los valores en la simulación de flujo de potencia. Por ejemplo: en el archivo "02-SER_F-205_FIN.xlsx" presentado en su ESTUDIO, se evidencia que los valores de pérdidas obtenidos tanto para la Alternativa 1 como para la Alternativa 2, son los mismos, sin embargo, en el flujo de potencia, sí se observa variación en los valores de pérdidas entre una y otra alternativa. Al respecto, ELECTRODUNAS debe verificar y corregir donde corresponda

Respuesta

En el nuevo análisis de alternativas se corrige lo indicado en este punto.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL ha actualizado sus valores de pérdidas, presentándose ahora valores distintos entre alternativas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

39. Sobre la SET Nazca

ELECTRODUNAS menciona que tendrá sobrecargas en SET Nazca desde el año 2025, por lo que, propone la inclusión de un nuevo TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA.

Al respecto, se observa en su formato "PlanSET's.xlsx" que ELECTRODUNAS propone trasladar 8 MVA a SET Copara, con lo cual, la SET Nazca tendrá una demanda inferior a la capacidad actual instalada, por lo que, no se presentarán sobrecargas con los TP's existentes (15 MVA y 8,75 MVA) en dicha SET. En ese sentido, ELECTRODUNAS debe evaluar la solución más viable a fin de evitar duplicidad en las inversiones, en cumplimiento del numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, se requiere que ELECTRODUNAS presente los planos de planta y diagramas unifilares correspondientes en donde se muestre la disposición de equipos para la correcta instalación del TP solicitado y espacio disponible.

Por otro lado, respecto a la propuesta de ELECTRODUNAS, se debe especificar el destino del TP 60/22.9/10 kV de 8,75 MVA (darse de Baja, Rotación, entre otros).

Respuesta

Propuesta inicial: 2025-2029

La propuesta inicial comprendía lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador de 40/40/40 MVA en la subestación Nazca,
- Rotar el transformador de 15/10/10 MVA (saliente de la SET Nasca) a la SET Palpa.
- Rotar el transformador de 9/9/2,5 MVA (saliente de la SET Palpa) a la SET Copara.

En dicho escenario propuesto, debido a la rotación de los transformadores, no se presentaría lo indicado por Osinergmin.

Propuesta actualizada: 2025-2029

Sobre la base del análisis realizado y resultados obtenidos en la respuesta a la observación 3.14, la nueva propuesta comprende lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 25 MVA en la subestación Copara.
- Transformador de 15/10/10 MVA en la subestación Nasca.
- Transformador de 60/22,9/10 kV – 8,75/8,75/2,92 MVA, pasa a reserva.

Finalmente, en la carpeta “ESQUEMAS SETs” se muestran los diagramas unifilares y esquemas de planta de las subestaciones involucradas.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS retiró el TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA para SET Nazca, no se encuentran los diagramas unifilares en la carpeta “ESQUEMAS SETs”.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

40. Sobre la SET Palpa

ELECTRODUNAS menciona que tendrá sobrecargas desde el año 2025 en SET Palpa, por lo que, propone ampliar la capacidad de transformación de la SET Palpa utilizando el TP de 15 MVA de la SET Nazca en reemplazo del actual TP de 9 MVA en SET Palpa. Al respecto, se debe aclarar el destino del TP 60/22.9/10 kV de 9 MVA saliente (darse de Baja, Rotación, entre otros).

Asimismo, se requiere que ELECTRODUNAS presente los planos de planta y diagramas unifilares correspondientes en donde se muestre la disposición de equipos para la correcta instalación del TP solicitado y espacio disponible.

Respuesta

En base a los nuevos resultados de proyección de demanda y el plan de expansión de las subestaciones de potencia (que incluye el plan de rotación de transformadores), la subestación Palpa no presentaría sobrecargas en el período 2025-2029. Por lo tanto, se retira dicha propuesta de ampliación.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL se retiró la rotación del TP de 15 MVA a la SET Palpa, sin embargo, se debe mencionar que, la SET Palpa sí presenta sobrecargas en el horizonte de estudio, a partir del año 2030. De igual forma se observa que, ELECTRODUNAS en el formato F-203 está considerando un TP 60/22,9/10 kV de 15/10/10 MVA en el año 2030 para evitar dicha sobrecarga.

En ese sentido, lo mencionado por ELECTRODUNAS no es consistente con sus formatos y con su PROPUESTA FINAL.

Finalmente, ELECTRODUNAS no ha presentado los planos de planta y diagramas unifilares correspondiente a la SET Palpa.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

41. Sobre la Nueva SET Copara

- a) ELECTRODUNAS menciona que se presentarán serios problemas de tensión en las SETs Puquio y Coracora, así como el colapso ante contingencia de una de las LT 60 kV Cahuachi – Nazca, por lo que, propone la nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 9 MVA como una solución a mediano plazo (hasta el 2030). Al

respecto, del archivo pfd presentado, se observa que, con la nueva SET Copara, los problemas de caída de tensión no se mitigan totalmente (Ver Figura 6) en el período de estudio, aún incluyendo la SET Copara.

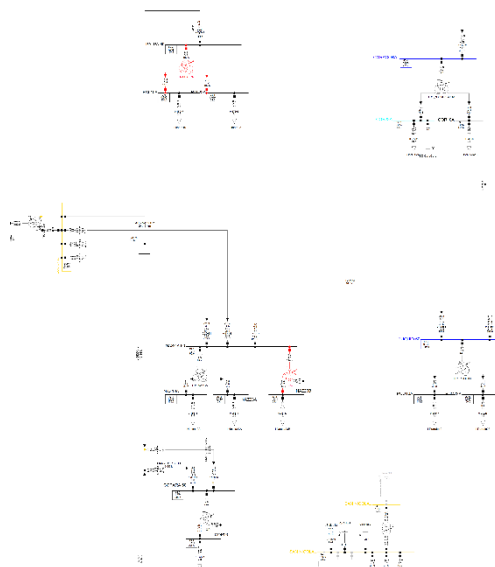


Figura 5: Flujo de Potencia en el año 2029 de la Alternativa 2 presentada por ELECTRODUNAS.

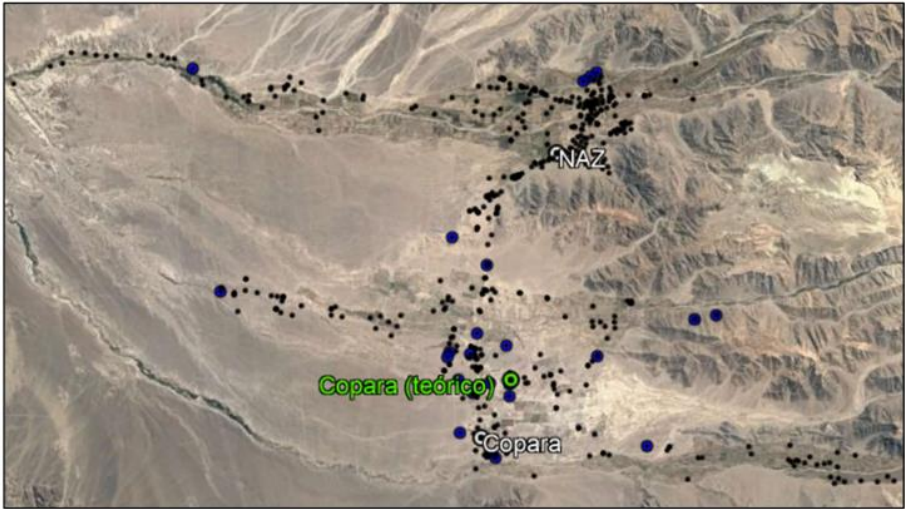
De la misma manera, se observa que los problemas se mantienen ante contingencias de las LT 60 kV Cahuachi – Nazca, ya que, ante la salida de cualquiera de dichas líneas, se producen tensiones por debajo de 0,90 pu en la barra de 60 kV de SET Coracora.

En ese sentido se requiere que ELECTRODUNAS presente los archivos pfd donde se evidencie que la SET Copara es una solución ante los problemas de caída de tensión en las subestaciones de Coracora y Puquio. Asimismo, se requiere que ELECTRODUNAS coordine con ADINELSA y SEAL para evaluar una solución integral para el Sistema Eléctrico Coracora.

Respuesta

Considerando la nueva proyección de demanda y mapa de densidades al año 30 (2054), se determinó la ubicación teórica (centro de carga) y la ubicación definitiva (propuesta ELECTODUNAS) de la subestación Copara. Los resultados se muestran en la siguiente imagen:

Ubicación de SET Copara (Teórica y Propuesta)

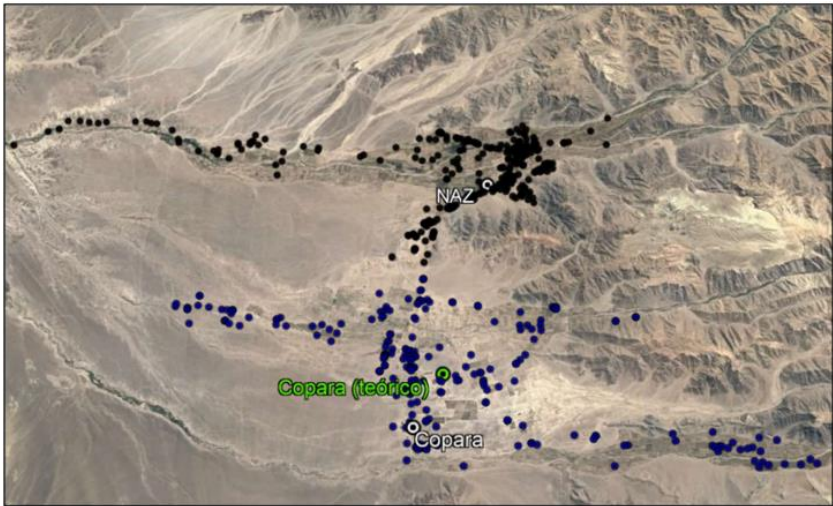


La ubicación propuesta por ELECTRODUNAS se desplaza tomando en consideración el potencial de crecimiento de demanda en dicha zona a largo plazo. En base a dichas ubicaciones y de las cargas en la zona se determina la demanda que estaría asumiendo la subestación Copara en el período 2026-2034, obtenidos a partir del formato “F-120 (SET)”:

Máxima Demanda de Subestaciones Nazca y Copara (MW)

Año	Ubicación Teórica		Ubicación Propuesta	
	Nazca	Copara	Nazca	Copara
2025	27.2		27.2	
2026	10.0	18.1	11.9	16.2
2027	10.8	19.4	12.7	17.5
2028	11.2	20.3	13.1	18.3
2029	11.4	20.3	13.3	18.4
2030	11.6	20.4	13.5	18.5
2031	11.8	20.5	13.7	18.5
2032	12.0	20.5	13.9	18.6
2033	12.1	20.6	14.1	18.7
2034	12.3	20.6	14.2	18.7

Cargas atendidas por SETs Nazca y Copara



Según los resultados, la carga que estaría asumiendo la subestación Copara es de 16,2 MW el 2026; sin embargo, dada la configuración actual de la red de media tensión (equipos de seccionamiento, entre otros), en la etapa inicial la subestación Copara estaría asumiendo 15,83 MVA, como se puede verificar en la hoja “T&D” del archivo “PlanSETs.xlsx”.

Considerando dicho traslado (15,83 MVA) y proyección de demanda al 2034, se está reformulando el plan de expansión de las subestaciones de potencia en el sistema Nazca. La nueva propuesta considera implementar un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 25 MVA en la subestación Copara.

En el archivo “SET Copara.xlsx” se encuentra el cálculo realizado para la ubicación teórica de la nueva subestación Copara.

Por otro lado, se ha actualizado la operación del sistema de Nasca en la condición N y N-1 y se ha verificado que no se presentaría problemas de tensión hasta el año 2030. Los resultados obtenidos para el período 2025-2030 se muestran en los siguientes cuadros:

Niveles de Tensión en barras de subestaciones de sistema Nasca (Condición N)

SET	BARRA	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nazca - ALT 2												
NUEVA CORA CORA	NUEVA CORA CORA 138	138	---	---	---	---	---	1.043	1.044	1.042	1.036	1.034
	NUEVA CORA CORA 60	60	---	---	---	---	---	1.044	1.044	1.043	1.037	1.034
CORA CORA	CORACORA 60	10	0.972	0.997	0.981	0.966	0.965	1.043	1.044	1.042	1.037	1.034
	COR23A	22.9	1.007	1.008	1.009	1.004	1.010	1.014	1.014	1.013	1.012	1.015
	COR10A	10	1.008	1.010	1.011	1.006	1.012	1.016	1.016	1.015	1.014	1.017
PUQUIO	PUQUIO 60	60	0.989	1.014	1.002	0.990	0.990	1.045	1.045	1.044	1.039	1.036
	PUQ23A	22.9	1.004	1.010	1.008	1.003	1.007	1.016	1.016	1.014	1.013	1.014
	PUQ10A	10	0.999	1.004	1.002	0.997	1.001	1.010	1.010	1.008	1.006	1.007
NAZCA	NASCA 60	60	1.046	1.073	1.071	1.068	1.071	1.036	1.036	1.035	1.036	1.034
	NAZ23A	22.9	1.022	1.032	1.028	1.025	1.027	1.024	1.024	1.022	1.023	1.025
	NAZ23B	22.9	1.018	1.032	1.028	1.025	1.027	1.024	1.024	1.022	1.023	1.025
	NAZ10A	10	1.014	1.023	1.019	1.015	1.017	1.014	1.014	1.012	1.012	1.014
PALPA	PALPA 60	60	1.046	1.057	1.055	1.052	1.055	1.010	1.010	1.009	1.010	1.007
	PAL23A	22.9	1.024	1.024	1.020	1.020	1.018	1.013	1.012	1.010	1.011	1.011
	PAL10A	10	1.014	1.012	1.008	1.007	1.005	0.999	0.999	0.997	0.997	0.997
NUEVA RELAVE	NUEVA RELAVE 138	138	---	---	---	---	---	1.043	1.044	1.042	1.036	1.033
	NRE23A	22.9	---	---	---	---	---	1.008	1.008	1.007	1.000	0.997
COPARA	COPARA 60	60	---	1.065	1.065	1.066	1.070	1.026	1.027	1.024	1.023	1.020
	COP23	22.9	---	1.040	1.039	1.039	1.043	1.016	1.017	1.014	1.018	1.016

Niveles de Tensión en barras de subestaciones de sistema Nasca (Condición N-1)

Año 2025

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.031	1.031
CAHUACHI 60	1.064	1.063
CORACORA 60	0.903	0.883
COR23A	0.956	0.933
COR10A	0.958	0.935
NASCA 60	1.002	0.991
NAZ23B	1.009	1.009
NAZ23A	1.013	1.012
NAZ10A	1.005	1.005
PALPA 60	1.035	1.034
PAL23A	1.020	1.019
PAL10A	1.009	1.008
PUQUIO 60	0.927	0.909
PUQ23A	0.966	0.948
PUQ10A	0.961	0.942

Año 2026

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.029	1.029
CAHUACHI 60	1.084	1.084
CORACORA 60	0.974	0.966
COR23A	1.002	1.006
COR10A	1.004	1.008
NASCA 60	1.055	1.048
NAZ23B	1.025	1.024
NAZ23A	1.025	1.024
NAZ10A	1.016	1.015
PALPA 60	1.054	1.053
PAL23A	1.024	1.027
PAL10A	1.012	1.016
PUQUIO 60	0.993	0.984
PUQ23A	1.004	1.003
PUQ10A	0.998	0.998

Año 2027

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.034	1.034
CAHUACHI 60	1.083	1.083
CORACORA 60	0.956	0.944
COR23A	1.006	0.999
COR10A	1.008	1.001
NASCA 60	1.051	1.043
NAZ23B	1.025	1.022
NAZ23A	1.025	1.022
NAZ10A	1.016	1.013
PALPA 60	1.051	1.051
PAL23A	1.020	1.019
PAL10A	1.008	1.007
PUQUIO 60	0.978	0.967
PUQ23A	1.003	1.000
PUQ10A	0.997	0.994

Año 2028

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.075	1.075
CAHUACHI 60	1.081	1.080
CORACORA 60	0.931	0.914
COR23A	0.984	0.966
COR10A	0.986	0.968
NASCA 60	1.045	1.036
NAZ23B	1.023	1.019
NAZ23A	1.023	1.019
NAZ10A	1.014	1.010
PALPA 60	1.047	1.046
PAL23A	1.018	1.017
PAL10A	1.006	1.005
PUQUIO 60	0.958	0.943
PUQ23A	0.998	0.983
PUQ10A	0.992	0.976

Año 2029

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.080	1.079
CAHUACHI 60	1.084	1.083
CORACORA 60	0.924	0.907
COR23A	0.977	0.958
COR10A	0.979	0.960
NASCA 60	1.046	1.037
NAZ23B	1.024	1.020
NAZ23A	1.024	1.020
NAZ10A	1.014	1.010
PALPA 60	1.050	1.049
PAL23A	1.016	1.019
PAL10A	1.003	1.006
PUQUIO 60	0.954	0.939
PUQ23A	0.993	0.977
PUQ10A	0.987	0.971

Año 2030

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.038	1.038
CAHUACHI 60	1.045	1.046
CORACORA 60	1.042	1.040
COR23A	1.013	1.011
COR10A	1.015	1.013
NASCA 60	1.027	1.023
NAZ23B	1.019	1.021
NAZ23A	1.019	1.021
NAZ10A	1.009	1.011
PALPA 60	1.009	1.009
PAL23A	1.011	1.011
PAL10A	0.998	0.998
PUQUIO 60	1.041	1.039
PUQ23A	1.012	1.014
PUQ10A	1.005	1.007

Año 2031

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.040	1.040
CAHUACHI 60	1.046	1.046
CORACORA 60	1.043	1.041
COR23A	1.013	1.018
COR10A	1.015	1.019
NASCA 60	1.027	1.023
NAZ23B	1.019	1.021
NAZ23A	1.019	1.021
NAZ10A	1.009	1.011
PALPA 60	1.009	1.009
PAL23A	1.011	1.011
PAL10A	0.997	0.998
PUQUIO 60	1.041	1.039
PUQ23A	1.016	1.014
PUQ10A	1.009	1.008

Año 2032

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.031	1.031
CAHUACHI 60	1.045	1.046
CORACORA 60	1.041	1.040
COR23A	1.011	1.016
COR10A	1.013	1.018
NASCA 60	1.026	1.022
NAZ23B	1.023	1.019
NAZ23A	1.023	1.019
NAZ10A	1.013	1.009
PALPA 60	1.007	1.008
PAL23A	1.009	1.010
PAL10A	0.995	0.996
PUQUIO 60	1.039	1.038
PUQ23A	1.014	1.012
PUQ10A	1.007	1.006

Año 2033

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.025	1.025
CAHUACHI 60	1.047	1.047
CORACORA 60	1.035	1.034
COR23A	1.017	1.015
COR10A	1.019	1.017
NASCA 60	1.026	1.022
NAZ23B	1.023	1.019
NAZ23A	1.023	1.019
NAZ10A	1.012	1.008
PALPA 60	1.009	1.009
PAL23A	1.010	1.010
PAL10A	0.996	0.996
PUQUIO 60	1.034	1.032
PUQ23A	1.013	1.015
PUQ10A	1.006	1.008

Año 2034

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1	CAH - NAZ 2
MARCONA 60A	1.023	1.023
CAHUACHI 60	1.045	1.045
CORACORA 60	1.032	1.031
COR23A	1.014	1.012
COR10A	1.016	1.014
NASCA 60	1.023	1.019
NAZ23B	1.019	1.021
NAZ23A	1.019	1.021
NAZ10A	1.008	1.010
PALPA 60	1.006	1.006
PAL23A	1.010	1.010
PAL10A	0.996	0.996
PUQUIO 60	1.031	1.029
PUQ23A	1.013	1.011
PUQ10A	1.006	1.004

En los cuadros de contingencia se puede apreciar que con la SET Copara a partir del año 2026, la tensión en las barras de 60 kV se mantiene mayores a 0.90 p.u.

Problemática de tensión en la red de 22,9 kV

Es importante precisar que la red de distribución en 22,9 kV del sistema Nazca con más de 30 km de longitud se encuentra operando en condiciones deficientes, con problemas de tensión y altos niveles de pérdidas respecto a lo reconocido en el VAD.

Alimentador de 22,9 kV en SET Nazca



Para dicha red, considerando una demanda de 10 MW por alimentador y tensión en barra 1,02 en p.u., las caídas de tensión mínimas y pérdidas estimadas en la red de 22,9 kV se muestran en el siguiente cuadro:

Caída de tensión y pérdidas en red 22,9 kV

KM	V _{mín} (p.u)	Pérdidas (%)
1	1.01	0.19%
2	1.01	0.38%
3	1.00	0.58%
4	1.00	0.77%
5	0.99	0.97%
6	0.99	1.17%
7	0.98	1.38%
8	0.97	1.58%
9	0.97	1.79%
10	0.96	2.01%
11	0.96	2.22%
12	0.95	2.44%
13	0.94	2.67%
14	0.94	2.89%
15	0.93	3.12%
16	0.93	3.35%
17	0.92	3.59%
18	0.91	3.83%

KM	V _{mín} (p.u)	Pérdidas (%)
19	0.91	4.07%
20	0.90	4.32%
21	0.89	4.57%
22	0.88	4.83%
23	0.88	5.09%
24	0.87	5.36%
25	0.86	5.63%
26	0.85	5.90%
27	0.84	6.20%
28	0.83	6.48%
29	0.83	6.78%
30	0.82	7.08%

Mayor detalle del análisis y resultados se muestran en el capítulo 4.6.3 del Volumen 4.

Finalmente, es preciso mencionar que el análisis en distribución realizado en los párrafos anteriores es coherente con la realidad, a continuación procedemos a documentar los problemas de calidad de producto que tenemos en el sistema de distribución en 22.9 kV de SET Nasca, en la carpeta “MALA CALIDAD DE PRODUCTO NASCA” de la carpeta “SUSTENTOS”, adjuntamos un informe donde se detalla la zona donde se vienen teniendo problemas de calidad de producto, adjuntamos las mediciones y sus análisis de acuerdo a la NTCSE, de cuatro usuarios MT cuyos registros datan de setiembre y octubre del 2023, los cuales presentan severas caídas de tensión.

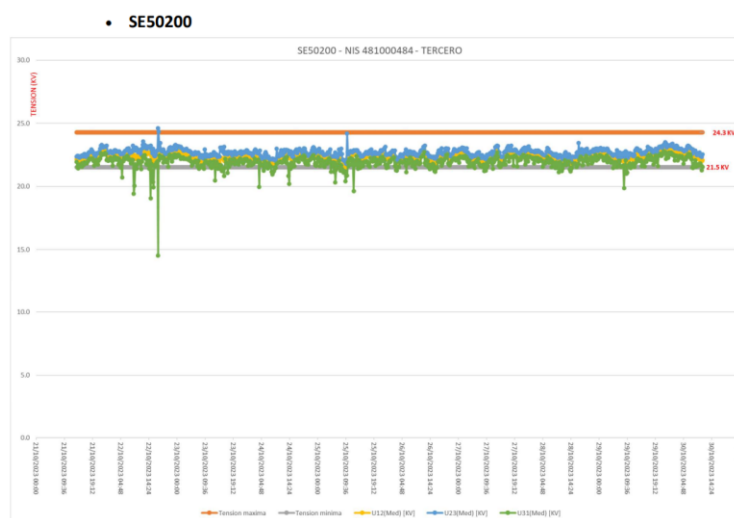
Suministro	SED	Usuario	Alimentador	Mes de medición
700009113	SE50247	Efraín Ortiz Flores	NA205	Setiembre
700049117	SE50289	UVICA S.A.C	NA205	Setiembre
700085867	SE50309	UVICA S.A.C	NA205	Setiembre
481000484	SE50200	Cirila Elena Aybar Molina	NA205	Octubre

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS ha presentado sus archivos pfd, así como también sus resultados de simulaciones, sin embargo, de la revisión del levantamiento de observaciones y de los archivos de cálculo, se debe hacer notar que, a partir del año 2026 (Año de ingreso de SET Copara propuesto por ELECTRODUNAS) los perfiles de tensión de envío de la SET Cahuachi 60 kV, están por encima de 1,05, lo cual, sobrepasa los límites permitidos de acuerdo con la NTCSE. Lo mismo se observa para los resultados en contingencia, por ejemplo, en el año 2026, la tensión de envío de la SET Cahuachi 60 kV es de **1,084**.

Por otro lado, respecto a los problemas de tensión en la red de 22,9 kV, se debe mencionar que, ELECTRODUNAS no ha demostrado haber evaluado otras alternativas de solución previas a proponer una nueva instalación de transmisión, como, por ejemplo, la implementación de un nuevo alimentador, implementación de reguladores de tensión, entre otros. Además, si bien ELECTRODUNAS ha evaluado caídas de tensión en un alimentador en 22,9 kV, dicha evaluación presenta inconsistencias y falta de sustento, ya que, no ha presentado los cálculos y los archivos fuente de donde obtiene los resultados, por ejemplo, no menciona la sección del conductor con el que realiza los cálculos presentados.

Adicionalmente, debe hacerse notar que, ELECTRODUNAS presenta registros de medición en 22,9 kV con fechas previas a la Puesta en Operación Comercial de la SET Cahuachi (26 de noviembre de 2023), la cual, mejorará el perfil de tensión del Sistema Eléctrico de Nazca.



Respecto a los cálculos de caída de tensión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, si bien ELECTRODUNAS realiza su evaluación, esta presenta inconsistencias y falta de sustento, ya que, no ha presentado los cálculos y los archivos fuente de donde obtiene los resultados de caída de tensión y pérdidas. Por ejemplo, no menciona la sección del conductor con el que realiza los cálculos presentados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- b) Se observa en su formato "PlanSET's.xlsx" que ELECTRODUNAS propone trasladar 8 MVA a SET Copara, con lo cual, la SET Nazca tendrá una demanda inferior a la capacidad actual instalada, por lo que, no se presentarán sobrecargas con los TP's existentes (15 MVA y 8,75 MVA) en dicha SET. En ese sentido, ELECTRODUNAS debe evaluar la solución más viable a fin de evitar duplicidad en las inversiones, en cumplimiento del numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Considerando el nuevo traslado de carga sustentado en la respuesta al literal anterior, para el período 2025-2029 se propone un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 25 MVA en la SET Copara. La subestación Nasca quedaría con el transformador de 15/10/10 MVA y el transformador de 8,75/8,75/2,92 MVA pasaría a condición de reserva.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS según su formato “PlanSETs.xlsx” propone un traslado de carga de 15,83 MVA de SET Nazca a SET Copara, con lo cual, menciona que, ya no se requerirá ampliar la capacidad de transformación en SET Nazca hasta el año 2030, en ese sentido, ELECTRODUNAS ha retirado de su propuesta el TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA para la SET Nazca, así como la rotación del TP 60/22,9/10 kV de 15 MVA a la SET Palpa.

Al respecto, se debe mencionar que, ELECTRODUNAS no ha sustentado de manera clara qué cargas existentes y proyectadas plantea trasladar de la SET Nazca a la SET Copara con archivos kmz, dgw, entre otros.

Conclusión

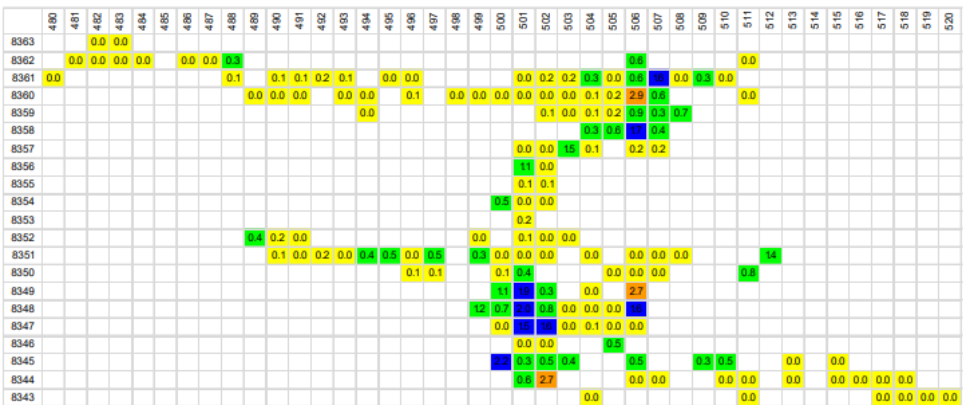
Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- c) Adicionalmente, se requiere que ELECTRODUNAS presente el mapa de densidad de carga que sustente la ubicación de SET Copara.

Respuesta

El mapa de densidades de las cargas atendidas en la subestación Nazca se muestra en la siguiente figura:

Mapa de Densidades de SET Nazca: Año 2054



La densidad (en cuadrículas de 1 km de lado) varía de 0,0005 a 2,94 W/m² y el valor medio es igual a 0,32 W/m². Sobre dicho mapa, se determinó la ubicación teórica (centro de carga) y definitiva (propuesta ELECTODUNAS) de la subestación Copara.

En el archivo “SET Copara.xlsx” se muestra el mapa de densidad y ubicación teórica de la nueva subestación Copara

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS presenta el mapa de densidad de carga en el archivo "SET Copara.xlsx", sin embargo, presenta inconsistencias, por ejemplo, asocia a la barra NAZCA023 un cliente libre "AGROLATINA" de código "CL0271", el cual no se tiene registrado en el Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI).

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- d) Por otro lado, ELECTRODUNAS para dicha SET está valorizando en su formato F-300 un TP 60/12,9/10 kV de 40 MVA, sin embargo, en su INFORME menciona que la SET Copara tendrá un TP 60/22,9/10 kV de 9 MVA, en ese sentido, se requiere que verifique y corrija donde corresponda.

[Respuesta](#)

[Ver respuesta a literal c\) de observación 18.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS de su PROPUESTA FINAL ha retirado el TP 60/22,9/10 kV de 9 MVA rotado para la SET Palpa, ahora considera un nuevo TP 60/22,9/10 kV de 25 MVA para la SET Palpa. En ese sentido, esta observación no corresponde.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- e) Finalmente, ELECTRODUNAS en su formato F-300 valoriza dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV, sin embargo, según el formato F-204, solo será necesario una Celda de Alimentador en 22,9 kV para el proyecto "SET Copara". Por lo que se requiere que ELECTRODUNAS verifique y corrija donde corresponda.

[Respuesta](#)

[En base a los nuevos resultados obtenidos, en el formato F-204 se sustenta la necesidad de dos \(02\) nuevas celdas en la subestación Copara.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS ha actualizado su formato F-200 respecto a esta observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

42. Sobre la confiabilidad N-1 en el Sistema Eléctrico Nazca

De los archivos de flujo presentados por ELECTRODUNAS, se observa que, ante la contingencia de la LT Cahuachi – Nazca 240 mm², se presenten sobrecargas en la LT Cahuachi – Nazca 120 mm² (L-6630) superiores al 20% a partir del año 2026 en el diagnóstico, por lo que, se requiere que ELECTRODUNAS evalúe alternativas para este sistema, tales como, por ejemplo:

- La LT 60 kV Cahuachi -Nazca 240 mm² en simple terna prevista para el 2024 pasarla a doble terna y dar de Baja la LT 60 kV Cahuachi – Nazca 120 mm².
- Baja de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca (antigua) 18,63 km y en reemplazo una nueva LT 60 kV Cahuachi – Nazca 240 mm².

Respuesta

La línea ya cuenta con servicio de estudios de ingeniería adjudicados y actualmente en proceso de compra de una parte del equipamiento; por lo tanto, no sería factible esta alternativa sugerida por Osinergmin.

Esta alternativa no resuelve el problema de colapso de tensión en caso de contingencia en cualquiera de los circuitos de 240 mm² “Cahuachi – Nazca”. Es decir, ante la salida de uno de ellos, el otro circuito no es capaz de sostener la tensión.

En el siguiente cuadro se muestran los resultados del nivel de carga en las líneas y tensión en barras de las subestaciones en la condición N y N-1:

Nivel de carga en Líneas de sistema Nasca - Condición N

Línea de Transmisión	Terminal i	Terminal j	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Subsistema de transmisión "Nazca"													
CAH - NAZ 60 2T	CAHUACHI 60	NASCA 60	60	30%	32%	34%	37%	37%	39%	39%	40%	41%	44%
L-6630/1_B	CAHUACHI 60	NASCA 60	60	53%	55%	60%	64%	65%	68%	69%	70%	73%	77%
L-6630/1_C	CAHUACHI 60	PALPA 60	60	19%	20%	21%	22%	23%	23%	24%	24%	25%	25%
L-6630/2	NASCA 60	PUQUIO 60	60	35%	36%	38%	40%	41%	44%	45%	46%	49%	55%
L-6630/3	PUQUIO 60	CORACORA 60	60	26%	27%	28%	30%	30%	32%	33%	34%	36%	40%
L-6630A	MARCONA 60	CAHUACHI 60	60	4%	7%	17%	18%	20%	20%	21%	23%	25%	27%

Nivel de carga en Líneas de sistema Nasca - Condición N-1

Contingencias: Año 2025

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
L-6630/1_B	---	111%
CAH - NAZ 60 2T	66%	---
L-6630/1_C	19%	19%
L-6630/2	37%	37%
L-6630/3	27%	28%

Contingencias: Año 2026

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
L-6630/1_B	---	116%
CAH - NAZ 60 2T	69%	---
L-6630/1_C	20%	20%
L-6630/2	38%	39%
L-6630/3	28%	29%

Contingencias: Año 2027

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
L-6630/1_B	---	132%
CAH - NAZ 60 2T	78%	---
L-6630/1_C	22%	22%
L-6630/2	43%	45%
L-6630/3	32%	33%

Contingencias: Año 2028

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
L-6630/1_B	---	NC
CAH - NAZ 60 2T	NC	---
L-6630/1_C	NC	NC
L-6630/2	NC	NC
L-6630/3	NC	NC

Contingencias: Año 2029

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
L-6630/1_B	---	NC
CAH - NAZ 60 2T	NC	---
L-6630/1_C	NC	NC
L-6630/2	NC	NC
L-6630/3	NC	NC

Niveles de Tensión en barras de subestaciones de sistema Nasca - Condición N

SET	BARRA	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Subsistema de transmisión "Nazca"												
CORA CORA	CORACORA 60	10	0.972	0.961	0.933	0.895	0.890	0.836	0.822	0.810	0.766	0.693
	COR23A	22.9	1.007	1.007	0.987	0.946	0.940	0.880	0.864	0.850	0.802	0.720
	COR10A	10	1.008	1.009	0.989	0.948	0.941	0.882	0.866	0.852	0.804	0.722
PUQUIO	PUQUIO 60	60	0.989	0.980	0.958	0.928	0.925	0.880	0.870	0.861	0.828	0.772
	PUQ23A	22.9	1.004	1.002	0.998	0.966	0.962	0.915	0.904	0.894	0.858	0.798
	PUQ10A	10	0.999	0.997	0.992	0.960	0.956	0.908	0.896	0.886	0.849	0.789
NAZCA	NASCA 60	60	1.046	1.044	1.037	1.027	1.029	1.007	1.005	1.004	0.992	0.977
	NAZ23A	22.9	1.022	1.024	1.019	1.016	1.018	1.016	1.013	1.017	1.009	1.009
	NAZ23B	22.9	1.018	1.014	1.014	1.012	1.014	1.007	1.011	1.009	1.008	1.002
	NAZ10A	10	1.014	1.016	1.011	1.008	1.009	1.008	1.005	1.008	1.000	1.000
PALPA	PALPA 60	60	1.046	1.045	1.040	1.031	1.033	1.014	1.012	1.012	1.002	0.991
	PAL23A	22.9	1.024	1.022	1.016	1.017	1.015	1.013	1.011	1.010	1.007	1.002
	PAL10A	10	1.014	1.011	1.003	1.004	1.001	0.999	0.997	0.996	0.993	0.988

Niveles de Tensión en barras de subestaciones de sistema Nasca - Condición N-1

Contingencias: Año 2025

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
MARCONA 60A	1.031	1.031
CAHUACHI 60	1.064	1.063
CORACORA 60	0.903	0.883
COR23A	0.956	0.933
COR10A	0.958	0.935
NASCA 60	1.002	0.991
NAZ23B	1.009	1.009
NAZ23A	1.013	1.012
NAZ10A	1.005	1.005
PALPA 60	1.035	1.034
PAL23A	1.020	1.019
PAL10A	1.009	1.008
PUQUIO 60	0.927	0.909
PUQ23A	0.966	0.948
PUQ10A	0.961	0.942

Contingencias: Año 2026

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
MARCONA 60A	1.027	1.027
CAHUACHI 60	1.063	1.062
CORACORA 60	0.877	0.855
COR23A	0.927	0.903
COR10A	0.929	0.905
NASCA 60	0.996	0.984
NAZ23B	1.007	1.006
NAZ23A	1.010	1.009
NAZ10A	1.002	1.001
PALPA 60	1.033	1.032
PAL23A	1.017	1.020
PAL10A	1.006	1.009
PUQUIO 60	0.907	0.888
PUQ23A	0.945	0.925
PUQ10A	0.939	0.919

Contingencias: Año 2027

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
MARCONA 60A	1.031	1.030
CAHUACHI 60	1.056	1.054
CORACORA 60	0.802	0.769
COR23A	0.843	0.807
COR10A	0.845	0.809
NASCA 60	0.973	0.959
NAZ23B	1.006	1.002
NAZ23A	1.010	0.994
NAZ10A	1.002	0.986
PALPA 60	1.023	1.021
PAL23A	1.013	1.011
PAL10A	1.001	0.999
PUQUIO 60	0.847	0.820
PUQ23A	0.880	0.852
PUQ10A	0.874	0.845

Contingencias: Año 2028

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
MARCONA 60A	NC	NC
CAHUACHI 60	NC	NC
CORACORA 60	NC	NC
COR23A	NC	NC
COR10A	NC	NC
NASCA 60	NC	NC
NAZ23B	NC	NC
NAZ23A	NC	NC
NAZ10A	NC	NC
PALPA 60	NC	NC
PAL23A	NC	NC
PAL10A	NC	NC
PUQUIO 60	NC	NC
PUQ23A	NC	NC
PUQ10A	NC	NC

Contingencias: Año 2029

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:	
	CAH - NAZ 1 (antigua)	CAH - NAZ 2 (nueva)
MARCONA 60A	NC	NC
CAHUACHI 60	NC	NC
CORACORA 60	NC	NC
COR23A	NC	NC
COR10A	NC	NC
NASCA 60	NC	NC
NAZ23B	NC	NC
NAZ23A	NC	NC
NAZ10A	NC	NC
PALPA 60	NC	NC
PAL23A	NC	NC
PAL10A	NC	NC
PUQUIO 60	NC	NC
PUQ23A	NC	NC
PUQ10A	NC	NC

En los cuadros se evidencia que, en caso de una contingencia, tanto la línea antigua como la nueva no logran mantener la tensión en el sistema Nasca. Esto conduce a que,

a partir del año 2028, el flujo de carga no converge. Además, los resultados de años previos indican tensiones significativamente reducidas, situándose por debajo de 0.90 p.u. en las barras de 60, 22.9 y 10 kV.

Sobre la base de los análisis y resultados obtenidos, la nueva subestación 60/22,9/10 kV “Copara” propuesta por ELECTRODUNAS, resuelve el N-1 y la problemática de tensión en el sistema de transmisión Nazca a mediano plazo. El análisis y resultados se muestran en el capítulo 4.6.3 del Volumen 4. Sin embargo, la solución definitiva a largo plazo es mediante la construcción de la subestación Nueva Coracora 138/60 kV, que se propone incluir en el “Plan Vinculante al año 2030” del Plan de Transmisión 2025-3034, como parte de la ITC del Área de Demanda 8.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, ELECTRODUNAS menciona que, la LT 60 kV Cahuachi – Nazca 240 mm² en simple terna prevista para el año 2024 ya cuenta con estudios de ingeniería y actualmente en proceso de compra de parte del equipamiento, sin embargo, se debe mencionar que, con información de la División de Supervisión Eléctrica (DSE) esta obra se considera como “No en Curso”, lo cual permite realizar modificaciones en el presente Plan de Inversiones.

Por otro lado, ELECTRODUNAS no ha realizado la evaluación técnica económica de colocar un segundo circuito de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca en 240 mm².

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

43. Sobre las Bajas programadas en el horizonte de Estudio

ELECTRODUNAS propone la Baja dos Transformadores 60/10 kV de 7 MVA y 8,4 MVA ubicados en SET El Carmen, sin embargo, no presenta el sustento correspondiente. Al respecto, ELECTRODUNAS debe presentar informes técnicos que contengan los respectivos datos técnicos de los equipos existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, entre otros; que sustente la condición de los mismos de manera detallada.

Respuesta

El estado de los transformadores a los cuales se les va a dar de baja son los siguientes:

Transformador Serie N° L30274 – 8,4 MVA (Subestación el Carmen)

Año de fabricación: 1980

Se adjunta el informe de prueba de grado de polimerización, azufre corrosivo y de gases, en donde se observa que el grado de envejecimiento del papel llega hasta 60% de su vida útil en uno de sus devanados, a este resultado se le suma que su aceite es corrosivo de acuerdo con la prueba del contenido de azufre corrosivo.

Transformador Serie N° 128308T – 7 MVA (Subestación el Carmen)

Año de fabricación: 1987

El transformador cuenta con algunas fugas ligeras de aceite el cual se viene controlando con las inspecciones y acciones correctivas. Se adjuntan fotos.

Transformador Serie N° L-10951 – 8,75 MVA (Subestación Pisco)

Año de Reparación: 2001

Se adjunta un informe DGA (ver pdf AT2000532_0000045147), en donde se observa que el transformador está generando gases como Etileno, Etano, Metano y otros los cuales se encuentran fuera de rango establecido.

Los informes mencionados y fotos de placa de los transformadores se ubican en la carpeta “BAJA TRANSFORMADORES” de la carpeta “SUSTENTOS”.

Por otro lado, según los resultados del plan de expansión de subestaciones, dichos transformadores no serían utilizados en el mediano y largo plazo. Asimismo, en el estudio de transformadores de reserva, los resultados obtenidos corresponden a transformadores de mayor capacidad.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que ELECTRODUNAS ha presentado los documentos que sustentan la antigüedad de los equipos.

Por otro lado, de acuerdo a lo informado por ELECTRODUNAS, los transformadores de código Serie N° L30274 – 8,4 MVA y Serie N° 128308T – 7 MVA ubicados actualmente en SET El Carmen, provienen de la SET Pueblo Nuevo y SET Nazca respectivamente. Asimismo, el transformador de código Serie N° L-10951 – 8,75 MVA ubicado actualmente en la SET Pisco, proviene de la SET Santa Margarita.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

44. Sobre los Transformadores de Reserva

ELECTRODUNAS señala en su ESTUDIO, que para la determinación de los transformadores de reserva ha utilizado el modelo considerado en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, con lo cual, propone incluir 3 Transformadores de Reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA (1 en SET Chinchá Nueva, 1 en SET El Ángel y 1 en SET Nazca).

Al respecto se observa lo siguiente:

a) Sobre la Información del parque de transformadores existentes:

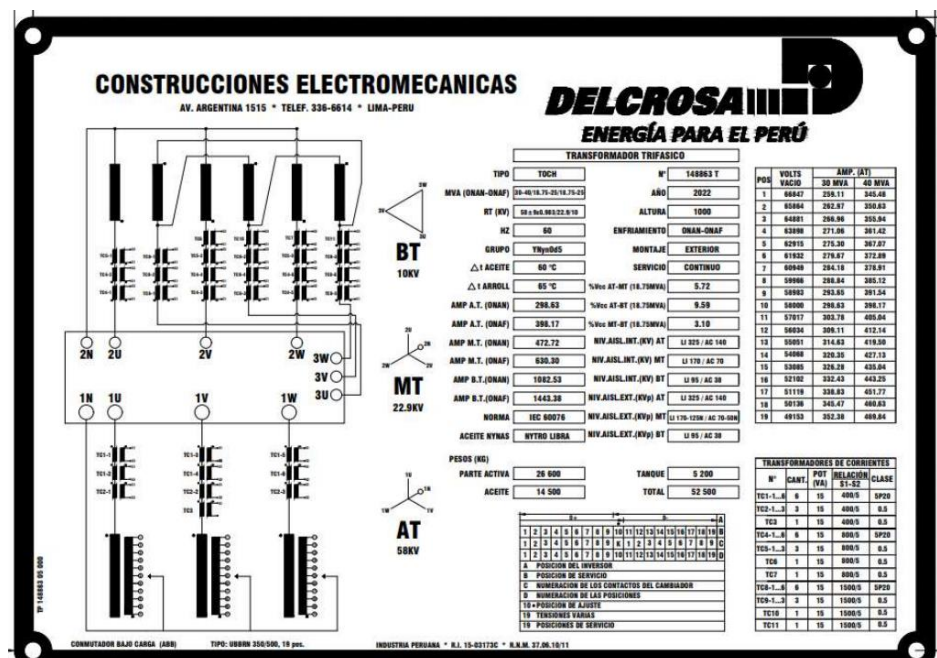
- ELECTRODUNAS debe informar sobre la ubicación actual de los transformadores aprobados como reserva y de los **transformadores disponibles** que se encuentran remunerados por la demanda, asimismo deberá enviar sus características principales de estos (Datos de placas).

Respuesta

Considerando el plan de expansión de las subestaciones de potencia y las rotaciones propuestas, ELECTRODUNAS sólo tendría como reserva dos transformadores, uno de 60/22,9/10 kV – 40 MVA, el mismo que aprobado

para dicho fin en el sistema Ica y otro de 60/22,9 kV – 8,75 MVA, en Nasca. En la siguiente imagen se muestran los datos de placa.

Placa de TR de Reserva 60/22,9/10 kV – 40 MVA.



Placa de TR de Reserva 60/22,9 – 8,75 MVA



El resto de los transformadores del SST se propone su Baja, estos están remunerados por la demanda, los cuales son:

- Baja de Transformador de 60/10 kV - 7 MVA, ubicado en la subestación El Carmen.
- Baja de Transformador de 60/10 kV - 8,4 MVA, ubicado en la

subestación El Carmen.

- Transformador de 60/10 kV – 8,75 MVA, ubicado en la subestación Pisco.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en su propuesta final, ELECTRODUNAS incluye en los F-000-AD8, así como en su informe de sustento de su propuesta del Plan de Inversiones, la ubicación y características técnicas del transformador de reserva existente en el Área de Demanda 8 así como de los transformadores que se encuentran en condición de disponible.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- ELECTRODUNAS deberá remitir los cálculos y sustentos para la determinación de los factores de carga de los transformadores utilizados en el modelo (ELECTRODUNAS empleó $FC=0,55$ para todos los transformadores). Cabe precisar que, de acuerdo a la NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA, el factor de carga se define como la relación entre la potencia media de una carga y la potencia máxima de la misma que resultará del perfil de carga de cada transformador.

Respuesta

En la hoja "Fcarga" del archivo "F-100-AD08.xlsx" está el cálculo de los factores de carga

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS en su propuesta final ha incluido en el F-100-AD8, el cálculo de los factores de carga de los transformadores considerando la definición indicada para este parámetro en la NORA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA. Asimismo, se verificó que utilizó dichos factores de carga en el modelo de transformadores de reserva.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- ELECTRODUNAS debe presentar su estudio de transformadores de reserva considerando todos los transformadores del AD8 que se enmarcan dentro del alcance de la NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA, incluido aquellos que no son de su propiedad (por ejemplo: Incluir transformadores pertenecientes a SEAL, CVC ENERGÍA, entre otros).

Respuesta

En atención a lo indicado se ha actualizado el cálculo considerando la totalidad de transformadores del Área de Demanda 8.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS en su propuesta final, incluyó en la evaluación de transformadores de reserva, a todo el parque de transformadores del AD8, incluyendo los equipos de transformación de SEAL, COELVISAC Y ADINELSA.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera como absuelta.

- ELECTRODUNAS, debe remitir una lista de todas las SETs del AD8 indicando la disponibilidad de espacios para almacenar una reserva del tipo compartida.

Respuesta

Las subestaciones que cuentan con espacio para almacenar un transformador de reserva compartida son:

Sistema Chincha

- SET Pedregal
- SET Chincha Nueva

Sistema Pisco

- SET El Ángel
- SET Paracas

Sistema Ica

- SET Ica Norte
- SET Tacama

Sistema Nasca

- SET Nasca.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, ELECTRODUNAS indicó en respuesta a la observación planteada las SET's que cuentan con espacio disponible para almacenar una reserva del tipo compartida. Sin embargo, remitió mayor detalle de las SET's que no contaría con espacio, como pueden ser planos de planta, vistas fotográficas, etc.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

b) Sobre el modelo presentado

- ELECTRODUNAS, en el modelo de transformadores de reserva, debe actualizar los costos de los transformadores según la última Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) actualizada, publicada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Respuesta

En atención a lo indicado se ha actualizado el cálculo considerando la totalidad de transformadores del Área de Demanda 8.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la propuesta final, se verifica que ELECTRODUNAS, ha actualizado en el modelo de transformadores de reserva, los costos de los transformadores según la Base de Datos de Módulos Estándares (BDME), publicada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera como absuelta.

- ELECTRODUNAS en el agrupamiento de transformadores no consideró criterios técnicos como similitud en la capacidad, tamaño o niveles de tensión (Por ejemplo: en la zona 2 agrupó un transformador de 60/10 kV de 9 MVA con otro de 60/23/10 kV de 40 MVA), advirtiéndose que no evaluó la factibilidad para compartir transformadores de reserva entre SET's que tienen transformadores de distinto tamaño, capacidad, niveles de tensión, número de devanados, entre otros. Por tanto, ELECTRODUNAS en cada agrupamiento que efectúe, deberá evaluar la factibilidad de compartir reserva común teniendo en cuenta las características técnicas de los transformadores involucrados (tensión, potencia, tamaño), así como la ubicación geográfica entre ellos y disponibilidad de espacio.

Respuesta

En atención a lo indicado se ha actualizado el cálculo considerando la totalidad de transformadores del Área de Demanda 8.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la propuesta final, se verifica que ELECTRODUNAS, no sustentó los agrupamientos efectuados en su evaluación de transformadores de reserva. Es decir, no sustentó si su agrupamiento efectuado se realizó por características técnicas, ubicación geográfica, concentración de demanda, etc.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- ELECTRODUNAS deberá evaluar distintas alternativas de agrupamiento en el AD8 (considerando criterios técnicos y geográficos), siendo la alternativa seleccionada aquella que brinde confiabilidad al AD8 al menor costo.

Respuesta

La propuesta de transformadores de reserva compartida solicitada por ELECTRODUNAS, corresponde al escenario de menor costo. El análisis y resultados se muestran el capítulo 5 del Volumen 4.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la propuesta final, se verifica que ELECTRODUNAS, no ha efectuado una comparación de alternativas en función a distintas formas de agrupar el parque de transformadores del AD8. Es decir, no ha incluido dentro de su estudio de transformadores de reserva, otras formas de agrupamiento para brindar confiabilidad al Área de Demanda 8, limitándose a agrupar todo el parque del AD8 por sistema eléctrico.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- Según los resultados del modelo de transformadores de reserva remitidos por ELECTRODUNAS, la ubicación de los transformadores de reserva debe ser en las SET's Pedregal, Alto la Luna, Señor de Luren y Nazca; sin embargo, ELECTRODUNAS solicita 3 transformadores de reserva del tipo compartida a ubicarse en SET's distintas al determinado por el modelo (solicita en Chíncha Nueva, El Ángel y Nazca). Por tanto, deberá sustentar los cambios que realice en la ubicación del transformador de reserva determinada por el modelo

Respuesta

La propuesta de transformadores de reserva compartida solicitada por La ubicación propuesta obedece a la disponibilidad de espacios en las subestaciones existentes a abril 2025, criterio utilizado por ELECTRODUNAS y también mencionado por Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS en su propuesta final actualizó las ubicaciones de los transformadores de reserva considerando la disponibilidad de espacio de las SETs.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera como absuelta.

Costos de Inversión

45. Inconsistencias en las valorizaciones de inversiones

- a) ELECTRODUNAS presenta el formato F-306 (Resumen de Costos de Inversión por Nivel de Tensión) y F-401 (Resumen de COyM) vacíos y con referencias a la empresa ENOSA. Al respecto ELECTRODUNAS debe actualizar y presentar

dicho formato para poder validar los costos de inversión, operación y mantenimiento considerados en su propuesta.

Respuesta

Se ha corregido dicho error en las hojas F-306 y F-401.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS ha actualizado su formato F-300, en relación a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- b) ELECTRODUNAS ha incluido en sus formatos de inversión un TP en 60/22,9/10 kV de 40 MVA para SET, lo cual no coincide con su ESTUDIO, donde indica que para SET Independencia se colocará un TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA rotado de SET Chincha Nueva. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Debido a que la subestación Independencia no cuenta con las obras civiles, rieles y otros, para la base del transformador de 60/22,9/10 kV se ha considerado dichas inversiones mediante la adecuación del módulo del transformador de 40/40/40 MVA y cuyo detalle de cálculo se muestra en la hoja "OOCCTR" del archivo "F-300-AD08.xlsx". Respecto a la elección de dicho módulo, obedece a la capacidad estándar en el sistema de transmisión de ELECTRODUNAS, a mediano y largo plazo.

En la valorización de la hoja "OOCCTR", se ha calculado el porcentaje del módulo que compense los trabajos necesarios para implementar el transformador rotado (15.74%), los cuales que deben ser reconocidos.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTRODUNAS de su PROPUESTA FINAL ha actualizado el formato F-300 y tiene coherencia con su INFORME ya que, no considera el costo del equipo principal, solamente considera los costos de equipos complementarios, obras civiles, entre otros, debido a que en la SET Independencia no cuenta con instalaciones para la implementación del TP 60/22,9/10 kV que solicita rotar. En ese sentido, previa a la rotación, se debe de verificar la implementación de las obras que correspondan.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- c) ELECTRODUNAS ha incluido en sus formatos de inversión un TP en 60/22,9/10 kV de 40 MVA para SET Copara, lo cual no coincide con su ESTUDIO donde menciona que se colocará un TP 60/22,9/10 kV de 9 MVA. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Similar al caso anterior, se consideró dicha inversión para hacer factible la rotación propuesta; sin embargo, en la propuesta actualizada se ha desestimado dicha solicitud debido al nuevo plan de expansión en las subestaciones de potencia y plan de rotaciones respectivo.

En resumen, para el período 2025-2029, en el sistema Nazca se propone implementar un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 25 MVA en la subestación Copara. La subestación Nazca quedaría atendida a partir del transformador de 15/10/10 MVA y se propone como reserva el transformador de 60/22,9 kV – 8,75 MVA, el cual no presenta problemas operativos..

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, ELECTRODUNAS de su PROPUESTA FINAL ha retirado el TP 60/22,9/10 kV de 9 MVA rotado para la SET Palpa, ya que, ahora considera un nuevo TP 60/22,9/10 kV de 25 MVA para la SET Palpa. En ese sentido, esta observación no corresponde.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de SEAL

OBSERVACIONES GENERALES

1. El ESTUDIO no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, SEAL deberá actualizar el ESTUDIO considerando lo mencionado en el presente numeral.

Respuesta

La observación no especifica los documentos faltantes, sin embargo, para el presente levantamiento de observaciones se ha revisado la documentación y se ha verificado que se encuentre completo.

El expediente comprende dos informes de plan de inversiones uno para el área de demanda 8, y el otro para el área de demanda 9 con sus respectivos anexos, que comprenden la demanda, el SER y la valorización. En la carpeta de valorización se adjunta el archivo pdf. de simulación.

Análisis de Osinergmin

Como parte del levantamiento de la presente observación, SEAL ha incluido mayor información respecto a lo presentado en su Propuesta Inicial; sin embargo, su Propuesta Final, aún se encuentra incompleta ya que por ejemplo no presenta un Resumen Ejecutivo según lo consignado en el numeral 5.7.1 de la NORMA TARIFAS, entre otros documentos incompletos

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

2. La información presentada como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que SEAL debe completar su ESTUDIO teniendo en cuenta lo mencionado en el presente numeral y lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

[Ver respuesta observación 1.](#)

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, si bien SEAL presenta en el Anexo 1 de su INFORME la relación de los documentos adjuntos, esta no contiene la descripción de su contenido.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

3. Se ha identificado la falta de los documentos que justifiquen la demanda de los nuevos

usuarios libres y demandas incorporadas en las dos áreas de demanda.

Asimismo, con relación a la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, no presenta en algunos casos documentos que sustenten la magnitud de demanda y su respectivo cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS. Por lo anterior, se requiere que SEAL revise su ESTUDIO teniendo en cuenta las presentes observaciones, completando la información que sustente la demanda considerada donde corresponda y, de ser el caso, realice las correcciones pertinentes.

Respuesta

Se ha procedido a adjuntar la información que sustenta la incorporación de nuevas demandas, las cuales toman en cuenta las disposiciones señaladas en la NORMA TARIFAS.

Los sustentos se encuentran en la carpeta 05 REQUERIMIENTO para cada área de demanda.

← 05 REQUERIMIENTOS AD09 :			
	010_SET CONO NORTE	10/13/2023	5:46
	011_SET JESUS	10/13/2023	5:46
	012_SET LAMBRAMANI	10/13/2023	5:46
	013_SET MEJIA	10/13/2023	5:46
	014_SET MOLLENDO	10/13/2023	5:46
	015_SET PARQUE INDUSTRIAL	10/13/2023	5:46

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL se verifica que ha adjuntado mayor documentación que en su PROPUESTA INICIAL. Sin embargo, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación realizada por Osinerghmin de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas no considerada en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja “Factibilidades SEAL” del archivo del Formato “F-100”.

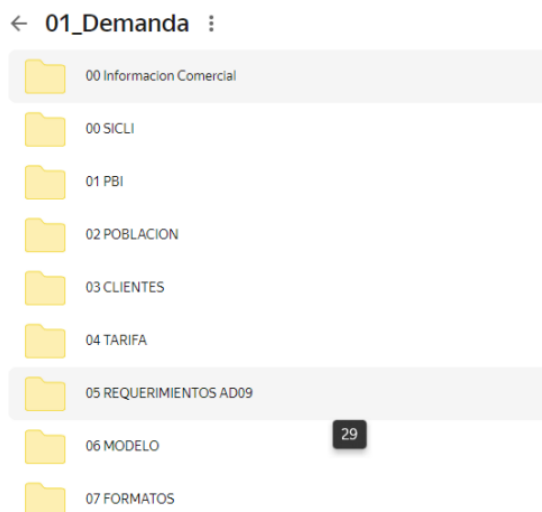
Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

4.
- SEAL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda acorde con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS; asimismo, respecto a los formatos F-100 se ha evidenciado el uso de factores de expansión de pérdidas que no están aprobados ni vigentes a la fecha. Al respecto, se requiere que SEAL verifique y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

Se ha procedido a corregir los archivos que sustentan los valores consignados en los formularios de demanda, entre ellos, los factores de expansión de pérdidas de distribución vigentes. La información se encuentra en los siguientes archivos enviados.



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se observa la falta de coherencia entre los valores históricos del periodo 1996-2021 del PBI del Área de Demanda 8 que se consignan en el formato F-104 y los del archivo de sustento. Asimismo, el valor del PBI del AD 08 para el 2022 no es el correcto.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

5. En el ESTUDIO no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad. seguridad, asimismo, no presentan propuestas claras en cuanto a los Elementos aprobados anteriormente, por ejemplo, en la modificación del PI 2021-2025 como es el caso del transformador 60/22,9 kV de 15 MVA aprobado para la SET Chuquibamba. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y el análisis del ESTUDIO, SEAL debe completar la información faltante y precisar su propuesta donde corresponda.

Respuesta

Se ha elaborado un catálogo de los proyectos requeridos para el PI 2025-2029. Además, se ha tomado la decisión de no sustituir el transformador de 60/22.9 kV de 15MVA aprobado para la SET Chuquibamba.

Con respecto a la relación de los proyectos propuestos, se encuentra en la hoja F-209 del libro F-200 AD009.xls.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, SEAL no presenta la relación de proyectos clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

6. SEAL de proponer el retiro de Elementos aprobados en el PI 2021-2025 para luego ser considerados en el PI 2025-2029 (reemplazo o reprogramación), debe tener en cuenta que, no corresponde evaluar ni aprobar en el presente proceso regulatorio, la reprogramación o reemplazo de inversiones del PI 2021-2025, cuya necesidad se mantiene en los próximos años.

Cabe mencionar que los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 son materia de evaluación en la elaboración del PI 2025-2029. Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta evaluación tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el PI 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Ahora, según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del PI 2021-2025, prevalece la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo. En ese sentido, si SEAL ha incluido un Elemento (o proyecto) que reemplazaría al aprobado en el PI 2021-2025 cuya necesidad se mantiene, no correspondería su reemplazo, toda vez que la misma estaría motivada fundamentalmente por el incumplimiento en la ejecución de la inversión.

Por lo anterior, se requiere que SEAL revise su ESTUDIO teniendo en cuenta la presente observación y, de ser el caso, realice la corrección donde corresponda.

Respuesta

Se ha reevaluado los proyectos y se espera que todos los proyectos previstos en el plan 2021-2025 ingresen antes del 2029, así mismo se ha verificado que los mismos son válidos para los próximos años, por lo que no se propone la modificación ni el cambio de alguno de ellos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su Propuesta Final para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado el transformador de 60/22.9 kV de 15 MVA aprobado para la SET Chuquibamba en la modificatoria del PI 2021-2025, el cual no se había considerado en su Propuesta Inicial; así mismo, no presenta alguna solicitud de retiro de elementos aprobados en el PI 2021-2025.

Conclusión

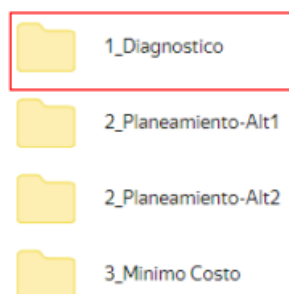
Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

7. En el ESTUDIO, se presenta el diagnóstico de los Sistemas Eléctricos del AD 9; sin embargo, en el caso del diagnóstico del Sistema Eléctrico del AD 8, no se realiza un

diagnóstico detallado del mismo, limitándose a realizar una breve descripción de los criterios generales para realizar el diagnóstico, sin presentar en el ESTUDIO los resultados detallados correspondientes al mismo (páginas 53 y 54), ya que no se muestran cuadros de resultados de verificación de capacidades, ni los resultados de las simulaciones de flujo de potencia a comparación de lo presentado en el caso del AD 9, en cumplimiento del numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, SEAL debe revisar y completar su ESTUDIO con la finalidad de determinar de manera adecuada el diagnóstico de sus instalaciones.

Respuesta

En el informe se muestra los criterios de evaluación para la etapa de diagnóstico, el mismo que se rige conforme lo indica la sección de Plan de Inversiones de la NORMA TARIFAS, se presenta la foto completa de las redes para cada año de evaluación, los mismos que pueden ser verificados en la base de datos que se adjunta en 02_SER, en esta carpeta se encuentra las siguientes carpetas:



Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 08, su diagnóstico presenta los resultados de la cargabilidad de los transformadores del SE Bella Unión – Chala, así como también las imágenes del resultado de flujo de potencia.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado un mayor análisis en cuanto al diagnóstico para dicha área efectuado en su Propuesta Inicial, así mismo presenta las imágenes de las redes consideradas en su evaluación; sin embargo, en algunos casos como en su diagnóstico para la SET Parque Industrial indicado en la página 42 del Informe de su Propuesta Final para el Área de Demanda 9, sólo se limita a indicar: *“no se observa sobrecarga de los transformadores, pero si se ve necesario la confiabilidad del sistema debido a que al 2029 la demanda supera los 30 MW”*, sin realizar la evaluación correspondiente como parte del diagnóstico que sustente la necesidad de mayor confiabilidad considerando la actual configuración de la SET Parque Industrial; es decir, no se realiza un diagnóstico detallado del mismo, en línea con lo observado anteriormente.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

8. En el ESTUDIO presentado por SEAL, se indican alternativas generales para las problemáticas identificadas en el periodo de estudio en cada área de demanda; en ese sentido presenta para el caso del AD 8 una única alternativa y para el caso del AD 9 dos alternativas; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.

Al respecto, se requiere que SEAL presente para el caso del AD 8 alternativas adicionales que sean excluyentes entre sí; así mismo, tanto para el AD 9 como para el AD 8, la alternativa seleccionada debe ser sustentada mediante el respectivo análisis técnico y económico. Cabe mencionar que para la planificación se debe tener en cuenta los Criterios Generales establecidos en el Artículo 11° de la NORMA TARIFAS, considerando entre otros el numeral 11.3; asimismo, se debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas operativas alternativas como por ejemplo para los casos de problemas de tensión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

Respuesta

Se ha realizado la evaluación del mínimo costos para dos alternativas en cada área de demanda, estas se encuentran en la carpeta 3_Minimo Costo.



Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que SEAL realiza dos alternativas generales, donde se propone el mismo proyecto “SET Jaquí”. Al respecto, se debe mencionar que, las alternativas planteadas deben ser excluyentes entre sí, tal como indica el Numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS.

Por otro lado, se debe mencionar que, el desarrollo de las alternativas propuestas no es trazable, por ejemplo, no se ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha realizado dos alternativas generales, que, si bien presenta la evaluación económica, esta no es trazable ya que utiliza como parte de la formulación el archivo F-300_400_AD09-v10.xlsx, el cual no forma parte de sus anexos; asimismo, se observa que no ha sustentado los valores correspondientes a las pérdidas de transmisión los cuales tampoco son trazables.

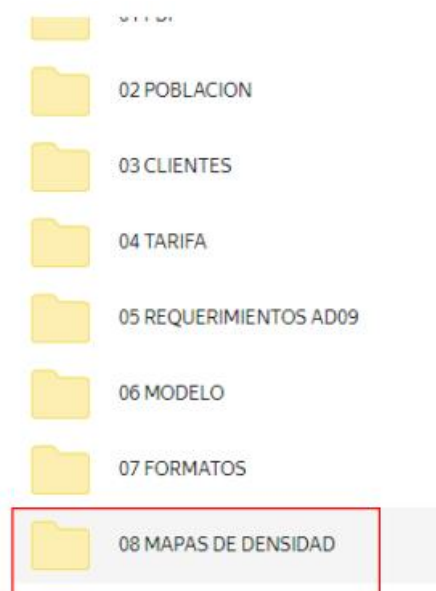
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

9. SEAL en su ESTUDIO, no presenta mapas de densidad de cargas. Por lo que deberá cumplir con presentar dichos mapas de acuerdo a lo indicado en el numeral 8.1.2 y 36 de la NORMA TARIFAS para los años 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30.

Respuesta

En la carpeta de 01_Demanda se puede observar la carpeta de los mapas de densidad, ver subcarpeta 08 MAPAS DE DENSIDAD.



Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que, dentro de la carpeta “ANEXO 02 ÁREA DEMANDA 08” no se encuentra la carpeta “08 MAPAS DE DENSIDAD” señalada por SEAL como respuesta a la observación.

Conclusión

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

10. En el ESTUDIO presentado por SEAL, se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Islay, Majes, Chala – Bella Unión, entre otros; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georeferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Cabe mencionar que al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha adjuntado en las carpetas de las alternativas los archivos kmz de la ubicación tentativa de las subestaciones, sin embargo, debemos mencionar que parte de los proyectos son reemplazos de transformadores por capacidad por lo que mantendrán la ubicación existente.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL tanto para el Área de Demanda 8 como para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL sólo se ha limitado a indicar en el archivo .kmz una ubicación tentativa para cada nueva subestación de transmisión propuesta, sin incluir la determinación de dicha ubicación basándose en un mapa de densidad de carga.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

11. En el ESTUDIO, SEAL no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización utilizando la última base de datos aprobada.

Respuesta

Se ha actualizado los módulos estándares conforma a la Resolución N° 041-2023-OS/CD, estos se encuentran en el libro Formato F-300.xlsx.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado su formato F-300 en relación a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

12. Los formatos presentados como parte de los Anexos del ESTUDIO contienen datos incompletos o con errores que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos de Información General (F-000) presentan información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pdf, por lo cual se requiere su corrección, los formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar (F-200) presentan información incompleta. Asimismo, los formatos de Costos de Inversión (F-300) no se encuentran debidamente vinculados y en algunos casos no presentan información consistente con la alternativa planteada en su informe, con lo cual no es posible validar la valorización realizada. Al respecto, SEAL debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjunta el formato F-000 en la carpeta 00_Formatos 0. Con respecto los formatos F-200 y F-300 se encuentran debidamente vinculados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL, se observa que SEAL para el caso de los formatos F-000, presenta información incompleta; asimismo, como se observó anteriormente los formatos F-300 aún no se encuentran debidamente vinculados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

13. En el ESTUDIO presentado por SEAL no se describe de manera clara cómo se realiza la Redistribución de la Máxima Demanda de la SET luego de la puesta en servicio de nuevas subestaciones de transmisión. Al respecto, se requiere que SEAL presente de manera detallada la información señalada como parte del planeamiento efectuado.

Respuesta

En el libro F-200, hoja F-202 y F-203 se realiza los traslados de demanda para el diagnostico de los transformadores como también para el planeamiento, en la columna de la derecha del formato se muestran anotaciones. Igualmente en el informe se enumeran los traslados de demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que SEAL ha considerado la Redistribución de la Máxima Demanda considerando las nuevas SETs propuestas en el formato F-203; sin embargo, se realizan traslados donde no se indica el motivo o criterio utilizado, asimismo, se observan ciertas incoherencias, por ejemplo, para la SET Jaqui, se propone trasladar 5,82 MW de demanda Vegetativa desde la SET Bella Unión, lo cual es incoherente, ya que, según su formato F-110 (SET), la demanda regulada en SET Bella Unión en el año 2029 es de 5,55 MW.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL para el caso de los formatos F-202 y F-203, se indican los valores de traslado de carga entre subestaciones; sin embargo, existen traslados donde se excluye algunos usuarios libres, sin precisar el motivo o el criterio utilizado para dicha excepción.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

14. La información presentada como parte del ESTUDIO consignada en los archivos de flujo de potencia (extensión .pfd), en algunos casos no guarda relación con la información plasmada en el informe, los formatos y en los anexos sustentatorios. Al respecto, se requiere que SEAL revise toda la información y corrija dicha información donde corresponda.

Respuesta

La observación no especifica lo que no guarda relación, sin embargo, para el presente levantamiento de observaciones se ha revisado la documentación y se ha verificado que se encuentra completa tanto la extensión pfd como los formatos y anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8, se verifica que SEAL ha actualizado su archivo pfd, sin embargo, se siguen presentando inconsistencias con los formatos y anexos de sustento. Por ejemplo, SEAL ha considerado una longitud de 0,1 km para la LT 60 kV Cahuachi – Nazca, lo cual, no corresponde.

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha considerado en el caso de la línea de 33 kV Base Islay – La Curva, dos conductores por fase, según lo indicado en su Informe; sin embargo, en el archivo .pdf considera dos ternas de 150 mm² sin subconductores. Por otro lado, se observa que ya no se presenta variaciones entre la capacidad del banco de capacitores compensación en SET Secocha.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

15. Se observa en el ESTUDIO que SEAL no ha presentado el listado de las instalaciones existentes que se darían de Baja en el horizonte del PI 2025-2029 como resultado del planeamiento realizado. Al respecto SEAL debe verificar y precisar esta información en cumplimiento del numeral 11.7 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el informe se adjunta el lista de instalaciones que requieren ser cambiados por antigüedad. En la sección 9 del informe se menciona los elemento de baja.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8 se verifica que, SEAL no ha presentado el listado de instalaciones existentes que se darían de Baja en el horizonte del PI 2025-2029; sin embargo, de la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido lo indicado en la respuesta a la observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

16. El ESTUDIO plantea Elementos a ser renovados en SETs como Cono Norte y Parque Industrial (página 65); sin embargo, no sustenta la necesidad de dichas renovaciones, ya que no adjunta la información correspondiente respecto al estado de las instalaciones; más aún si el equipamiento de estas no sería equipamiento antiguo.

Al respecto, SEAL debe precisar las instalaciones a ser renovadas basándose en la existencia de los Elementos a renovar, informes técnicos que contengan los respectivos datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, adjuntando el correspondiente diagrama unifilar y esquema o plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos a renovar, entre otros; que sustente la condición de los mismos de manera detallada, considerando Elementos ya aprobados en planes anteriores.

Respuesta

Se realizó un mayor análisis y se ha llegado a la reformulación con respecto a la SET Parque Industrial, se propone por confiabilidad ya que la demanda supera los 30 MW valor mínimo exigido en el numeral 12.3 Criterios de Confiabilidad y Seguridad de la Norma Tarifas, así mismo los transformadores de esta subestaciones serán reubicados conforme se describe en el informe técnico de la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha retirado de la relación de elementos a renovar los elementos de las subestaciones Cono Norte y Parque Industrial; sin embargo, no ha adjuntado mayor información respecto al sustento de renovación de varios de los elementos solicitados, salvo en el caso de la SET Chuquibamba para la cual adjunta un informe técnico como parte de su Informe.

Por otro lado, para el caso del Área de Demanda 8, la concesionaria en su PROPUESTA FINAL no ha solicitado renovaciones.

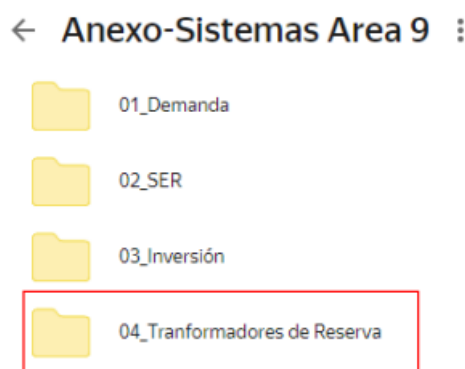
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

17. Las propuestas asociadas a transformadores de reserva deben ser sustentadas con un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y demás documentos de sustento, considerando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, toda vez que se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la normativa así lo establece.

[Respuesta](#)

Los cálculos y resultados sobre los transformadores de reserva se encuentran en la carpeta 04_Transformadores de Reserva”.



Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, SEAL en su propuesta final, ha incluido el estudio de transformadores de reserva sustentado en la NORMA DE RESERVA DE TRANSFORMACIÓN. Sin embargo, se verificó que no aplicó correctamente los criterios y metodología dispuestos en dicha NORMA, toda vez que consideró únicamente instalaciones de su propiedad, debiendo haber incluido en su análisis instalaciones cercanas como los transformadores de las SETs Nazca, Palpa, Coracora, etc pertenecientes al AD8.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

18. La propuesta de SEAL no incluye el sustento del espacio disponible en los casos de nuevos Elementos en SETs existentes. En ese sentido, se requiere que SEAL adjunte los diagramas unifilares y vistas de planta de las instalaciones existentes adicionando la ubicación de los Elementos propuestos y/o proyectados que permitan verificar la disponibilidad de espacios.

[Respuesta](#)

La selección preliminar de las nuevas subestaciones se realizó considerando la situación del real del mercado, los espacios disponibles conforme al conocimiento de la

empresa.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL tanto para el para el Área de Demanda 8 como para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido los diagramas unifilares de las subestaciones existentes; sin embargo, respecto a las vistas de planta, la concesionaria no ha incluido la información correspondiente.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

19. En el ESTUDIO se solicita incluir elementos de fibra óptica para las nuevas líneas propuestas. Al respecto, SEAL no ha presentado el sustento de incluir elementos de fibra óptica en sus líneas propuestas, teniendo en cuenta que la regulación no contempla este tipo de elementos. En ese sentido, SEAL debe sustentar su propuesta o, en caso contrario, retirar las inversiones propuestas.

Respuesta

Se ha propuesto fibra óptica para las nuevas líneas de transmisión, ya que se espera a que futuro todas las comunicaciones se realicen por este medio.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL tanto para el para el Área de Demanda 8 como para el Área de Demanda 9, se observa que SEAL ha incluido como parte de la valorización de elementos, elementos de Fibra Óptica, tanto para nuevas instalaciones como para instalaciones existentes sin indicar mayor sustento.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

20. Fuente de información Base

SEAL debe actualizar la información base correspondiente al Año Representativo 2022 empleada en la proyección de demanda, en base al archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx" que se encuentra disponible en el siguiente enlace:

https://www2.osinerghmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información comercial proveniente de la última base de datos del SICOM publicada en la web de OSINERGMIN.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado la información correspondiente considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx".

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

21. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD8 para el año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que SEAL no ha adjuntado la fuente de información de los PBI departamentales con los cuales se calcula el PBI del AD8 de 2022.

En el Estudio (ítem 3.2.2, Folio 000012), SEAL ha señalado que *"El PBI de Arequipa fue estimado tendencialmente tomando como base valores históricos 1996-2022 hasta el año 2054"*, cabe indicar que el AD8 no solo está conformado por el departamento de Arequipa, sino también por Ica y Ayacucho. SEAL debe corregir y actualizar la información del ESTUDIO, de modo que evidencie la metodología y fuentes de información empleadas.

En el archivo "PBI-2022-2054.xlsx" SEAL adjunta un modelo tendencial lineal para proyectar la variable PBI; sin embargo, dicho modelo y la información sobre la variable corresponde al AD9. Entre la documentación sustentatoria se verifica que SEAL no ha presentado el workfile (archivo E-Views) que permita validar la consistencia estadística del modelo. SEAL debe presentar los archivos de sustento en cumplimiento con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.

Respecto al PBI nacional, se observa que en el archivo "PBI-2022-2054.xlsx", SEAL ha consignado valores de PBI nacional de 2022 sin presentar mayor sustento sobre la fuente. Por otro lado, no queda claro, en el Estudio ni en los archivos de sustento presentados por SEAL sobre el empleo de la variable PBI nacional en las proyecciones del PBI del AD8.

Al respecto, SEAL 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 y nacional correspondiente al año 2022. Ver <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Así también se ha verificado que los valores de PBI nacional presentados en el formato F-104 del periodo 2015-2021 no son los valores aprobados por el PI 2021-2025 ni en su correspondiente Modificatoria.

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 SEAL debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Luego SEAL debe analizar si dicha variable explicara las ventas de energía y analizar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS:

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-productobruto-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 económicas y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 1,0%.

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 agosto para el 2024 y 2.9% en julio a 3.0% en agosto para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2.3% y 2.7% para los años 2024 y 2025):

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS:
CRECIMIENTO DEL PBI (%)

Encuesta realizada al:				
	30 de Jun.	31 de Jul.	31 de Ago.	
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/				
2023	1,8	1,2	1,0	↓
2024	2,6	2,5	2,6	↕
2025	3,0	2,9	3,0	↕
SISTEMA FINANCIERO 2/				
2023	1,8	1,4	1,1	↓
2024	2,5	2,3	2,3	=
2025	2,7	2,6	2,7	↕
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/				
2023	2,0	2,0	1,9	↓
2024	2,9	2,9	2,6	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

1/ 18 analistas en Junio, 19 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
2/ 13 empresas financieras en Junio, 14 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
3/ 275 empresas no financieras en Junio, 277 en Julio, y 285 en Agosto de 2023

En tal sentido, se propone el siguiente crecimiento del PBI para el horizonte de estudio 2023-2054:

Tasas	2023	2024	2025-2054
PBI NACIONAL	1.0%	2.6%	3.0%

Para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, en primer lugar, se calculó el valor histórico de dicha variable mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda 8:

PBI Departamental	PBI (Millones de Soles)	MWh	%
Arequipa	31,478	24,153	3.4%
Ayacucho	5,993	21,592	3.0%
Ica	20,590	671,103	93.6%
PBI Regional	20,517	716,849	

Posteriormente, para estimar su crecimiento, se elaboró 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(PBI08)
Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)
Date: 10/05/23 Time: 18:11
Sample (adjusted): 1999 2022
Included observations: 24 after adjustments
Convergence achieved after 20 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-5.967805	2.033002	-2.935464	0.0079
LOG(PBIPERU(-2))	1.200391	0.157731	7.610393	0.0000
AR(1)	0.673141	0.208644	3.226261	0.0040
R-squared	0.973389	Mean dependent var		9.295499
Adjusted R-squared	0.970855	S.D. dependent var		0.446067
S.E. of regression	0.076152	Akaike info criterion		-2.195700
Sum squared resid	0.121782	Schwarz criterion		-2.048444
Log likelihood	29.34840	Hannan-Quinn criter.		-2.156633
F-statistic	384.0796	Durbin-Watson stat		1.671621
Prob(F-statistic)	0.000000			

PRUEBAS DE VALIDACIÓN DEL MODELO PBI REGIONAL

A) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/05/23 Time: 18:06
Sample (adjusted): 1999 2022
Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
		1	-0.001	-0.001	4.E-05
		2	-0.185	-0.185	0.9746 0.324
		3	0.075	0.077	1.1432 0.565
		4	-0.054	-0.093	1.2338 0.745
		5	0.019	0.052	1.2452 0.871
		6	-0.062	-0.102	1.3766 0.927
		7	-0.247	-0.231	3.6106 0.729
		8	0.015	-0.024	3.6189 0.822
		9	-0.222	-0.339	5.6706 0.684
		10	0.001	0.028	5.6707 0.772
		11	0.172	0.010	7.0950 0.716
		12	-0.252	-0.274	10.386 0.496

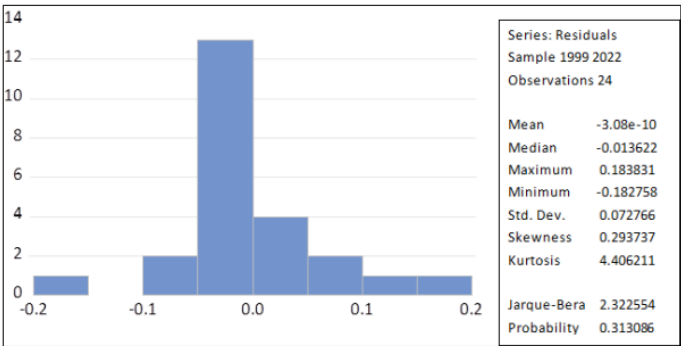
*Probabilities may not be valid for this equation specification.

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	0.000116	Prob. F(1,20)	0.9915
Obs*R-squared	0.000139	Prob. Chi-Square(1)	0.9906

C) Prueba de normalidad de los residuos



D) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White
Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	0.490208	Prob. F(5,18)	0.7793
Obs*R-squared	2.876382	Prob. Chi-Square(5)	0.7190
Scaled explained SS	3.750630	Prob. Chi-Square(5)	0.5858

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 8 se observa incoherencia entre los valores consignados en los archivos de sustento. Por ejemplo, en el archivo “PBI-2022-2054 -AD08.xlsx” se consignó como valor de PBI del Área de Demanda 8 del año 2022, 20 517,03 y en el formato F-104 se consignó otro valor (38 045,30).

Cabe indicar que la observación solicitaba calcular y corregir el valor histórico correspondiente al año 2022, puesto que el resto de los valores históricos del PBI del

Área de Demanda 8 estaban consignados de forma correcta en el formato F-104 y demás archivos de su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, SEAL ha presentado en el formato F-104 y en el workfile “ad 08_pi 2025-2029.wf1”.de su PROPUESTA FINAL valores del periodo 1996-2021 que no coinciden con los valores históricos aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

22. Variable Clientes

El archivo “Clientes regulados.xlsx” presenta información sobre la variable Clientes únicamente del AD9. Por lo tanto, SEAL debe incluir los archivos sustento correspondiente al AD8, cuyos valores proyectados sea mediante el modelo tendencial lineal.

Respuesta

Se ha corregido la información de la variable clientes correspondiente al área de demanda 8 y se proyectó su crecimiento mediante un modelo tendencial:

Dependent Variable: CLI08
Method: Least Squares
Date: 09/26/23 Time: 16:34
Sample: 1996 2022
Included observations: 27

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	65568.29	4207.083	15.58521	0.0000
@TREND	8380.408	277.6081	30.18791	0.0000

R-squared0.973299Mean dependent var174513.6
Adjusted R-squared0.972231S.D. dependent var67423.64
S.E. of regression11235.41Akaike info criterion21.56272
Sum squared resid3.16E+09Schwarz criterion21.65870
Log likelihood-289.0967Hannan-Quinn criter.21.59126
F-statistic911.3099Durbin-Watson stat0.306509
Prob(F-statistic)0.000000

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se verifica que el valor de la variable clientes del año 2022 corresponde con el de la base de datos del SICOM 2022.

Conclusión

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

23. Variable Población

El valor de la variable Población del AD8 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado; ya que SEAL no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada para la obtención de los datos históricos de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

Al respecto, SEAL 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 AD8 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 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 AD8.

Cabe señalar que SEAL 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 OSINERGMIN, se estimó el crecimiento del PBI Regional.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable población del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

24. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD8 del año 2022 se ha construido sobre valores del IPC departamental que no corresponden a la fuente citada (INEI). Por lo anterior, SEAL debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizado.

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	Arequipa	Ayacucho	Ica
Ene-21	145.05	140.37	156.13
Feb-21	145.68	139.43	156.06
Mar-21	146.59	139.19	157.78
Abr-21	147.05	140.83	158.52
May-21	147.09	142.27	158.12
Jun-21	148.21	143.02	158.94
Jul-21	149.58	144.89	160.92
Ago-21	150.62	146.11	161.72
Set-21	151.32	146.95	163.2
Oct-21	152.12	148.6	163.3
Nov-21	153	148.83	164.46
Dic-21	154.21	149.55	165.96
Ene-22	100.36	100.01	100.4
Feb-22	100.7	100.05	101.08
Mar-22	102.02	101.89	101.76
Abr-22	103.13	103.91	103.97
May-22	104.2	104.23	104.38
Jun-22	105.28	105.28	105.03
Jul-22	106.59	106.58	106.57
Ago-22	107.27	106.76	107.48
Set-22	107.45	107.58	108.4
Oct-22	108.48	108.44	108.72
Nov-22	108.78	109.01	109.65
Dic-22	109.47	109.63	110.71

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:

IPC	<i>En base 2009</i>	<i>En base 2021</i>	
	2021 (diciembre)	2022	2022 (diciembre)
Arequipa	154.21	157.13	109.47
Ayacucho	149.55	151.78	109.63
Ica	165.96	169.54	110.71
AD08	165.03	168.58	110.64

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia que se ha cumplido con justificar el valor de Tarifa Real consignado en el F-104 del Área de Demanda 8 del año 2022.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

25. Ventas de Energía

Los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD8 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución N° 081-2021-OS/CD mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

[Respuesta](#)

Se ha procedido a corregir la denominación y alcance de los sistemas eléctricos para el Área de Demanda 8:

Sistemas Eléctricos del AD8	MT	BT
Villacurí	71,241	2,660
Bella Unión-Chala	8,291	13,121
Palpa; Chaviña; Coracora; Incuyo; Nasca; Nasca Rural; Palpa Rural; Pausa; Puquio; Puquio Rural, Tambo Quemado	27,993	56,657
Ica; Santa Margarita; Tacama	112,346	194,240
Chincha; Chincha Baja Densidad; Paracas; Pisco; Pisco Urbano Rural	64,769	165,531
Total	284,640	432,209

Fuente: Ventas de Energía del año 2022 proveniente del SICOM (MWh)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia que se ha corregido el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 8 del año 2022.

Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras. Por lo que, dichas agrupaciones tienen un fin diferente a los sistemas eléctricos de análisis para los Planes de Inversión. SEAL debe tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

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

SEAL no ha presentado el archivo sustento (workfile) a fin que se pueda validar las proyecciones de ventas de energía mediante modelos tendenciales y econométricos en los formatos F-106 y F-107, respectivamente.

Asimismo, se observa que en el ítem 3.4 del ESTUDIO, "Proyecciones de ventas de energía área demanda 8" (Folio 000019 del archivo "ER_PIT_SEAL-Informefinal-v4_01062023145639.pdf") se muestra los resultados de los estadísticos correspondientes a las proyecciones tendenciales del AD9, cuando lo que se debe presentar es el workfile donde se evidencie los modelos analizados y sus respectivas proyecciones de las ventas de energía del AD8.

De la información presentada por SEAL, se observa que no se ha encontrado mayor sustento sobre la especificación del ajuste final de las proyecciones de las ventas de energía para el AD8. Por lo que, 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, SEAL debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD8. 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 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

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 8:

$$\text{Log(Demanda)} = f(\text{PBI Regional}, \text{Tarifa Eléctrica}(-1), \text{MA})$$

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por el PBI Regional, la Tarifa Eléctrica rezagada un periodo y una componente de media móvil.

Dependent Variable: LOG(ENE08)
 Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)
 Date: 10/05/23 Time: 18:35
 Sample (adjusted): 1998 2022
 Included observations: 25 after adjustments
 Convergence achieved after 13 iterations
 MA Backcast: 1997

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.261987	0.782828	11.83144	0.0000
LOG(TARAD08(-1))	-1.010934	0.175701	-5.753729	0.0000
LOG(PBIAD08)	0.806879	0.050287	16.04542	0.0000
MA(1)	0.752888	0.143201	5.257561	0.0000
R-squared	0.979188	Mean dependent var		13.26874
Adjusted R-squared	0.976215	S.D. dependent var		0.428317
S.E. of regression	0.066057	Akaike info criterion		-2.450958
Sum squared resid	0.091633	Schwarz criterion		-2.255938
Log likelihood	34.63698	Hannan-Quinn criter.		-2.396868
F-statistic	329.3452	Durbin-Watson stat		1.601834
Prob(F-statistic)	0.000000			

$$\text{Log(Demanda)} = 9.26198 - 1.010934 \times \text{Log(Tarifa Eléctrica}(-1)) + 0.806879 \times \text{Log(PBI Regional)} + 0.752888 \times \text{MA}(1)$$

A) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/05/23 Time: 18:43

Sample (adjusted): 1998 2022

Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
		1	0.174	0.174	0.8536
		2	0.214	0.189	2.1981 0.138
		3	-0.086	-0.159	2.4239 0.298
		4	-0.006	-0.010	2.4251 0.489
		5	-0.213	-0.174	3.9618 0.411
		6	-0.273	-0.249	6.6093 0.251
		7	-0.258	-0.128	9.0959 0.168
		8	-0.196	-0.113	10.627 0.156
		9	0.056	0.130	10.761 0.216
		10	0.009	-0.020	10.764 0.292
		11	0.074	-0.073	11.027 0.355
		12	-0.020	-0.133	11.047 0.439

*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 1.6 y está alrededor de 2.

B) Prueba de Correlación entre las Variables

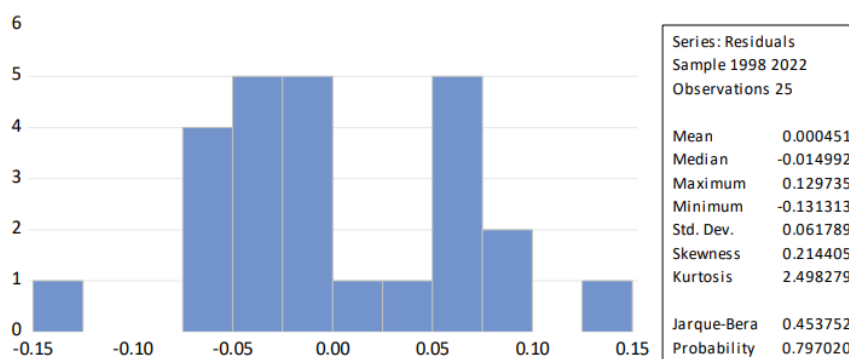
Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag

F-statistic	1.262446	Prob. F(1,20)	0.2745
Obs*R-squared	1.484361	Prob. Chi-Square(1)	0.2231

Para precisar la ausencia de autocorrelación de orden superior de los residuales en este modelo se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F-statistic es 0.2745 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	0.596570	Prob. F(14,10)	0.8171
Obs*R-squared	11.37750	Prob. Chi-Square(14)	0.6562
Scaled explained SS	6.039933	Prob. Chi-Square(14)	0.9655

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 0.8171 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se evidencia que:

- Se mantiene la observación del ítem 3.3 del ESTUDIO, “Proyecciones de ventas de energía área demanda 8” en el que se muestra los resultados de los estadísticos correspondientes a las proyecciones tendenciales del Área de Demanda 9, cuando lo que se debe presentar es el workfile con los modelos analizados y sus respectivas proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 8.
- En el formato F-107 se han consignado de forma incompleta los valores de los estadísticos de los modelos econométricos.
- Respecto a los criterios empleados para el ajuste final, se observa que la empresa no ha cumplido con considerar los criterios sugeridos por Osinergmin.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

27. Factores de expansión de pérdidas utilizados

En el archivo “01 Pérdidas_2022_ad08.xlsx” se observa que SEAL ha tomado los factores de expansión de pérdidas de forma errónea para las empresas COELVISAC y ELECTRODUNAS. Ver Figura 1. Para las referidas empresas se debe considerar la Resolución N° 224-2022-OS/CD. En ese sentido, SEAL debe corregir los factores de pérdidas PEMT y PEBT utilizados y actualizar las ventas de energía aplicando los factores de expansión de pérdidas aprobados y vigentes a la fecha.

Periodo	NT	Empresa	Pérdidas	Indice
2021 MT	SEAL		1.93%	Resolución N° 168-2018-OS/CD
2021 BT	SEAL		9.05%	Resolución N° 210-2018-OS/CD
2021 MT	COEL		1.27%	Resolución N° 224-2019-OS/CD
2021 BT	COEL		9.84%	
2021 MT	ELSM		1.29%	
2021 BT	ELSM		10.49%	
2021 MT	ADIL		3.48%	
2021 BT	ADIL		8.53%	
2021 MT	ELS		2.19%	
2021 BT	ELS		9.12%	

Fuente: Archivo “01 Pérdidas_2022_ad08.xlsx” del ESTUDIO de SEAL.
Figura 1

Respuesta

Para las empresas COELVISAC y ELECTRODUNAS, se ha procedido a corregir los factores de expansión de pérdidas de distribución vigentes aprobado mediante Resolución N° 224-2022-OS/CD.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las Resoluciones N° 224-2022-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 210-2018-OS/CD. Al respecto, para las empresas ELECTRODUNAS y CVC ENERGÍA se debe usar los factores de la Resolución N° 224-2022-OS/CD. Asimismo, para las empresas SEAL y ADINELSA, se requiere que se use los factores publicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027. Por otro lado, es preciso indicar que, dado que para la proyección de demanda se utiliza un factor de expansión de pérdidas equivalente (de MT y BT) el cual es aplicado para todo el periodo de proyección de demanda, esto es desde el año histórico 2022 hasta el 2054, se debe utilizar las últimas resoluciones vigentes.

Conclusión

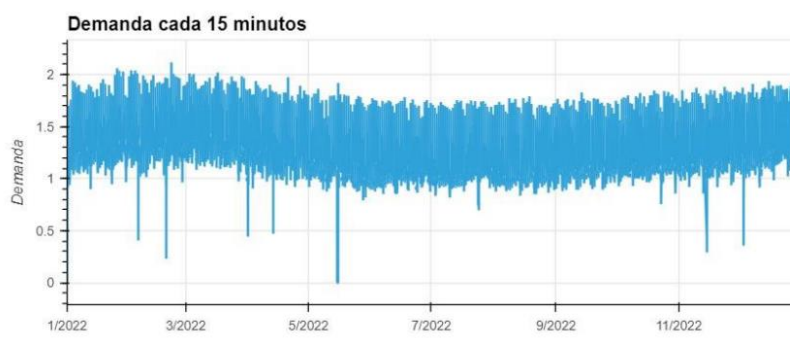
Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

28. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja "Registros" del archivo "F-100_AD08_PI 2025-2029 - rev7.xlsx", se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. Al respecto, se observa registros de mediciones en la barra INDEPENDENCIA 22,9 kV pero que, en el sistema de información de Osinerghmin no aparecen reportados. Por lo que se requiere a SEAL indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO, asimismo, verificar si dichas magnitudes están comprendidas en las mediciones de la barra INDEPENDENCIA 10 kV.

Respuesta

Respecto a los registros en la barra de demanda de la SET Independencia, se ha procedido a corregir el nivel de tensión consignado en 10 kV:



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se verifica el retiro de los registros de mediciones de la barra INDEPENDENCIA

22,9 kV, los cuales corresponden a un transformador elevador de 10/22,9 kV ubicado aguas abajo del alimentador de 10 kV.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

29. Clientes libres existentes

En el formato F-113 no estaría la relación total de clientes libres existentes, porque no se ha visualizado en esa relación a los clientes libres “MINERA CONFIANZA”, “CHALA ONE 2”, “AGROMIN BONITA” y “EMC GREEN GROUP 2”, quienes figuran como clientes en la base de datos SICLI 2022. Por lo que, dichos clientes libres deben ser considerados en la proyección de demanda; caso contrario, SEAL tiene que justificar el motivo por el cual no están siendo considerados en el AD8.

Respuesta

En atención a lo indicado, se está incluyendo a dichos clientes libres atendidos por terceros.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL, se verifica en el formato F-113 la inclusión de los clientes libres indicados.

Conclusión

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

30. Nuevas demandas

En el formato F-113, SEAL ha consignado valores de FPHMS, FCP y FS de 0,64; 0,78 y 0,60 a las nuevas demandas, respectivamente, pero sin mayor sustento. Al respecto, SEAL debe sustentar y/o corregir según corresponda. De otro lado, en los formatos F-100 se ha verificado incoherencias en cuanto al número de solicitudes: en la pestaña de “factibilidades” se listan 10 solicitudes, en las pestañas F-114 se identifican 23 y en los archivos de sustento llegan a 20.

Para la evaluación de las demandas a incorporar, se requiere que SEAL presente 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 obra 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 Osinergmin.

Por otro lado, de acuerdo al ESTUDIO presentado, se verifica que se presenta como nuevas demandas cargas principalmente de actividad minera, las cuales requieren del

cumplimiento de ciertas obligaciones legales para concretar su actividad; al respecto, se requiere que se adjunte los permisos o autorizaciones o trámites efectuados a la fecha para el desarrollo de su actividad, a fin de un mejor resolver para la evaluación de las nuevas demandas identificadas en el periodo de análisis.

Respuesta

En atención a lo indicado, para el Sistema Eléctrico Bella Unión-Chala se ha considerado las siguientes factibilidades:

N°	USUARIO	SUBESTACIÓN	2025	2026	2027	2028	2029
1	MINERA SOTRAMI S.A. - AQP ELECTRIC S.A.C. - CESAR GUTIERREZ SALAS	BELLA UNIÓN	2.00	3.00	4.00	5.00	5.00
2	MINSUR S.A.C.	CHALA	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
3	COMPAÑIA MINERA BUENA VISTA S.A.C.	CHALA	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
4	RUBEN CAMARGO PEÑA - SOLANDRA S.A.C.	CHALA	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
5	GOLD & SILVER TRADING S.A.C.	CHALA	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
6	PLANTA DE BENEFICIO EL DORADO	CHALA	0.00	1.00	1.00	2.00	2.00
7	PLANTA DE BENEFICIO INKARI	CHALA	0.00	1.48	1.48	1.48	1.48
8	COMPAÑIA MINERA CARAVELI SAC	CHALA	0.00	1.50	1.50	1.50	1.50
9	MINERA JERUSALEN (ampliación)	CHALA	0.00	0.94	0.94	0.94	0.94
10	MINERA ORION	CHALA	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
11	MINERA GUSTAVITO	CHALA	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
12	ESTRELLA DE CHAPARRA-CHAPARRA	CHAPARRA	0.79	0.79	1.00	1.00	1.00
13	MINERA AURIFERA CUATRO DE ENERO S.A.-CHAPARRA	CHAPARRA	1.10	1.50	1.80	2.30	2.30
14	MINERA ACHANIZO-CHAPARRA	CHAPARRA	0.25	0.30	0.40	0.40	0.40
15	MINERA AURIPERU-CHAPARRA	CHAPARRA	0.65	0.75	0.77	1.00	1.00
16	MINERA CAMBIO-CHAPARRA	CHAPARRA	0.50	0.50	0.70	1.00	1.00
17	MINERA COLIBRI-CHAPARRA	CHAPARRA	1.35	1.50	1.70	1.80	1.80
18	MINERA OPCION-CHAPARRA	CHAPARRA	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
19	MUNICIPALIDAD DE CHAPARRA-CHAPARRA	CHAPARRA	0.05	0.05	0.05	0.20	0.20
20	PAMPA HUARA-CHAPARRA	CHAPARRA	0.20	0.20	0.20	0.50	0.50
21	MINERA LAS BRAVAS-CHAPARRA	CHAPARRA	1.20	1.30	1.40	1.50	1.50
22	MINERA CHOLITO-CHAPARRA	CHAPARRA	0.50	0.50	0.50	0.60	0.60

Asimismo, se ha determinado factores de caracterización representativos según el tipo de actividad y sobre la base de los códigos de actividad de SICLI. Así, por ejemplo, se ha obtenido el FC representativo de dichas actividades económicas. En el siguiente cuadro se muestran los factores de carga obtenidos por tipo de actividad:

Actividad	Factor de carga	FPHMS	FCP	FS
Minería	0.55	0.32	0.52	0.29
Alimentos	0.30	0.22	0.21	0.13

Fuente: SICLI OSINERGMI. "Otros" incluyen varias actividades

Por otro lado. 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.

Finalmente, se ha agregado las nuevas demandas consignadas por las empresas COELVISAC y ELECTRODUNAS en sus estudios del PIT.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por SEAL en su PROPUESTA FINAL se verifica que ha adjuntado mayor documentación que en su PROPUESTA INICIAL. Sin embargo, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Asimismo, se presenta el sustento de los factores de caracterización considerados por SEAL para las nuevas demandas.

Por otro lado, en la PROPUESTA FINAL de SEAL se verifica que se han consignado las cargas identificadas y propuestas por ELECTRODUNAS y CVC ENERGÍA. Sin embargo, la relación de nuevas cargas consignadas en los formatos F-100 no corresponden a la PROPUESTA FINAL de tales empresas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación realizada por SEAL a cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas no consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factibilidades SEAL" del archivo del Formato "F-100".

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

31. Resumen de Proyección de Demanda

En relación al resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel de sistema eléctrico, SEAL ha presentado un formato F-121 adicional, denominado "F-121 REDISTRIBUIDO". Al respecto, se requiere que SEAL explique la razón de ese formato y su contenido, ya que se debe presentar conforme a lo indicado en el artículo 35 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El formato F-121 REDISTRIBUIDA representa la demanda con las cargas distribuidas a otras subestaciones. Además, el formato F-121 se destina explícitamente al diagnóstico, lo mismo ocurre con las Alternativas 1 y 2 del F-121.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, SEAL indica la explicación del formato F-121 adicional presentado en los formatos F-100.

Conclusión

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

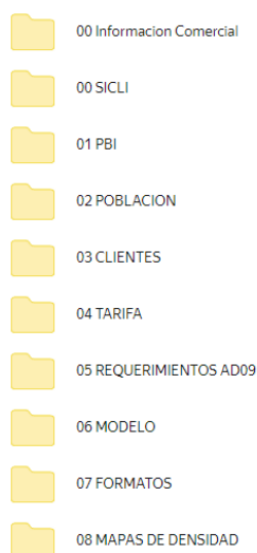
32. Mapas de Densidad de Carga

SEAL no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en

la NORMA TARIFAS. 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/km²) 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

Los mapas de densidad de adjuntan en la carpeta 08 MAPAS DE DENSIDAD de la carpeta 01_Demanda.



Análisis de Osinergmin

De la revisión del Informe de la PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 8, se verifica que, dentro de la carpeta “ANEXO 02 ÁREA DEMANDA 08” no se ubica la carpeta “08 MAPAS DE DENSIDAD” señalada por SEAL.

Conclusión

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

Sistema Eléctrico a Remunerar

33. Sobre la determinación del SER

Los proyectos que propone SEAL no se encuentran debidamente sustentados. SEAL deberá cumplir con la definición del Plan de Inversiones según lo estipulado en los numerales 10, 11 y 12 de la NORMA TARIFAS. Cada alternativa deberá estar acompañada de (i) las densidades de demanda del Sistema Eléctrico, (ii) el archivo kmz con el recorrido de las redes en MT existentes, (iii) las rutas de LTs y ubicación de SETs en formato digital kmz o dwg, (iv) los diagramas unifilares y vistas de planta de las SETs que tiene previsto intervenir, con el fin de validar las propuestas de ampliación de transformación, celdas en AT y/o MT (v) y cuando aplique la ubicación de cargas existentes y/o previstas que estiman podría requerir un cambio del nivel de tensión en

MT respecto al existente.

[Respuesta](#)

En la carpeta de 02_SER se adjuntan dos subcarpetas de planeamiento, en estas carpetas se encuentra la información disponible para los proyectos propuestos.

← Anexo-Sistemas Area 9 :



Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la PROPUESTA FINAL presentada por SEAL, se observa que no ha presentado las densidades de demanda del Sistema Eléctrico, asimismo, tampoco se ha presentado la ubicación de todas las SETs en formato kmz.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta

34. Sobre los formatos F-200

- a) SEAL no ha presentado diversos formatos estipulados en la NORMA TARIFAS; por ejemplo, el formato F-201 “Capacidad Óptima de SET’s Urbanas, Céntricas y Periféricas”, que permita determinar la capacidad óptima de los transformadores de potencia; el formato F-205 “Selección de Alternativa Óptima” y F-207 “Selección Óptima del conductor”.

[Respuesta](#)

Se adjuntan los formatos completos.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL no presenta los formatos F-201 y F-207. Asimismo, si bien presenta el formato F-205, este no coincide con los valores del INFORME de la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

- b) En los formatos F-202 y F-203 no se indican los años de fabricación de los transformadores existentes de todas las SET's.

Respuesta

En los formatos se muestran los años de fabricación conforme se observa en la siguiente figura.

9									
NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación					
		LADO	kV		2022 -2	2023 -1	2024 0	2025 1	
	FACTOR DE USO	HV	138		0.13	0.14	0.15	0.16	
	FACTOR DE USO	MV	33		0.01	0.01	0.01	0.01	
	FACTOR DE USO	LV	10		0.13	0.13	0.14	0.15	
SET AT/MT MEJIA	MAX. DEM. (1)	MV	10		1.47	1.91	2.10	2.1	
TP 33/10 kV-2.5 MVA	POT. INST. (MVA)	MV	10	1994	2.50	2.50	2.50	2.5	
	FACTOR DE USO	MV	10		0.59	0.77	0.84	0.8	
SET AT/MT MOLLEND	MAX. DEM. (1)	MV	10		4.70	4.85	5.00	5.1	
Nuevo TP 33/10 kV-12 MVA	POT. INST. (MVA)	MV	10	2021	12.00	12.00	12.00	12.0	
	FACTOR DE USO	MV	10		0.39	0.40	0.42	0.4	
SET AT/MT CAMANA	MAX. DEM. (1)	HV	138		7.34	7.79	8.31	8.6	
	MAX. DEM. (1)	MV	23		1.34	1.38	1.42	1.4	
	MAX. DEM. (1)	LV	10		6.00	6.41	6.90	7.4	
	POT. INST. (MVA)	HV	138		30.00	30.00	30.00	30.0	
Nuevo TP 138/23/10 kV-30 MVA	POT. INST. (MVA)	MV	23	2021	30.00	30.00	30.00	30.0	
	POT. INST. (MVA)	LV	10		30.00	30.00	30.00	30.0	
	FACTOR DE USO	HV	138		0.24	0.26	0.28	0.3	
	FACTOR DE USO	MV	23		0.04	0.05	0.05	0.0	
>	F-121	F-120 (SET)	F-201	F-202	F-203	F-204	F-205	F-206	

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se siguen presentando inconsistencias en el formato F-200 correspondiente al AD 08.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- c) Los formatos F-200 contienen información que no guarda relación con otros formatos del ESTUDIO; por ejemplo, la demanda de la SET Chala en el año 2024 es igual a 12 MW (información que se inicia en la hoja de cálculo “F-120 (SET)”); mientras que la demanda de los formatos F-100 es de 13,9 MW.

OSINERGMIN											
ÁREA DE DEMANDA: 8											
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSION (kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Bella Unión - Chala	CHALA	CHALA023	22.9	7.18	8.94	12.00	12.71	16.88	17.21	24.99	25.14
Bella Unión - Chala	SAN NICOLAS	SNICO013	13.8	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96
Bella Unión - Chala	JAHUAY	JAHUA010	10	41.93	41.93	41.93	41.93	41.93	41.93	41.93	41.93
AREA	TOTAL MAT			191	191	191	191	191	191	191	191
	TOTAL AT			25	25	25	25	25	25	25	25
	TOTAL MT			395	404	414	424	435	446	455	463
	TOTAL			611	621	631	641	652	662	671	680
(1) Se debe colocar la sumatoria de los valores consignados en los Formatos F-110 y F-116.											
(2) TC corresponde a la tasa de crecimiento promedio (%) de potencia proyectada.											
(3) El año "0" corresponde al año anterior al de vigencia de la fijación de tarifas. Se consigna el segundo valor proyectado											
<	>	F-120 (SET)	F-121	F-201	F-202	F-203	F-204	F-205	F-206	F-207	F-208

Figura 2: Hoja F-120(SET) del archivo “F-200 AD08-vf.xlsx”

OSINERGMIN											
RESUMEN DE											
AREA DE DEMANDA: 8											
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	Tensión (kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Bella Unión - Chala	CHALA	CHALA023	22.9	8.04	10.18	13.90	14.76	19.96	20.36	35.69	35.87
Bella Unión - Chala	POROMA	POROMA220	220	53.83	53.83	53.83	53.83	53.83	53.83	53.83	53.83
Bella Unión - Chala	SAN NICOLAS	SNICO013	13.8	55.82	55.82	55.82	55.82	55.82	55.82	55.82	55.82
AREA	TOTAL MAT			154.59	154.59	154.59	154.59	154.59	154.59	154.59	154.59
	TOTAL AT			23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35
	TOTAL MT			429.89	471.41	494.54	514.02	537.81	549.33	574.02	582.08
	TOTAL			607.82	649.35	672.47	691.95	715.74	727.26	751.96	760.02
(1) Se debe colocar la sumatoria de los valores consignados en los Formatos F-110 (SET) y F-116 (SET).											
(2) TC corresponde a la tasa de crecimiento promedio (%) de potencia proyectada.											
(3) El año "0" corresponde al año anterior al de vigencia de la fijación de tarifas. Se consigna el segundo valor proyectado											
>	...	F-120	F-120 (SET)	F-121	F-121 Redistribuido	F-122	F-123	F-124	Factibilidades	+	

Figura 3: Hoja F-120(SET) del archivo “F-100_AD08_PI 2025-2029 - rev7.xlsx”

Respuesta

Ya fueron corregidos conforme a la observación.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL; SEAL ha actualizado el formato F-200 en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- d) Con relación a los formatos F-202 y F-203, se observa que dichos formatos no se encuentran debidamente actualizados con lo aprobado en el proceso de Plan de Inversiones 2021-2025; por ejemplo, no se evidencia el nuevo transformador de 60/23 kV de 25 MVA aprobado para SET Chala.

Asimismo, en el formato F-203, no se evidencia la puesta en servicio de los nuevos transformadores propuestos por SEAL en SET Mochica y SET Chaparra, por lo que, tampoco se puede observar los traslados de carga desde las SET's existentes a dichas SET's propuestas.

Por otro lado, se tienen transformadores con sobrecarga en el Horizonte de Estudio, por ejemplo, SET Chala al año 2025, cuando en dicho formato, no se permiten sobrecargas.

Finalmente, se observa que SEAL considera como año 1 al 2021, lo cual no corresponde a lo establecido en la NORMA TARIFAS, donde se establece que el año 1 es aquel que corresponde al inicio del nuevo período tarifario.

Al respecto, SEAL debe validar, sustentar, completar y corregir su ESTUDIO donde corresponda.

[Respuesta](#)

Se adjunta en el formato F-203 los traslados para las nuevas subestaciones.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL si bien ha actualizado los formatos F-202 y F-203, se siguen observando inconsistencias, por ejemplo, el TP 60/23 kV de 25 MVA en SET Chala se aprobó para el año 2024.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

- e) Si bien SEAL presenta el formato F-205, se observa que la descripción de Alternativas no concuerda con los proyectos propuestos por SEAL en el informe de su ESTUDIO, ya que se evidencian alternativas correspondientes a la LT 220 kV Independencia – El Ángel + SET El Ángel.

Al respecto, se requiere que SEAL revise y corrija donde corresponda, de igual forma, defina, evalúe y analice, técnica y económicamente diversas alternativas que sean excluyentes entre sí, como se establece en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.

[Respuesta](#)

Fue corregido conforme a la observación.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha presentado el formato F-205 sin descripción de Alternativas, asimismo, los valores contenidos en dicho formato no coinciden con los valores del INFORME.

Por otra parte, se verifica que, las alternativas evaluadas correspondientes a la SET Jaqui, no son excluyentes entre sí.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- f) SEAL en su ESTUDIO solicita 4 nuevas celdas de alimentador (2 Celdas para SET Chaparra y 2 Celdas para SET Mochica), para los cuales no presenta el correspondiente sustento, ya que en el formato F-204 no se evidencian estos nuevos alimentadores solicitados; es decir, SEAL no ha incluido la demanda de las nuevas SETs propuestas, ni la capacidad por alimentador prevista para dichas SETs y tampoco ha incluido los alimentadores necesarios. Al respecto, SEAL debe revisar y completar la información faltante. Asimismo, en caso corresponda, corregir su ESTUDIO.

[Respuesta](#)

Se adjuntan el sustento en el informe, básicamente por una situación topológica de la demanda.

Se ha procedido a sustentar lo solicitado para las SET Chaparra y SET JAQUI. Siendo la SET JAQUI el nuevo proyecto que reemplaza a SET MOCHICA.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha presentado el formato F-204 sin valores, por lo que no se puede seguir la trazabilidad de los alimentadores de las SETs existentes y proyectadas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- g) SEAL presenta los formatos F-206 y F-207 con información incompleta. Por ejemplo, en el F-206 no se indica todos los parámetros de la línea y en el formato F-207 no se presenta información detallada de la sección de la línea propuesta por el titular. Por lo tanto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa.

Respuesta

No se cuentan con los parámetros de las líneas tentativamente se tomaron características de líneas de transmisión similares.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL presenta los formatos F-206 con datos incompletos, asimismo, en el formato F-207 no se presenta información detallada de la sección de la línea propuesta.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- h) SEAL presenta los formatos F-209 y F-210 con información incompleta. Por ejemplo, en el F-209 no se indica la altitud, zona, etc. y en el formato F-210 no se indica el código de línea propuesto por el titular en el lugar adecuado. Asimismo, este último formato contiene información incorrecta, ya que indica que las inversiones se requieren para el año 2027; sin embargo, en su ESTUDIO, SEAL solicita las inversiones para el año 2028. Por lo tanto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa.

Respuesta

Los códigos de línea serán coordinados con el COES en función a los proyectos que resulten aprobados por parte del Osinergmin.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado los formatos F-209 y F-210, sin embargo, estos siguen presentando inconsistencias, por ejemplo, para el formato F-210 se consideran las líneas para el año 3 (2027), lo cual no coincide con el INFORME y los demás formatos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

- i) SEAL ha presentado el formato F-211 donde no muestra de manera completa el resumen del área de demanda de las líneas de transmisión y los transformadores que se han propuesto; asimismo, dicho formato presenta valores que no coinciden con las cantidades parciales obtenidas en los formatos F-209 y F-210; por ejemplo, en el formato F-210 se indica un total de 71 km de línea en 60 kV, mientras que, en el formato F-211 se indica 142 km. Por lo tanto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa.

Respuesta

Se adjuntan los formatos completos.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha presentado el formato F-211 con información inconsistente.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- j) SEAL ha presentado el formato F-212 de manera incompleta ya que no presenta los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, correspondientes a la alternativa seleccionada, tal como se establece en la NORMA TARIFAS. Al respecto se requiere que SEAL como parte de su ESTUDIO adjunte el diagrama unifilar de las alternativas, de la SET propuesta y la vista de planta, incluyendo los trazos de ruta de las líneas y ubicaciones de SETs nuevas proyectadas en archivo .kmz, entre otros. Por lo tanto, SEAL debe presentar dichos formatos con la información completa

Respuesta

Se adjuntan los archivos digisilent para los años 1 al año 10 y año 30. Conforme a la Norma tarifas.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha presentado los diagramas de flujo de manera incompleta, ya que, solo ha presentado los años del 1 al 10 y el año 30, faltando los años 15, 20 y 25.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

35. Diagnóstico de las instalaciones de transmisión

SEAL no ha desarrollado el diagnóstico de las redes de transmisión, ya que solo presenta una breve descripción del valor de tensión en SET Chala y la cargabilidad de dicho transformador. Al respecto, se requiere que SEAL presente los resultados del

diagnóstico realizado; por ejemplo, la cargabilidad de los transformadores de potencia, congestión de líneas, tensión en barras, corrientes de cortocircuito, entre otros. Para cada caso detectado que supera los límites técnicos establecidos, SEAL debe presentar el análisis de alternativas correspondiente, actualizar su diagnóstico en el período de 10 años, del 2025 al 2034, según lo indica la NORMA TARIFAS.

Considerando lo expuesto, SEAL debe revisar y completar su ESTUDIO con la finalidad de determinar de manera adecuada el diagnóstico de sus instalaciones.

Respuesta

Se ha realizado el diagnostico para los 5 primeros años, luego del cual el sistema pierde estabilidad y no logra solución, esto a consecuencia de alta demanda que presenta el sistema.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL no ha completado el diagnóstico en el período de 10 años.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

36. Falta de Información General

SEAL si bien presenta los formatos F-000, se evidencia que dicho formato está incompleto, por ejemplo: no menciona la información acerca de los elementos instalados o en reserva, la información de compensadores existentes, entre otros. Al respecto, se requiere que SEAL revise, corrija y complete correctamente dichos formatos según lo establecido en el artículo 31° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

La información que evidencia los elementos instalados o reserva se encuentran en el archivo "Diagramas Unifilares".

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL no presenta los formatos F-000 de acuerdo con el Artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

37. Sobre el archivo de flujo de potencia (archivos con extensión ".pfd")

- a) En el archivo .pfd, se evidencia la presentación de tres carpetas "1. DIAGNÓSTICO", "2. SER Alt 1" y "2. SER Alt 2"; sin embargo, SEAL en su ESTUDIO solo propone una alternativa. Asimismo, los casos de estudio correspondientes a la carpeta "2. SER Alt 2", no simulan el proyecto ITC aprobado para esta zona. En ese sentido, se requiere que SEAL, verifique y corrija donde corresponda.

Respuesta

Se ha completado el diagnostico y ambas alternativas. Además, se considera el proyecto ITC aprobado en la zona.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos pfd en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- b) Se observa que se presentan problemas de convergencia en el caso de estudio “2. SER Alt 1” para el año 2054. Lo mismo ocurre con el caso de estudio “2. SER Alt 2” para el año 2054. Al respecto, se requiere que SEAL revise el archivo de flujo de carga, corrija donde corresponda y/o sustente el origen de la no convergencia.

Respuesta

Se ha realizado la corrección y en ambas alternativas al año 2054 el flujo converge.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos pfd en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

- c) SEAL no ha presentado los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión acordes a su propuesta. Por ejemplo, propone la LT 60 kV Mochica – Bella Unión de 240 mm² que según su formato F-206, debe contar con una resistencia de 0,139 Ω/km; sin embargo, en el archivo .pfd, dicha línea tiene una resistencia de 0,22 Ω/km, equivalente a un conductor de 150 mm².

NOMBRE DE LA LÍNEA (SET envío - SET Recepción) ⁽¹⁾	CÓDIGO ⁽²⁾	Tensión (kV)	Número de Ternas	Tipo de Conductor	Sección Conductor (mm ²)	Peso (kg/m) unitario del Cu o Al	Longitud (km)	Capacidad Máxima (kA)	R (+) (Ohm/km)
L.T.Chala-Chaparra 60kV	LT-001	60	1	AAAC	240	Al	42	0.531	0.139
L.T.Bella Union-Mochica 60kV	LT-002	60	1	AAAC	240	Al	29	0.531	0.139

Figura 4: Formato F-206 del archivo “F-200 AD08-vf.xlsx” presentado por SEAL

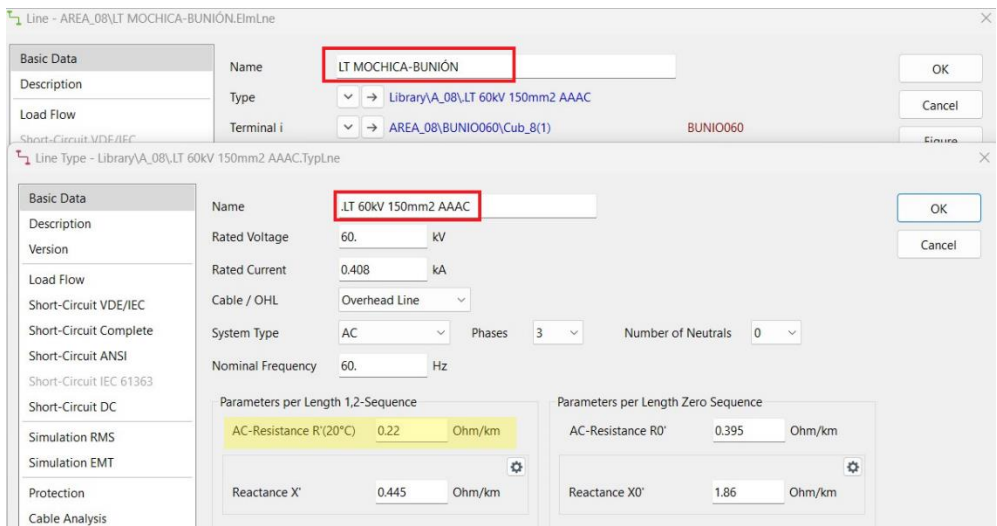


Figura 5: Parámetros eléctricos de la LT Bella Unión – Mochica modelados en archivo .pfd presentado por SEAL

Respuesta

Se realizo la corrección y los valores del archivo pfd guardan relación respecto a las propuestas en el formato 206.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se siguen presentando inconsistencias entre el formato F-206 y el archivo pfd.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta

- d) El archivo .pfd no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Bella Unión (año 2025) se consigna una demanda de 9 MW para la barra en 23 kV, mientras que, en el archivo .pfd se consigna una demanda de 7,73 MW (año 2025) para el caso de estudio “2. SER Alt. 1”. Por lo tanto, SEAL debe presentar el archivo .pfd con la información completa.

OSINERGMIN							
AREA DE DEMANDA: 8							
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	Tensión (kV)	2022	2023	2024	2025
Bella Unión - Chala	BELLA UNIÓN	BUNIO023	22.9	7.52	8.23	8.29	9.00

Figura 6: Formato F-121 del archivo “F-100_AD08_PI 2025-2029 - rev7.xlsx”

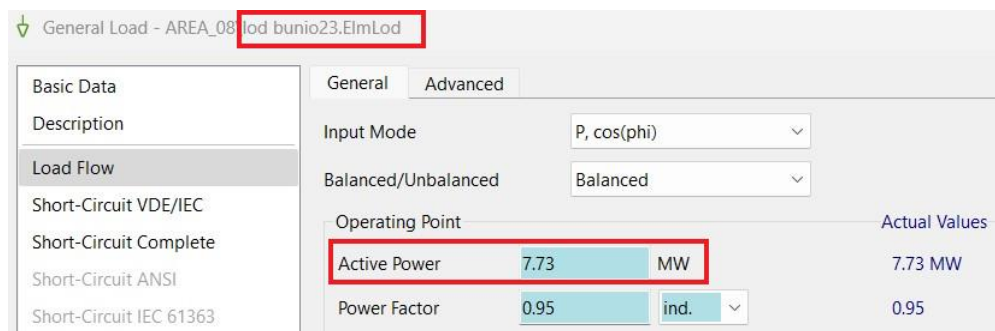


Figura 7: Demanda en la barra 23 kV de SET Bella Unión en el año 2025 modelado en archivo .pfd presentado por SEAL

Respuesta

Se realizó la corrección y los valores del archivo pfd guardan relación respecto a las demandas, según el formato F-121.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos pfd en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta

- e) En el archivo .pfd se visualiza que las instalaciones correspondientes al caso de estudio “2. SER Alt 1” del análisis realizado para el Sistema Eléctrico de Bella Unión – Chala, no cumplen con las condiciones normales de operación definidas dentro de los 10 años de evaluación, debido a que, no se encuentran dentro de los límites establecidos en la NTCSE. Por ejemplo, desde el año 2029, se presenta un nivel de tensión de 0,947 en la barra de Chaparra 23 kV, el cual se agrava con el tiempo, ya que, al año 10, se observa una tensión de 0,924 en esa misma barra. Por lo tanto, SEAL debe presentar el archivo .pfd con la información completa.

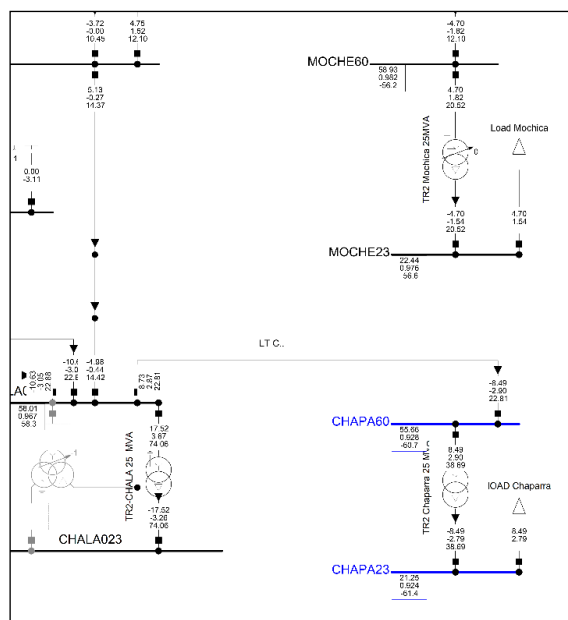


Figura 8: Simulación DlgSILENT para Nueva SET Chaparra en el año 2035

Respuesta

El archivo ha sido revisado conforme a las alternativas propuestas, y los flujos se ajustan a las condiciones normales de operación, respetando los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad y Seguridad Eléctrica (NTCSE).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos pfd en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta

38. Sobre la nueva SET Chaparra y línea de transmisión asociadas

- a) Respecto a la solicitud de la “Nueva SET Chaparra” para el año 2028, se considera que SEAL debe tener en cuenta el planteamiento y propuestas para esta zona mediante los proyectos: “SET Nueva Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA y líneas asociadas” y “SET Nueva Coracora 138/60 kV de 50 MVA y líneas asociadas” propuestas por Adinelsa y Electrodunas, respectivamente.

Cabe resaltar que, Electrodunas en su Informe “Estudio que sustenta la propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión de ELECTRODUNAS S.A.A. Período 2025-2029” propone el proyecto relacionado a la SET Nueva Coracora para la evaluación e inclusión en la Actualización del Plan de Transmisión 2025 – 2034 como una ITC para el AD 8. En ese sentido, se requiere que SEAL considere las propuestas y planteamientos de Adinelsa y Electrodunas para esta zona, esto con la finalidad de obtener una evaluación integral que solucione la problemática del AD 8.

Respuesta

Se realizó un análisis integral considerando la SET CoraCora e implementando una conexión entre la SET Chaparra y la SET Coracora. Se destaca la importancia de la confiabilidad en caso de falla en CoraCora, con la capacidad de alimentar las cargas desde la SET Chaparra. Se puede encontrar más detalles en el informe AD08.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, SEAL, si bien menciona que conectará el alimentador de Coracora a SET Chaparra, no realiza una evaluación de manera integral en el AD 08 a largo plazo, donde la SET Coracora pueda ser atendida desde la SET Chaparra.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

- b) Se requiere que SEAL evalúe la posibilidad de que la demanda de la zona de Chaparra sea atendida desde SET Chala, la cual, con el ingreso del proyecto “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)”, propuesto en el Plan de Transmisión 2023 – 2032, ya no presentará problemas relacionados a caídas de tensión.

Respuesta

La consideración del proyecto SET Chaparra se centra en la obtención de una concesión definitiva para su distribución. Esto adquiere aún más relevancia en el contexto de garantizar la confiabilidad entre SET Chaparra y SET CoraCora. Estos aspectos se han detallado en el informe del AD08, el cual presenta un análisis integral que respalda la necesidad y viabilidad de esta iniciativa.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la propuesta presentada por SEAL, se verifica que no ha presentado sustento acerca de atender la demanda de la zona de Chaparra desde SET Chala considerando el ingreso de la ITC, sin embargo, de la PROPUESTA FINAL se verifica que, la nueva SET Chaparra obedece a la necesidad de atender demandas reguladas y libres en la localidad de Chaparra (46 km de SET Chala), las cuales han sido validadas con la demanda determinada por Osinergmin.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

- c) SEAL no presenta una evaluación técnica y económica de alternativas para este proyecto; en ese sentido SEAL, en cumplimiento de la NORMA TARIFAS, debe plantear alternativas excluyentes entre sí técnicamente viables, asimismo, teniendo en cuenta la observación del numeral 37 literal e), se requiere que SEAL, entre otras, evalúe una alternativa que contemple conectarse un nivel de tensión superior (138 kV) considerando el proyecto ITC “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala),

ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)" , como por ejemplo conectarse desde la nueva SET Pampa, para evitar que en el horizonte del PI 2025-2029 se presenten problemas de calidad de tensión.

Respuesta

Se ha considerado alternativas excluyentes y también se presenta un proyecto en 138kv en la alternativa 2, el cual consiste en una línea de SET La Pampa hacia la SET Chaparra.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la propuesta presentada por SEAL, se verifica que, si bien ha presentado el análisis de alternativas para la SET Chaparra, se observa que los valores del formato F-205 no coinciden con los valores del INFORME.

Asimismo, se observa que, en el formato F-205, se hace referencia a la hoja "Pérdidas transmisión Alt1" donde los valores corresponden al Sistema Eléctrico Arequipa.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

- d) Adicionalmente, se requiere que SEAL presente como parte de su sustento información que incluya: simulaciones en archivos. pfd, archivos kmz con la identificación de las redes primarias, sección de los conductores utilizados, ubicación de las cargas existentes y proyectadas, entre otros.

Respuesta

Se ha adjuntando los archivos pfd y kmz en los cuales se pueden identificar las características de los conductores y ubicación de las cargas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, SEAL ha presentado los archivos pfd, archivos kmz con la identificación de redes primarias, sin embargo, no ha presentado la ubicación de las cargas existentes y proyectadas para el proyecto de SET Chaparra.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

- e) Por otro lado, SEAL no presenta un mapa de densidad de carga que sustente la necesidad de una nueva SET Chaparra, ni su ubicación óptima. SEAL deberá presentar la información que sustente la alimentación de las nuevas cargas desde la SET que proponga (niveles de tensión e infraestructura adicional a cargo de SEAL y/o de la carga que será incorporada). Cabe mencionar que al respecto SEAL debe tener en consideración entre otros, lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.

Adicionalmente, se requiere que SEAL presente para cada caso, documentos que sustentan que la carga a incorporar cuenta la respectiva habilitación otorgada por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que podrían afectar al medio ambiente, como lo es la actividad minera, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

En ese sentido, se requiere que su representada remita copia de las resoluciones que otorgan la concesión minera a aquellos solicitantes de suministro eléctrico que se dediquen a la actividad minera.

Respuesta

Se ha adjuntado los mapas de densidades en las siguientes carpetas:



Al respecto de los permisos, debemos de mencionar que este nuevo requerimiento ha sido gestionado hacia los titulares de las demandas nuevas, lo que nos han indicado es se encuentran en proceso administrativo y muchos de ellos no cuentan con la documentación completa, sin perjuicio de lo anterior hacemos notar que la información entregada por la empresa cumple con los

requisitos en la forma y en los formatos que solicita el Osinerghmin según la norma tarifas.

Análisis de Osinerghmin

Si bien la PROPUESTA FINAL contiene la ubicación de la SET Chaparra, esta sigue sin ser verificable por un estudio. Asimismo, SEAL no ha presentado el mapa de densidades de carga necesario para sustentar la SET Chaparra y su ubicación óptima.

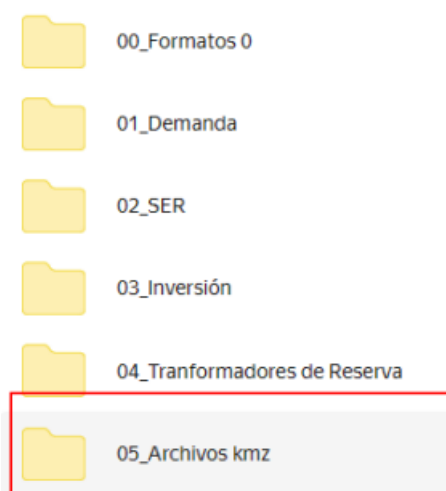
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

- f) Finalmente, se requiere que SEAL especifique qué demanda será atendida desde la SET propuesta de ser el caso, indicando la distribución de las cargas (reguladas y libres) adjuntando el archivo kmz con el recorrido de las redes MT existentes y proyectadas.

Respuesta

Se especifica la demanda que será atendida en el Formato F100 y se adjunta los archivos kmz en:



Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, si bien SEAL en su PROPUESTA FINAL ha presentado archivos kmz con el recorrido de las redes MT, no ha presentado la distribución de las cargas reguladas y libres existentes y proyectadas que serán atendidas desde la SET Chaparra.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como parcialmente absuelta.

39. Sobre la Nueva SET Mochica y LTs asociadas

- a) SEAL propone una nueva SET Mochica de 60/22,9 kV de 25 MVA, la cual se alimentaría a través de una línea de transmisión de 29 km desde la SET Bella Unión, agregan que dicha SET permitirá abastecer a los usuarios mineros y evitar sobrecarga en SET Bella Unión. Al respecto, se observa tanto en los formatos F-202 como F-203 que, durante el horizonte de estudio, el Factor de Uso de la SET Bella Unión se encuentra en el orden de 0,69 (año 2034), por lo que no se encontraría sobrecargada. En ese sentido, SEAL debe revisar y corregir en caso corresponda.

Por otro lado, SEAL no presenta un mapa de densidad de carga que sustente la necesidad de una nueva SET Mochica, ni su ubicación óptima. SEAL deberá presentar la información que sustente la alimentación de las nuevas cargas desde la SET que proponga (niveles de tensión e infraestructura adicional a cargo de SEAL y/o de la carga que será incorporada). Cabe mencionar que al respecto SEAL debe tener en consideración entre otros, lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, se requiere que SEAL presente para cada caso, documentos que sustenten que la carga a incorporar cuenta con permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que podrían afectar al medio ambiente, como lo es la actividad minera, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

En ese sentido, se requiere que su representada remita copia de las resoluciones que otorgan la concesión minera a aquellos solicitantes de suministro eléctrico que se dediquen a la actividad minera.

Respuesta

Se ha realizado el análisis y se replantea la nueva SET Mochica por la SET Jaqui, debido a que presenta problemas de sub-tensión en el alimentador platinos. Además, se presenta en el informe el mapa de densidades y ubicación óptima.

Esta subestación atendería una potencia de 8.5 MVA a partir del año 2029, fecha de puesta en operación.

Al respecto de los permisos, debemos de mencionar que este nuevo requerimiento ha sido gestionado hacia los titulares de las demandas nuevas, lo que nos han indicado es se encuentran en proceso administrativo y muchos de ellos no cuentan con la documentación completa, sin perjuicio de lo anterior hacemos notar que la información entregada por la empresa cumple con los requisitos en la forma y en los formatos que solicita el Osinergmin según la norma tarifas.

Análisis de Osinergmin

Si bien la PROPUESTA FINAL contiene la ubicación de la SET Jaqui, esta sigue sin ser verificable por un estudio. Asimismo, SEAL no ha presentado el mapa de densidades de carga necesario para sustentar la SET Jaqui y su ubicación óptima.

Por otro lado, se le solicitó a SEAL la información que sustente la alimentación de las nuevas cargas desde la SET que proponga, sin embargo, SEAL se ha limitado a colocar en su formato F-200 que trasladará 5,82 MW de demanda Vegetativa de SET Bella Unión a SET Jaqui, lo cual, es incoherente, ya que, según su formato F-110 (SET), la demanda regulada en SET Bella Unión en el año 2029 es de 5,55 MW.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- b) Asimismo, se requiere que SEAL realice un análisis de alternativas excluyentes entre sí, presentando el sustento correspondiente de sus alternativas, tales como simulaciones en archivos .pfd, archivos .kmz, ubicación de las cargas que solicita atender desde SET Mochica, sección de los conductores, entre otros.

Respuesta

Se han examinado y propuesto opciones excluyentes, respaldadas con simulaciones correspondientes, archivos KMZ, detalles de la ubicación de cargas y parámetros específicos de los conductores.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, SEAL no ha realizado un análisis de alternativas excluyentes entre sí para la SET Jaqui, ya que, tanto la Alternativa 1 y Alternativa 2 presentadas, constan del mismo proyecto. Asimismo, se verifica que, SEAL no ha presentado los archivos kmz con las ubicaciones de las cargas que solicita atender desde la SET Jaqui.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- c) Por otro lado, se requiere que SEAL indique la configuración del sistema en 22,9 kV existente y evaluar la posibilidad de reforzar el sistema en MT o de atender a las cargas incorporadas con nuevos alimentadores.

Respuesta

En el diagnostico se ha presentado el análisis de los sistemas en MT y se ha verificado que existe problemas graves de caída de tensión lo que obligó plantear soluciones en 60 kV y 138 kV.

Se ha presentado el sustento de las alternativas excluyentes indicando por que se considerando proyectos en 60kv, esto es debido a distancias largas de las líneas así como de la carga que se proyecta hacia la SET's propuestas. El análisis realizado es presentado a mas detalla en el informe AD08.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, SEAL no ha realizado la evaluación de reforzar el sistema en MT o de atender a cargas incorporadas con nuevos alimentadores. En ese sentido, SEAL debe demostrar haber evaluado otras alternativas de solución previas a proponer una nueva instalación de transmisión, como, por ejemplo, la

implementación de un nuevo alimentador, implementación de reguladores de tensión, entre otros.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

- d) Finalmente, se requiere que SEAL especifique la demanda que será atendida desde la SET propuesta de ser el caso, indicando la distribución de las cargas (reguladas y libres) adjuntando el archivo .kmz con el recorrido de las redes MT existentes y proyectadas.

Respuesta

Se ha especificado la demanda que será atendida por las SET's propuestas, estas son presentadas en el informe AD08. Por ejemplo, en la SET chaparra:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN									
		LADO	KV	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2039	2044
				5	6	7	8	9	10	15	20
NUEVO	MAX. DEM. (1)	LV	23	11.43	11.44	11.44	11.45	11.51	11.52	11.56	11.65
SET AT/MT CHAPARRA	POT. INST. (MVA)	LV	23	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TP - 60/23 KV - 25 MVA	FACTOR DE USO	LV	23	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.47

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, según el formato F-200, SEAL propone trasladar 5,82 MW de demanda regulada y 2,67 MW correspondientes a la minera SOTRAMI en el año 2029, sin embargo, el traslado de carga vegetativa es incoherente, ya que, según su formato F-110 (SET), la demanda regulada en SET Bella Unión en el año 2029 es de 5,55 MW.

Por otro lado, no ha indicado la distribución de cargas (reguladas y libres) que será atendida desde la SET Jaqui, tampoco adjunta el archivo .kmz con el recorrido de las redes MT existentes y proyectadas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como no absuelta.

40. Fibra óptica para nuevas líneas 60 kV

SEAL en su ESTUDIO solicita incluir elementos de fibra óptica para las nuevas líneas propuestas “LT 60 kV Chala – Chaparra” y “LT 60 kV Bella Unión – Mochica”. Al respecto, SEAL no ha presentado el sustento que justifique la inclusión de elementos de fibra óptica en sus líneas propuestas, máxime si consideramos que la regulación vigente no contempla este tipo de elementos. En ese sentido, SEAL deberá sustentar su propuesta o, en caso contrario, retirar la solicitud de este tipo de elementos.

Respuesta

Se incluye fibra óptica porque es la proyección de comunicaciones para los sistemas de la em presa SEAL.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del Informe de su PROPUESTA FINAL, se observa que SEAL ha incluido como parte de la valorización de elementos, elementos de Fibra Óptica, tanto para nuevas instalaciones como para instalaciones existentes sin indicar mayor sustento.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

Costos de Inversión

41. Inconsistencias en las valorizaciones de inversiones

- a) SEAL en su ESTUDIO solicita para SET Chaparra y SET Mochica una Celda de Línea – Transformador en 60 kV en cada caso; sin embargo, en su formato F-302 ha valorizado dicha Celda con un código modular “CE-060SIC1ESBTR”, el cual corresponde a una Celda de Transformador en 60 kV. Al respecto, SEAL debe revisar y corregir el ESTUDIO de acuerdo con lo mencionado en el presente literal.
- b) SEAL en su formato F-302 ha incluido valorizaciones relacionadas a Módulos correspondientes a Sistemas de Telecomunicaciones; al respecto, según el Artículo 39° de la NORMA TARIFAS, dicha valorización debe presentarse en el Formato F-304, en donde, se consigna la alícuota de Telecomunicaciones Incremental, la cual se adiciona a cada Elemento de las Nuevas subestaciones a implementarse. Por lo tanto, SEAL debe revisar y corregir el formato F-302.

Respuesta

Se han actualizado todos los cálculos y se ha verificado las vinculaciones y coherencias de los módulos para cada elemento. Centro control fueron valorizadas en el F-303 y las telecomunicaciones en formato F-304.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos F-300 en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

42. Sobre los Costos Incrementales de Telecomunicaciones

SEAL en el informe que presenta como parte de su ESTUDIO solicita Módulos de Telecomunicaciones para la SET Chala y SET Bella Unión, lo cual no cumple con los lineamientos establecidos en el numeral 16.1.3 de la NORMA TARIFAS, ya que, se trata de subestaciones existentes. Al respecto, SEAL debe revisar su ESTUDIO y corregir donde corresponda, o, en caso contrario, explicar los motivos para dicha consideración presentando el sustento técnico y legal correspondiente.

Por otro lado, de la revisión, para las nuevas SET's propuestas se observa que, si bien SEAL solicita dichos módulos en el informe de su ESTUDIO, no presenta el formato F-304 donde se asigna la alícuota de Telecomunicaciones a cada Elemento. Al respecto, se requiere que SEAL presente el formato F-304 con las correcciones indicadas donde corresponda.

[Respuesta](#)

Todas las valorizaciones de Telecomunicaciones han sido valorizadas en el formato F-304.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL en su formato F-300 ha incluido como parte de la valorización de elementos, elementos de Sistemas de Comunicaciones, tanto para nuevas instalaciones como para instalaciones existentes sin indicar mayor sustento.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

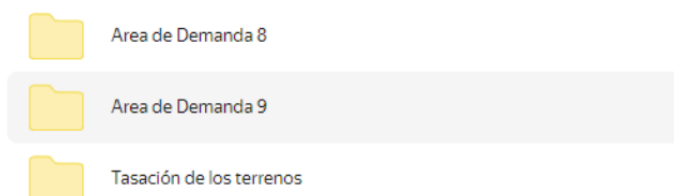
43. Sobre el costo de los terrenos

En el formato F-302, SEAL propone el costo de terreno para las nuevas subestaciones sin ningún sustento o fuente de referencia. Al respecto, se requiere que SEAL presente dicho sustento, el mismo que puede ser, por ejemplo, minutas de compra-venta, informes de tasación, entre otros en caso cuente con ellos. En su defecto, especificar si el terreno para las nuevas instalaciones propuestas será propio o será adquirido, donado o en sesión de uso para cada caso

[Respuesta](#)

Se han considerado costos de tasación los mismos que se adjuntan al expediente.

← Lev. de Obs. PIT-2025-2029-SEAL :

**Análisis de Osinerghmin**

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha incluido la información correspondiente a la valorización de terrenos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

44. Presentación de porcentajes de COyM desactualizados

En el formato F-305, SEAL utiliza los porcentajes del COyM de la Resolución N° 147-2015-OS-CD; sin embargo, estos porcentajes fueron actualizados por la Resolución N° 163-2021-OS/CD. Al respecto, SEAL debe corregir los porcentajes para determinar el COyM utilizando los porcentajes vigentes para este periodo tarifario.

[Respuesta](#)

[Se actualizaron los porcentajes de los costos de Operación y mantenimiento.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos F-300 en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

45. Presentación de porcentajes de Costos Indirectos

En el formato F-302, SEAL utiliza los porcentajes de Costos Indirectos de la Resolución N° 009-2019-OS/CD; sin embargo, estos porcentajes fueron actualizados por la Resolución N° 145-2022-OS/CD. Al respecto, SEAL debe corregir los porcentajes para determinar los Costos Indirectos utilizando los porcentajes vigentes para este periodo tarifario.

Respuesta

[Se actualizaron los porcentajes de costos indirectos.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos F-300 en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

46. Valorización de Elementos utilizando la Base de Datos de los Módulos Estándares (BDME)

SEAL en su ESTUDIO no utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión, aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización de conformidad con la Base de Datos vigente y presentar los formatos F-300 debidamente vinculados, de forma que se pueda verificar la trazabilidad de los cálculos realizados con la información que contiene la misma hoja de cálculo.

Respuesta

[Se actualizó la base de datos de los módulos estándares.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, SEAL ha actualizado sus archivos F-300 en base a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de ADINELSA

OBSERVACIONES GENERALES.

1. El ESTUDIO no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS, por lo tanto, debe remitir el ESTUDIO debidamente sustentado y el contenido de acuerdo a la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el contenido presentado en el Estudio del Plan de Inversiones 2025-2029, ha sido desarrollado conforme a los lineamientos establecidos en la NORMA TARIFAS. No obstante, en esta etapa de levantamiento de observaciones, se han realizado precisiones y mejoras de acuerdo a lo observado por el OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que, si bien ADINELSA ha presentado más información, aún se siguen presentando inconsistencias en los documentos presentados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

2. El ESTUDIO no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad. Al respecto a fin de facilitar el análisis del ESTUDIO, ADINELSA debe incluir un resumen de los proyectos requeridos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el Estudio si contiene el resumen de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, precisando que el sustento es por razones de confiabilidad, cuyo análisis se amplía en la parte de la absolución a las observaciones específicas, así como, en la Propuesta Final del Estudio.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha presentado un resumen de los proyectos requeridos dentro de su INFORME.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

3. En el ESTUDIO se ha identificado que los cálculos no demuestran que la alternativa seleccionada corresponda a la de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento) durante el horizonte de 10 años, por lo tanto, ADINELSA debe completar el ESTUDIO

de acuerdo lo mencionado en el presente numeral.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el Estudio si se presentó el cuadro de selección de alternativa óptima, de acuerdo a los lineamientos establecidas en la NORMA TARIFAS, cuyos resultados corresponden a la evaluación de 10 años. No obstante, como resultado de la absolución de observaciones se han realizado modificaciones al cálculo según lo observado por el OSINERGHMIN, cuyo detalle se muestra en la parte de absolución a las observaciones específicas.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha presentado el análisis de alternativa, tanto en su INFORME como en sus formatos F-200, sin embargo, esos valores no pueden ser trazables ya que no están debidamente vinculados y sustentados, asimismo, no se puede hallar la trazabilidad de los valores de pérdidas contemplados en dichos archivos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

4. El ESTUDIO no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones, por ejemplo, no contiene el formato F-000 y el formato F-200 está incompleto. Al respecto, ADINELSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la presente etapa de absolución de observaciones, se adjunta los formatos F001 al F003, así como, se ha completado el formato F-200, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS. Con el fin de evidenciar lo indicado, se muestra a continuación el formato F001 debidamente completado.

OSINERGHMIN				F-001
INFORMACIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR				
Área de Demanda ⁽¹⁾ :	8		Fecha :	
	km de Líneas		Nro Subestaciones	
TITULARES ⁽²⁾	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT
Titular 1 :ADINELSA		52		1
Titular 2 :				
...				
Titular n :				
Total SER :	0	52	0	1

Los formatos F002 y F003, se muestran en archivo adjunto a la Propuesta Final.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, ADINELSA presentó los formatos F-000, Sin embargo, dichos formatos, en múltiples campos presentan información en blanco. Por ejemplo, los parámetros eléctricos de pérdidas en el cobre y pérdidas en el Hierro están vacías.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

5. En el ESTUDIO se ha identificado formatos sin información. Al respecto, ADINELSA debe completar la información o justificar las razones por las que no se han remitido correctamente los formatos establecidos por la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la presente etapa de absolución de observaciones, se ha completado los formatos faltantes de información en los casos corresponda, cuyo detalle se amplía en la parte de absolución a las observaciones específicas.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA aún presenta formato sin información, por ejemplo, en el formato F-201, no se presenta sustento alguno para definir la potencia del TP 138/60/22,9 kV de 30 MVA que ADINELSA considera como alternativa ganadora y lo valoriza en sus formatos F-300.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

6. De acuerdo a lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene la evaluación para el año 30 y el correspondiente desarrollo progresivo de la red de los años 1, 2, 3, 4, 10. Al respecto, se solicita que ADINELSA desarrolle y presente los archivos de flujo de potencia para los años descritos.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la presente etapa de absolución a las observaciones se ha procedido a realizar la evaluación progresiva de los años 1 al 10. No obstante, al ser el proyecto propuesto por ADINELSA dependiente de la aprobación de la ampliación del ITC desde la futura SE Pampas hasta la Nueva SE Relave, es alta la incertidumbre evaluar hasta el año 30, sin embargo, en la Propuesta Final del Estudio, se ha realizado el diagnóstico hasta el año 30.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA no ha evaluado durante todo el horizonte de 10 años, ya que, en el archivo pfd no se presentan los años 2031, 2032 y 2033, los cuales se encuentran dentro del horizonte de estudio del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

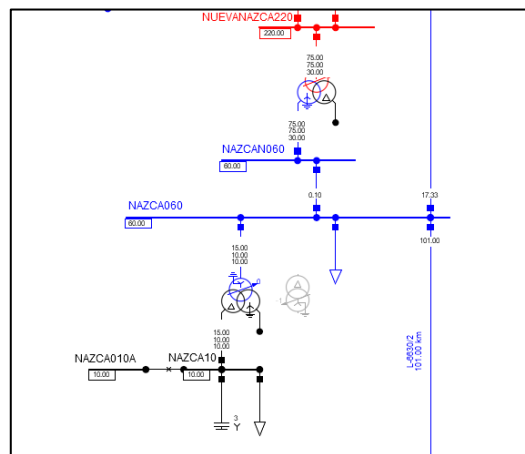
7. No se ha realizado correctamente el diagnóstico integral del sistema eléctrico de acuerdo a lo requerido en el numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, ADINELSA debe incluir en su propuesta los resultados del mencionado diagnóstico, y sobre ello, proponer alternativas de solución técnicamente viables, asimismo, dicho diagnóstico debe estar actualizado con los proyectos aprobados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el Estudio si se realizó el diagnóstico integral, en el sentido que el análisis si consideró los proyectos aprobados en los procesos del PIT anteriores. No obstante, los proyectos solicitados en el Estudio se sustenta en razones de confiabilidad, cuya amplitud del análisis se desarrolla en la absolución a las observaciones específicas.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, si bien, ADINELSA en su PROPUETSA FINAL presenta el diagnóstico, este no considera los proyectos aprobados en los procesos del Plan de Inversiones anteriores, por ejemplo, no considera la segunda terna de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca.



Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

8. En el ESTUDIO presentado por ADINELSA, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georeferenciada para el caso de instalaciones nuevas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Cabe mencionar que al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el Estudio se indicó una probable ubicación a 40 km de la SET Coracora y a 60 km de la futura SE Pampa (ITC del COES), así como, a 40 km de la zona de Chaparra, el cual se determinó sobre la base de las cargas existentes y futuras. No obstante, al no disponer el sustento de las nuevas cargas en la zona de Relave, la ubicación tenía el carácter de referencial. Sin embargo, en la propuesta final del Estudio se ha ampliado el análisis para la ubicación de la nueva SET considerando el mapa de densidad, incluyendo las cargas existentes en la zona de Relave y las requeridas en la zona de Chaparra, determinando que la ubicación de la nueva SET Relave obtenida bajo el criterio de centro de carga, se ubica a 70 km aproximadamente de la SE Coracora.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, si bien ADINELSA en su PROPUESTA FINAL ha presentado los mapas de densidad de carga en formato pdf, no se ha presentado el cálculo y/o sustento que indique la ubicación más adecuada para la SET Nueva Relave. Asimismo, de los mapas de densidad de carga presentados, se advierte que no se logra identificar las cargas potenciales según ADINELSA a ser atendidas en la zona de Relave.

Cabe señalar que, ADINELSA no ha presentado documentación de sustento de la potencial demanda que indica habría en la zona de Relave. Al respecto, es preciso señalar que, 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 validada, revisada y seleccionada por Osinergmin, conforme los criterios descritos en el punto B.3.2.2 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

9. ADINELSA 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 y modificatorias.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a actualizar y/o corregir donde corresponda en los formatos, a fin de evidenciar la consistencia y sustento de los resultados de la proyección de demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se observa la falta de coherencia entre los valores históricos del periodo 1996-2021 del PBI del Área de Demanda 8 consignados en el formato F-104 y los que se presentan en el archivo de sustento. El valor del PBI del Área de Demanda 8 del 2022 no es el correcto.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

10. Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, ADINELSA 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.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a incluir solo aquellos documentos que sustenten la nueva incorporación de cargas, principalmente en la zona de Chaparra presentada por SEAL en su propuesta del PIT 2025-2029. Asimismo, se adjunta la información de demanda en la zona de Relave, los cuales cuentan con autorización para el desarrollo de la minería en dicha zona.

Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL no se ha adjuntado documentación de sustento para la potencial demanda que según ADINELSA está ubicada en la zona de Relave.

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se han consignado las cargas identificadas y propuestas por las empresas ELECTRODUNAS, CVC ENERGÍA y SEAL. Sin embargo, la relación de nuevas cargas consignadas en los formatos F-100 no corresponden a la PROPUESTA FINAL de dichas empresas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación realizada por Osinermin a cada solicitud de demanda nueva e incorporada no considerada en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja “Factib. ELDU”, “Factib. COEL” y “Factib. SEAL” del archivo del Formato “F-100” correspondiente al Área de Demanda 8.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

11. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD8 para el año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que ADINELSA no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada para la obtención de los datos históricos del PBI departamental en función de los cuales ha sido construido el valor del PBI del esa Área de Demanda.

Asimismo, se observa que en el workfile “ad 08_pi 20285-2029.wf1” los valores históricos de dicha variable están consignados únicamente hasta el año 2021, por lo que el valor del año 2022 correspondería a un valor proyectado y no a un valor histórico, lo cual es incorrecto considerando que el Año Representativo es el 2022.

Se desconoce, además, la fuente, criterios y metodología empleada en la obtención del valor de 2022 y de los proyectados del PBI nacional (PBIPERU), los cuales son insumos para la proyección del PBI del AD8.

Al respecto, ADINELSA 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.

Osinermin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO; el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental y nacional correspondiente al año 2022. Ver <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 ADINELSA debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Luego ADINELSA debe analizar si dicha variable explicara 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

En atención a lo observado, se ha actualizado 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 ha procedido a actualizar las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023 - 2025, considerando el “Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: agosto 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 1,9% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 1%.

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 agosto para el 2024 y 2.9% en julio a 3.0% en agosto para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2.3% y 2.7% para los años 2024 y 2025):

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS:
CRECIMIENTO DEL PBI (%)

Encuesta realizada al:			
	30 de Jun.	31 de Jul.	31 de Ago.
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/			
2023	1,8	1,2	1,0 
2024	2,6	2,5	2,6 
2025	3,0	2,9	3,0 
SISTEMA FINANCIERO 2/			
2023	1,8	1,4	1,1 
2024	2,5	2,3	2,3 =
2025	2,7	2,6	2,7 
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/			
2023	2,0	2,0	1,9 
2024	2,9	2,9	2,6 
2025	3,0	3,0	3,0 =

1/ 18 analistas en Junio, 19 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
2/ 13 empresas financieras en Junio, 14 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
3/ 275 empresas no financieras en Junio, 277 en Julio, y 285 en Agosto de 2023

Fuente: <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2023/nota-de-estudios-65-2023.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	1.0%	2.6%	3.0%

Asimismo, para determinar las expectativas de crecimiento del PBI Regional, en primer lugar, se calculó el valor histórico de dicha variable mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el Área de Demanda 8:

PBI Departamental	PBI (Millones Soles)	MWh	%
Arequipa	31,478	24,153	3.4%
Ayacucho	5,993	21,592	3.0%
Ica	20,590	671,103	93.6%
PBI Regional	20,517	716,849	

Posteriormente, para estimar su crecimiento, se elaboró 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(PBI08)				
Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)				
Date: 10/05/23 Time: 18:11				
Sample (adjusted): 1999 2022				
Included observations: 24 after adjustments				
Convergence achieved after 20 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-5.967805	2.033002	-2.935464	0.0079
LOG(PBIPERU(-2))	1.200391	0.157731	7.610393	0.0000
AR(1)	0.673141	0.208644	3.226261	0.0040
R-squared	0.973389	Mean dependent var	9.295499	
Adjusted R-squared	0.970855	S.D. dependent var	0.446067	
S.E. of regression	0.076152	Akaike info criterion	-2.195700	
Sum squared resid	0.121782	Schwarz criterion	-2.048444	
Log likelihood	29.34840	Hannan-Quinn criter.	-2.156633	
F-statistic	384.0796	Durbin-Watson stat	1.671621	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Pruebas de Validación del Modelo PBI Regional

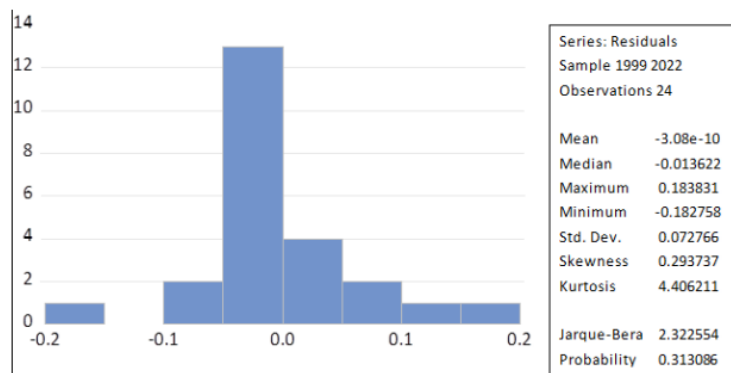
A) Prueba de correlograma de los residuos

Date: 10/05/23 Time: 18:06 Sample (adjusted): 1999 2022 Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*	
		1	-0.001	-0.001	4.E-05	
		2	-0.185	-0.185	0.9746	0.324
		3	0.075	0.077	1.1432	0.565
		4	-0.054	-0.093	1.2338	0.745
		5	0.019	0.052	1.2452	0.871
		6	-0.062	-0.102	1.3766	0.927
		7	-0.247	-0.231	3.6106	0.729
		8	0.015	-0.024	3.6189	0.822
		9	-0.222	-0.339	5.6706	0.684
		10	0.001	0.028	5.6707	0.772
		11	0.172	0.010	7.0950	0.716
		12	-0.252	-0.274	10.386	0.496
*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	0.000116	Prob. F(1,20)	0.9915
Obs*R-squared	0.000139	Prob. Chi-Square(1)	0.9906

C) Prueba de normalidad de los residuos



D) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	0.490208	Prob. F(5,18)	0.7793
Obs*R-squared	2.876382	Prob. Chi-Square(5)	0.7190
Scaled explained SS	3.750630	Prob. Chi-Square(5)	0.5858

Finalmente, resultó necesario suavizar la curva en el periodo 2022-2023 empleando la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022- 2054.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se evidencia lo siguiente:

- Respecto del valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 8. Si bien se evidencia que la empresa ha cumplido con presentar la fuente de información de donde se obtuvo el PBI departamental del año 2022. Sin embargo, en el archivo "PBI-2022-2054 -AD08.xlsx" se consigna un valor de PBI del Área de Demanda 8 del año 2022 de 20 517,03; mientras que en el formato F-104 se presenta otro valor (38 045,30).
- Cabe señalar que la observación solicitaba calcular y corregir el valor histórico correspondiente al año 2022, puesto que el resto de los valores históricos del PBI del Área de Demanda 8 eran correctos en el formato F-104 y demás archivos de su PROPUESTA INICIAL; sin embargo, ADINELSA ha presentado en el formato F-104, en el archivo "PBI-2022-2054 AD08.xlsx" y en el workfile "ad 08_pi 2025-2029.wf1" de su PROPUESTA FINAL valores del periodo 1996-2021 que no coinciden con los aprobados en la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Por otro lado, se ha evidenciado que en el workfile "ad 08_pi 2025-2029.wf1" los valores históricos del PBI del Área de Demanda 8 a partir del año 2008, empleados

en las proyecciones de la variable referida no coinciden con los presentados en el formato F-104.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

12. Variable Población

El valor de la variable Población del AD8 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado; ya que ADINELSA no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada para la obtención de los datos históricos de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Asimismo, se ha observado que en el workfile “ad 08_pi 20285-2029.wf1” están los valores proyectados de dicha variable, pero sin indicar y/o sustentar los criterios o metodología usada.

Al respecto, ADINELSA 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 AD8 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 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 AD8.

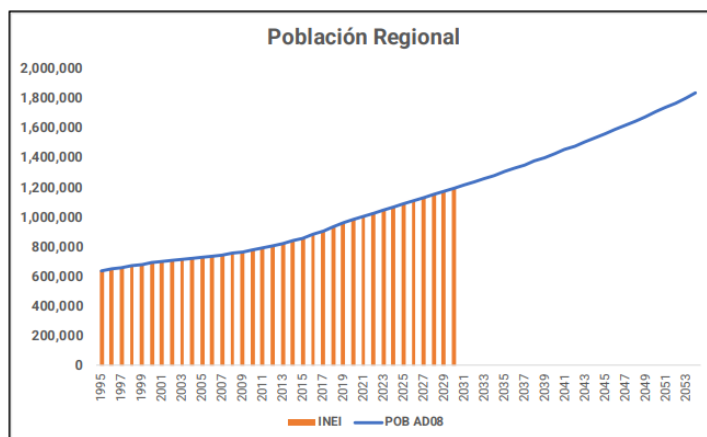
Cabe señalar que ADINELSA debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que 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 OSINERGMIN, se estimó el crecimiento del PBI Regional:



Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable población del año 2022.

Conclusión

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

13. Variable Tarifa Real

Respecto al valor de la variable Tarifa Real, se observa que los valores consignados de IPC departamental de 2022 no coinciden con los del INEI, fuente que fue indicada por ADINELSA. De lo anterior, el valor histórico correspondiente al 2022 de la Tarifa Real no estaría debidamente sustentado. Al respecto, ADINELSA deberá corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizados.

Respuesta

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

INEI - SISTEMA DE INFORMACIÓN REGIONAL PARA LA TOMA DE DECISIONES
Índice general de precios al consumidor
(Índice)

DEPARTAMENTO	AÑO	2022											
	MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
NACIONAL		100.18	100.5	102	103.15	103.53	104.6	105.64	106.3	106.89	107.37	107.85	108.56
AMAZONAS		100.23	100.9	102.74	103.69	104.45	104.94	106.03	106.79	107.22	107.89	107.98	108.32
ÁNCASH		100.24	100.92	102.48	104.79	105.23	106.08	107.45	108.24	109.18	110.13	110.51	111.4
APURÍMAC		100.48	100.83	101.3	102.15	102.52	103.01	104.72	105.06	105.73	106.74	106.88	107.8
AREQUIPA		100.36	100.7	102.02	103.13	104.2	105.28	106.59	107.27	107.45	108.48	108.78	109.47
AYACUCHO		100.01	100.05	101.89	103.91	104.23	105.28	106.58	106.76	107.58	108.44	109.01	109.63
CAJAMARCA		100.08	100.02	101.45	102.62	102.83	103.67	104.87	105.7	106.9	107.58	107.8	108.09
CUSCO		100.41	100.58	102.28	103.92	104.55	105.24	106.52	106.85	107.34	108.07	108.7	109.89
HUANCAVELICA		100.53	100.86	101.91	104.48	103.28	104.23	105.39	105.68	106.91	107.85	107.89	109.39
HUÁNUCO		100.42	100.33	101.46	103.08	103.27	104.13	105.13	105.68	106.89	107.08	107.16	107.92
ICA		100.4	101.08	101.76	103.97	104.38	105.03	106.57	107.48	108.4	108.72	109.65	110.71
JUNÍN		100.36	100.72	102.33	103.62	104.21	104.75	105.73	106.08	106.67	107.15	107.47	108.34
LA LIBERTAD		100.57	100.56	102.02	103.88	104.14	105.04	105.79	106.37	107.47	108.17	108.73	108.62
LAMBAYEQUE		100.87	101.65	103.73	104.58	104.3	105.02	106.33	107.33	107.78	108.03	108.07	108.18
LIMA		100.04	100.35	101.84	102.82	103.21	104.44	105.42	106.13	106.68	107.05	107.6	108.46
LORETO		100.52	100.08	101.61	103.27	103.88	104.62	105.77	106.51	106.95	108.4	108.55	108.76
MADRE DE DIOS		100.55	101.14	102.52	104.37	104.89	105.16	106.36	106.73	106.82	107.8	108.09	109.25
MOQUEGUA		100.7	101.91	103.41	103.94	103.96	104.34	105.83	106.44	107.24	107.85	108.15	109.06
PASCO		100.22	100.69	102.26	104.64	105.31	106.11	107.4	107.99	109.03	109.95	110.42	111.76
PIURA		100.66	101.38	103.29	105.08	104.82	105.32	106.28	106.89	107.68	108.1	108.15	108.04
PUNO		100.34	100.99	102.11	103.09	103.34	104.04	105.18	105.37	105.97	107.11	107.69	108.91
SAN MARTÍN		99.92	99.72	101.05	102.29	102.72	103.09	103.96	103.82	104.11	104.29	104.48	104.6
TACNA		100.95	101.92	102.67	103.97	104.4	105.41	106.93	107.51	107.78	108.46	108.84	109.68
TUMBES		100.73	101.28	102.43	104.04	104.06	104.57	106.2	106.43	106.76	107.07	107.36	106.9
UCAYALI		99.91	100.51	102.43	103.82	103.81	104.12	105.41	105.22	105.94	106.1	106.44	107.18

Nota: Actualizado al 08 de setiembre de 2023.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - Dirección Técnica de Indicadores Económicos (DTIE).

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:

IPC	En base 2009	En base 2021	
	2021 (diciembre)	2022	2022 (diciembre)
Arequipa	154.21	168.81	109.47
Ayacucho	149.55	163.95	109.63
Ica	165.96	183.73	110.71
AD08	165.03	182.64	110.64

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se verifica el cálculo correcto de la variable Tarifa Real para el año 2022.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

14. Ventas de Energía

En el formato F-105, se observa que los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD8 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución Osinergmin N° 081-2021-OS/CD mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de

2027.

Respuesta

Se ha procedido a corregir la denominación y alcance de los Sistemas Eléctricos para el Área de Demanda 8:

Sistemas Eléctricos del AD8	MT	BT
Villacurí	71,241	2,660
Bella Unión-Chala	8,291	13,121
Palpa; Chaviña; Coracora; Incuyo; Nasca; Nasca Rural; Palpa Rural; Pausa; Puquio; Puquio Rural, Tambo Quemado	27,993	56,657
Ica; Santa Margarita; Tacama	112,346	194,240
Chincha; Chincha Baja Densidad; Paracas; Pisco; Pisco Urbano Rural	64,769	165,531
Total	284,640	432,209

Fuente: Ventas de Energía del año 2022 proveniente del SICOM (MWh)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, se verifica que se ha corregido el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 8 del año 2022.

Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras. Por lo que, dichas agrupaciones tienen un fin diferente a los sistemas eléctricos de análisis para los Planes de Inversión. ADINELSA debe tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

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

En relación al ajuste final, ADINELSA 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, ADINELSA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD8. Cabe indicar que estos 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 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se

pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

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 8:

$$\text{Log(Demanda)} = f(\text{PBI Regional}, \text{Tarifa Eléctrica } (-1), \text{MA})$$

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por el PBI Regional, la Tarifa Eléctrica rezagada un periodo y una componente de media móvil.

Dependent Variable: LOG(ENE08)				
Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)				
Date: 10/05/23 Time: 18:35				
Sample (adjusted): 1998 2022				
Included observations: 25 after adjustments				
Convergence achieved after 13 iterations				
MA Backcast: 1997				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.261987	0.782828	11.83144	0.0000
LOG(TARAD08(-1))	-1.010934	0.175701	-5.753729	0.0000
LOG(PBIAD08)	0.806879	0.050287	16.04542	0.0000
MA(1)	0.752888	0.143201	5.257561	0.0000
R-squared	0.979188	Mean dependent var	13.26874	
Adjusted R-squared	0.976215	S.D. dependent var	0.428317	
S.E. of regression	0.066057	Akaike info criterion	-2.450958	
Sum squared resid	0.091633	Schwarz criterion	-2.255938	
Log likelihood	34.63698	Hannan-Quinn criter.	-2.396868	
F-statistic	329.3452	Durbin-Watson stat	1.601834	
Prob(F-statistic)	0.000000			

$$\text{Log(Demanda)} = 9.26198 - 1.010934 \times \text{Log(Tarifa Eléctrica}_{(-1)}) + 0.806879 \times \text{Log(PBI Regional)} + 0.752888 \times \text{MA}(1)$$

A) Prueba de correlograma de los residuos

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 1.6 y está alrededor de 2.

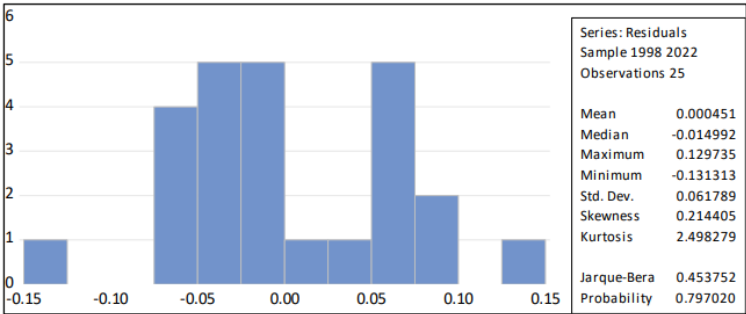
Date: 10/05/23 Time: 18:43					
Sample (adjusted): 1998 2022					
Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term					
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
1	0.174	0.174	0.8536		
2	0.214	0.189	2.1981	0.138	
3	-0.086	-0.159	2.4239	0.298	
4	-0.006	-0.010	2.4251	0.489	
5	-0.213	-0.174	3.9618	0.411	
6	-0.273	-0.249	6.6093	0.251	
7	-0.258	-0.128	9.0959	0.168	
8	-0.196	-0.113	10.627	0.156	
9	0.056	0.130	10.761	0.216	
10	0.009	-0.020	10.764	0.292	
11	0.074	-0.073	11.027	0.355	
12	-0.020	-0.133	11.047	0.439	

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	1.262446	Prob. F(1,20)	0.2745
Obs*R-squared	1.484361	Prob. Chi-Square(1)	0.2231

Cabe precisar que, la ausencia de autocorrelación de orden superior de los residuales en este modelo, se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F-statistic es 0.2745 y es mayor al 0.05, por lo que se puede afirmar que no hay evidencia de presencia de autocorrelación.

C) Prueba de normalidad de los residuos



Para esta prueba, 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 afirmar que la serie de residuos estimados se distribuye aproximadamente normal.

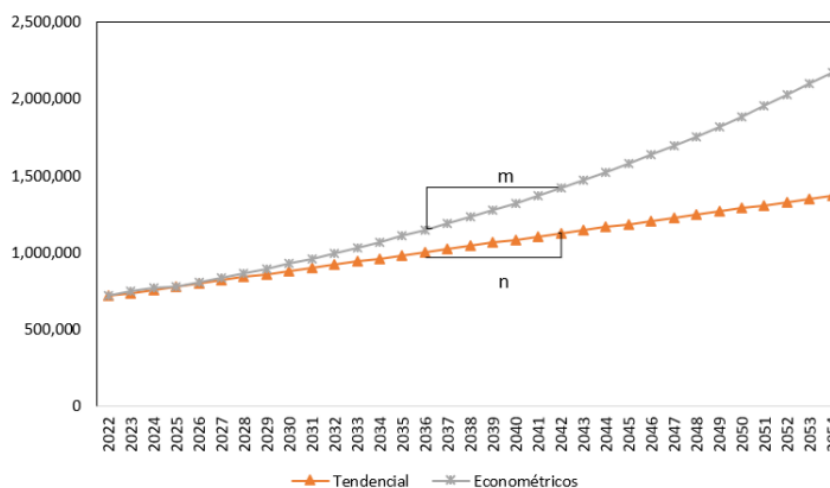
D) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White			
Null hypothesis: Homoskedasticity			
F-statistic	0.596570	Prob. F(14,10)	0.8171
Obs*R-squared	11.37750	Prob. Chi-Square(14)	0.6562
Scaled explained SS	6.039933	Prob. Chi-Square(14)	0.9655

Los resultados de esta prueba nos muestran que la varianza de los residuos es constante, ya que de acuerdo al criterio de evaluación la probabilidad del Fstatistic es 0.8171 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Homoscedasticidad en los residuos estimados.

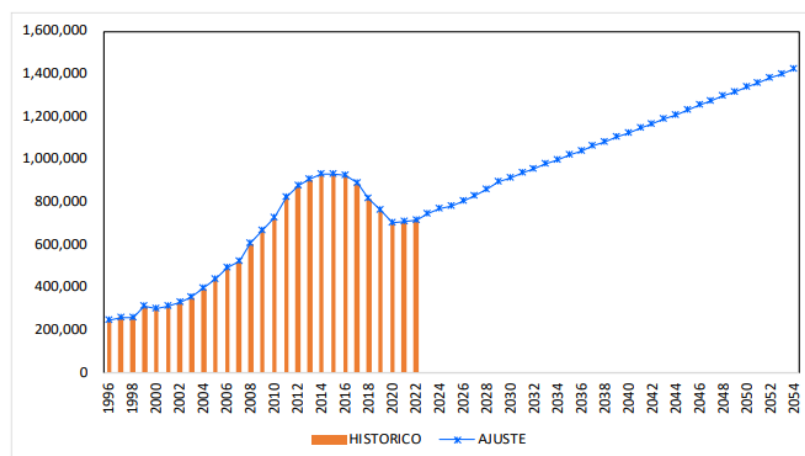
Sin embargo, tal como se precisó en nuestra propuesta, los modelos de tendencia se basan en el comportamiento propio de la demanda de energía a lo largo de los años de 1996 al 2022, considerando sólo su evolución y la proyección de su tendencia lo cual arroja una curva con pendiente mucho menor que lo obtenido con un modelo econométrico.

El gráfico siguiente muestra la comparación de las proyecciones con el mejor modelo de tendencia (Lineal) frente al mejor modelo econométrico (con variables exógenas y endógenas a la vez), he ahí un claro enfoque de la diferencia de las proyecciones con ambos modelos, al medir sus pendientes de ambas curvas, vemos que la pendiente de la curva superior (m) es mayor a la pendiente de la curva inferior (n); lo que se puede concluir que el mejor modelo para proyectar la demanda de energía eléctrica a nivel empresa es mediante el modelo econométrico.



Pendientes de las proyecciones con los modelos de tendencia y modelos econométricos

No obstante, el ajuste final de la proyección consiste en homogenizar la proyección futura a la tasa de crecimiento resultante de la combinación de ambos modelos.



Análisis de Osinerghmin

- En el formato F-107, ADINELSA no ha completado los estadísticos de los modelos econométricos.
- De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ADINELSA, respecto a los criterios empleados para el ajuste final, se observa que la empresa no ha cumplido con considerar los criterios sugeridos por Osinerghmin.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

16. Factores de expansión de pérdidas utilizados

ADINELSA no ha presentado el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados. Por lo que ADINELSA debe presentar el sustento respectivo. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD, según corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que se ha procedido a corregir los Factores de Expansión de Pérdidas de Distribución en los meses que entraron en vigencia la Resolución N° 224-2022-OS/CD para las empresas COELVISAC y ELECTRODUNAS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las Resoluciones N° 224-2022-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 210-2018-OS/CD. Al respecto, para las empresas ELECTRODUNAS y CVC ENERGÍA se debe usar los factores de la Resolución N° 224-2022-OS/CD. Asimismo, para las empresas SEAL y ADINELSA, se requiere que se use los factores publicados en la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027. Por otro lado, es preciso indicar que, dado que para la proyección de demanda se utiliza un factor de expansión de pérdidas equivalente (de MT y BT) el cual es aplicado para todo el periodo de proyección de demanda, esto es desde el año histórico 2022 hasta el 2054, se debe utilizar las últimas resoluciones vigentes.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

17. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja "Registros" del archivo "F-100_AD08_PI2025-2029_ADINELSA(3).xlsx", se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. Al respecto, se observa que, los valores calculados de máximas demandas no están considerando la totalidad de registros de mediciones (la fórmula del Excel solo toma los registros de la fila 4805 a la fila 35044) en los siguientes puntos: barra TACAMA 10 kV (celda "X35047"); barra TACAMA 22,9 kV (celda "Z35047"); SET TACAMA (celda "AB35050"); barra ALTO LA LUNA 10 kV (celda "AT35047"); barra ALTO LA LUNA 22,9 kV (celda "AV35047") y SET ALTO LA LUNA (celda "AX35050"). ADINELSA debe revisar lo observado y corregir donde corresponda.

De otro lado, se verifica registros de mediciones en la barra INDEPENDENCIA 22,9 kV, pero en el sistema de información de Osinergmin, estos registros no existen. En ese sentido, ADINELSA debe indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO y analizar si dichas magnitudes están comprendidas en las mediciones de la barra INDEPENDENCIA 10 kV.

Adicionalmente, ADINELSA 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 explicarlas y sustentarlas.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a corregir el rango para determinar la máxima demanda en las mediciones en las barras observadas. Asimismo, se ha retirado la medición en Independencia 22.9 kV, debido a que no se

[encuentra en los registros de OSINERGMIN.](#)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha corregido los valores de máximas demandas obtenidos. Respecto de los registros de mediciones de la barra de 22,9 kV en la subestación Independencia, se verifica que se ha retirado dichos registros de las mediciones, los cuales corresponden a un transformador elevador de 10/22,9 kV ubicado aguas abajo del alimentador de 10 kV.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

18. Clientes libres existentes

En el formato F-113 no se muestra la totalidad de clientes libres existentes a la fecha, es el caso de los clientes libres “MINERA CONFIANZA”, “CHALA ONE 2”, “AGROMIN BONITA” y “EMC GREEN GROUP 2”, pero sí en la base de datos SICLI 2022, incluso han registrado consumos en el 2022. Por lo que, ADINELSA debe considerar dichas cargas en la proyección de demanda; caso contrario, se requiere la justificación del motivo por el cual no están siendo considerados como parte del AD8.

Respuesta

[En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a incluir la información de dichos clientes libres atendidos por terceros.](#)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que en el formato F-113 se ha incluido los clientes libres observados.

Conclusión

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

19. Incorporación de nuevas demandas

ADINELSA en los formatos F-100 ha incluido 62 cargas del proceso de Modificación del PI 2021-2025; sin embargo, no se ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, ADINELSA debe informar el estado de avance de estas cargas, a fin de reiterar o modificar el ingreso respectivo de cada carga.

Asimismo, en la sección 9.5 e) Proyección de Demanda de Nuevas Cargas, se señala: “En el presente proceso regulatorio del PIT 25-29, se considera como nuevas cargas a la potencial demanda ubicada en la zona de Relave, el cual corresponde principalmente a la existencia de cargas mineras. Cabe precisar que, a la fecha de presentación del ESTUDIO no se cuenta con las solicitudes de factibilidad de los clientes indicados, no obstante, se vienen realizando las gestiones para que los clientes formalicen su requerimiento en los formatos establecidos por Osinerghmin.” Al respecto, se requiere a ADINELSA adjunte toda la documentación necesaria que sustente el requerimiento de esos nuevos suministros, asimismo, teniendo en cuenta que las características de las nuevas demandas corresponden principalmente a potenciales cargas mineras, las

cuales requieren del cumplimiento de ciertas obligaciones legales para concretar su actividad, se requiere que además se adjunte los permisos o autorizaciones o trámites efectuados a la fecha para el desarrollo de su actividad, a fin de un mejor resolver para la evaluación de las nuevas demandas identificadas en el periodo de análisis.

Así también, ADINELSA debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas demandas 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.

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 obra 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.

Por otro lado, ADINELSA no ha considerado la demanda de nuevas cargas incorporadas que las empresas Electro Dunas S.A.A., Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. y Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. han propuesto para el AD8, debiéndose hacer, de modo tal que se considere en la evaluación integral del AD 8.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que 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.

Finalmente, se ha agregado las nuevas demandas consignadas por las empresas COELVISAC y SEAL en sus estudios del PIT.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que no ha adjuntado documentación de sustento para la potencial demanda que según ADINELSA está ubicada en la zona de Relave.

En la PROPUESTA FINAL de ADINELSA se consignan las cargas identificadas y propuestas por las empresas ELECTRODUNAS, CVC ENERGÍA y SEAL. Sin embargo, la relación de nuevas cargas consignadas en los formatos F-100 no corresponden a la PROPUESTA FINAL de esas empresas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación por parte de Osinerghmin a cada solicitud de demanda nueva e incorporada no considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja "Factib. ELDU", "Factib. COEL" y "Factib. SEAL" del archivo del Formato "F-100" correspondiente al Área de Demanda 8.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

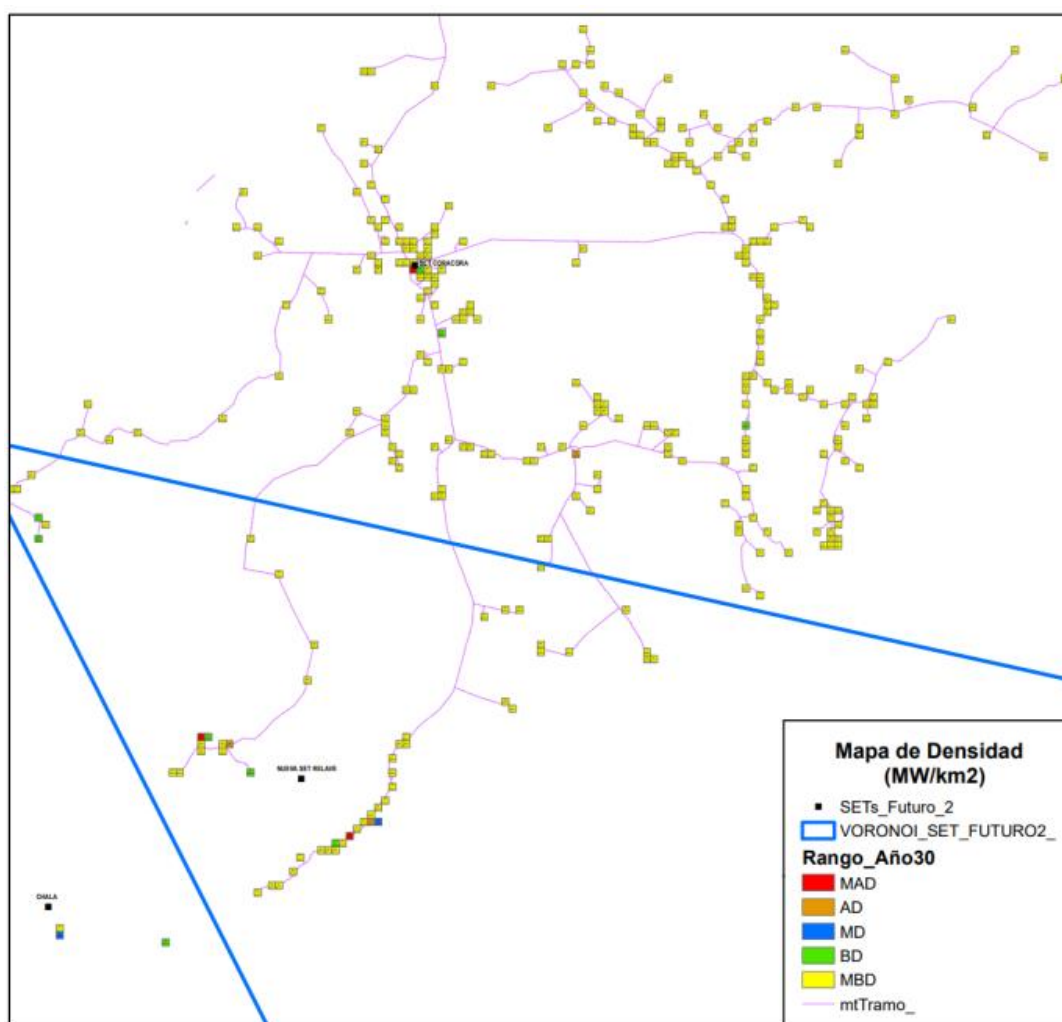
20. Mapas de Densidad de Carga

ADINELSA 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/km²) 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 modificatorias, y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

En atención a lo observado, se adjunta como anexo a la Propuesta Final del Estudio, los mapas de densidad de carga para los años requeridos, de acuerdo a las condiciones establecidas en la NORMA TARIFAS.

No obstante, a manera de ejemplo se muestra a continuación los resultados del mapa de densidad al año 30.



Análisis de Osinergmin

En la PROPUESTA FINAL, ADINELSA presenta los mapas de densidad de carga en formato pdf (Años: 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30) y el archivo Excel base; sin embargo, los mapas de densidad de carga debieron ser presentados en formato AutoCAD; no cumpliendo con lo solicitado.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

Sistema Eléctrico a Remunerar

21. Falta información general

ADINELSA no presenta los formatos de información general (F-001, F-002 y F-003) necesario para validar la información de las instalaciones eléctricas existentes. Al respecto, ADINELSA debe presentar dichos formatos según lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se adjunta como anexo a la propuesta final del Estudio, los formatos F-001, F-002 y F-003, cuyo nombre de archivo es; “00-Información General-AD8.xlsx”.

Con el fin de evidenciar lo indicado, se muestra a continuación el formato F001 debidamente completado.

OSINERGMIN						F-001	
INFORMACIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR							
Área de Demanda ⁽¹⁾ :	8				Fecha :		
	km de Líneas			Nro Subestaciones			
TITULARES ⁽²⁾	MAT		AT		MAT/AT		AT/MT
Titular 1 :ADINELSA			52				1
Titular 2 :							
...							
Titular n :							
Total SER :	0		52		0		1

Los formatos F002 y F003, se muestran en archivo adjunto a la Propuesta Final.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA presentó los formatos F-000, Sin embargo, dichos formatos, en múltiples campos presentan información en blanco. Por ejemplo, los parámetros eléctricos de pérdidas en el cobre y pérdidas en el Hierro están vacías.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta parcialmente.

22. Sobre los formatos F-200

- a) ADINELSA no ha presentado diversos formatos estipulados en la NORMA TARIFAS; por ejemplo, el formato F-201 “Capacidad Óptima de SET’s Urbanas, Céntricas y Periféricas”, que permita determinar la capacidad óptima de los transformadores de potencia; asimismo no presenta la metodología, criterios asumidos y costos asociados a la potencia los cuales le permitan seleccionar la capacidad óptima.

Respuesta

Se asume que la subestación Coracora existente con la misma potencia ONAN tomando en cuenta que esta SET atiende a la localidad de Coracora y los sistemas eléctricos rurales aledaños. Se considera la más óptima para la atención de la demanda de dicho sistemas eléctricos.

Adicionalmente no se prevé ampliación de la SET durante el período del estudio, sin embargo, se propone la renovación de los elementos celdas.

No obstante, a lo mencionado, el estudio considera una nueva subestación de Relave, la misma que se prevé sea implementada como parte de los proyectos ITC del COES.

Por lo indicado, no se registra información en el formato F-201.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ADINELSA en la PROPUESTA FINAL sigue sin presentar el formato F-201.

Por otro lado, ADINELSA menciona que la nueva SET Relave se prevé ser implementada por el COES como proyecto ITC, sin embargo, en su PROPUESTA FINAL no evidencia ninguna coordinación con COES para la ejecución de dicho proyecto.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- b) Los formatos F-200 contiene información que no guardan relación con otros formatos del ESTUDIO; por ejemplo, la demanda en el devanado de 23 kV de la SET Coracora es igual a 12.22 MW para el 2025 (información que se inicia en la hoja de cálculo “F-120 (SET)”), mientras que la demanda para ese mismo devanado en los formatos F-100 es de 8,70 MW.

OSINERGMIN											
AREA DE DEMANDA: 8											
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	TENSIÓN (kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Coracora, Chaviña, Incuyo	CORACORA	CORAC023	22.9	10.14	11.45	12.00	12.22	12.44	12.67	12.90	
Coracora, Chaviña, Incuyo	CORACORA	CORAC010	10		0.25	0.50	0.88	0.88	0.88	0.88	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	NAZCA	NAZCA010	10	8.38	8.63	8.87	9.12	9.30	9.48	9.66	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	NAZCA	NAZCA023	22.9	7.84	8.13	8.37	8.62	8.76	8.90	9.04	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	PALPA	PALPA010	10	0.89	0.92	0.96	1.00	1.02	1.05	1.07	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	PALPA	PALPA023	22.9	2.95	3.00	3.06	3.11	3.15	3.19	3.23	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	PUQUIO	PUQUI010	10	0.75	0.78	0.81	0.84	0.86	0.88	0.91	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	PUQUIO	PUQUI023	22.9	1.08	1.12	1.17	1.21	1.24	1.27	1.30	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	MINA SHOUGANG	SHOUG060	60	18.34	18.34	18.34	18.34	18.34	18.34	18.34	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	MARCONA	MARCO220	220	22.62	22.62	22.62	22.62	22.62	22.62	22.62	
Nazca - Palpa - Puquio, Pal	EL HIERRO	ELHIER023	22.9	47.41	47.41	47.41	47.41	47.41	47.41	47.41	
Bella Unión - Chala	BELLA UNIÓN	BUNIO023	22.9	10.24	10.54	10.84	11.16	11.38	11.60	11.83	
Bella Unión - Chala	CHALA	CHALA023	22.9	7.02	7.21	10.47	11.69	14.38	14.52	15.44	
Bella Unión - Chala	SAN NICOLAS	SNICO013	13.8	58.09	58.09	58.09	58.09	58.09	58.09	58.09	
Bella Unión - Chala	JAHUAY	JAHUA010	10	1.46	1.46		1.46	1.46	1.46	1.46	

Figura 6: Hoja F-120(SET) del archivo “F-200AD08-PIT25-29A8ADINELSA_01062023172629.xlsx”

OSINERGMIN														RESUMEN DE LA PROYECCIÓN									
ÁREA DE DEMANDA: 8																							
SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	Tensión (kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031										
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	CORACORA	CORAC010	10		0.23	0.46	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80										
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	CORACORA	CORAC023	22.9	6.95	8.02	8.49	8.70	8.92	9.15	9.39	9.63	9.82	10.00										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	NAZCA	NAZCA010	10	5.88	6.05	6.21	6.41	6.61	6.81	7.03	7.25	7.41	7.58										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	NAZCA	NAZCA023	22.9	13.59	14.90	15.27	15.70	16.15	16.56	16.98	17.42	17.75	18.08										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	PALPA	PALPA010	10	1.09	1.13	1.16	1.20	1.24	1.28	1.32	1.36	1.39	1.43										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	PALPA	PALPA023	22.9	4.84	6.04	6.28	6.54	6.69	6.85	7.01	7.18	7.31	7.44										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	PUQUIO	PUQUI010	10	0.83	0.86	0.88	0.91	0.94	0.97	1.00	1.03	1.06	1.08										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	PUQUIO	PUQUI023	22.9	1.09	1.12	1.15	1.19	1.23	1.27	1.31	1.35	1.39	1.42										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	EL HIERRO	ELHIER023	22.9	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	JAHUAY	JAHUA010	10	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	MINA SHOUGANG	SHOUG060	60	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6										
Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Nazca y Puquio	MARCONA	MARCO220	220	23.98	23.98	23.98	23.98	23.98	23.98	23.98	23.98	23.98	23.98										
Bella Unión - Chala	BELLA UNIÓN	BUNIO023	22.9	7.52	7.72	7.90	8.12	8.34	8.57	8.80	9.04	9.23	9.41										
Bella Unión - Chala	CHALA	CHALA023	22.9	8.04	8.29	10.22	13.57	14.86	17.02	17.30	18.38	18.60	18.83										

Figura 7: Hoja F-120(SET) del archivo “F-100_AD08_PI2025-2029_ADINELSA3_01062023172559.xlsx”

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a actualizar la información de la demanda en los formatos F100 y F200, a fin de guardar debida correspondencia.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se siguen presentando inconsistencias entre los formatos F-100 y F-200.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- c) ADINELSA no presenta en el F-202 los años de fabricación de los transformadores existentes de las SET's Independencia, Paracas, Pisco, etc., por lo tanto, debe presentar el formato F-202 con la información de acuerdo con la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el Estudio se consideró

como base la información aprobada por OSINERGMIN en el último proceso de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión 2021 – 2025. En este sentido, en los archivos F-200 del área 8 aprobado y publicado por OSINERGMIN, se encuentra la información en la forma presentada. No obstante, debemos señalar que el dato de los años de fabricación de las subestaciones observadas, tienen como titular a la empresa Electrodunas, debiendo considerar la información que reporte dicha empresa, en el proceso del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, se siguen presentando campos vacíos respecto al año de fabricación de los transformadores, incluso para los de titularidad de ADINELSA, como es el caso del TP 60/23 kV de 9 MVA de SET Coracora.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- d) En relación a los formatos F-203, se observa que no está debidamente actualizado con lo aprobado en el proceso del Plan de Inversiones 2021-2025, por ejemplo, para SET Chala, se aprobó un TP 60/23 kV de 25 MVA, sin embargo, en el formato presentado por ADINELSA, se evidencia un TP 60/23 kV de 21 MVA.

Asimismo, en dicho formato, tampoco se evidencia el TP aprobado para SET Coracora de 15 MVA en la columna C, sin embargo, sí lo considera operando desde el 2024.

OSINERGMIN											
REDISTRIBUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA											
ÁREA DE DEM 8											
Sistema Eléctrico	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación						
			Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	
Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	SET AT/MT CORACORA TP - 60/23 kV - 9 MVA	MAX. DEM. (1)	LV	23		10.67	12.05	12.63	12.86	13.09	
		MAX. DEM. (1)	LV	10		0.00	0.26	0.53	0.93	0.93	
		POT. INST. (MVA)	LV	23		9.00	9.00	15.00	15.00	15.00	
		FACTOR DE USO	LV	23		1.19	1.34	0.84	0.86	0.87	
F-120 (SET) F-121 F-201 F-202 F-203 F-204 F-205 F-206 F-207 F-208 F-...											

Figura 8: F-203 del archivo “F-200AD08-PIT25-29A8ADINELSA_01062023172629.xlsx”

Al respecto, ADINELSA debe validar, sustentar, completar y corregir el formato F-202 considerando lo mencionado en el presente literal.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el formato F-203 se ha procedido a corregir la potencia nominal del transformador de la SE Chala de 25 MVA, así como, los datos de potencia y año de entrada del nuevo transformador en la SE Coracora.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, si bien ADINELSA ha actualizado el formato F-203 teniendo en cuenta la presente observación, se visualiza que, se siguen presentando inconsistencias en dicho formato, por ejemplo, se está modelando 2 SETs Relave.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- e) En el formato F-203, se debe explicar cómo se realizó la Redistribución de la Máxima Demanda de las SETs, luego de traslados de carga, rotación de transformadores, la puesta en servicio de nuevos transformadores y/o nuevas SET's, entre otros.

Al respecto y según la NORMA TARIFAS, dicha Redistribución debe sustentarse vinculando con los datos fuentes de los trasposos de carga, sin embargo, si bien ADINELSA menciona los traslados de carga correspondientes para SET Nueva Relave, no presenta datos vinculados, ya que, presenta el valor de Máxima Demanda como valor (6).

[illegible]

Figura 9: F-203 donde se presentan datos como valor para SET Nueva Relave

Situación similar ocurre para la SET Coracora, en la cual, para sustentar el traslado de carga, solo menciona que se trasladarán 2 MW a SET Nueva Relave, sin embargo, estos datos se consignan como valores, sin hallarse vinculadas a algún archivo sustento.

[illegible]

Figura 10: Formato F-203 donde se presentan datos como valor para SET Coracora

Teniendo en cuenta lo mencionado previamente, ADINELSA debe recalcar que, en el formato F-203 se consignan los valores de Redistribución de Máxima Demanda en potencia (MVA), sin embargo, se observa que ADINELSA propone un traslado de 2 (MW), por lo que, ADINELSA debe uniformizar las unidades de medida en la formulación.

=H(-120 (DET/PS34)/0.95-2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									

Figura 11: Inconsistencias en la formulación del Formato F-203

Por otro lado, considera y realiza el traslado de carga partiendo del F- 202, donde el factor de uso supera el valor 1, sin embargo, luego de la redistribución de cargas como resultado en el F-203 se sigue evidenciando que el nuevo factor de uso incumple la NORMA TARIFAS ya que se supera el valor de “1”, como por ejemplo en la SET Coracora.

Al respecto, ADINELSA debe validar, sustentar, completar y corregir el formato F-202 considerando lo mencionado en el presente literal.

Respuesta

En el archivo F200, hoja F203 que forma parte de la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a actualizar las demandas en la Nueva SE Relave y Coracora, adjuntando el sustento correspondiente.

Al respecto, se prevé que al año 2029 la Nueva SE Relave asuma 2 MW aproximadamente de la demanda MT de la SE Coracora. Asimismo, se prevé que dicha SE Relave atienda la demanda local, la misma que cuenta con permisos de la autoridad para desarrollar su actividad económica, y además atenderá a las demandas de la zona de Chaparra, cuyas cargas corresponden a los clientes declarados por SEAL en su propuesta del PIT 2025-2029..

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, si bien ADINELSA ha actualizado el formato F-203 teniendo en cuenta la presente observación, se visualiza que, se siguen presentando inconsistencias en dicho formato, por ejemplo, la carga propuesta a trasladar a SET Relave se divide entre 0,95 dos veces.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- f) Las dos (2) nuevas celdas de alimentador en 22,9 kV solicitadas para la SET Nueva Relave, no presentan sustento, ya que en el formato F-204 no se evidencia estos nuevos alimentadores solicitados, es decir, ADINELSA no ha incluido la demanda de las nuevas SETs propuestas, ni la capacidad por alimentador prevista para dichas SETs y tampoco ha incluido los alimentadores necesarios.

Al respecto, ADINELSA debe revisar y completar la información faltante, y corregir el ESTUDIO.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a completar el requerimiento de celdas en el formato F-204. No obstante, debemos precisar que, de la evaluación a los requerimientos de demanda existente y nueva demanda en la zona de Chaparra a ser atendida, se propone que sean 3 celdas de alimentadores 22.9 kV en la nueva SE Relave.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado el formato F-204, en relación a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- g) Si bien ADINELSA presenta el formato F-205, se observa que la Descripción de Alternativas no concuerda con los proyectos propuestos por ADINELSA en su INFORME, ya que, se evidencian alternativas correspondientes a la LT 220 kV Independencia – El Ángel, mientras que en su informe plantea implementar la LT 60 KV Nueva Relave – Coracora.

Al respecto, se solicita que ADINELSA, defina, corrija, evalúe y analice técnica y económicamente diversas alternativas que sean excluyentes entre sí, como se establece en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que el archivo base empleado para el Estudio corresponde a lo aprobado por OSINERGMIN en el proceso de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025, por lo tanto, la alternativa referente al caso de la LT 220 kV Independencia – El Ángel, corresponde a dicho proceso. No obstante, debemos indicar que en el archivo F200 que se presenta como anexo a la Propuesta Final de ADINELSA, se ha retirado el proyecto de la LT 220 kV en mención

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado el formato F-205, sin embargo, los datos plasmados en dicho formato de Costos de Inversión, Costo de OyM y Pérdidas no pueden ser trazables.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- h) En el formato F-206 no se consignan los parámetros eléctricos de los elementos (Líneas y Transformadores) propuestos por ADINELSA. Además, las instalaciones no corresponden a los solicitado por ADINELSA en su INFORME. Por ejemplo, se indica un TP 220/60/23 kV de 120 MVA para la SET Ica Norte.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que el archivo F-200 que se consideró como base para la presentación de la propuesta de ADINELSA,

corresponde al último archivo vigente aprobado por OSINERGMIN en el proceso de modificación del PIT 2021-2025. En este sentido, y en dicho archivo se mantuvieron los proyectos de Electrodunas aprobado en ese proceso. No obstante, en el archivo F-200 que forma parte del Anexo a la propuesta final del Estudio, se ha procedido a retirar lo relacionado a la SET Ica Norte.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado el formato F-206, sin embargo, presenta inconsistencias y datos vacíos, por ejemplo, no se encuentra el dato de Peso unitario del Cu o Al. Asimismo, ADINELSA no presenta todas las líneas y transformador propuestos para la Alternativa seleccionada, tal como lo menciona la NORMA TARIFAS en el Artículo N° 37.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- i) ADINELSA no presenta el formato F-207 “Selección de la Sección Óptima de conductor”. Al respecto, se solicita que ADINELSA presente dicho formato según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que en la Propuesta Final del Estudio, se presentan los formatos del archivo F200 conteniendo la información del plan propuesto, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha presentado el formato F-207, sin embargo, no ha presentado mayor sustento respecto a la selección óptima del conductor seleccionado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- j) ADINELSA presentó los formatos F-209 y F-210 los cuales no presentan coherencia con los proyectos que plantea y no permite validar la valorización de todas las líneas y elementos de las subestaciones consignados por sistema eléctrico y por año de planeamiento.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que en la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a completar los formatos F-209 y F-210, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha presentado el formato F-209 y F-210, sin embargo, se siguen presentando inconsistencias, por ejemplo, en el formato F-210 la LT 60 kV Nueva Relave – Coracora se prevé para el año 8 (2032), lo cual no coincide con el INFORME.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- k) ADINELSA no presenta el formato F-212, donde debe adjuntar el diagrama unifilar de las alternativas, de la SET propuesta y la vista de planta, asimismo no incluye los trazos de ruta de las líneas y ubicaciones de SETs nuevas proyectadas, ni la información en kmz, entre otros por lo que la información se encuentra incompleta.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que en la Propuesta Final del Estudio se adjunta la información del diagrama unifilar de alternativas, la misma que fue presentada en el Estudio de la propuesta inicial. Asimismo, se adjunta la ubicación proyectada de la nueva SET Relave y la información kmz correspondiente.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha presentado los diagramas unifilares de las alternativas, sin embargo, ADINELSA no ha presentado los archivos kmz con el trazo de ruta de las líneas y ubicaciones de SETs nuevas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- l) Respecto al horizonte de estudio, ADINELSA considera en su propuesta como año 1 al año 2021, lo cual no corresponde con lo indicado en la NORMA TARIFAS, en donde se especifica que el año 1 es aquel correspondiente al inicio del nuevo periodo. Por ejemplo, ADINELSA presenta en los formatos F-202 y F-203 el año 2021 como año 1. Al respecto, se solicita a ADINELSA corregir esta información en cumplimiento con la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a corregir el año 1, el mismo que debe corresponder al año 2022. No obstante, debemos señalar que en el Estudio se indicó el año 1 el 2021, debido a que se tomó como archivo base lo aprobado por OSINERGMIN en el proceso de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión del periodo 2021-2025. En la imagen siguiente se evidencia la consideración de la información del año 2022.

Nombre Sistema Eléctrico	SET	Barra (2)	Tensión (kV)	En el Día de Max. Dem Anual del Sistema Eléctrico		
				Fecha	Hora	Potencia Activa kW
Villacuri	COELVISAC I	VILLA023	22.9	2022/12/29	11:45	20,032.92
Villacuri	HUARANGO	HUARAO23	22.9	2022/12/29	11:45	14,674.27
Villacuri	LOMAS	LOMAS023	22.9	2022/12/29	11:45	6,575.74
Ica: Santa Margarita: Tacama	ICA	ICAPA010	10	2022/12/23	11:45	17,107.48
Ica: Santa Margarita: Tacama	ICA NORTE	ICANT010	10	2022/12/23	11:45	8,936.96
Ica: Santa Margarita: Tacama	ICA NORTE	ICANT010A	10	2022/12/23	11:45	14,548.00
Ica: Santa Margarita: Tacama	ICA NORTE	ICANT023A	22.9	2022/12/23	11:45	284.00
Ica: Santa Margarita: Tacama	STA. MARGARITA	SMARG010	10	2022/12/23	11:45	10,969.00
Ica: Santa Margarita: Tacama	STA. MARGARITA	SMARG023	22.9	2022/12/23	11:45	12,886.89
Ica: Santa Margarita: Tacama	TACAMA	TACAM010	10	2022/12/23	11:45	6,837.00
Ica: Santa Margarita: Tacama	TACAMA	TACAM023	22.9	2022/12/23	11:45	1,801.00
Ica: Santa Margarita: Tacama	SEÑOR DE LUREN	SLURE010	10	2022/12/23	11:45	17,729.60
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	EL CARMEN	CARME010	10	2022/05/07	10:30	6,214.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PEDREGAL	PEDRE010	10	2022/05/07	10:30	19,998.54
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PUEBLO NUEVO	PNUEV010	10	2022/05/07	10:30	3,770.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PUEBLO NUEVO	PNUEV023	22.9	2022/05/07	10:30	592.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PUEBLO NUEVO	PNUEV010_2	10	2022/05/07	10:30	11,327.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	TAMBO DE MORA	TMOR010	10	2022/05/07	10:30	10,068.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	2022/05/07	10:30	10,320.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL023	22.9	2022/05/07	10:30	2,080.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP010	10	2022/05/07	10:30	1,386.65
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PARACAS	PARAC010	10	2022/05/07	10:30	11,736.00
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PARACAS	PARAC023	22.9	2022/05/07	10:30	5,869.98
Unión: Unión-Chala: Baja Denso: Paracas: Pisco: Pisco	PISCO	PISCO010	10	2022/05/07	10:30	3,521.00
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	CORACORA	CORAC023	22.9	2022/12/28	20:15	6,633.15
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	NAZCA	NAZCA010	10	2022/12/28	20:15	6,868.00
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	NAZCA	NAZCA023	22.9	2022/12/28	20:15	11,297.02
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	PALPA	PALPA010	10	2022/12/28	20:15	1,362.70
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	PALPA	PALPA023	22.9	2022/12/28	20:15	3,600.00
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	PUQUIO	PUQUI010	10	2022/12/28	20:15	745.00
Palpa: Chavilva: Coracora: Incaico: Nasca: Nasca Rural: Palpa	PUQUIO	PUQUI023	22.9	2022/12/28	20:15	689.00
Bella Unión-Chala	BELLA UNIÓN	BUNIO023	22.9	2022/11/19	10:15	7,515.80
Bella Unión-Chala	CHALA	CHALA023	22.9	2022/11/19	10:15	7,176.16

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA sigue considerando año 1 al año 2021, lo cual no corresponde con lo indicado en la NORMA TARIFAS, en donde se especifica que el año 1 es aquel correspondiente al inicio del nuevo periodo (2025 en el caso del PI 2025-2029).

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

23. Diagnóstico de las instalaciones de transmisión

ADINELSA no ha desarrollado de forma completa el diagnóstico de las redes de transmisión, ya que, no ha considerado todos los Elementos aprobados en los Planes de Inversión y Planes de Transmisión. Asimismo, de acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS, ADINELSA debe incluir en su propuesta los resultados de dicho diagnóstico y sobre ello, proponer alternativas de solución técnicamente viables.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el diagnóstico del Estudio si se consideró los proyectos aprobados en los procesos de plan de inversiones anteriores y de plan de transmisión, específicamente la SE Cahuachi, toda vez, que el archivo base de flujo de potencia considerado, corresponde a la última versión publicada por OSINERGMIN en su página web, del proceso de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión 2021-2025. No obstante, en la presente propuesta final del Estudio, se ha revisado y actualizado donde corresponda, los planes de inversión de transmisión ya aprobadas.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, ADINELSA en su PROPUESTA FINAL no considera los proyectos aprobados en los procesos del Plan de Inversiones anteriores, por ejemplo, no considera la segunda terna de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

24. Sobre el archivo de flujo de potencia (DIgSILENT)

- a) ADINELSA debe presentar de manera ordenada y sustentada los casos de estudio presentados en su archivo pfd, ya que, por ejemplo, se muestran casos de estudio como: “2025-A1-SinTrafo”, “2029-A1-Sin ITC”, entre otros, en donde no se evidencia qué caso de estudio o escenario en específico se analiza. Asimismo, se presenta una carpeta con nombre “PIT 21-25”, lo cual, ya no corresponde al presente período de evaluación. Al respecto, se requiere que ADINELSA revise, especifique y ordene los casos de estudio de su archivo pfd.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a actualizar y ordenar los archivos de flujo de potencia para el PIT 2025-2029, para las alternativas evaluadas, para lo cual se considera como base la última información del dz publicada por OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado el archivo pfd. respecto a la presente observación, donde ordena la alternativa 1 y alternativa 2 por carpetas, sin embargo, mantiene las carpetas “Coracora_Alternativas”, “OLD” y “PIT 21-25”, las cuales no se evidencia a qué caso de estudio corresponden.

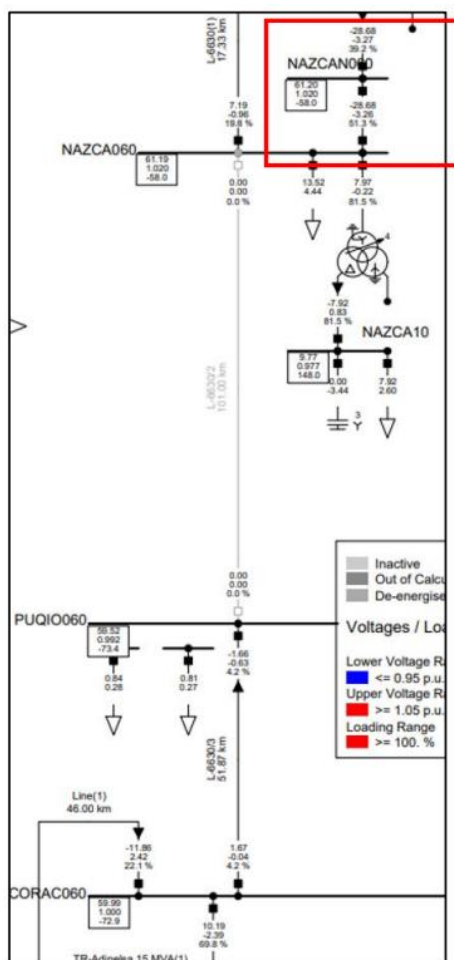
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- b) ADINELSA para los casos de estudio “1. DIAGNÓSTICO” no ha desarrollado de manera completa y actualizada el diagnóstico de las redes de transmisión, por ejemplo, no está simulando la SET Cahuachi, tampoco está actualizada con los últimos proyectos aprobados del Plan de Transmisión 2023-2032 para el AD 08. En ese sentido, ADINELSA debe actualizar el archivo de flujo de potencia.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Inicial si se consideró la SE Cahuachi como parte del diagnóstico, la misma que se encuentra con nombre NAZCA NUEVA. No obstante, en la Propuesta Final del Estudio se ha procedido a actualizar la información de la proyección de demanda de acuerdo a lo observado por el OSINERGMIN, así como, la consideración del plan de transmisión 2023-2032. En la imagen siguiente se evidencia la presencia de la SE Cahuachi en el diagnóstico presentado en la Propuesta Inicial.



Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, si bien, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha considerado la SET Cahuachi en sus formatos pfd, sigue presentando inconsistencias, por ejemplo la LT 60 kV Cahuachi – Nazca está modelada con una longitud de 0,1 km.

Name	Grid	Length km	Inom kA
L-6630/2	AREA_08	101.	0.41
Lne Derv.NuevaNazcaA-NuevaNazca(1)	AREA_08	0.1	0.531

Asimismo, ADINELSA no ha considerado la segunda terna de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca aprobada en la Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- c) ADINELSA presenta el dimensionamiento de la alternativa seleccionada solo al año 2029, lo cual no corresponde con el período de evaluación indicado en la NORMA TARIFAS, la cual indica que el horizonte de estudio debe corresponder a 30 años y, además, especifica que se presenten las simulaciones de flujo de potencia, para

el horizonte de 10 años y durante los años 15,20, 25 y 30.

En ese sentido ADINELSA debe presentar los análisis de flujo de potencia de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en el Estudio se realizó el diagnóstico de alternativas para el horizonte de 10 años. No obstante, en la Propuesta Final se incluye dicha información en el archivo F200 correspondiente. Asimismo, se ha realizado el diagnóstico de flujo para los años 15, 20, 25 y 30.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado su archivo pfd respecto a la presente observación, sin embargo, no ha modelado el diagnóstico para todo el horizonte de 10 años.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- d) El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Coracora (año 2025) se consigna una demanda de 8,5 MW para la barra en 23 kV, mientras que, en el archivo pfd. Se consigna en el caso de estudio "2025-A1-Sin-Trafo" para dicho año, se consigna una demanda de 9,5 MW.

Al respecto, se solicita, que ADINELSA presente los cálculos que sustente los valores de demanda que ha utilizado en la simulación de los flujos de potencia, ello debido a que no se ha podido verificar la procedencia de los valores de las demandas consignadas en el archivo DIgSILENT.

Asimismo, se solicita que ADINELSA verifique y corrija de ser necesario su ESTUDIO.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a actualizar la información de demanda en los archivos de flujo de potencia, de tal manera que guarde debida correspondencia con la información consignada en el formato F-121.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado su archivo pfd respecto a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- e) En el archivo pfd. Se visualiza que gráficamente no está conectado el TP 60/23 kV de 25 MVA en SET Chala, sin embargo, verificando los cubículos, se evidencia que existe un transformador conectado a las barras en 60 y 23 kV en Chala, al respecto, se solicita que ADINELSA verifique dicha información, debido a que el nombre de

dicho transformador es “Bella Unión (Nuevo Propuesto)2014(1)”.

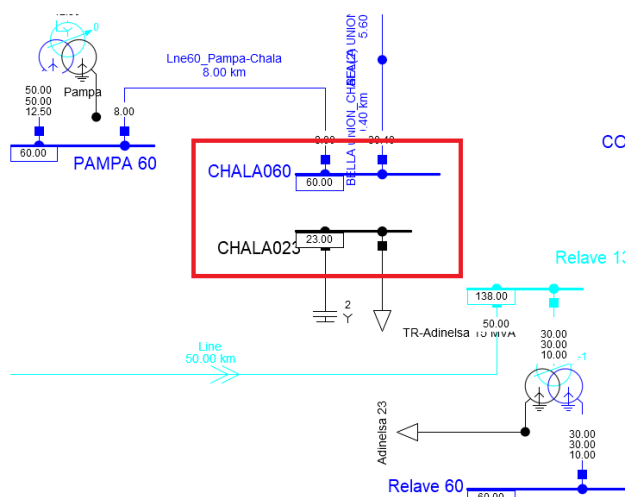


Figura 12: Falta de Transformador conectado gráficamente en SET Chala

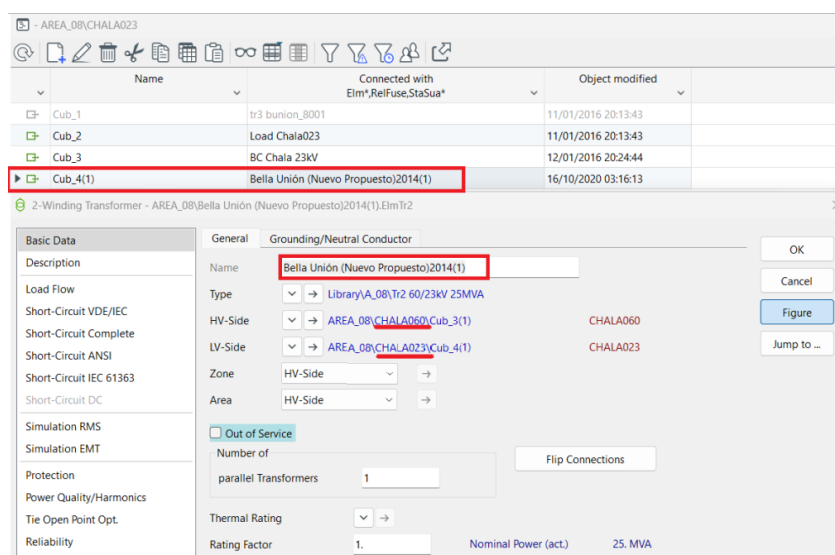


Figura 13: Transformador conectado a las Barras de 23 y 60 kV en SET Chala.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final del Estudio, se ha procedido a revisar y actualizar las características de conexión del transformador de 25 MVA en la SET Chala en el archivo de flujo de potencia, el mismo que corresponde al año 2024 de acuerdo a lo aprobado en el PIT 2021-2025.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado su archivo pfd respecto a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- f) La red modelada en el archivo de flujo de potencia (.pfd) no guarda relación con las instalaciones existentes; por ejemplo, en los Casos de Estudio

“Coracora_Alternativas”, “1. DIAGNÓSTICO”, “2. SER Alt1” y “2. SER Alt2” el proyecto “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)” no es modelado en todo el horizonte de estudio. Por lo tanto, ADINELSA debe actualizar el archivo de flujo de potencia considerando lo mencionado.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a actualizar el modelamiento de las alternativas 1 y 2, en todo el horizonte de estudio de 10 años.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado su archivo pfd respecto a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- g) El archivo pfd. no contiene el modelamiento de las alternativas propuestas en el ESTUDIO; por ejemplo, en el Caso de Estudio “2. SER Alt1” no se ha modelado, la SET Nueva Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA. Al respecto, ADINELSA solo ha modelado las alternativas en el año 2029 en el Caso de Estudio “Coracora_Alternativas”, sin embargo, en la NORMA TARIFAS indica que el horizonte de estudio debe corresponder a 30 años y, además, especifica que se presenten las simulaciones de flujo de potencia, para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30.

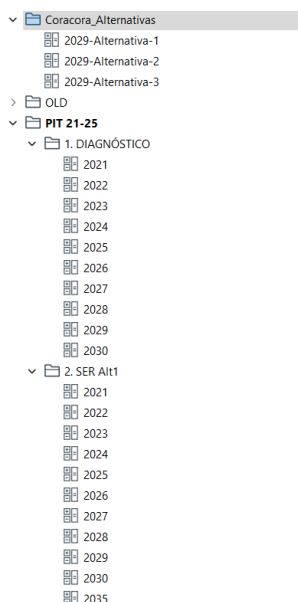


Figura 14: Casos de Estudio presentados por ADINELSA en su archivo pfd.

En ese sentido, se solicita que ADINELSA revise y corrija el archivo .pfd.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a actualizar el modelamiento de las alternativas para todo el horizonte de estudio de 10 años según lo establecido en la NORMA TARIFAS, a fin de poder determinar la alternativa de mínimo costo.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha actualizado su archivo pfd respecto a la presente observación, sin embargo, no ha modelado el diagnóstico para el horizonte de 10 años de forma consecutiva (2025-2034).

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

25. Sobre la renovación de elementos en SET Coracora

En su ESTUDIO, ADINELSA menciona que, con el enlace entre la SET Coracora a SET Nueva Relave, la SET Coracora ya no será una ubicación que se encuentre en cola, sino que, será una subestación de paso, por lo que, para mejorar la confiabilidad, corresponde reemplazar la actual Celda de Línea – Transformador 60 kV por una Celda de Línea 60 kV y una Celda de Transformador 60 kV.

Asimismo, ADINELSA solicita dar de baja la Celda Línea – Transformador en 60 kV existente de SET Coracora para el año 2029. Al respecto, se requiere que ADINELSA presente mayor sustento para dicha Baja, tales como, informes técnicos que contengan los respectivos datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, adjuntando el correspondiente diagrama unifilar y esquema o plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos a renovar, entre otros; que sustente la condición de los mismos de manera detallada

Además, se requiere que ADINELSA evalúe mantener dicha Celda, la cual, operativamente puede ser utilizada como una Celda de Transformador, caso contrario, presente el sustento suficiente (estado de operación, año de ingreso, registro de fallas, entre otros) a fin de poder realizar una evaluación más precisa sobre el presente pedido. Por último, se requiere que COELVISAC sustente si presenta espacio suficiente para implementar una Celda de Línea en 60 kV y una Celda de Transformador en 60 kV.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que por razones de confiabilidad para subestaciones que no son de cola, corresponde que el equipamiento de las celdas sea selectiva tanto para la línea como para el transformador, tal como lo viene reconociendo el OSINERGHMIN a las subestaciones existentes bajo esta condición, de tal manera que en el ámbito operativo exista una adecuada maniobrabilidad sin perjudicar a la demanda conectada. Asimismo, la solicitud de cambio de celda de línea transformador por una celda de línea y una celda de transformador, se da por razones de obsolescencia, confiabilidad y maniobrabilidad.

Por otro lado, ADINELSA tiene como objetivo la implementación de modernización del centro de control en las subestaciones que son de su dependencia, tal como es el caso

de la SE Coracora y la SE Andahuasi. En este sentido, dicha modernización para cumplir con los requisitos establecidos por el COES para el reporte de información en tiempo real, se requiere implementar equipos modernos que no son compatibles con los equipos existentes en la SE Coracora.

Al respecto, se muestra a continuación las vistas fotográficas de datos de placa de los elementos interruptor de la celda de línea transformador.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA no ha presentado sustento que justifique la Baja de la a Celda Línea – Transformador en 60 kV existente de SET Coracora, limitándose a señalar que debido a que SET Coracora no estará en cola, se requiere mejorar la confiabilidad.

Por otro lado, ADINELSA no ha evaluado mantener dicha Celda, la cual, operativamente puede ser utilizada como una Celda de Transformador.

Finalmente, ADINELSA menciona que ha adjuntado vistas fotográficas, sin embargo, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, dichas fotografías no han sido presentadas por la empresa.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

26. Sobre la nueva SET Relave y LTs asociadas

- a) ADINELSA menciona en su ESTUDIO que, en SET Coracora existe un problema de subtensión crítica en la barra de 60 kV, alcanzando valores de 0,83 pu en mayo de 2023, asimismo, mencionan que existe demanda no atendida principalmente minera. Para resolver esta problemática, ADINELSA propone implementar la SET Nueva Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA para el año 2029.

Al respecto, ADINELSA debe tener en cuenta el planteamiento y propuestas para esta zona mediante los proyectos: “Nueva SET Chaparra 60/23 kV de 25 MVA y LTs asociadas” y “SET Nueva Coracora 138/60 kV de 50 MVA” propuestas por SEAL y Electrodonas, respectivamente. Cabe resaltar que Electrodonas propone dicho proyecto para la evaluación e inclusión en la Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 como una ITC para el AD 08.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que lo indicado por OSINERGMIN, recién fue de conocimiento cuando el regulador publica las propuestas presentadas por los titulares Electrodonas y SEAL en el proceso de Plan de Inversiones de Transmisión 2025-2029.

Al respecto, debemos mencionar que en relación a la propuesta de Electrodonas, lo indicado por ADINELSA va en la misma línea con dicha propuesta, toda vez que, Electrodonas indica una ampliación del ITC desde Pampas hasta nueva Coracora en 138 kV que se conectará a la existente en 60 kV. Esta propuesta es similar a la de ADINELSA, con la diferencia que se precisa que la SE Relave atenderá la demanda existente y futura, mejorando la confiabilidad, pérdidas y tensión subcrítica en Coracora.

En relación a la propuesta de SEAL de la SE Chaparra, se observa que no muestran el enlace al proyecto de la SE Pampas, por lo que técnicamente resultaría inviable ampliar una red de transmisión desde la SE Chala, cuando dicha SE ya presenta problemas de subtensión, a pesar del banco capacitivo con que cuenta.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, si bien, ADINELSA menciona las características de los proyectos propuestos por ELECTRODUNAS y SEAL, no ha presentado una evaluación integral tomando en cuenta el planteamiento y propuestas de las demás empresas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- b) ADINELSA no ha presentado los archivos de cálculo que sustenten el análisis de alternativas señalado en el ESTUDIO (Alternativa 1 y 2) para el proyecto SET Nueva Relave. Asimismo, ADINELSA debe considerar 10 años para efectos de la comparación de alternativas. Al respecto, ADINELSA debe presentar archivos de cálculo, los cuales deben estar debidamente vinculados y sustentados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que como anexo a la propuesta final del Estudio, se adjunta el archivo de flujo de potencia y evaluación de selección de alternativa óptima del proyecto de la nueva SET Relave, No obstante, debemos mencionar que en la Propuesta Inicial si se presentó la evaluación de alternativas, de acuerdo a los resultados que se describen en los cuadros siguientes:

Alternativa	Año	Inversión (US\$)	COyM (US\$)	Pérdidas (US\$)	Total
Alt. 1 (138kV)	1	12,936,329.76	410,703.65	139,249.39	13,486,282.81
	2			139,249.39	139,249.39
	3			139,249.39	139,249.39
	4			139,249.39	139,249.39
	5			139,249.39	139,249.39
	6			139,249.39	139,249.39
	7			139,249.39	139,249.39
	8			139,249.39	139,249.39
	9			139,249.39	139,249.39
	10			139,249.39	139,249.39
				Valor Presente	S/ 12,703,784.23
Alternativa	Año	Inversión (US\$)	COyM (US\$)	Pérdidas (US\$)	Total
Alt. 2 (60kV)	1	12,906,649.44	378,735.72	485,126.91	13,770,512.07
	2			485,126.91	485,126.91
	3			485,126.91	485,126.91
	4			485,126.91	485,126.91
	5			485,126.91	485,126.91
	6			485,126.91	485,126.91
	7			485,126.91	485,126.91
	8			485,126.91	485,126.91
	9			485,126.91	485,126.91
	10			485,126.91	485,126.91
				Valor Presente	S/ 14,603,026.25

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA ha presentado el análisis de alternativa, tanto en su INFORME como en sus formatos F-200, sin embargo, esos valores no pueden ser trazables ya que no están debidamente vinculados y sustentados, asimismo, no se puede hallar la trazabilidad de los valores de pérdidas

contemplados en dichos archivos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

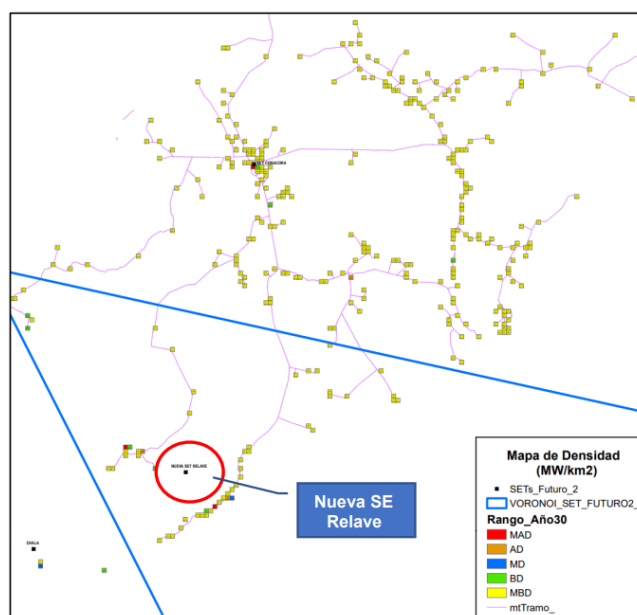
- c) Se requiere que ADINELSA presente la ubicación de la SET RELAVE, teniendo en cuenta que esta debe de estar en el centro de carga y debe de atender la demanda de forma eficiente, considerando los mapas de densidad de las cargas que plantea alimentar desde dicha subestación y la metodología adecuada.

Adicionalmente, se requiere que ADINELSA presente para cada caso, documentos que sustenten que la carga a incorporar cuenta con permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que podrían afectar al medio ambiente, como lo es la actividad minera, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

En ese sentido, se requiere que su representada remita copia de las resoluciones que otorgan la concesión minera a aquellos solicitantes de suministro eléctrico que se dediquen a la actividad minera.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la Propuesta Final del Estudio se incluye el análisis de la ubicación de la nueva SET Relave considerando el criterio del centro de carga. Al respecto, se ha considerado la información de demanda de los alimentadores MT de Coracora, las cargas de la zona de Relave que cuentan con autorización, así como, de las cargas de la zona de Chaparra. Considerando la información mencionada, se obtiene el siguiente mapa de densidad al año 30.



Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA no ha presentado documentación de sustento para nuevas cargas en la zona de Relave, tal como se detalla en los formatos F-100 que sustenta el presente informe.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

27. Sobre los Costos Incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones

ADINELSA solicita Módulos de Centros de Control y Telecomunicaciones para la SET Coracora, lo cual no cumple con los lineamientos prescritos en la NORMA TARIFAS, ya que, se trata de una SET existente. Al respecto, ADINELSA debe revisar su ESTUDIO o corregir donde corresponda o, en caso contrario, explicar los motivos para dicha consideración presentando el sustento técnico y legal correspondiente.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que luego de la revisión a los módulos estándares empleados para CC y TEL, se ha procedido a corregir el módulo para CC de acuerdo a lo siguiente: CC-SI-SET, el cual corresponde a “Centro de Control – Incremental en Sierra 1 SET”, asimismo, se ha corregido el módulo estándar de TEL, de acuerdo a lo siguiente: TEL-SI-FO, el cual corresponde a “Sistema de Telecomunicaciones - en Sierra de Fibra Óptica”.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que ADINELSA en su PROPUESTA FINAL, no ha presentado los motivos para incluir los Centros de Control y Telecomunicaciones.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

Costos de Inversión

28. Inconsistencias en las valorizaciones de inversiones

- a) ADINELSA en su formato F-301 en la columna correspondiente a Moneda Extranjera (ME), se presentan valores distintos a lo correspondiente en la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME) actualizada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD, por ejemplo, para el módulo “LT-138SIR0TAS1C1240A”, se observa un costo unitario de ME de US\$ 105 654,00, lo cual no corresponde con la BDME. Al respecto, ADINELSA debe revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que de la revisión a la versión de módulos estándares aprobada mediante la resolución OSINERGHMIN N° 041-2023-OS/CD, se ha verificado la inconsistencia de los valores unitarios considerados en el archivo F-300 respecto de la BDME aprobada mediante la Res. 041-2023. En este sentido, se ha procedido a actualizar y/o corregir la valorización de líneas, subestaciones, CC y TEL de los formatos F-301, F-302, F-303 y F-304 respectivamente.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, ADINELSA no ha actualizado el formato F-300 respecto a la presente observación, ya que, el costo unitario de ME sigue manteniendo el valor de US\$ 105 654,00, lo cual no corresponde con la BDME actualizada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- b) ADINELSA en su formato F-302 considera la Celda de Línea en 138 kV para la SET Pampa con un código modular "CE-138COC1ESBLI", lo cual corresponde a una Celda tipo Convencional al Exterior Simple Barra, sin embargo, la SET Pampa, según el Anteproyecto COES, tendrá una configuración DOBLE BARRA en 138 kV. En ese sentido se requiere que ADINELSA revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a corregir la valorización de la celda de línea 138 kV de simple a doble barra, empleando el código modular "CE-138COC1EDBLI".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión, se verifica que, ADINELSA en su PROPUESTA FINAL ha actualizado el formato F-300 respecto a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera subsanada.

- c) ADINELSA no ha presentado el formato F-306 correspondiente al Resumen de Costos de Inversión por Nivel de Tensión, la cual se requiere para validar los costos totales de inversión por cada una de los Niveles de Tensión del Sistema Eléctrico del Titular. En ese sentido, se requiere que ADINELSA presente dicho formato.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha procedido a completar el formato F-306 en el archivo "F-300-Obs-A8.xlsx", la misma que se adjunta como anexo a la propuesta final del Estudio.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUETSA FINAL presentada por ADINELSA, el archivo "F300 PIT 25-29_A8_ADINELSA 19nov.xlsx" no contiene el formato F-306.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no subsanada.

29. Sobre el terreno para SET Nueva Relave

En relación al terreno necesario para implementar una nueva SET Nueva Relave de

138/60/22,9 kV, se observa que ADINELSA no ha incluido ningún costo ni área de terreno para la valorización de dicha SET. Al respecto, se requiere que ADINELSA reafirme que el costo a considerar debe ser cero (terreno de propiedad de ADINELSA o donación). En caso contrario, ADINELSA debe indicar el costo y área del terreno, conjuntamente con el sustento correspondiente, como minutas de compra-venta, informes de tasación, entre otros en caso cuente con ellos. En su defecto, especificar si el terreno para las nuevas instalaciones propuestas será propio o será adquirido, donado o en sesión de uso para cada caso.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que la valorización de la nueva SET Relave 138/60/22.9 kV no consideró costos de terreno siguiendo un criterio similar al tratamiento que dio OSINERGMIN a varias subestaciones del área de demanda 8 de titularidad de Electrodunas en el proceso de modificación del PIT 2021-2025, debido a que se prevé que la construcción de la nueva SET Relave sea resultado de una licitación como parte del proyecto de ampliación del ITC del Plan de Transmisión del COES, debiendo corresponder a la empresa que se adjudique la remuneración de su inversión como SCT del Sistema Garantizado de Transmisión.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUETSA FINAL, ADINELSA no ha área de terreno para la valorización de la SET Nueva Relave.

Por otro lado, ADINELSA menciona que la nueva SET Relave se prevé ser implementada por el COES como proyecto ITC, sin embargo, en su PROPUESTA FINAL no evidencia ninguna coordinación con COES para la ejecución de dicho proyecto.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de CVC ENERGÍA

OBSERVACIONES GENERALES.

1. CVC ENERGÍA no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se desarrolla la propuesta del Plan de Inversiones de acuerdo a los lineamientos establecidos en el numeral 5.7 de la Norma de Tarifas, tal como se observa en el siguiente cuadro.

N°	Descripción	Estado
1	Resumen Ejecutivo	√
2	Instalaciones Existentes	√
3	Proyección de demanda	√
4	Análisis Técnico Económico	√
5	Formatos 000-100-200-300 y 400	√
6	Propuesta de Plan de Inversiones	√

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL, se verifica que CVC ENERGÍA ha presentado los documentos necesarios que cumplen con el lineamiento establecido en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

2. CVC ENERGÍA presenta archivos incompletos en su ESTUDIO. Por ejemplo, formatos F-000, F-200, F-300, F-400, diagramas unifilares, etc. Al respecto la empresa deberá corregir donde corresponda en cumplimiento con la NORMA TARIFAS. De igual forma algunos de los formatos presentados están vacíos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que no se han llenado lo establecido por la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el ESTUDIO que sustenta nuestra PROPUESTA FINAL se presentan los archivos de cálculo actualizados y de manera completa, salvo para los casos que no aplican para CVC ENERGÍA de manera sustentada.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, si bien CVC ENERGÍA ha presentado archivos de cálculo actualizados, se siguen presentando inconsistencias en algunos de ellos, por ejemplo, en el formato F-000.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

3. Los registros de ventas de energía presentados por CVC ENERGÍA para el año 2022 no provienen de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no están debidamente sustentadas, por tanto, se requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar los registros de ventas con la información del SICOM puesto a disposición mediante el enlace señalado en la observación específica N°1, cuya información esta descargada en la Anexo "3.4.1 SICOM" del ESTUDIO que sustenta nuestra PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA como parte de su PROPUESTA FINAL, se verifica que los registros de ventas de energía a nivel de Área de Demanda 8 corresponden a la base de datos del SICOM 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

4. CVC ENERGÍA 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 procedió a actualizar la información de variables históricas como el SICOM, PBI, Población y Tarifa2009 con los enlaces sugeridos por Osinergmin, así como la actualización de la proyección de demanda regulada en cumplimiento del Artículo N° 34 de la "NORMA TARIFAS", donde se señala para el F-106 y F-107, lo siguiente:

- Coeficiente de determinación $R^2 > 0.9$
- Valor de t-student superior a 2 en términos absolutos
- Valor de estadístico F: el mayor valor obtenido.
- Autocorrelación
- Normalidad de Residuos
- Heterocedasticidad

Las actualizaciones de las variables macroeconómicas se describen a detalle en las respuestas a las Observaciones específicas sobre la proyección de demanda N° 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se observa coherencia entre los valores históricos de las variables del periodo 1996-2021 del Área de Demanda 8 consignados en el formato F-104 y los presentados en el archivo de sustento.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

5. Se observa clientes libres existentes cuya barra asignada en el formato F-113 no coincide con la del Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Por lo que se requiere a CVC ENERGÍA verificar lo observado, además sustentar y/o corregir la información donde corresponda.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la asignación de los clientes libres de acuerdo con el SICLI 2022 donde corresponda, el detalle de las asignaciones de los clientes libres se desarrolla en las observaciones específicas sobre la proyección de demanda N° 8, 9 y 10.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que la información de los clientes libres del Área de Demanda 8 que se utiliza en los cálculos, debe provenir del SICLI 2022. En caso, se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la información con que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 8, entonces se debe alertar de ello a Osinerghmin.

El detalle de análisis se realiza en las observaciones 94, 95 y 96.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

6. Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, CVC ENERGÍA debe presentar el total de documentos que sustente 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.

Respuesta

Se ha conseguido mayor documentación al respecto, la cual se acompaña a la PROPUESTA FINAL. No obstante, es del caso mencionar que aún existen potenciales usuarios que se resisten a la firma de cualquier tipo de documento que le implique compromisos a futuro.

Esta información se encuentra en la Anexo "2. Sustento de demanda".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha adjuntado mayor documentación que la

presentada en su PROPUESTA INICIAL. Al respecto, para algunos casos la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación por parte de Osinerghmin de cada solicitud de demanda nueva e incorporada no considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja “Factib. COEL” del archivo del Formato “F-100” correspondiente al Área de Demanda 8.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- 7. En el Informe del ESTUDIO, CVC ENERGÍA no detalla de manera clara el sustento para la evaluación técnica y económica acerca de la incorporación de Elementos propuestos para el PI 2025-2029. Al respecto, CVC ENERGÍA debe incluir la evaluación y sustento de los Elementos en su ESTUDIO.

Respuesta

En el Informe Técnico AD08 numeral 8.2.2 del ESTUDIO (PROPUESTA FINAL) se describen los sustentos de los proyectos propuestos, a manera de resumen se presenta el siguiente cuadro que muestra la relación de proyectos de la alternativa ganadora y sus respectivos criterios de justificación de acuerdo con el Artículo 12 de la Norma Tarifas.

N°	Proyectos	Criterio	Año
1	Línea de Transmisión 60kV El Ángel-Huerto – 20 km	Demanda	2025
2	SET Huerto 60/23 kV - 20 MVA (TP Rotado)	Demanda	2025
3	Segundo circuito de la LT 60kV Coelvisac Huarango – 15.5 km	Calidad y Demanda	2025
4	Banco de condensador 4x3 MVAR en SET Huarango	Calidad	2027

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA presenta los 4 proyectos propuestos, retirando el proyecto de renovación de Elementos en SET Coelvisac I. Cabe resaltar que, CVC ENERGÍA ha acompañado cada proyecto de su respectivo criterio de justificación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- 8. Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DIgSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por CVC ENERGÍA. Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos coincidan en todos los documentos que forman parte del ESTUDIO.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se han realizado las correcciones correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado su archivo .pdf, el cual es coherente con su ESTUDIO y los formatos presentados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

9. Algunas Celdas de Alimentadores propuestas no están debidamente justificadas, dado que las mismas no figuran en el formato F-204, donde se determinan la necesidad de dichas Celdas de acuerdo a su capacidad. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar el debido sustento por cada Elemento solicitado.

Respuesta

Se debe precisar que respecto a las celdas de alimentador nuevas se tienen dos sustentos:

- F-204: SET Lomas (1), SET Huarango (4).
- Renovación de celdas de alimentador (5) y servicios auxiliares (1) por tiempo de vida útil, en la SET Coelvisac 1.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA respecto a las SET Lomas y SET Huarango ha actualizado su formato F-204 actualizando la cantidad de Celdas de Alimentador necesarios y el año de ingreso, asimismo, dicha información es coherente con lo presentado en su formato F-300.

Sin embargo, respecto al proyecto de renovación de Celdas de Alimentador (5) y Servicios Auxiliares (1) en SET Coelvisac I, se verifica que, CVC ENERGÍA lo ha retirado de su propuesta.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

10. En el ESTUDIO, existen algunos archivos que no pueden ser abiertos, por ejemplo, no se pueden abrir los archivos del Anexo 2 “2.3 KMZ Demanda Incorporada”, tampoco es posible abrir los archivos del Anexo 6 “6.2 Distribución”.

En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA revise, actualice y corrija de manera íntegra sus archivos sustento (hojas de cálculo, archivos DIgSILENT, Formatos F-100, Formatos F-200, Formato F-300 y Archivos kmz) presentando en los formatos adecuados y que estén conforme con lo establecido en la NORMA TARIFAS

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha revisado los archivos de cálculo de manera que todos sean accesibles a Osinerghmin.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que algún archivo enviado no pueda ser abierto por Osinerghmin, CVC queda atento a la comunicación oportuna para hacer entrega de la información correspondiente.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que, CVC ENERGÍA presenta archivos los cuales no pueden ser abiertos por la incompatibilidad de programas en los formatos que se envían, por ejemplo, los archivos contenidos en el Anexo 6 “6.2 Distribución”.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

11. CVC ENERGÍA no presenta la misma proyección de demanda que los demás titulares. Por ejemplo, en el área de demanda 8 (CVC ENERGÍA, ADINELSA Y ELECTRODUNAS). Al respecto, se requiere que de manera coordinada con los demás titulares se presente una misma proyección de demanda para todas las cargas de cada área de demanda mencionada.

Respuesta

De acuerdo con el numeral 5.1 de la NORMA TARIFAS la PROPUESTA FINAL puede ser presentada en grupo o de manera individual por los titulares de los sistemas tipo SST y SCT. Por ello, CVC Energía considera conveniente presentar el estudio de manera individual en cumplimiento de la NORMA TARIFAS.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se observa que CVC ENERGÍA no considera la última información de nuevas cargas de las otras empresas del Área de Demanda 8.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

12. Fuente de información base

CVC ENERGÍA debe actualizar la información base correspondiente al Año Representativo 2022 empleada en la proyección de demanda, en base al archivo SICOM “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx” que se encuentra disponible en el siguiente enlace:

https://www2.osinerghmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información del SICOM a través del enlace de descarga especificado por Osinerghmin en la Observación N°1 (de OBSERVACIONES ESPECÍFICAS/ Sobre la Proyección de Demanda) (“https://www2.osinerghmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar”).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado la información correspondiente considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4trimestre2022_02042023.xlsx".

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera como absuelta.

13. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD8 de 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que la fuente indicada por CVC ENERGÍA (archivo "Cálculo variables explicativas-AD08.xlsx") contiene valores de PBI departamental hasta el año 2021. Asimismo, se observa que los valores de PBI departamental con los que se ha construido el PBI del AD8 son valores proyectados con una tasa de 2,68% en función de los valores del año 2021.

En relación a la proyección del PBI del AD8 en el workfile "proyección de variables explicativas_ad08.wf1", se observa que la ecuación empleada no cumple con la prueba de validación de Heterocedasticidad exigida en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

En cuanto al PBI nacional, se observa que los valores históricos del periodo 1996-2018 no son los que se aprobaron en la Modificatoria del PI 2021-2025; y que el valor correspondiente al año 2022 es un valor proyectado con una tasa de crecimiento de 2,68% con respecto al valor del año 2021. Asimismo, se observa que, para la proyección de dicha variable, CVC ENERGÍA ha empleado las encuestas de expectativas macroeconómicas del 31 de enero del 2023 y en función de ellas ha proyectado el PBI nacional, manteniendo constante la tasa de crecimiento del 2024 en el periodo 2025-2054.

Al respecto, CVC ENERGÍA 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 y nacional correspondiente al año 2022. Ver <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>

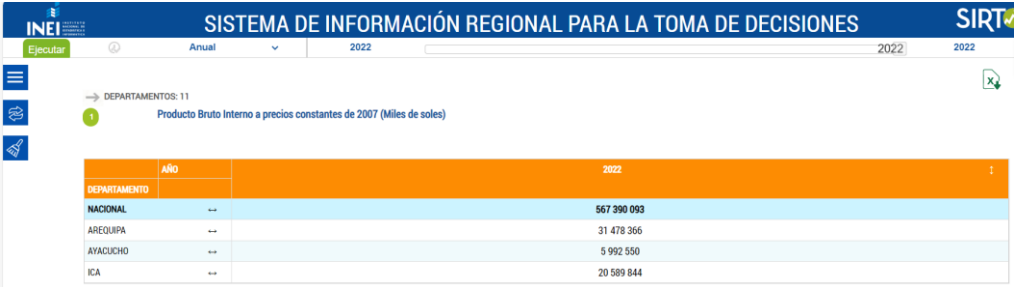
En esa línea, la proyección del PBI nacional del periodo 2023-2025 debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Mientras que del periodo 2026-2054,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

Luego, CVC ENERGÍA debe analizar si dicha variable explicara las ventas de energía, reestimar y fundamentar la validez estadística de su modelo de manera que este cumpla con la significancia estadística de sus variables y con todas las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Respuesta

Al respecto, en la PROPUESTA FINAL se ha procedido a realizar una ponderación del PBI departamental, contenido en el enlace <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>, en función a las ventas de energía 2022(SICOM 2022) de los sistemas eléctricos que pertenecen a los departamentos que forman parte del AD8.

La siguiente imagen muestra el valor histórico que se ha considerado para el PBI del AD8 del año 2022.



The screenshot shows the 'SISTEMA DE INFORMACIÓN REGIONAL PARA LA TOMA DE DECISIONES' (SIRTOD) interface. It displays a table of GDP data for the year 2022, categorized by department. The table includes columns for 'DEPARTAMENTO' and 'AÑO'. The data is as follows:

DEPARTAMENTO	AÑO	2022
NACIONAL		567 390 093
AREQUIPA		31 478 366
AYACUCHO		5 992 550
ICA		20 589 844

Respecto al PBI Nacional, se debe señalar que los valores considerados han sido obtenidos de la siguiente manera, tomando en cuenta la data histórica del año 2022:

- 1996-2006: del archivo EVIEWS que sustenta la resolución Osinergmin N° 032-2023 OS/CD.
- 2007-2022: data publicada por INEI (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).
- 2023 al 2025: encuestas de expectativas macroeconómicas del BCRP a los analistas económicos al 31 de Julio.
- 2026 al 2054: crecimiento constante considerando la tasa de crecimiento del año 2025.

Los criterios antes descritos se explican en el Anexo “3.6 Informe de proyección de demanda – AD08.”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por CVC ENERGÍA, se ha considerado los criterios indicados en el cálculo del valor del año 2022 y de las proyecciones de la variable PBI.

Conclusión

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

14. Variable Población

El valor de la variable Población del AD8 de 2022 no está debidamente sustentado ya que, si bien se observa que CVC ENERGÍA ha reportado en el archivo “Cálculo variables explicativas-AD08.xlsx” los valores departamentales de 2022 conforme a la fuente del INEI, en su análisis no ha interpolado correctamente los valores departamentales del periodo 2023-2024 ni de 2026-2029 para la proyección de dicha variable hasta el año 2030.

Al respecto, CVC ENERGÍA 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 AD8 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 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 AD8.

Cabe señalar que CVC ENERGÍA debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado tales acciones.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se emplea los valores de población por departamento de Ica, Ayacucho y Arequipa del año 2022 de acuerdo al enlace <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/> y calcula la población mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el AD8, la población departamental de Ica, Ayacucho y Arequipa del año 2025 y 2030 se toman del Boletín de Análisis Demográfico N° 39 del INEI que se encuentra en el enlace https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf, las poblaciones departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2030, se obtienen mediante la aplicación de la tasa de crecimiento promedio anual de los periodos 2022-2025 y 2025-2030 respectivamente. Luego, la población del AD8 del periodo 2023-2030 se obtiene mediante la ponderación de los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el AD8. Esto se puede apreciar en la siguiente imagen.

AÑO	AREQUIPA	AYACUCHO	ICA
2009	742,110	754,111	766,110
2010	754,111	766,110	778,111
2011	766,110	778,111	790,112
2012	778,111	790,112	802,113
2013	790,112	802,113	814,114
2014	802,113	814,114	826,115
2015	814,114	826,115	838,116
2016	826,115	838,116	850,117
2017	838,116	850,117	862,118
2018	850,117	862,118	874,119
2019	862,118	874,119	886,120
2020	874,119	886,120	898,121
2021	886,120	898,121	910,122
2022	898,121	910,122	922,123
2023	910,122	922,123	934,124
2024	922,123	934,124	946,125
2025	934,124	946,125	958,126
2026	946,125	958,126	970,127
2027	958,126	970,127	982,128
2028	970,127	982,128	994,129
2029	982,128	994,129	1,006,130
2030	994,129	1,006,130	1,018,131

ÁREA DE DEMANDA	VENTAS	FACTOR DE PARTICIPACIÓN
AD8	24,133.07	3.37%
AD9	21,191.21	3.01%
AD10	621,109.31	93.62%
AD11	716,846.69	100.00%

ÁREA DE DEMANDA	TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL (2022-2025)	TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL (2025-2030)
AD8	1.628%	-0.078%
AD9	1.483%	-0.214%
AD10	1.887%	1.887%

Los criterios descritos se encuentran en el Anexo “3.5. Cálculo de variables explicativas-AD8” en la pestaña “POBLACIÓN”.

Para la estimación de la población del AD8 para el periodo 2031-2054, se usó la tasa de crecimiento promedio anual del AD8 del periodo del 1996-2030. El cálculo de la tasa de crecimiento promedio anual se puede observar en la siguiente imagen.

J2 $= (E36/E2)^{(1/34)} - 1$

	A	B	E	I	J	K	L	M	N
1	AÑO	PBI_PERU	POB_08						
2	1996	201009	606287.8438	taza de crecimiento	2.01%				tasa de crecimiento anual de la población del AD8 del periodo 1996-2030
3	1997	214028	615176.8444						
4	1998	213190	624196.1726						
5	1999	216377	633347.7392						
6	2000	222207	642633.4831						
7	2001	223580	652055.3716						
8	2002	235773	661615.4009						
9	2003	245593	671315.5963						
10	2004	257770	681158.013						
11	2005	273971	691144.7363						
12	2006	294598	701277.8819						
13	2007	319693.315	730281.6361						
14	2008	348869.894	742109.9819						
15	2009	352693.089	754131.5792						
16	2010	382081.458	766349.5864						
17	2011	406256.316	778767.2135						
18	2012	431198.717	791387.7231						
19	2013	456434.771	804214.4309						
20	2014	467307.969	817250.7072						
21	2015	482506.365	830499.977						
22	2016	501581.474	843965.7214						
23	2017	514215.094	871665.7673						
24	2018	534626.494	885804.1804						
25	2019	546604.989	970134.0124						
26	2020	487191.492	988873.6126						
27	2021	552560.458	1007703.991						
28	2022	567390.093	1027513.948						
29	2023	574198.774	1047773.909						
30	2024	588553.743	1068442.814						
31	2025	605621.802	1089528.926						
32	2026	623184.834	1109438.394						
33	2027	641257.194	1129721.085						
34	2028	659853.653	1150383.991						
35	2029	678989.409	1171434.231						
36	2030	698680.102	1192879.063						

El criterio descrito lo puede encontrar en el anexo “3.4.2. VENTAS” en el documento “Proyección de variables explicativas_AD08.xlsx”

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por CVC ENERGÍA, se ha considerado los criterios indicados en el cálculo del valor del año 2022 y de las proyecciones de la variable PBI.

Conclusión

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

15. Variable Tarifa Real

Respecto al valor de la variable Tarifa Real, se observa que los valores consignados de IPC departamental de 2022 no coinciden con los del INEI, fuente que fue indicada por CVC ENERGÍA. Cabe señalar que los valores de IPC departamental para el año 2022 consignados en el archivo “Cálculo variables explicativas-AD08.xlsx” no provendrían del INEI. Dicho ello, el valor de la Tarifa Real del AD8 de 2022 no está debidamente sustentado. Por lo que, CVC ENERGÍA debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104, presentando los archivos de sustento.

Respuesta

Conforme se explica en el Anexo “3.6 Informe de proyección de demanda – AD8”, numeral “3.1.5 TARIFA REAL 2009”, se toma el IPC departamental del año 2022 con

base diciembre del 2021, luego es llevado a IPC en base 2009, como se muestra en el siguiente cuadro:

PERIODO	IPC BASE 2021				IPC BASE 2009			
	AREQUIPA	AYACUCHO	ICA	NACIONAL	AREQUIPA	AYACUCHO	ICA	NACIONAL
Ene-22	100.36	100.01	100.40	100.18	154.77	149.56	166.62	136.34
Feb-22	100.70	100.05	101.08	100.50	155.29	149.62	167.75	136.78
Mar-22	102.02	101.89	101.76	102.00	157.33	152.38	168.88	138.82
Abr-22	103.13	103.91	103.97	103.15	159.04	155.40	172.55	140.39
May-22	104.20	104.23	104.38	103.53	160.69	155.88	173.23	140.90
Jun-22	105.28	105.28	105.03	104.60	162.35	157.45	174.31	142.36
Jul-22	106.59	106.58	106.57	105.64	164.37	159.39	176.86	143.78
Ago-22	107.27	106.76	107.48	106.30	165.42	159.66	178.37	144.67
Set-22	107.45	107.58	108.40	106.89	165.70	160.89	179.90	145.48
Oct-22	108.48	108.44	108.72	107.37	167.29	162.17	180.43	146.13
Nov-22	108.78	109.01	109.65	107.85	167.75	163.02	181.98	146.78
Dic-22	109.47	109.63	110.71	108.56	168.81	163.95	183.73	147.75
IPC Promedio 2022	105.31	105.28	105.68	104.71	162.40	157.45	175.39	142.52

Posteriormente, se halla el IPC del AD8 mediante la ponderación de los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el AD8.

Para mayor detalle revisar el Anexo “3.6 Informe de proyección de demanda – AD8”, numeral “3.1.5 TARIFA REAL 2009”, y el Anexo “3.5. Cálculo de variables explicativas-AD8”, pestaña “TARIFA 2009”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por CVC ENERGÍA, se observa que los valores de IPC departamentales para los años 2021 y 2022 que obtiene CVC ENERGÍA 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 las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

16. Ventas de Energía

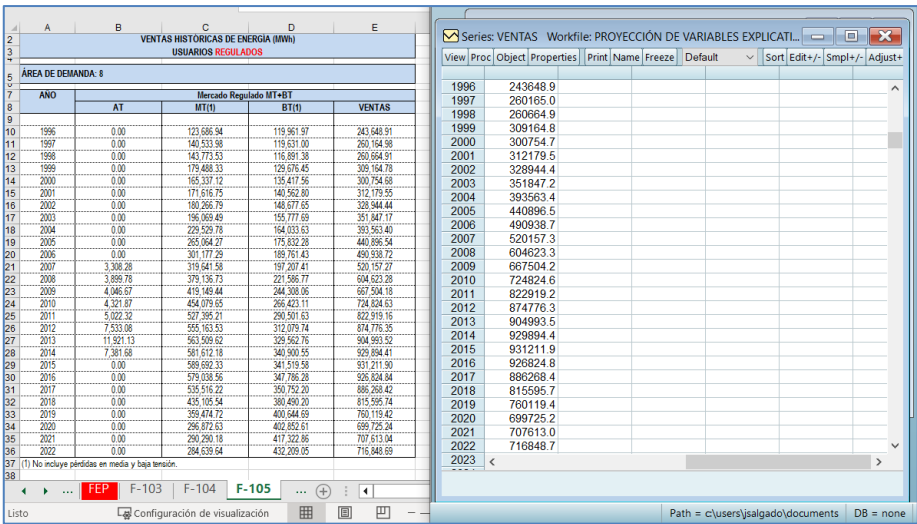
Si bien los valores históricos de las ventas de energía del AD8 consignados en el formato F-105 son correctos, los valores del periodo 2016-2022 consignados en el workfile “proyección de variables explicativas_ad08.wf1” no coinciden con los del formato referido.

Al respecto, CVC ENERGÍA deberá corregir los valores consignados en el workfile de manera que los valores históricos de las ventas de energía de usuarios regulados en dicho archivo guarden coherencia con el formato F-105.

Asimismo, en el formato F-105, se observa que los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD8 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 081-2021-OS/CD que aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

Respuesta

En atención a lo observado, se procedió a corregir los valores del formato F-105 de manera que sea coherente con los datos de ventas de energía que está en el Anexo “3.4.2. VENTAS” documento “proyección de variables explicativas_ad08.wf1” tal como se puede observar en la siguiente imagen.



De igual manera, en el formato F-105 se consigna los valores de ventas de energía a los sistemas eléctricos tal como lo indica el informe N° 260-2021-GRT que sustenta la Resolución Osinergmin N° 081-2021-OS/CD, el cual establece los siguientes sistemas eléctricos como parte del AD08:

Área de demanda	Sistemas eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
8	Villacurí	Ica	220	CVC ENERGIA	ADINELSA
	Ica; Santa Margarita; Tacama			CVC ENERGIA	
	Chincha; Chincha Baja Densidad; Paracas; Pisco; Pisco Urbano Rural	Independencia	220	ELECTRODUNAS	TRANSMANTARO
	Palpa; Chaviña; Coracora; Incuyo; Nasca; Nasca Rural; Palpa Rural; Pausa; Puquio; Puquio Rural, Tambo Quemado	Marcona	220		ELECTRODUNAS
	Bella Unión-Chala				SEAL

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL presentada por CVC ENERGÍA, se verifica que se ha corregido el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del Área de Demanda 8 del año 2022.

Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos

en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras. Por lo que, dichas agrupaciones tienen un fin diferente a los sistemas eléctricos de análisis para los Planes de Inversión. CVC ENERGÍA debe tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

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

Dada la observación en el numeral 11 del presente documento, CVC ENERGÍA debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

- a) 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.
- b) 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, CVC ENERGÍA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD8. 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 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Respuesta

- a) En la PROPUESTA FINAL, respecto al cometido del F-108, la proyección de demanda del periodo 2023-2029 se realizó con las tasas anuales del modelo econométrico seleccionado. Además, fue necesario suavizar la curva en el periodo 2023-2024 usando la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054. Esto se puede observar en la siguiente imagen.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	OSINERGMIN						F-108			
2	PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWH) DE USUARIOS REGULADOS									
3	AJUSTE FINAL									
4	ÁREA DE DEMANDA: 8									
5										
6										
7	AÑO	TOTAL	NIVEL DE TENSIÓN ⁽¹⁾		TOTAL					
8		VENTAS (AT)	MT	BT	VENTAS (AT+M+BT)					
9	2022	0.00	284,539.64	432,209.08	716,748.69	100.00%				
10	2023	0.00	285,682.09	434,050.07	719,732.16	100.00%				
11	2024	0.00	293,902.72	446,274.50	740,177.22	102.82%				
12	2025	0.00	297,602.31	451,983.23	749,585.54	101.28%				
13	2026	0.00	305,598.34	464,033.63	769,631.97	102.67%				
14	2027	0.00	316,080.78	478,388.62	794,469.40	103.09%				
15	2028	0.00	324,795.50	493,183.57	817,979.07	103.09%				
16	2029	0.00	334,841.83	508,438.20	843,280.03	103.09%				
17	2030	0.00	341,671.70	518,808.97	860,480.68	102.04%				
18	2031	0.00	348,640.89	529,291.28	877,932.17	102.04%				
19	2032	0.00	356,762.23	540,189.45	896,951.67	102.04%				
20	2033	0.00	363,008.62	551,207.86	914,216.48	102.04%				
21	2034	0.00	370,413.02	562,491.02	932,904.04	102.04%				
22	2035	0.00	377,969.45	573,923.51	951,892.96	102.04%				
23	2036	0.00	385,677.99	585,630.01	971,308.00	102.04%				
24	2037	0.00	393,544.79	597,575.29	991,120.08	102.04%				
25	2038	0.00	401,572.04	609,764.23	1,011,336.27	102.04%				
26	2039	0.00	409,760.34	622,201.78	1,031,962.12	102.04%				
27	2040	0.00	418,121.10	634,893.03	1,052,914.13	102.04%				
28	2041	0.00	426,649.65	647,843.14	1,074,492.79	102.04%				
29	2042	0.00	435,352.16	661,057.40	1,096,409.56	102.04%				
30	2043	0.00	444,232.17	674,541.20	1,118,773.37	102.04%				
31	2044	0.00	453,293.32	688,300.03	1,141,593.35	102.04%				
32	2045	0.00	462,539.29	702,339.50	1,164,878.79	102.04%				
33	2046	0.00	471,975.85	716,665.34	1,188,641.19	102.04%				
34	2047	0.00	481,603.85	731,280.39	1,212,884.24	102.04%				
35	2048	0.00	491,424.21	746,189.61	1,237,613.82	102.04%				
36	2049	0.00	501,447.94	761,420.08	1,262,868.02	102.04%				
37	2050	0.00	511,676.14	776,981.01	1,288,657.14	102.04%				

Para mayor detalle, se puede revisar el Anexo “3.6. Informe de proyección de demanda – AD08” en el numeral “3.5.3 Proyección de Ventas Reguladas”

- b) Para la proyección anual de demanda a partir del 2030 hacia adelante, se hace uso de la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo 2022-2054. Esto se puede observar en la siguiente imagen.

OSINERGMIN PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS F-106					
AJUSTE FINAL					
ÁREA DE DEMANDA: 8					
ANO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN ⁽¹⁾		TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)	
		MT	BT		
2022	0.00	284,639.64	432,209.05	716,848.69	100.00%
2023	0.00	285,852.09	434,050.07	719,902.16	100.43%
2024	0.00	293,902.72	446,274.50	740,177.22	102.82%
2025	0.00	297,662.31	451,863.23	749,545.54	101.28%
2026	0.00	305,598.34	464,033.63	769,631.97	102.67%
2027	0.00	315,050.78	478,386.62	793,437.40	103.09%
2028	0.00	324,795.59	493,183.57	817,979.16	103.09%
2029	0.00	334,841.83	508,438.20	843,280.03	103.09%
2030	0.00	341,671.70	518,808.97	860,480.68	102.04%
2031	0.00	348,640.89	529,391.28	878,032.17	102.04%
2032	0.00	355,752.23	540,189.45	895,941.67	102.04%
2033	0.00	363,008.62	551,207.86	914,216.48	102.04%
2034	0.00	370,413.02	562,451.02	932,864.04	102.04%
2035	0.00	377,968.45	573,923.51	951,891.96	102.04%
2036	0.00	385,677.99	585,630.01	971,308.00	102.04%
2037	0.00	393,544.79	597,575.29	991,120.08	102.04%
2038	0.00	401,572.04	609,764.23	1,011,336.27	102.04%
2039	0.00	409,763.04	622,201.78	1,031,964.82	102.04%
2040	0.00	418,121.10	634,893.03	1,053,014.13	102.04%
2041	0.00	426,649.65	647,843.14	1,074,492.79	102.04%
2042	0.00	435,352.16	661,057.40	1,096,409.56	102.04%
2043	0.00	444,232.17	674,541.20	1,118,773.37	102.04%
2044	0.00	453,293.32	688,300.03	1,141,593.35	102.04%
2045	0.00	462,539.29	702,339.50	1,164,878.79	102.04%
2046	0.00	471,973.85	716,665.34	1,188,639.19	102.04%
2047	0.00	481,600.85	731,283.39	1,212,884.24	102.04%
2048	0.00	491,428.21	746,199.61	1,237,627.82	102.04%
2049	0.00	501,447.94	761,420.08	1,262,868.02	102.04%
2050	0.00	511,676.14	776,951.01	1,288,627.14	102.04%
2051	0.00	522,112.96	792,798.72	1,314,911.68	102.04%
2052	1.00	532,762.66	808,969.69	1,341,732.35	102.04%
2053	2.00	543,629.59	825,470.50	1,369,100.09	102.04%
2054	3.00	554,718.17	842,307.88	1,397,026.05	102.04%

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, se debe precisar que el modelo tendencial lineal sugerido por Osinergmin no estaría cumpliendo con la Norma Tarifas la cual señala lo siguiente:

Formato F-106 Proyección de Ventas Globales de Energía (MWh) de los Usuarios Regulados - Método de Tendencias

En este formato se debe presentar el resultado de la proyección de las ventas de energía por el método de tendencias y por Sistema Eléctrico. Se deben mostrar los valores para los diversos modelos analizados.

Se debe incluir la ecuación de la curva de ajuste utilizada, el correspondiente coeficiente de correlación y los valores de las pruebas estadísticas t y F del modelo seleccionado. Adicionalmente se puede incluir el análisis de otros estadísticos que validen los modelos y variables explicativas, empleadas.

En el Estudio se deberá incluir el sustento de la depuración de los datos históricos atípicos.

Ecuación: Ecuación de la curva de ajuste utilizada para cada modelo.

Coeficiente de determinación: Factor de determinación de la ecuación utilizada, con (04) decimales. Se considera como valor aceptable un $R^2 > 0,9$

Estadísticos t y F:

Valor: Valor del estadístico con 2 decimales.

Prob: Valor de la probabilidad del estadístico con 4 decimales.

Se consideran como valores aceptables a los que corresponde a la prueba t-student cuyo valor sea superior a 2 en valor absoluto, y al mayor valor obtenido de la prueba del estadístico F.

Así mismo, se debe presentar un cuadro bajo el mismo formato para la demanda global de energía de toda el Área de Demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, en relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados en la presente observación. No obstante, con fines de suavizar la curva se debió considerar la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054 (2,82%) en lugar de la tasa considerada para el periodo 2022-2023 (0,43%).

Conclusión

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

18. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la sección 3.3 “Filtrado de valores atípicos” del documento “3.6. Informe de proyección de demanda – AD08.docx” se señala que: “El criterio para la depuración de los datos atípicos para este proceso se da a través del diagrama de cajas.” Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar los archivos que incluyan los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos, precisando las barras a las que fue necesaria su aplicación.

Asimismo, se requiere revisar la metodología ya que no se aplica correctamente conforme se muestra en los casos de las barras ICA NORTE 10 kV-A y SEÑOR DE LUREN 10 kV. Ver Figura 1 y Figura 2, respectivamente.

Figura 1: Registros de la barra Ica Norte 10 kV-A presentados por CVC ENERGÍA

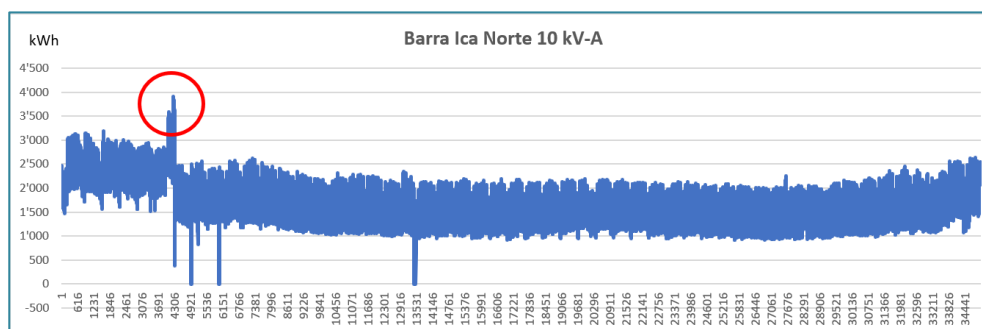
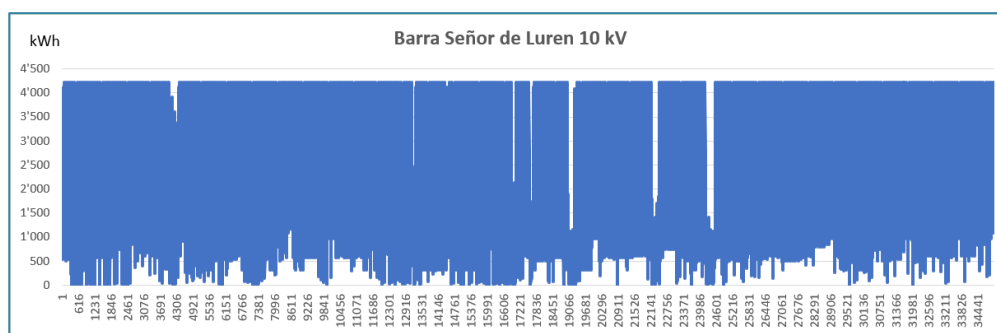


Figura 2: Registros de la barra Señor de Luren 10 kV presentados por CVC ENERGÍA



Por tanto, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos deben ser los mismos que los de la 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 diferencias, deber explicarla y sustentarla.

Respuesta

En el Anexo “3.6. Informe de proyección de demanda – AD08” en el numeral “3.3 Filtrado de valores atípicos” se detalla los criterios empleados para la depuración de los datos atípicos (diagrama de cajas, inspección visual) así también se muestra como ejemplo

las barras de las subestaciones de transmisión a las que se les ha empleado estos criterios, como, por ejemplo: “COELVISAC 22.9kV, ICA NORTE 10kV, ICA 10kV.

Con respecto a la barra “SEÑOR DE LUREN 10kV”, se observa que la información de los registros de mediciones remitidas a Osinerghmin de acuerdo con la Resolución N°048-2018-OS/CD tienen un valor negativo, por lo que CVC ENERGIA en ese sentido, procede a utilizar la información de los registros presentada por ELECTRODUNAS para el presente proceso del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado los criterios de depuración de datos atípicos. Asimismo, se presenta la justificación para los registros de mediciones de la barra SEÑOR DE LUREN 10 kV.

Conclusión

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

19. Clientes libres existentes

En el formato F-113 no se muestra la totalidad de clientes libres existentes a la fecha, por ejemplo, en el referido listado no se verifica a los clientes libres “CL0646 - TEXTIL DEL VALLE”, “CL1699 - MINERA CONFIANZA”, “CL2815 - CFG INVESTMENT 7”, “CL2925 - CHALA ONE 2”, “CL3198 Nueva Acería Pisco”, “CL3327 - AGROMIN BONITA” y “CL3468 - EMC GREEN GROUP 2”; mientras que, en la base de datos SICLI 2022 dichos clientes libres han registrado consumos en el 2022. Por lo que esas cargas deben ser consideradas en la proyección de demanda; caso contrario, se requiere a CVC ENERGÍA justificar el motivo por el cual no están siendo considerados como parte del AD8.

Asimismo, en ese mismo formato se verifica que los nombres de los clientes libres no están uniformizados, debiéndolo estar de modo que se consigne como nombre de usuario la nominación del suministro y no el código de cliente libre.

Respuesta

Respecto a los clientes CL0646 - TEXTIL DEL VALLE y CL2815 – CFG INVESTMENT 7, estos han sido revisado y asignado al AD08. Con respecto a los clientes mencionados por Osinerghmin (CL1699, CL 2925, CL3198, CL3327 y CL3468), se pudo corroborar a través del **SICLI (2022)** en la **tabla 5 Venta a Usuario Libre 2022** descargado en el mes de febrero de 2023, la designación del área de demanda para estos fue para CL3198 el AD5 y para el resto el AD09, como se muestra en la siguiente imagen.

COD_EMPRESA	MES_FACTURADO	COD_BRG	COD_SUMINISTRO_USUARIO	COD_PUNTO_SUMINISTRO	ID_AREA_DEMANDA	PAGA_VAD	PREC_ENERG_BRG_HP
ATRE	202212	B0041	CL2925	B1458	9 S		1508
ATRE	202212	B0041	CL3327	B0917	9 S		1369
ATRE	202212	B0041	CL3468	B1458	9 S		1508
EGPE	202212	B0041	CL1699	B0988	9 S		1266
KLPA	202212	B0028	CL3198	B0028	5 N		1162

Tabla 5 reporte SICLI

Motivo por el cual los 5 clientes antes señalados no fueron tomados en cuenta.

Respecto los nombres de los clientes libres cabe precisar que en la PROPUESTA FINAL se ha uniformizado consignando los nombres de los usuarios.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que la información de los clientes libres del Área de Demanda 8 que se utiliza en los cálculos, debe provenir del SICLI 2022.

Respecto a los clientes libres “CL0646 - TEXTIL DEL VALLE”, “CL1699 - MINERA CONFIANZA”, “CL2815 - CFG INVESTMENT 7”, “CL2925 - CHALA ONE 2”, “CL3198 Nueva Acería Pisco”, “CL3327 - AGROMIN BONITA” y “CL3468 - EMC GREEN GROUP 2”; se verifica que estos pertenecen al Área de Demanda 8 y, por tanto, deben ser considerados dentro de la relación de clientes libres existentes.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

20. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022

En relación a los clientes libres existentes presentados en el Cuadro 1, en el formato F-113 se realizó una asignación de barra diferente a lo reportado en el SICLI 2022. Al respecto, se requiere a CVC ENERGÍA revise y justifique según el caso.

Cuadro 1

CLIENTE	CVC ENERGÍA		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRICOLA DON RICARDO 2 [CL2419]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
AGRICOLA DON RICARDO 8 [CL3628]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
KANDOO [CL1454]	Alto La Luna	22,9 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
LA CALERA 4 [CL3732]	Pedregal	10 kV	Pueblo Nuevo	10 kV
MINERA ALFA GOLDEN [CL3688]	Palpa	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
MINERA VETA DORADA [CL2477]	Chala	22,9 kV	Marcona	22,9 kV
PAPELERA DEL SUR [CL0177]	Pedregal	10 kV	Independencia	10 kV
TASA - PISCO NORTE [CL0632]	Paracas	10 kV	Planta Pisco Sur	10 kV
TASA - PISCO SUR [CL0633]	Paracas	10 kV	Planta Pisco Sur	10 kV
UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA 3 [CL3658]	Ica Norte	10 kV	Alto La Luna	10 kV
UNIVERSIDAD PRIVADA SAN JUAN BAUTISTA [CL3626]	Tacama	10 kV	Ica Norte	10 kV

Respuesta

Se ha procedido a reasignar los clientes libres señalados en el cuadro 1, excepto para los siguientes casos:

MINERA VETA DORADA [CL2477], se mantuvo su asignación a la subestación de Chala(Chala 22.9) concordante con la asignación aprobada en el proceso de modificatoria aprobada mediante resolución N° 032-2023-OS/CD, esto debido a que en la información proporcionada por Osinergmin no aparece el reporte de los pulsos de la barra Marcona 22,9kV, de manera similar es el caso de los clientes TASA - PISCO

NORTE [CL0632] y TASA - PISCO SUR [CL0633] en donde también se mantiene la asignación de la barra(Paracas).

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utiliza en los cálculos, debe provenir del SICLI 2022. En caso se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la información con que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 8, entonces se debe alertar de ello a Osinerghmin.

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se han verificado las asignaciones de barra siguientes:

CLIENTE	CVC ENERGÍA		Osinerghmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRICOLA DON RICARDO 2 [CL2419]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
AGRICOLA DON RICARDO 8 [CL3628]	Tacama	22,9 kV	Tacama	10 kV
KANDOO [CL1454]	Alto La Luna	22,9 kV	Alto La Luna	22,9 kV
LA CALERA 4 [CL3732]	Pedregal	10 kV	Pueblo Nuevo	22,9 kV
MINERA ALFA GOLDEN [CL3688]	Palpa	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
MINERA VETA DORADA [CL2477]	Chala	22,9 kV	Chala	22,9 kV
PAPELERA DEL SUR [CL0177]	Pedregal	10 kV	Pedregal	10 kV
TASA - PISCO NORTE [CL0632]	Paracas	10 kV	Paracas	10 kV
TASA - PISCO SUR [CL0633]	Paracas	10 kV	Paracas	10 kV
UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA 3 [CL3658]	Ica Norte	10 kV	Alto La Luna	10 kV
UNIVERSIDAD PRIVADA SAN JUAN BAUTISTA [CL3626]	Tacama	10 kV	Ica Norte	10 kV

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

21. Inconsistencia de información de clientes libres del sistema eléctrico Villacurí

Se ha evidenciado clientes libres que tienen asignados una barra del sistema eléctrico Villacurí en el formato F-113 pero que no es mismo de lo reportado en el SICLI 2022. Al respecto, se requiere a CVC ENERGÍA justifique el motivo de esas diferencias, las cuales se muestran en el Cuadro 2.

Respuesta

De los clientes mencionados en la tabla 2, todos son reportados por CVC energía a excepción de MANUELITA FYH [CL1912] e Y & R AGRICOLA DUSHEDARE 1 [CL2241], los cuales son clientes que en el proceso de modificatoria se ha asignado a la SET Coelvisac I y SET Huarango respectivamente, por ello se han mantenido estos clientes en dichas subestaciones,

OSINERGMIN											F-113
INFORMACIÓN BÁSICA DE USUARIOS LIBRES Y DEMANDAS INCORPORADAS (1)											
ÁREA DE DEMANDA: 8											
SISTEMA ELÉCTRICO	SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	Máxima Demanda (MW)	Demanda Coincidente con Max SET (MW)	Demanda Coincidente con Max SEIN (MW)	Energía (MWh)	FPMS (2)	FCP (3)	FS (4)
Villacuri	COELVISAC I	VILLA023	MANUELITA FYH	10	1.23	0.93	0.74	3.571.27	0.00	0.76	0.60
Villacuri	HUARANGO	HUARA023	Y & R AGRICOLA DUSHEDARE 1	22.9	0.28	0.27	0.01	707.43	0.98	0.95	0.02
Página 1											
Página 2											
(1) Usuario Libre y Demanda Incorporada solo en el Corredor de distribución A.											
(2) Valor de la tensión nominal en el Punto de Suministro del Usuario Libre o Demanda Incorporada.											
(3) No incluye las pérdidas en el sistema de distribución en MT.											
(4) Para lo futuro, consignar FPMS, FCP y FS según cargas existentes similares.											
F-107 F-108 Tasas F-109 F-110 F-110 (SET) F-111 F-112 F-113 F-114 F-115 F-116 F-116 (SET) F-117 F-118 F-119 F-1											

F-100 AD08 Resolución de Recuro de Reconsideración- aprobado por la resolución N° 032-2023-OS/CD

Con respecto al resto de los clientes del cuadro 2, en el proceso de modificatoria CVC Energía reasignó los códigos de punto de suministro de los clientes en donde estos son realmente alimentados.

Asimismo, para mayor detalle respecto a la ubicación de los clientes libres se está adjuntando un archivo KMZ de los clientes libres en el Anexo “2.3 KMZ demanda incorporada”.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que la información de los clientes libres del Área de Demanda 8 que se utiliza en los cálculos debe provenir del SICLI 2022.

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se han verificado las asignaciones de barra siguientes:

CLIENTE	CVC ENERGÍA		Osinergmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGRICOLA ANDREA [CL2181]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
AGRICOLA ISPANA 4 [CL3512]	Villacurí	22,9 kV	Palpa	22,9 kV
AGRICOLA LOS MEDANOS [CL2184]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGRICOLA MIRANDA [CL2221]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGRO VICTORIA VILL [CL0712]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGROINDUSTRIAS AIB (ICA) [CL2183]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGROLATINA [CL0887]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
AGROLATINA 2 [CL2126]	Huarango	22,9 kV	Nazca	22,9 kV
AGROLATINA 3 [CL2383]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
ARENUVA [CL3686]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
BUENOSMUCHACHOS [CL3060]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
CITRUSCO 2 [CL3176]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
CULTIVOS ECOLOGICOS DEL PERU [CL2309]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
FRUTO DE ORO [CL3175]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
FUNDO LAS LOMAS [CL2025]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
G & C TRADING [CL3389]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
GLOBAL CROPS [CL2125]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV

CLIENTE	CVC ENERGÍA		Osinergmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
LARAMA BERRIES [CL3238]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
MAMATEMBO [CL3186]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
MANUELITA FYH [CL1912]	Villacurí	22,9 kV	Ica	22,9 kV
OASIS OLIVES [CL2220]	Lomas	22,9 kV	Lomas	22,9 kV
ORMEÑO AGRO [CL2155]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
PAODISA [CL3685]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
Trading [CL2655]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV
Y & R AGRICOLA DUSHEDARE 1 [CL2241]	Huarango	22,9 kV	Huarango	22,9 kV

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

22. 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.”

En los formatos F-100, se ha incluido 14 cargas para el sistema eléctrico Villacurí, las cuales fueron aprobadas en el proceso de Modificación del PI 2021-2025; sin embargo, no se ha presentado el estado de dichas cargas incorporadas. Al respecto, se debe informar y presentar el sustento respectivo del 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 10 nuevas demandas a incorporar. En el ESTUDIO se verifica que las nuevas demandas incorporadas cuentan con un ingreso de carga proyectado para el año 2023 sin mayor sustento. Se requiere que CVC ENERGÍA sustente el año de ingreso indicado de cada carga.

Asimismo, de la revisión del ESTUDIO, se verifica que no se ha presentado documentación de las cargas 15, 16, 18 al 24. En ese sentido, CVC ENERGÍA 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.

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 obra 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 Osinergmin.

Respuesta

En cuanto a las nuevas cargas incorporadas se ha conseguido mayor documentación al respecto, la cual estamos adjuntando en la PROPUESTA FINAL. No obstante, es del

caso mencionar que aún existen potenciales usuarios que se resisten a firmar cualquier tipo de documento que le implique compromisos a futuro.

Respecto al estado de avance de las 14 cargas aprobadas en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, a la fecha se mantienen vigentes, dado que su antigüedad no supera los dos (2) años, razón por la cual se han integrado en el presente procedimiento de aprobación del PIT 25-29.

En cuanto a las 10 demandas a incorporar referidas, se están acompañando los cronogramas de ingreso de carga.

Sobre las cargas 15, 16, 18 al 24 a las que hacen referencia, se están incluyendo sólo las que han regularizado la presentación de los documentos, no obstante se están presentado otras nuevas cargas cuya solicitud de factibilidad de suministro debidamente documentadas.

Se ha realizado el mayor esfuerzo para que las cargas mayores a 1 MW presenten documentación de sustento, pero como está dicho algunos se resisten a firmar cualquier tipo de documento que les implique compromisos a futuro.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha adjuntado mayor documentación que la presentada en su PROPUESTA INICIAL. Al respecto, para algunos casos, la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación de cada solicitud de demanda nueva e incorporada no considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja "Factib. COEL" del archivo del Formato "F-100".

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

23. Sobre la determinación del SER

- a) Respecto al diagnóstico, se observa que el análisis para la alimentación de las demandas en el Sistema Eléctrico toma únicamente como puntos de suministro las SETs Lomas, Coelvisac I y Huarango, sin incluir las SETs de Paracas y El Angel, las cuales disponen de capacidad de transformación y tensiones en 22,9 y 10 kV. Por otro lado, se observa que CVC ENERGÍA no presenta el análisis de toda el AD 8, como lo estipula la NORMA TARIFAS. Por lo indicado CVC ENERGÍA deberá reformular el diagnóstico incluyendo el AD 8 completa y sus instalaciones.

Respuesta

El diagnóstico solo considera para la distribución de carga las SET's Lomas, Coelvisac I y Huarango ya que en caso de transferir carga a la SET Paracas sería necesaria la implementación de una celda en 23kV de titularidad de CVC, inversión adicional que no considera el diagnóstico. Respecto a la SET El Angel, cabe

precisar que este no cuenta con devanado de 23kV.

Asimismo, el expediente considera la proyección de demanda y análisis eléctrico de todo el AD 8.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, CVC ENERGÍA realiza un análisis considerado a la SET Lomas, con un alimentador desde dicha SET a la zona de Huerto. Asimismo, CVC ENERGÍA ha presentado el diagnóstico considerando el resto de instalaciones del AD 08.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- b) Los proyectos que propone CVC ENERGÍA no están debidamente sustentados. deberá cumplir con la definición del Plan de Inversiones según lo estipulado en los numerales 10, 11 y 12 de la NORMA TARIFAS. Cada alternativa deberá estar acompañada de (i) densidades de demanda del Sistema Eléctrico, (ii) El archivo en formato .kmz detallando el recorrido de las redes en MT existentes, (iii) las rutas de LTs y ubicación de SETs en formato digital .kmz o .dwg, (iv) diagramas unifilares y vistas de planta de las SETs que tiene previsto intervenir, con el fin de validar las propuestas de ampliación de Transformación, celdas en AT y/o MT (v) y cuando aplique la ubicación de cargas existentes y/o previstas que estiman podría requerir un cambio del nivel de tensión en MT respecto al existente.

Respuesta

Respecto a los proyectos propuestos como parte del PIT 25-29 de CVC Energía, éstos están debidamente sustentados de acuerdo con los numerales 10,11 y 12 de la NORMA TARIFAS.

Respecto al requerimiento de información, a continuación, se detalla la ubicación de los archivos:

- Densidad de demanda: Anexo “4 Mapas de densidad”.
- Redes MT Existentes: Anexo “1.3 Kmz Existente”.
- Ruta LTs y ubicación de SET’s: Anexo “7.3 KMZ”.
- Diagramas Unifilares y planta de las SET’s: Anexo “10 DU, Planta de SET’s”
- Ubicación de cargas existentes y nuevas: Anexo “2.3 KMZ demanda incorporada”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha incluido mayor información, acompañando sus propuestas con archivos kmz, mapas de densidad entre otros, de acuerdo a los numerales 10, 11 y 12 de la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

24. Falta información general del Sistema Eléctrico existente

CVC ENERGÍA presenta los formatos de información general (F-001, F-002 y F-003) incompletos e inconsistentes. Por ejemplo, los valores del formato F-001 no resulta de la suma parciales de los valores del formato F-003. Además, no se presentan la información todas las instalaciones de los titulares (a excepción de ELDU) que conforman el AD08. Al respecto CVC ENERGÍA deberá completar dicho formato en cumplimiento con la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se está considerando todas las instalaciones que forman parte del AD8, esta información se encuentra en la Anexo "8 Formularios".

Análisis de Osinergmin

Si bien CVC ENERGÍA incluye en su PROPUESTA FINAL los formatos de información general (F-001, F-002 y F-003), estos aún presentan inconsistencias, por ejemplo, el formato F-002 no contiene las fechas de puesta en servicio para las líneas de transmisión, en algunos casos no se coloca la sección del conductor, entre otras características faltantes.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

25. Sobre los formatos F-200

- a) CVC ENERGÍA no presenta en el formato F-202 los años de fabricación de los transformadores existentes.

Respuesta

Se ha colocado en el formato F-202 los años de fabricación de los transformadores existentes, que pertenecen a nuestras instalaciones, para las demás subestaciones se ha considerado el año de fabricación que contiene el formato F-202 de la Modificatoria del PIT 21-25.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA actualiza los datos correspondientes a años de fabricación de los transformadores existentes que pertenecen a sus instalaciones.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- b) El formato F-202 y F-203 presentado por CVC ENERGÍA presenta algunas inconsistencias en cuanto a rotaciones de los Transformadores. Por ejemplo, en la Figura 1, se menciona que el TP 60/23 kV de 20 MVA de SET Huarango será rotado a SET Huerto, sin embargo, en SET Huerto en la columna de comentarios se menciona que ingresa un Nuevo TP rotado de SET CVC ENERGÍA, asimismo, se modela con una potencia de 40 MVA, lo cual difiere del Informe presentado en su

OSINERGMIN		F-203 Alt 2																	
OSINERGMIN		REDISTRIBUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LAS SET S																	
ÁREA D B																			
Título ma Eiectrica	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	Tensión Lado kV	Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	COMENTARIOS	
					-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Villavieja	SET ATMT VILLAVIEJA	MÁX. DEM (T) HV	LV	20	25	24	20	18	19	21	22	23	23	23	23	23	24	Año 2024: se trasladó el 30% de la carga a la SET Lomas Año 2025: Ingresó TP rotado de SET Lomas 5023 kV - 40 MVA. TP actual se rota a Tacna	
		POT INST (M) HV	LV	20	25	24	20	18	19	21	22	23	23	23	23	23	24		
		POT INST (M) HV	LV	20	25	25	25	25	TP Rotado a Tacna									Año 2025: se trasladó el 20% de la carga a la SET Huerto	
	TP 6023 kV - 25 MVA	POT INST (M) LV	LV	23	20	25	25	25											
		POT INST (M) HV	HV	20					40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
		POT INST (M) LV	LV	23	20				40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
		FACTOR DE US	HV	60					1.00	0.94	0.81	0.46	0.48	0.52	0.56	0.57	0.57	0.58	
		FACTOR DE US	LV	23					1.00	0.94	0.81	0.46	0.48	0.52	0.56	0.57	0.57	0.58	
	SET ATMT HUARUNGO	MÁX. DEM (T) LV	LV	23		16	21	24	30	33	39	42	43	43	43	43	43	43	Año 2025: se rota el TP a la Nueva SET Huerto
		POT INST (M) LV	LV	23		20	25	TP Reserva	TP Rotado a Huerto										
		POT INST (M) HV	HV	60	2023			50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	
		POT INST (M) LV	LV	23				50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	
	FACTOR DE US	LV	23		0.79	0.42	0.43	0.61	0.65	0.77	0.85	0.85	0.85	0.86	0.86	0.86	0.87		
	MÁX. DEM (T) HV	HV	60		7	6	15	14	15	17	19	19	19	19	19	20	20		
	MÁX. DEM (T) LV	LV	23				6	15	14	15	17	19	19	19	19	20	20		
	POT INST (M) HV	HV	60	2021			40.00	40.00	40.00	TP Rotado a Villavieja									
	POT INST (M) LV	LV	23				40.00	40.00	40.00										
	TP 6023 kV - 40 MVA	POT INST (M) HV	HV	60			20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00		
	TP 6023 kV - 40 MVA	POT INST (M) LV	LV	23	2021			20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00		
	FACTOR DE US	HV	60		0.99	0.21	0.38	0.72	0.76	0.86	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.98		
	FACTOR DE US	LV	23		0.21	0.01	0.38	0.72	0.76	0.86	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.98		
	SET ATMT HUERTO	MÁX. DEM (T) HV	HV	60															
		MÁX. DEM (T) LV	LV	23				11	12										

Respuesta

OSINERGIA										F-203 AH I										
OSINERGIA										REDISTRIBUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LAS SET'S										
ÁREA 6.8																				
OTRO NOMBRE DE LA ESTACIÓN	NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TECNOLOGÍA	FECHA VIGENTE	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	COMENTARIOS	
			LEADS	1	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	30		
Vilco	SET ATMT COELVICASA	MAX DEM (t)	HV	60	21	18	21	19	20	22	23	24	24	24	24	24	24	25	27	Año 2022: se trasladó del 30% de carga a la SET Lomas
	MAX DEM (t)	LV	23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Año 2023: se trasladó del 20% de la carga a la SET Huerto	
	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	TP- 60233V- 25MVA	Año 2026: Transfiere el 70% de carga a Huerto	
	FACTORES LVS	HV	60	0.83	0.77	0.84	0.76	0.79	0.88	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.07		
	FACTORES LVS	LV	23	0.63	0.77	0.84	0.76	0.79	0.88	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.07		
	SET ATMT HUARANO	MAX DEM (t)	HV	60	21	18	21	19	20	22	23	24	24	24	24	24	24	25	27	
	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	TP- 60233V- 30MVA	Año 2023: Ingresó Nueva TP 60233V- 30MVA. TP actualizada a nueva	
	FACTORES LVS	HV	60	0.83	0.77	0.84	0.76	0.79	0.88	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.07	Año 2026: se nota TP devuelve a nueva SET Huerto	
	FACTORES LVS	LV	23	0.63	0.77	0.84	0.76	0.79	0.88	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.07		
	FACTORES LVS	LV	23	0.63	0.77	0.84	0.76	0.79	0.88	0.94	0.95	0.96	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.07		
Vilco	SET ATMT LOMAS	MAX DEM (t)	HV	60	21	18	21	19	20	22	23	24	24	24	24	24	24	25	27	Año 2022: recibió el 300% de la carga de la SET COELVICASA
	MAX DEM (t)	LV	23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Año 2025: recibió el 40% de la carga de la SET Huerto	
	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	TP- 60233V- 40MVA	Año 2026: Recibió el 10% de carga de la SET Huerto	
	FACTORES LVS	HV	60	0.29	0.32	0.36	0.30	0.31	0.34	0.36	0.36	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.39		
	FACTORES LVS	LV	23	0.29	0.32	0.36	0.30	0.31	0.34	0.36	0.36	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.39		
	SET ATMT HUANO	MAX DEM (t)	HV	60	21	18	21	19	20	22	23	24	24	24						

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado su formato F-200 en relación a esta observación.

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- Página 286 de 346

Respuesta

Al respecto, en la Propuesta Final presentada por CVC ENERGIA en el formato F-204, se actualiza la información y se presenta la necesidad de 4 alimentadores nuevos para la SET HUARANGO, tal como se muestra en la siguiente figura.

OSINERGMIN		F-204															Alt 1		
DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE NUEVOS ALIMENTADORES MT																			
ÁREA DE DEMANDA: 8																			
SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022 -2	2023 -1	2024 0	2025 1	2026 2	2027 3	2028 4	2029 5	2030 6	2031 7	2032 8	2033 9	2034 10	2035 18	2036 34	
Vilacuri	SET AT/MT COELVISAC I	Demanda	23	20	18	20	18	19	21	22	23	23	23	23	23	23	23	25	
		Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Necesarios	23	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	SET AT/MT HUARANGO	Demanda	23	15	20	24	31	33	40	44	44	44	44	44	45	45	45	48	48
		Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23	3	3	3	3	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Necesarios	23	3	3	4	5	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	SET AT/MT LOMAS	Demanda	23	11	12	14	11	12	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	21
		Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		Alimentadores Necesarios	23	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
	Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	SET AT/MT HUERTO	Demanda	23				11	12	14	15	16	16	16	16	16	16	16	16	19
		Capacidad por Alimentador	23				7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23				2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		Alimentadores Necesarios	23				2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Nuevos Alimentadores	23				0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado su formato F-200 en relación a esta observación. Sin embargo, se debe hacer notar que, el cliente libre “TENGA CERAMICA PERU SAC” representa 13,5 MW para la SET Huarango.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- d) CVC ENERGÍA ha presentado el formato F-206 de manera incompleta y con inconsistencias que no coincide con su ESTUDIO; por ejemplo, en dicho formato se muestra un nuevo TP 60/23 kV de 50 MVA, mientras que en su ESTUDIO no se solicita un TP adicional.

Asimismo, sobre las propuestas de líneas de transmisión y transformadores tienen datos diferentes, así como no indica parámetros como el peso unitario del cobre o aluminio para las líneas de transmisión propuestas o el peso de los transformadores propuestos, además de que no se indican los códigos de los elementos propuestos. Al respecto se sugiere completar las tablas con los datos solicitados que se indican en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Al respecto, se procede a actualizar el formato F-206 de tal manera que los parámetros de las líneas de transmisión (peso, longitud, etc.) correspondan a las que se presentan en la Propuesta Final, por otro lado, no es necesario colocar los parámetros de transformador, ya que para la nueva SET Huerto, el transformador está siendo rotado desde la SET Huarango.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado el formato F-206 respecto a esta observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- e) Respecto al formato F-207, CVC ENERGÍA menciona el calibre de conductor cuyo sustento de cálculo se presenta como anexo, el cálculo de la ampacidad se realiza con data del año 2021 por lo que deberá corregir considerando los parámetros actuales al año 2022, asimismo cabe indicar que las normas se han venido actualizando por lo que deberá reformular su cálculo con la norma IEEE 738-2012, y presentar la selección del conductor óptimo, al respecto CVC ENERGÍA deberá corregir el F-207 en cumplimiento con la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar el cálculo de Ampacidad, en adición a lo anterior a fin de dar mayor sustento a la selección del conductor se ha realizado el cálculo de la sección óptima del conductor en líneas de 60kV para simple y doble terna, estos archivos se encuentran en la Anexo "9 Sustento de capacidad de conductores".

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la verificación de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, se verifica que, ha reformulado su cálculo con la norma IEEE 738-2012, asimismo, ha presentado la evaluación del conductor óptimo.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- f) Respecto a los formatos F-209 y F-210, CVC ENERGÍA presenta dichos formatos con información incompleta. Por ejemplo, en el F-209 no se indica la altitud, zona, etc. Asimismo, el formato F-210 no está debidamente sustentado con la información presentada en el formato F-206. Por ejemplo, según el formato F-210 la LT 60kV El Ángel - Huerto tendrá una longitud de 20 km, sin embargo, en el formato F-206 dicha línea tiene una longitud de 21,6 km.

Respuesta

Respecto al formato F-209, se ha colocado toda la información que se precisa en la NORMA TARIFAS, esto es: Región, Altitud, Zona, código de equipo, tensión, etc. Para el formato F-210 se ha actualizado la información de tal manera que sea coherente con la información que aparece en el formato F-206.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado los formatos F-209 y F-210 respecto a esta observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.

26. Sobre el archivo de flujo de potencia (DIgSILENT)

- a) La información consignada en el archivo de flujo de potencia (DIgSILENT) no guarda relación con la información plasmada en el informe, los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO. Al respecto, la empresa

debe revisar toda la información y corregir donde corresponda.

Respuesta

Respecto a la información consignada en el archivo de flujo de potencia, la PROPUESTA FINAL se encuentra coherente con el informe, formatos y anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL CVC ENERGÍA ha actualizado el archivo .pfd, guardando relación con el INFORME y los formatos presentados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- b) Los diagramas unifilares del archivo .pfd no guarda relación con las instalaciones propuestas en el ESTUDIO; por ejemplo, en dicho archivo .pfd se modela un TP 60/23 kV de 40 MVA para la SET Huerto, cuando en su ESTUDIO mencionan que para SET Huerto se utilizará un TP rotado de 20 MVA (rotado de SET Huarango en 60/22,9 kV).

Respuesta

Los diagramas unifilares del archivo PFD de la PROPUESTA FINAL guardan relación con las instalaciones propuestas en el informe y anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL CVC ENERGÍA ha actualizado su archivo .pfd considerando esta observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- c) El archivo .pfd no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Huarango (año 2025) se consigna una demanda de 26,07 MW para la barra en 23 kV, mientras que, en el archivo .pfd se consigna una demanda de 29,04 MW (año 2025) para los casos de estudio "2. Alternativa 1" y "3. Alternativa 2".

Respuesta

La PROPUESTA FINAL considera la demanda coincidente redistribuida en las instalaciones existentes (diagnóstico) e instalaciones propuestas (Alternativas), para una mayor precisión se está considerando en el formato F-200 una pestaña auxiliar llamada "Digsilent" que contiene la demanda cargada al software para los análisis eléctricos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL CVC ENERGÍA ha actualizado su archivo .pfd con las demandas de la pestaña auxiliar llamada "Digsilent", la cual ya contempla los traslados de carga entre SETs.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA revise y corrija donde corresponda.

27. Sobre la LT 60 kV Coelvisac I – Huarango

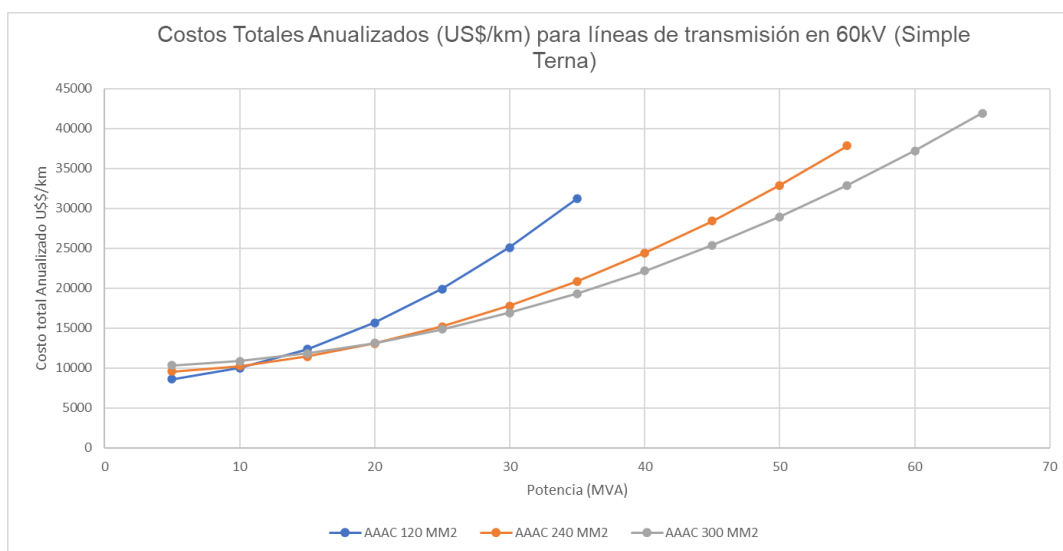
Respecto a la solicitud de una nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango para el año 2025, CVC ENERGÍA solicita en su ESTUDIO una línea con conductor AAAC de 120 mm², sin embargo, en el formato F-206, coloca los parámetros eléctricos de una línea AAAC de 240 mm².

En ese sentido, se requiere CVC ENERGÍA revise y realice la corrección correspondiente. Asimismo, se requiere que CVC ENERGÍA realice la evaluación de la selección óptima del conductor a utilizar en la nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango, tal como lo establece la NORMA TARIFAS.

Por último, se requiere que CVC ENERGÍA evalúe alternativas adicionales que cumplan con el criterio de confiabilidad N-1 en el largo plazo, considerando la antigüedad, el estado operativo y capacidad de la LT 60 kV Coelvisac I – Huarango existente.

Respuesta

Respecto al conductor de la nueva LT 60kV Coelvisac I – Huarango, en la PROPUESTA FINAL se está incluyendo una hoja de cálculo para seleccionar el conductor mediante una evaluación técnica económica que incluye inversión+OyM+Pérdidas (Anexo “9 Sustento de capacidad de conductores”). A continuación, se muestra las curvas de selección de conductor para simple y doble terna.



De la evaluación de los conductores en simple terna se observa que para una demanda de 47.5MW (nuevo TP en Huarango) la selección óptima del conductor resulta ser de 300mm².

Sin embargo, para evaluar una solución a largo plazo tal como indica la observación se debe tener en cuenta lo siguiente:

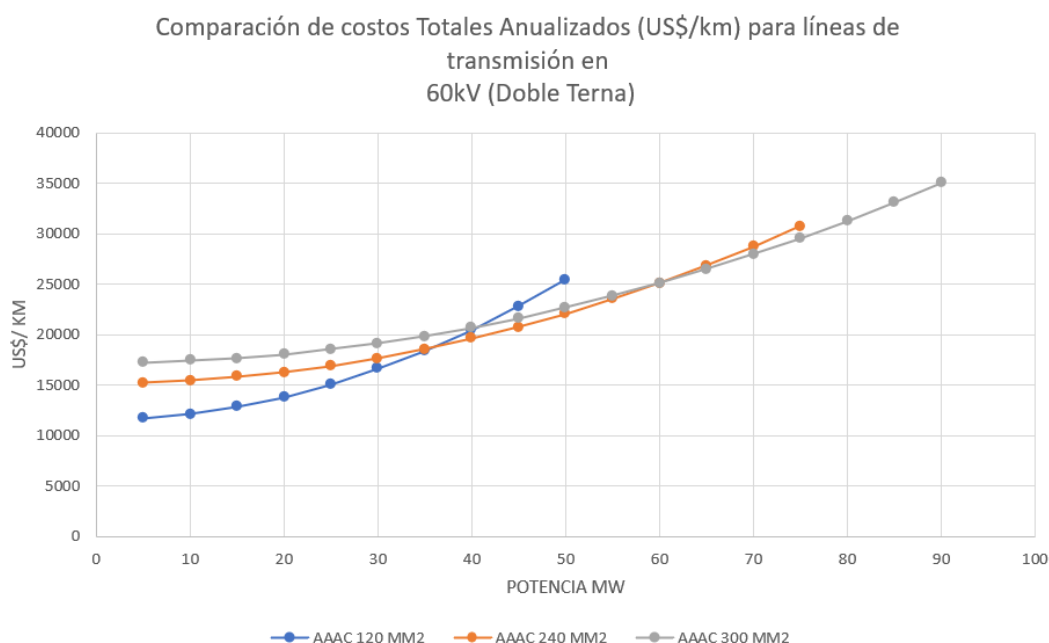
- Antigüedad de la LT 60kV Coelvisac I – Huarango existente: esta línea es la que

atendía inicialmente la concesión de CVC Energía (1994).

- Servidumbre: entre la SET Coelvisac I y Huarango en la actualidad existen diversos fundos con cultivos, este aspecto hace que se dificulte instalar un circuito en paralelo al existente.

Por lo descrito anteriormente resulta necesaria la implementación de una nueva LT 60kV simple preparada para doble terna, de tal manera que se eviten problemas de servidumbres cuando se requiera la implementación de la segunda terna ya sea por la baja de la LT existente de 120mm² o salida de la misma por mantenimiento.

A continuación, se muestra la curva de selección de conductor para una doble terna.



Del gráfico anterior se puede observar que para una demanda de 47.5MW (nuevo TP Huarango) la diferencia entre conductor de 240mm² y 300mm² es mínima, por lo que en adición al criterio de mínimo costo se tiene en cuenta la estandarización de la sección de conductor, por lo que se concluye que la sección de conductor adecuado es la de 240mm².

Análisis de Osinerghmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha realizado la evaluación de la selección óptima del conductor a utilizar en la nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango, donde concluye que por criterio de mínimo costo, la sección óptima de conductor corresponde a 240 mm².

Asimismo, CVC ENERGÍA ha realizado su evaluación considerando el criterio de confiabilidad N-1 en el largo plazo.

Conclusión

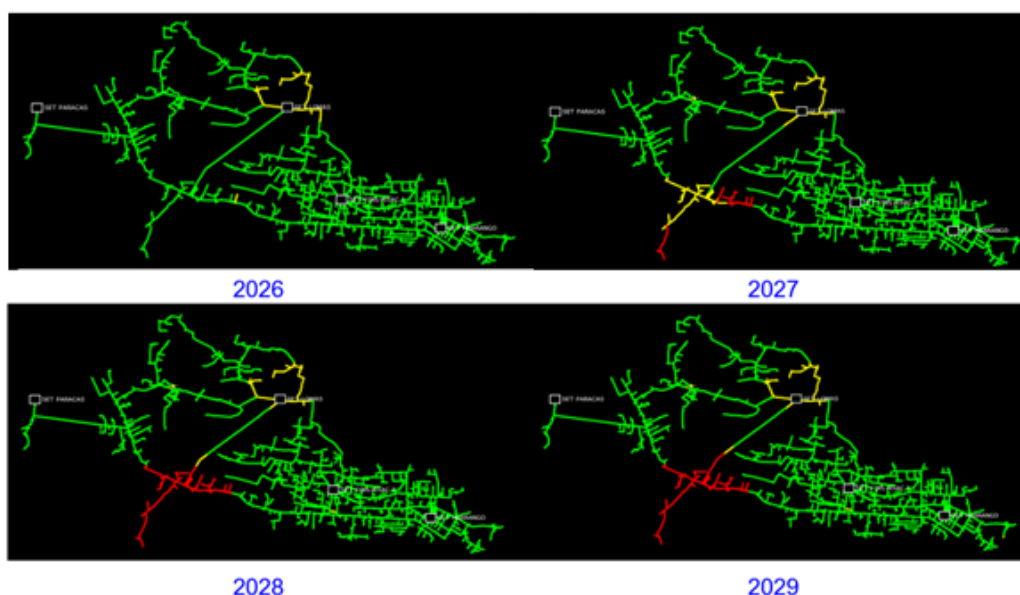
Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

28. Sobre la Nueva SET Huerto

- a) Respecto al proyecto SET Huerto, se observa que la determinación del nuevo punto de alimentación de la SET 60/22,9/10 kV propuesta no toma en cuenta la disponibilidad de la capacidad de transformación de las SETs Paracas, El Ángel y Lomas, como tampoco toma en cuenta que las demandas en el Sistema Eléctrico pueden ser atendidas desde estas SETs, las cuales cuentan con niveles de tensión en 22,9 kV y capacidad de transformación disponible. Por lo indicado, CVC ENERGÍA deberá reformular su propuesta tomando en cuenta, el análisis de toda el AD 8 y en el sistema eléctrico indicado incluir los puntos de alimentación disponibles, como la SET El Ángel, Paracas y Lomas, asimismo, se requiere que CVC ENERGÍA presente de manera documentada mediante archivos kmz, dwg, entre otros; su zona de concesión de distribución y los límites (Resolución Ministerial).

Respuesta

Se ha evaluado una posible conexión en MT 23kV desde la SET Lomas mediante un alimentador de 15.4km de 185mm² de sección en simple terna obteniendo como resultado que solo hasta el 2026 permitiría la atención de la demanda, y a partir del año 2027 en adelante se debería implementar reforzamientos en redes de distribución. La siguiente imagen muestra el flujo de potencia en distribución para el año 2026, 2027, 2028 y 2029 en el cual se observa lo indicado.



Respecto a la SET El Ángel (aún sin inicio de obras), de acuerdo con lo aprobado en el PIT 21-25 y su modificatoria, esta SET solo contará con un banco trifásico de transformadores más un polo de reserva 1F 220/60kV cada uno de 40 MVA y un transformador rotado desde la SET Pisco 60/10kV de 8.75MVA por lo cual esta SET El Ángel no cuenta con devanado de 22,9kV.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, en el caso hipotético que dicha SET cuente con devanado de 22,9kV el radio de acción de esta no ayudaría a solucionar problemas de calidad de producto de la T1-7, pero sí podría ayudar a solucionar problemas de calidad de los alimentadores que salen de la SET Lomas en dirección a la SET El Ángel.

Respecto a los documentos de la zona de concesión, estos se adjuntan en el Anexo “11 Concesión CVC”.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA continúa presentando el análisis eléctrico en un formato no trazable, con archivos de extensión .ASE. Sin embargo, de los planos presentados, se verifica que CVC ENERGÍA realiza una conexión en 23 kV desde SET Lomas, mediante un alimentador con sección de 185 mm², al respecto, se debe mencionar que, si bien se está realizando una conexión desde SET Lomas con un conductor de 185 mm², se observa que hay partes del alimentador T1-7 proveniente de la SET Coelvisac I que presentan una sección que no ha sido reforzada.

Por otro lado, se observa que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha presentado de manera documentada mediante archivos kmz, su zona de concesión de distribución y los límites.

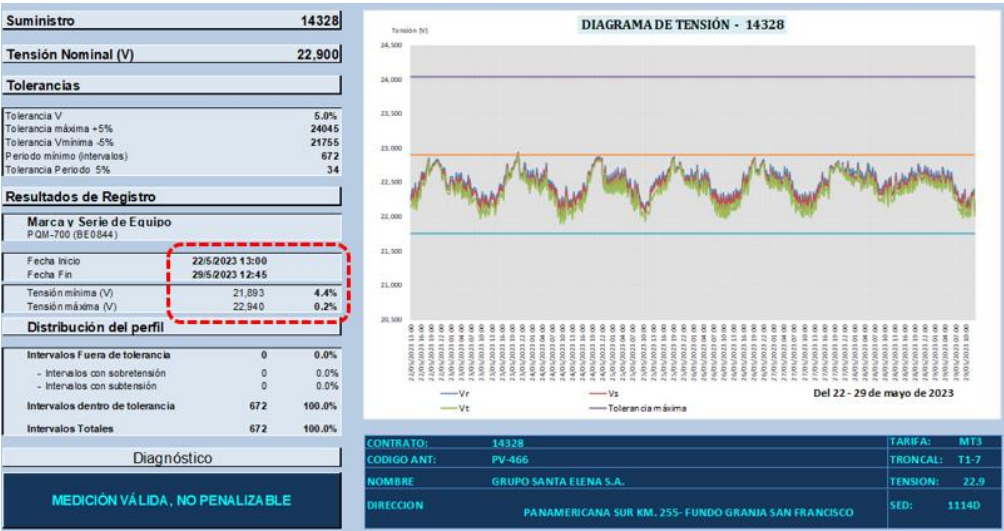
Conclusión

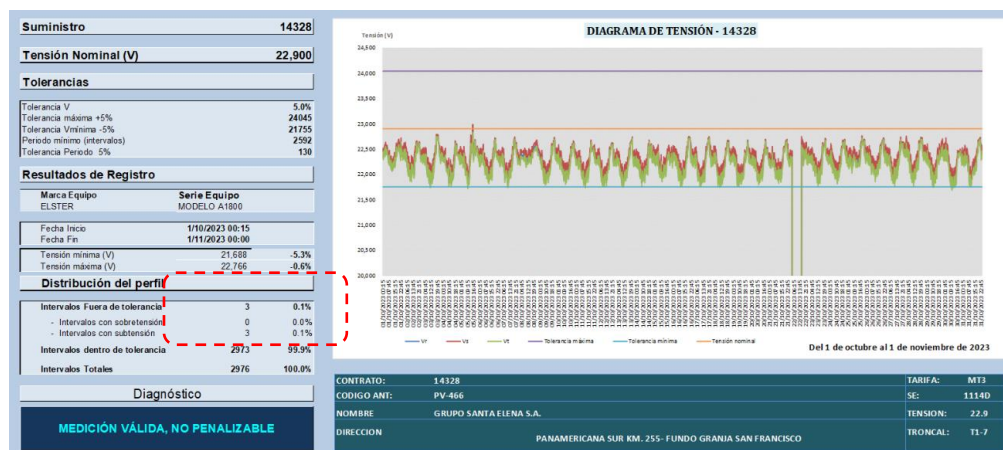
Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

- b) CVC ENERGÍA señala que el alimentador T1-7 de SET CVC ENERGÍA tiene una longitud de 32,2 km y opera con parámetros cercanos al límite establecido en la NTCSE. Al respecto, según lo presentado por CVC ENERGÍA, la tensión mínima registrada es de un 3,6% en el año 2022 (perteneciente al registro de tensión de Ganadera Santa Elena S.A.). Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA presente información actualizada acerca del alimentador T1-7, ya que, el valor de caída de tensión de 3,6% corresponde al registro con fecha 24 de junio de 2022.

Respuesta

A continuación, se presenta data actualizada referente a las mediciones de la T1-7.





Como se puede apreciar las mediciones en la troncal T1-7 se han ido agravando conforme va creciendo la demanda ya que de acuerdo al registro del mes de octubre del 2023 se observa que para todo el mes la tensión está por debajo de la nominal 23kV registrando incluso un valor mínimo de -5.3%, lo cual evidencia los problemas de calidad de producto que se presentan en la actualidad.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, CVC ENERGÍA ha presentado información actualizada acerca del alimentador T1-7, donde se aprecia que, desde el 1/10/2023 hasta el 1/11/2023 solo hay 3 intervalos fuera de tolerancia por subtensión, lo cual representa el 0,1% del total de intervalos.

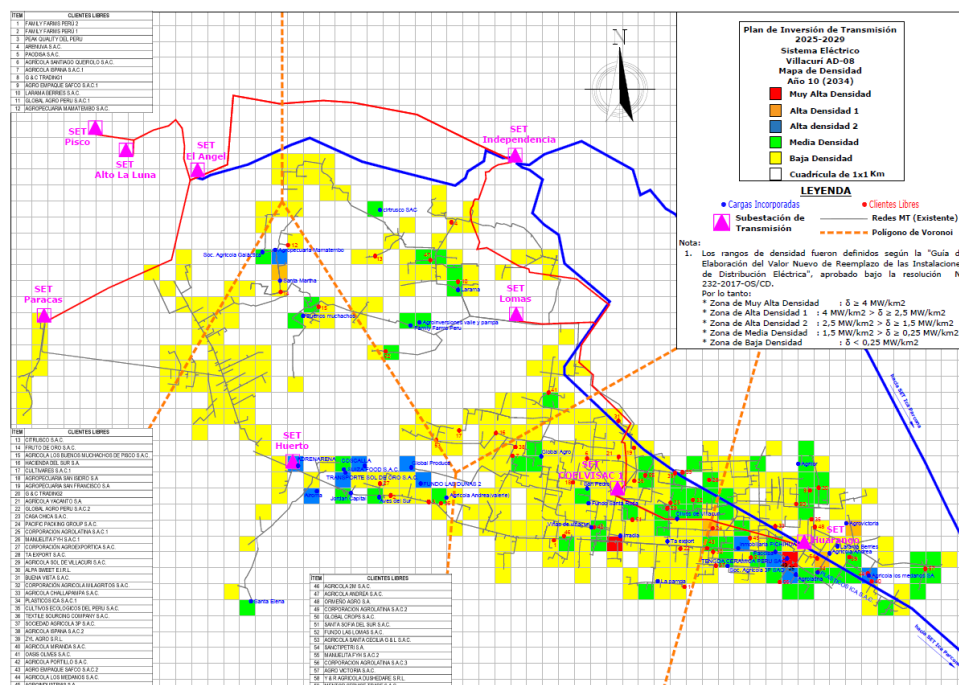
Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

- c) CVC ENERGÍA menciona que, en el recorrido de dicho alimentador tienen presencia de potencial demanda que no pueden atender por problemas de calidad de tensión. Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA presente mayor sustento de los problemas de calidad de tensión indicados, con simulaciones pfd, archivos kmz y mapas de densidad de carga, donde se ubiquen las principales cargas existentes y proyectadas, y el recorrido del alimentador, asimismo, los parámetros eléctricos del alimentador T1-7, esto con la finalidad de evaluar la solicitud presentada por CVC ENERGÍA con mayor detalle.

Respuesta

En el Anexo "5. Ubicación óptima" de la PROPUESTA FINAL se encuentran los planos de ubicación óptima para Huerto, en el que se muestra el mapa de densidad año 10 superpuesto con la ubicación de la nueva SET Huerto inclusive con el recorrido de la red MT Existente, esta información es georreferenciada y se encuentra en Autocad y PDF, a continuación, se muestra el plano indicado en el párrafo anterior.



Asimismo, en el Anexo “6.2 Distribución” se presenta el flujo de potencia en redes MT donde se encuentran los parámetros eléctricos para que el cálculo pueda ser replicado.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA presenta los mapas de densidad de carga y las principales cargas existentes y proyectadas en formato kmz.

Por otro lado, CVC ENERGÍA no presenta sustento de los problemas de calidad de tensión con simulaciones pfd, sin embargo, realiza un análisis eléctrico en el Anexo “6.2 Distribución” con archivos de extensión .ASE, los cuales se encuentra en un formato no trazable.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta

- d) CVC ENERGÍA en su formato F-203 para ambas alternativas, menciona que realizará un traslado de carga del 40% desde SET Paracas hacia SET Huerto. Al respecto, teniendo en cuenta que la SET Paracas es de titularidad de ELECTRODUNAS, se requiere que CVC ENERGÍA señale de manera sustentada que cuenta con concesión de distribución en dicha zona, evidenciando los límites y el número y tipo de clientes que plantea atender.

De igual forma, CVC ENERGÍA no ha presentado el sustento del traslado de cargas de SET Paracas a SET Huerto, ya que, de la revisión del formato F-202 se muestra un factor de uso del 16% en el devanado de 23 kV de SET Paracas al año 2024. En ese sentido, CVC ENERGÍA debe sustentar qué cargas trasladaría y cómo son atendidas dichas cargas actualmente.

Adicionalmente, se requiere que CVC ENERGÍA presente las coordinaciones realizadas con ELECTRODUNAS, respecto al traslado de carga indicado.

Respuesta

Respecto al traslado de carga de la SET Paracas a la SET Huerto, se debe precisar que este traslado ha sido considerado a fin de emplear la nueva SET de manera eficiente, ya que, no existe necesidad de ser concesionario en dicha zona para que la nueva SET Huerto pueda atenderla. Teniendo como similar a la SET Pampa Pañala que también atiende cargas de CVC en el AD2.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que CVC ENERGÍA no ha presentado los clientes libres y cargas reguladas que propone trasladar de SET Paracas a SET Huerto.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

- e) Se requiere que CVC ENERGÍA presente para cada caso, documentos que sustenten que la carga a incorporar, cuenta con permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica que demuestren la autorización o título habilitante respectivo para su ejercicio. En específico, este requerimiento está asociado a actividades que involucren el funcionamiento de pozos de explotación de aguas subterráneas, toda vez que en el artículo 9 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece la obligatoriedad del Estado Peruano de prevenir la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural en el desarrollo de las actividades de transmisión eléctrica.

En ese sentido, teniendo en cuenta el requisito establecido en el Decreto Supremo N° 025-2007-AG, se requiere que su representada remita copia de la licencia de uso de agua otorgada de conformidad a la Ley General de Agua, de aquellos solicitantes que requieran el suministro eléctrico para el funcionamiento de pozos de explotación de aguas subterráneas.

Respuesta

Respecto a la licencia de uso de agua se debe precisar que CVC siempre ha sido y será respetuoso del cumplimiento de todas las normas donde se establecen los requisitos para la atención de una solicitud de suministro eléctrico, por tanto, antes de proceder a la atención de un nuevo suministro eléctrico para el funcionamiento de pozos de explotación de aguas subterráneas se exigirá al solicitante del suministro la presentación de la respectiva licencia de uso de aguas emitida por la Autoridad Nacional de Aguas o filial o entidad que localmente la represente.

Sin perjuicio de lo anterior, debemos señalar que en el Anexo “2.2 Solicitudes de factibilidad” como parte de los expedientes se están entregando algunas licencias de pozos mientras que para los clientes que no tienen fines agrícolas este requisito no resulta necesario.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, si bien CVC ENERGÍA ha presentado en la mayoría de los casos los permisos otorgados por las entidades competentes del Estado Peruano vinculadas a su actividad económica, existen algunos clientes libres en los cuales no se ha presentado dicho requerimiento, por ejemplo, “Fundo Valerie - Agrícola Andrea S.A.C.”

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

- f) Finalmente, se requiere que CVC ENERGÍA demuestre haber evaluado otras alternativas de solución en MT considerando las instalaciones existentes y futuras, previas a proponer una nueva instalación de transmisión. Asimismo, presentar el sustento de dichas evaluaciones (archivos pfd, archivos kmz).

Respuesta

En el literal “a” de esta observación se muestra una evaluación de la red MT inclusive considerando la atención desde la SET Lomas, Los archivos de cálculos realizados se encuentran en el Anexo “6.2. Distribución”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA presenta el análisis eléctrico en un formato no trazable, con archivos de extensión .ASE. Sin embargo, de los planos presentados, se verifica que CVC ENERGÍA realiza una conexión en 23 kV desde SET Las Lomas, mediante un alimentador con sección de 185 mm², al respecto, se debe mencionar que, si bien se está realizando una conexión desde SET Las Lomas con un conductor de 185 mm², se observa que hay partes del alimentador proveniente de la SET Coelvisac I que presentan una sección que no ha sido reforzada.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

29. Sobre las instalaciones a renovar por antigüedad

- a) CVC ENERGÍA presenta el Informe N° 010-2022-CEV/TR-ICA correspondiente al estado de las Celdas de salida en 22,9 kV y Celdas de Servicios Auxiliares en 22,9 kV de la SET Coelvisac I, sin embargo, en dicho documento se presentan: los planos y los diagramas unifilares de la SET Lomas, entre otros. En ese sentido, CVC ENERGÍA debe aclarar y corregir donde corresponda.
- b) Asimismo, se requiere que CVC ENERGÍA envíe mayor sustento para dicha renovación, tales como, informes técnicos que contengan los respectivos datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos, fichas de mantenimiento, fallas ocurridas, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, adjuntando el correspondiente diagrama unifilar y esquema o plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos a renovar, entre otros; que sustente la condición de los mismos de manera detallada.

Respuesta

No se ha logrado encontrar la información requerida.

Análisis de Osinergmin

De la revisión, se verifica que, en la PROPUETSA FINAL, CVC ENERGÍA ha retirado de su propuesta la renovación de instalaciones en SET Coelvisac I, razón por la cual,

se toma en cuenta dicha decisión y se desestima el análisis de fondo de la presente observación, toda vez que no resulta aplicable.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta, en el sentido que CVC ENERGÍA ha retirado de su solicitud la propuesta de renovación de instalaciones en SET Coelvisac I.

30. Sobre el Banco Capacitivo y la Celda de banco

CVC ENERGÍA en sus formatos F-300 y en su archivo pfd, considera un Banco Capacitivo de 6 MVar, sin embargo, en su ESTUDIO no se presentan los sustentos que justifique su pedido. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar el sustento necesario para justificar dicha necesidad, incluyendo otras alternativas viables técnicamente.

Por último, CVC ENERGÍA valoriza la Celda de Compensación como una Celda de Alimentador en 23 kV, lo cual es incorrecto. En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA revise el módulo a asignar para este proyecto.

Respuesta

La necesidad del banco capacitivo es por calidad de producto en la barra AT de la SET Huarango el cual resulta necesario cuando los perfiles de tensión en la barra mencionada se encuentran por debajo de 0.95.

Respecto a la valorización de la celda de compensación en la PROPUESTA FINAL se está valorizando con una celda de transformador en 23kV.

Análisis de Osinergmin

De la revisión se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA sustenta la necesidad de un Banco Capacitivo.

Asimismo, se verifica que, CVC ENERGÍA valoriza la Celda de Compensación como una Celda de Transformador en 23 kV.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

31. Sobre las Celdas de Alimentador en SET Huarango

CVC ENERGÍA en su formato F-300 valoriza 4 Celdas de Alimentador en 22,9 kV (2 ingresan el 2025, y las otras dos, el 2027 y 2028), sin embargo, en el Informe del ESTUDIO no se presenta el sustento correspondiente que justifique la necesidad de implementar dichas Celdas. Asimismo, según el formato F-204, solo se necesitarán 3 Celdas de Alimentador para SET Huarango, de las cuales, una está fuera del período.

OSINERGHMIN		Alt 2															
DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE NUEVOS ALIMENTADORES MT																	
ÁREA DE DEMANDA:		8															
SISTEMA ELÉCTRICO	NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Villacuri	SET ATMT COELVISAC	Demanda	23	24	22	19	17	18	20	21	21	22	22	22	22	28	
		Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Necesarios	23	4	4	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
	SET ATMT HUARANGO	Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Demanda	23	15	20	23	29	31	37	40	40	41	41	41	41	41	45
		Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23	3	3	3	4	5	5	6	6	6	6	6	6	6	7
	SET ATMT LOMAS	Alimentadores Necesarios	23	3	3	4	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	7
		Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Demanda	23	7	8	15	14	14	16	18	18	18	18	18	18	19	23
		Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	SET ATMT HUERTO	Alimentadores Existentes	23	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
		Alimentadores Necesarios	23	1	2	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4
		Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Demanda	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	SET MATIATICA	Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		Alimentadores Existentes	23	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
		Alimentadores Necesarios	23	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	SET ATMT ICA NORTE	Demanda	10	19	19	20	20	21	22	23	23	24	24	25	25	28	42
		Capacidad por Alimentador	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
		Alimentadores Existentes	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6
		Alimentadores Necesarios	10	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6
SET ATMT ICA NORTE	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	
	Demanda	10	31	31	32	33	34	30	31	32	32	33	34	34	33	48	
	Capacidad por Alimentador	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	Alimentadores Existentes	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	10	
SET ATMT ICA NORTE	Alimentadores Necesarios	10	7	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7	7	10	
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Demanda	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Figura 16: Formato F-204 presentado por CVC ENERGÍA donde se evidencian 3 Nuevos Alimentadores

En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA sustente debidamente cada caso, con la correcta relación entre su Informe y los demás documentos de su ESTUDIO.

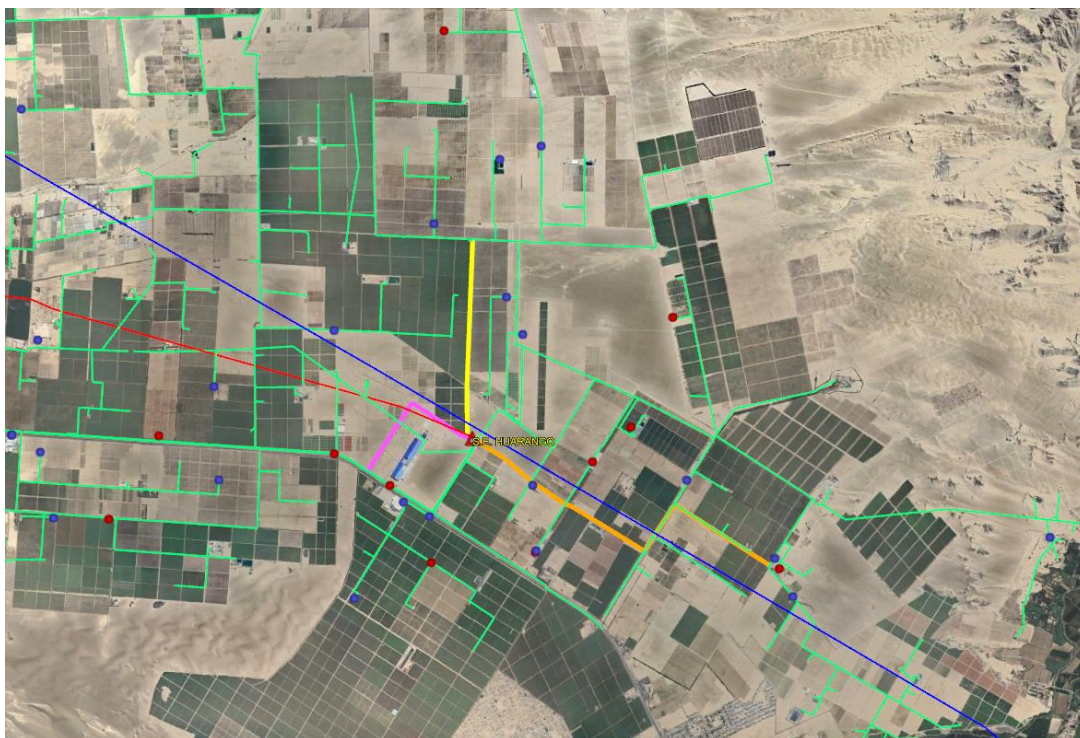
Finalmente, se requiere que CVC ENERGÍA especifique qué demanda atenderá cada una de las Celdas de Alimentador que solicita, asimismo, presente el archivo kmz con el recorrido de las redes MT existentes atendidas desde SET Huarango y las redes MT que serán atendidas con las Celdas de Alimentador solicitadas.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha revisado y corregido lo referente a las celdas de alimentador de tal manera que el formato F-300 guarde coherencia con el formato F-204.

Respecto a la demanda a ser atendida por los alimentadores de la SET Huarango, éstos sirven para atender demanda colectiva ya sea regulada o libre.

En la siguiente imagen se muestra la ruta de los alimentadores en diferentes colores, que serán necesarios debido a la proyección de demanda

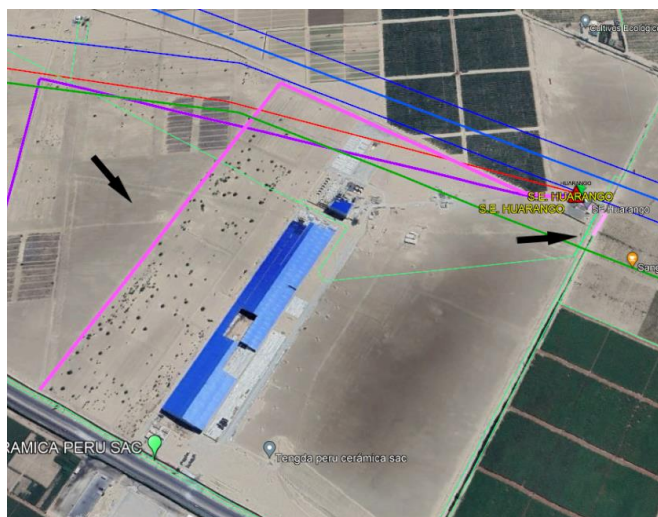


Asimismo, el archivo KMZ solicitado se presenta en el Anexo “12 KMZ Alimentadores”.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado su formato F-204 actualizando la cantidad de Celdas de Alimentador necesarios y el año de ingreso, asimismo, dicha información es coherente con lo presentado en su formato F-300.

Por otro lado, se observa que, el cliente libre “TENGA CERAMICA PERU SAC” representa una máxima demanda de 13,5 MW para la SET Huarango. Asimismo, del archivo kmz presentado por CVC ENERGÍA, se observa que, dos alimentadores (Alimentador 1 y Alimentador 3) concurren en el cliente libre “TENGA CERAMICA PERU SAC”. En ese sentido, al ser Celdas de Alimentador de uso exclusivo de dicho cliente, él mismo debe implementar dicha inversión.



Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera subsanada.

32. Sobre los Módulos de Centros de Control

- a) En el formato F-303, CVC ENERGÍA ha considerado Módulos de Centros de Control para su valorización en la SET Coelvisac I, lo cual no cumple con la NORMA TARIFAS, ya que se trata de una SET existente. En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA sustente el motivo de haber valorizado el Centro de Control (CC-CO-PEQ) en SET Coelvisac I.
- b) De igual forma, se requiere que CVC ENERGÍA precise la ubicación del Centro de Control (CC-CO-PEQ) que propone.
- c) Asimismo, se requiere que CVC ENERGÍA sustente cómo envía actualmente sus señales a COES en cumplimiento de Norma Técnica de Intercambio de Información en Tiempo Real (NTIITR) y detallar los elementos actuales con los que cuenta para enviar las señales al COES de todas sus instalaciones.

Al respecto, CVC ENERGÍA debe revisar su ESTUDIO y corregir donde corresponda o, en caso contrario, explicar los motivos para dicha consideración presentando el sustento técnico y legal correspondiente.

En este caso, se debe precisar que, independientemente del sustento de la necesidad y pertinencia de un Centro de Control para CVC ENERGÍA, se requiere que la empresa sustente su propuesta de distribuir dicho costo sobre cada Elemento propuesto para la SET Coelvisac I o, de ser el caso, presentar otras alternativas de reconocimiento.

Respuesta

Si bien se trata de una SET existente, debe tenerse presente que cuando se estableció la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, la SET Coelvisac 1 tenía una demanda inferior a 30 MW por lo que no estaba obligada a contar con un centro de control, dado que la demanda actualmente ha superado este valor justifica la implementación del centro de control correspondiente en cumplimiento de lo que se establece en la Norma Técnica de Intercambio de Información en Tiempo Real (NTIITR), ya que actualmente la transferencia de información al COES es a través del sistema de comunicaciones de la SET Tacama o SET Independencia, sin garantizar una regularidad para su emisión en tiempo real.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por CVC ENERGÍA, en su PROPUESTA FINAL, se observa que CVC ENERGÍA no ha detallado la forma que actualmente remite su información al COES, tampoco ha sustentado la razón de considerar los costos en una subestación existente (SET Coelvisac I), de igual forma no ha detallado la ubicación del Centro de Control que solicita.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

33. Sobre los Módulos de Telecomunicaciones Incrementales

En el formato F-304, CVC ENERGÍA ha considerado Módulos de Telecomunicaciones

Incrementales (TEL-CO-MO) para su valorización en la SET Coelvisac I, lo cual no cumple con la NORMA TARIFAS, ya que se trata de una SET existente. En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA sustente el motivo de haber valorizado el Módulo antes mencionado en SET Coelvisac I.

Respuesta

El sistema de comunicaciones que se ha implementado es uno de carácter provisional, basado en un sistema de radio conectado a la nube de internet y a partir de ello se establece un precario radio enlace con la SET Tacama o la SET Independencia de RED Perú que últimamente no tienen interés de replicar nuestra información al COES.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información presentada por CVC ENERGÍA, en su PROPUESTA FINAL, se observa que CVC ENERGÍA no ha sustentado la razón por la que los costos de Telecomunicaciones se han considerado en una SET existente (SET Coelvisac I).

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

34. Respecto a las Bajas programadas en el horizonte de Estudio

Se observa en el ESTUDIO que CVC ENERGÍA no ha presentado el listado de las instalaciones existentes que se darían de Baja en el horizonte del PI 2025-2029 como resultado del planeamiento realizado. Al respecto, CVC ENERGÍA debe verificar y proporcionar si corresponde esta información en cumplimiento del numeral 11.7 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL no se están considerando bajas.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, CVC ENERGÍA, en la PROPUESTA FINAL, no ha considerado Bajas para el Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

Costos de Inversión

35. Sobre el terreno para la SET Huerto

En relación al terreno necesario para implementar una nueva SET Huerto de 60/22,9/10 kV, se observa que CVC ENERGÍA no ha incluido ningún costo de terreno para la valorización de dicha SET. Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA indique la procedencia del terreno y, de corresponder, el costo referencial del terreno para efectos de la valorización.

Respuesta

Respecto al área del terreno para la SET Huerto, en nuestra PROPUESTA FINAL se ha considerado la metodología establecida en los módulos estándar para el dimensionamiento del terreno y en cuanto al precio del terreno se ha considerado un precio referencial de 30\$/m².

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se verifica que, CVC ENERGÍA ha incluido el costo de terreno para la valorización de nuevas subestaciones en la PROPUESTA FINAL.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

36. Inconsistencias en las valorizaciones de inversiones

CVC ENERGÍA presenta el formato F-301 diferencias con los formatos F-206 correspondientes a la alternativa seleccionada, por lo que los formatos deben conversar según la propuesta, y cumplir con la trazabilidad tal como detalla la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se ha revisado y corregido de tal manera que la información presentada en el formato F-301 y F-206 mantengan coherencia.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, CVC ENERGÍA, en la PROPUESTA FINAL ha actualizado los formatos F-200 y F-300 respecto a la presente observación.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

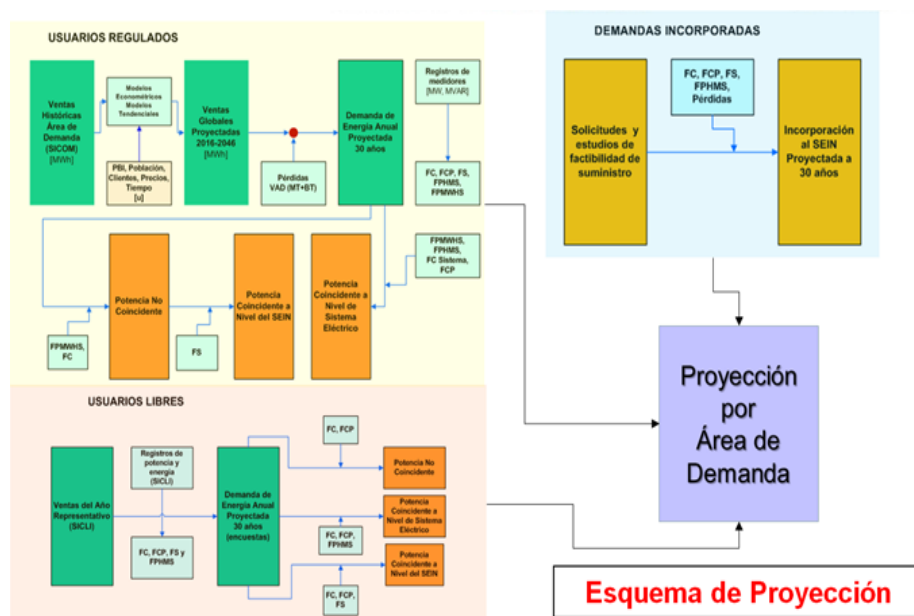
Anexo B

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 de los departamentos de Ica, Arequipa y Ayacucho, 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 8 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 8 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 8 del 2022 se calculó con una ponderación del PBI departamental y 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 8 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 8 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 8 se calculó con una ponderación de las ventas de energía de 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 8 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 8 del Año Representativo (2022) se obtuvieron 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 8.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 8 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 8 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 8. Por otro lado, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último 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 8 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 con el que se especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 8, en ella se observa que está ligado a una función del PBI nacional con un rezago. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 97,78%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 8

Dependent Variable: LOG(PBI08)				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 15:37				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-7.181294	0.506307	-14.18368	0.0000
LOG(PBIPERU(-1))	1.290791	0.039738	32.48261	0.0000
R-squared	0.977760	Mean dependent var	9.258662	
Adjusted R-squared	0.976833	S.D. dependent var	0.466119	
S.E. of regression	0.070947	Akaike info criterion	-2.379972	
Sum squared resid	0.120802	Schwarz criterion	-2.283195	
Log likelihood	32.93963	Hannan-Quinn criter.	-2.352104	
F-statistic	1055.120	Durbin-Watson stat	1.789087	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 8 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 3,52%:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 8

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	20 517,41	-
2023	20 335,94	-0,9%
2024	20 651,50	1,6%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2025	21 320,32	3,2%
2026	22 121,75	3,8%
2027	22 953,29	3,8%
2028	23 816,08	3,8%
2029	24 711,35	3,8%
2030	25 640,21	3,8%
2031	26 604,03	3,8%
2032	27 604,08	3,8%
2033	28 641,70	3,8%
2034	29 718,33	3,8%
2035	30 835,43	3,8%
2036	31 994,56	3,8%
2037	33 197,22	3,8%
2038	34 445,10	3,8%
2039	35 739,85	3,8%
2040	37 083,29	3,8%
2041	38 477,25	3,8%
2042	39 923,60	3,8%
2043	41 424,33	3,8%
2044	42 981,42	3,8%
2045	44 597,10	3,8%
2046	46 273,51	3,8%
2047	48 012,89	3,8%
2048	49 817,70	3,8%
2049	51 690,33	3,8%
2050	53 633,39	3,8%
2051	55 649,43	3,8%
2052	57 741,28	3,8%
2053	59 911,72	3,8%
2054	62 163,80	3,8%
		3,52%

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 8

Dependent Variable: CLI08 Method: Least Squares Date: 10/10/23 Time: 15:24 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	65568.29	4207.083	15.58521	0.0000
@TREND	8380.408	277.6081	30.18791	0.0000
R-squared	0.973299	Mean dependent var		174513.6
Adjusted R-squared	0.972231	S.D. dependent var		67423.64
S.E. of regression	11235.41	Akaike info criterion		21.56272
Sum squared resid	3.16E+09	Schwarz criterion		21.65870
Log likelihood	-289.0967	Hannan-Quinn criter.		21.59126
F-statistic	911.3099	Durbin-Watson stat		0.306509
Prob(F-statistic)	0.000000			

Con dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 8 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 1,99%.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 8

Año	Clientes	Δ%
2022	293 516	-
2023	291 839	-0,6%
2024	300 220	2,9%
2025	308 600	2,8%
2026	316 981	2,7%
2027	325 361	2,6%
2028	333 741	2,6%
2029	342 122	2,5%
2030	350 502	2,4%
2031	358 883	2,4%
2032	367 263	2,3%
2033	375 643	2,3%
2034	384 024	2,2%
2035	392 404	2,2%
2036	400 785	2,1%
2037	409 165	2,1%
2038	417 545	2,0%
2039	425 926	2,0%
2040	434 306	2,0%
2041	442 687	1,9%
2042	451 067	1,9%
2043	459 447	1,9%
2044	467 828	1,8%
2045	476 208	1,8%
2046	484 589	1,8%
2047	492 969	1,7%
2048	501 349	1,7%
2049	509 730	1,7%
2050	518 110	1,6%

Año	Clientes	Δ%
2051	526 491	1,6%
2052	534 871	1,6%
2053	543 252	1,6%
2054	551 632	1,5%
		1,99%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 8 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, los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 8 se construyó sobre los valores departamentales, 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 promedio del periodo 2022-2054 es de 2,01%.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 8

Año	Población	Δ%
2022	1 027 525	-
2023	1 047 785	2,0%
2024	1 068 455	2,0%
2025	1 089 541	2,0%
2026	1 109 451	1,8%
2027	1 129 734	1,8%
2028	1 150 398	1,8%
2029	1 171 449	1,8%
2030	1 192 894	1,8%
2031	1 217 267	2,0%
2032	1 242 143	2,0%
2033	1 267 530	2,0%
2034	1 293 441	2,0%
2035	1 319 885	2,0%
2036	1 346 873	2,0%
2037	1 374 418	2,0%
2038	1 402 529	2,0%
2039	1 431 220	2,0%
2040	1 460 502	2,0%
2041	1 490 387	2,0%
2042	1 520 888	2,0%

Año	Población	Δ%
2043	1 552 017	2,0%
2044	1 583 788	2,0%
2045	1 616 213	2,0%
2046	1 649 307	2,0%
2047	1 683 082	2,0%
2048	1 717 554	2,0%
2049	1 752 736	2,0%
2050	1 788 643	2,0%
2051	1 825 291	2,0%
2052	1 862 694	2,0%
2053	1 900 868	2,0%
2054	1 939 829	2,0%
		2,01%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 8 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,3630 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuario:

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

La transformación de la proyección de la energía a proyección de potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT en cada SET se realizó a través de los FC y FCP:

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

Donde:

%p: Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC: Factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).

FCP: Factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).

h: Número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado 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 8

MÉTODO:		Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
ECUACIÓN:		$\frac{VENTAS}{C}$ T	$\frac{LOG(VENTAS)}{C}$ T	$\frac{VENTAS}{C}$ $LOG(T)$	$\frac{VENTAS}{C}$ T T^2	$\frac{VENTAS}{C}$ T T^2 T^3	$\frac{LOG(VENTAS)}{C}$ $LOG(TIEMPO)$
(R^2)		0,7494	0,7997	0,7209	0,8434	0,9694	0,8207
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	5,27	156,63	0,04	1,83	9,11	100,77
	Prob.	0,0000	0,0000	0,9704	0,0792	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	8,65	9,99	8,04	6,43	-2,89	10,70
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0084	0,0000
Variable 3	Valor				-3,79	8,14	
	Prob.				0,0009	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,73	
	Prob.					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		74,77	99,78	64,59	64,62	242,78	114,43
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

La Tabla N° 5 muestra los valores de proyección de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 5,41%.

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

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	950 006,99	1 079 641,30	825 259,56	801 252,62	618 939,82	858 408,47
2023	976 968,59	1 138 061,19	834 333,35	791 140,06	506 451,61	874 278,17
2024	1 003 930,19	1 199 642,21	843 088,69	778 281,25	371 583,47	889 868,98
2025	1 030 891,79	1 264 555,40	851 547,19	762 676,21	212 933,00	905 195,19
2026	1 057 853,38	1 332 981,08	859 728,30	744 324,94	29 097,80	920 269,88
2027	1 084 814,98	1 405 109,30	867 649,66	723 227,43	-181 324,53	935 105,10
2028	1 111 776,58	1 481 140,41	875 327,24	699 383,69	-419 736,42	949 711,96
2029	1 138 738,18	1 561 285,60	882 775,60	672 793,72	-687 540,25	964 100,75
2030	1 165 699,77	1 645 767,49	890 008,04	643 457,51	-986 138,44	978 281,00
2031	1 192 661,37	1 734 820,72	897 036,72	611 375,06	-1 316 933,40	992 261,56
2032	1 219 622,97	1 828 692,67	903 872,81	576 546,38	-1 681 327,52	1 006 050,67
2033	1 246 584,57	1 927 644,08	910 526,58	538 971,47	-2 080 723,22	1 019 656,04
2034	1 273 546,16	2 031 949,79	917 007,51	498 650,32	-2 516 522,91	1 033 084,84
2035	1 300 507,76	2 141 899,53	923 324,35	455 582,94	-2 990 128,98	1 046 343,81
2036	1 327 469,36	2 257 798,70	929 485,19	409 769,32	-3 502 943,84	1 059 439,27
2037	1 354 430,96	2 379 969,23	935 497,57	361 209,47	-4 056 369,91	1 072 377,14
2038	1 381 392,55	2 508 750,46	941 368,47	309 903,38	-4 651 809,58	1 085 163,02
2039	1 408 354,15	2 644 500,11	947 104,39	255 851,06	-5 290 665,27	1 097 802,16
2040	1 435 315,75	2 787 595,23	952 711,41	199 052,50	-5 974 339,38	1 110 299,52
2041	1 462 277,35	2 938 433,29	958 195,18	139 507,71	-6 704 234,31	1 122 659,79
2042	1 489 238,94	3 097 433,27	963 561,02	77 216,69	-7 481 752,47	1 134 887,41
2043	1 516 200,54	3 265 036,82	968 813,88	12 179,43	-8 308 296,27	1 146 986,59
2044	1 543 162,14	3 441 709,47	973 958,43	-55 604,07	-9 185 268,11	1 158 961,29
2045	1 570 123,74	3 627 941,95	978 999,03	-126 133,80	-10 114 070,41	1 170 815,31
2046	1 597 085,33	3 824 251,57	983 939,82	-199 409,76	-11 096 105,56	1 182 552,25
2047	1 624 046,93	4 031 183,58	988 784,67	-275 431,96	-12 132 775,97	1 194 175,51
2048	1 651 008,53	4 249 312,79	993 537,22	-354 200,39	-13 225 484,05	1 205 688,35
2049	1 677 970,12	4 479 245,06	998 200,94	-435 715,06	-14 375 632,20	1 217 093,89
2050	1 704 931,72	4 721 619,08	1 002 779,08	-519 975,96	-15 584 622,84	1 228 395,07
2051	1 731 893,32	4 977 108,07	1 007 274,73	-606 983,09	-16 853 858,36	1 239 594,73
2052	1 758 854,92	5 246 421,68	1 011 690,81	-696 736,46	-18 184 741,17	1 250 695,56
2053	1 785 816,51	5 530 307,98	1 016 030,07	-789 236,07	-19 578 673,69	1 261 700,16
2054	1 812 778,11	5 829 555,49	1 020 295,16	-884 481,91	-21 037 058,30	1 272 610,98
	2,04%	5,41%	0,67%			1,24

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 del modelo tendencial lineal (2,04%) es la que se considera en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado ha considerado una ecuación donde las ventas de energía están explicadas por las variables TARIFA REAL, PBI con un rezago y una variable dicotómica

llamada D2015, la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 8

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6 (seleccionado)
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA(-1)) LOG(PBI) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C TARIFA PBI CLIENTES	VENTAS C TARIFA(-1) PBI CLIENTES AR(1)	VENTAS C PBI(-1) TARIFA POBLACION D2015	VENTAS C PBI(-1) TARIFA(-1) CLIENTES(-1) D2015	VENTAS C TARIFA PBI(-1) D2015
R²	0,9870	0,8871	0,9754	0,9399	0,9276	0,9161
ESTADÍSTICO F:						
Valor	289,16	57,62	150,96	82,06	64,09	80,10
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADISTICO t:						
Variable 1	Valor	3,20	5,47	1,88	7,14	7,21
	Prob,	0,0047	0,0000	0,0751	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	-2,71	-4,33	-1,96	6,96	2,04
	Prob,	0,0138	0,0003	0,0643	0,0000	0,0547
Variable 3	Valor	2,53	2,06	2,09	-5,37	-6,13
	Prob,	0,0203	0,0509	0,0506	0,0000	0,0000
Variable 4	Valor	1,74	-0,05	1,11	-2,88	0,27
	Prob,	0,0987	0,9610	0,2820	0,0090	0,7865
Variable 5	Valor	9,02		10,15	1,37	1,49
	Prob,	0,0000		0,0000	0,1863	0,1529
Variable 6	Valor	2,45		3,00		
	Prob,	0,0242		0,0074		

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecia los valores de las proyecciones de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 6, con un estimado de crecimiento promedio de 3,63%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 8 (MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	772 079,71	887 134,40	734 789,96	832 023,03	807 461,93	857 517,02
2023	773 671,58	879 121,38	735 539,88	890 915,74	863 001,54	907 620,10
2024	788 527,22	892 606,95	749 162,05	852 170,63	855 702,47	899 440,31
2025	808 832,28	921 959,26	768 681,00	850 259,87	870 424,99	913 664,00
2026	831 077,94	957 266,81	790 384,21	876 317,84	898 144,05	943 811,43
2027	853 640,80	993 927,45	812 549,29	911 883,86	930 741,10	979 935,50
2028	876 529,76	1 031 991,28	835 197,65	949 250,30	964 446,46	1 017 417,51
2029	899 754,83	1 071 513,72	858 352,55	988 493,66	999 301,20	1 056 307,76
2030	923 323,54	1 112 544,77	882 035,08	1 029 698,15	1 035 350,69	1 096 661,86
2031	947 246,69	1 155 146,38	906 270,67	1 069 868,84	1 072 635,89	1 138 529,98
2032	971 532,62	1 199 375,12	931 082,59	1 112 055,48	1 111 207,55	1 181 974,31
2033	996 190,05	1 245 290,90	956 495,27	1 156 342,99	1 151 112,00	1 227 051,61
2034	1 021 228,83	1 292 959,33	982 535,14	1 202 815,77	1 192 398,32	1 273 822,02
2035	1 046 657,75	1 342 445,05	1 009 228,17	1 251 572,63	1 235 120,24	1 322 351,36

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2036	1 072 486,74	1 393 818,59	1 036 602,43	1 302 708,34	1 279 330,72	1 372 704,53
2037	1 098 723,93	1 447 147,25	1 064 684,69	1 356 325,07	1 325 087,53	1 424 952,30
2038	1 125 379,30	1 502 506,65	1 093 504,74	1 412 524,46	1 372 445,79	1 479 162,22
2039	1 152 461,76	1 559 971,55	1 123 091,98	1 471 415,99	1 421 467,43	1 535 410,16
2040	1 179 981,31	1 619 622,96	1 153 478,06	1 533 111,35	1 472 213,72	1 593 771,17
2041	1 207 947,57	1 681 543,50	1 184 695,15	1 597 731,46	1 524 750,98	1 654 326,54
2042	1 236 369,86	1 745 817,44	1 216 776,01	1 665 398,73	1 579 146,91	1 717 159,20
2043	1 265 257,81	1 812 533,16	1 249 754,81	1 736 239,54	1 635 470,52	1 782 353,72
2044	1 294 620,72	1 881 780,76	1 283 666,36	1 810 384,69	1 693 794,21	1 849 998,78
2045	1 324 469,59	1 953 659,56	1 318 548,84	1 887 970,33	1 754 191,78	1 920 184,82
2046	1 354 813,66	2 028 265,92	1 354 439,27	1 969 144,38	1 816 744,59	1 993 011,51
2047	1 385 662,51	2 105 700,56	1 391 376,25	2 054 053,40	1 881 531,55	2 068 575,56
2048	1 417 027,35	2 186 073,83	1 429 401,94	2 142 846,46	1 948 635,18	2 146 978,05
2049	1 448 917,66	2 269 493,17	1 468 557,37	2 235 692,33	2 018 145,86	2 228 329,72
2050	1 481 344,55	2 356 075,90	1 508 887,22	2 332 752,53	2 090 151,61	2 312 738,42
2051	1 514 317,40	2 445 936,45	1 550 435,06	2 434 203,81	2 164 748,50	2 400 321,86
2052	1 547 847,80	2 539 202,00	1 593 249,18	2 540 220,60	2 242 030,28	2 491 194,89
2053	1 581 945,66	2 635 996,98	1 637 376,83	2 650 996,17	2 322 101,11	2 585 485,16
2054	1 616 623,03	2 736 458,95	1 682 870,11	2 766 719,25	2 405 062,93	2 683 317,54
	2,34%	3,58%	2,62%	3,83%	3,47%	3,63%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Figura N° 4 se presenta la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 6) con una bondad de ajuste (R^2) de 91,61%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test “t” y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test “F”. Ver.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

Dependent Variable: ENE08				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 16:26				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	929876.5	128901.1	7.213875	0.0000
TARAD08	-26090.31	4077.037	-6.399331	0.0000
PBIAD08(-1)	45.07497	3.187909	14.13935	0.0000
D2015	157503.0	77181.46	2.040684	0.0535
R-squared	0.916125	Mean dependent var		613193.0
Adjusted R-squared	0.904687	S.D. dependent var		241437.7
S.E. of regression	74538.55	Akaike info criterion		25.41666
Sum squared resid	1.22E+11	Schwarz criterion		25.61021
Log likelihood	-326.4166	Hannan-Quinn criter.		25.47239
F-statistic	80.09802	Durbin-Watson stat		1.295830
Prob(F-statistic)	0.000000			

Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

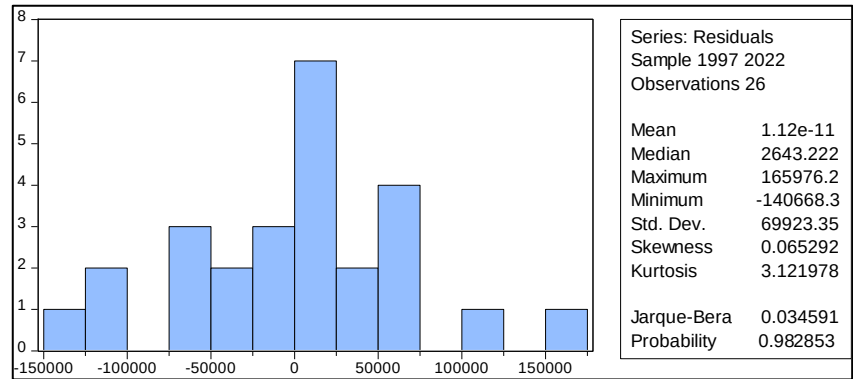
El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 8 es consistente estadísticamente por pasar las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N°

5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del del Test de Jarque-Bera >5% (98,28%).

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% (8,71%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	2.487901	Prob. F(3,22)	0.0871	
Obs*R-squared	6.586282	Prob. Chi-Square(3)	0.0863	
Scaled explained SS	5.003223	Prob. Chi-Square(3)	0.1716	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 06:31				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.28E+09	5.74E+09	-0.397378	0.6949
TARAD08^2	3204859.	5816305.	0.551013	0.5872
PBIAD08(-1)^2	28.49880	12.19993	2.335980	0.0290
D2015^2	-7.46E+09	6.64E+09	-1.122652	0.2737
R-squared	0.253319	Mean dependent var	4.70E+09	
Adjusted R-squared	0.151498	S.D. dependent var	6.98E+09	
S.E. of regression	6.43E+09	Akaike info criterion	48.14798	
Sum squared resid	9.10E+20	Schwarz criterion	48.34153	
Log likelihood	-621.9237	Hannan-Quinn criter.	48.20372	
F-statistic	2.487901	Durbin-Watson stat	2.076795	
Prob(F-statistic)	0.087081			

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% (22,97%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.584751	Prob. F(2,20)	0.2297	
Obs*R-squared	3.556703	Prob. Chi-Square(2)	0.1689	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 06:31				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	26781.35	126562.8	0.211605	0.8346
TARAD08	-531.6670	3986.424	-0.133369	0.8952
PBIAD08(-1)	-1.008534	3.157716	-0.319387	0.7527
D2015	-44137.14	79564.08	-0.554737	0.5852
RESID(-1)	0.310611	0.257162	1.207843	0.2412
RESID(-2)	0.222276	0.246058	0.903345	0.3771
R-squared	0.136796	Mean dependent var	1.12E-11	
Adjusted R-squared	-0.079005	S.D. dependent var	69923.35	
S.E. of regression	72632.99	Akaike info criterion	25.42340	
Sum squared resid	1.06E+11	Schwarz criterion	25.71373	
Log likelihood	-324.5042	Hannan-Quinn criter.	25.50700	
F-statistic	0.633900	Durbin-Watson stat	1.743254	
Prob(F-statistic)	0.676250			

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,39% 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 8 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	716 848,69	-
2023	742 864,59	3,63%
2024	769 824,67	3,63%
2025	797 763,19	3,63%
2026	824 086,33	3,30%

Año	Ajuste final	TC
2027	855 627,96	3,83%
2028	888 355,28	3,82%
2029	922 312,19	3,82%
2030	941 124,88	2,04%
2031	960 321,30	2,04%
2032	979 909,28	2,04%
2033	999 896,80	2,04%
2034	1 020 292,01	2,04%
2035	1 041 103,23	2,04%
2036	1 062 338,94	2,04%
2037	1 084 007,80	2,04%
2038	1 106 118,65	2,04%
2039	1 128 680,51	2,04%
2040	1 151 702,56	2,04%
2041	1 175 194,20	2,04%
2042	1 199 165,01	2,04%
2043	1 223 624,76	2,04%
2044	1 248 583,42	2,04%
2045	1 274 051,17	2,04%
2046	1 300 038,39	2,04%
2047	1 326 555,69	2,04%
2048	1 353 613,86	2,04%
2049	1 381 223,95	2,04%
2050	1 409 397,21	2,04%
2051	1 438 145,13	2,04%
2052	1 467 479,43	2,04%
2053	1 497 412,08	2,04%
2054	1 527 955,26	2,04%
		2,39%

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver formato F-109 del Área de Demanda 8) 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; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considerará consumos constantes para

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

Por consiguiente, en el Área de Demanda 8, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez que no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

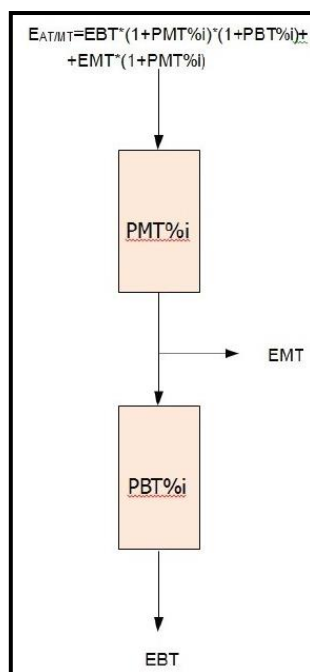
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga.
- 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 8 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.

Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C

Metodología y determinación de Transformadores de Reserva

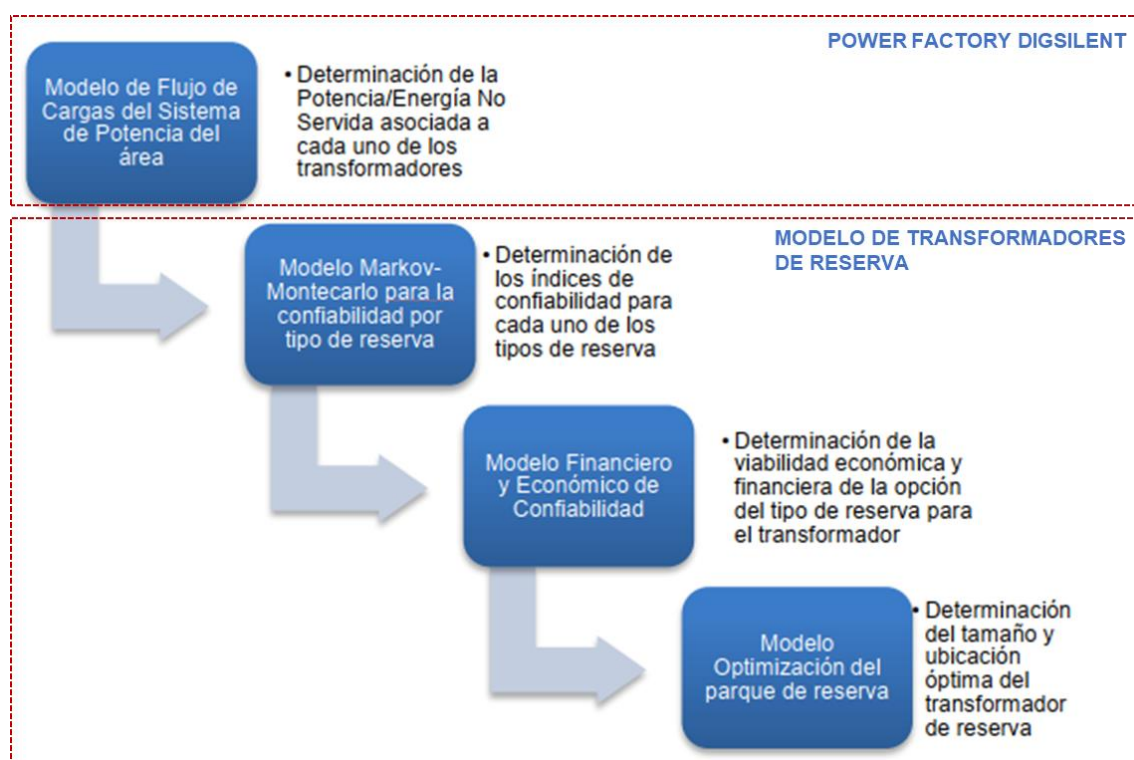
METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD.

Asimismo, haciendo uso del modelo de confiabilidad y optimización (“Modelo de Transformadores de Reserva”) adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N°1: Flujograma del proceso de determinación de los transformadores de reserva



El estudio se inicia con la definición del parque de transformadores por Área de Demanda, considerando que los transformadores deben pertenecer a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda.

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida

La Potencia No Servida se obtiene efectuando simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red del Sistema Eléctrico a Remunerar determinada en el Plan de Inversiones. La estimación de la Potencia No Servida se determina para un horizonte de 10 años.

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

La evaluación de transformadores de reserva se efectúa en base a un modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de viabilidad económica, el cual considera los beneficios de contar con reservas en función del costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida y el Costo de la Inversión requerida para los transformadores de reserva.

Se establece, la relación Beneficio/Costo del transformador de reserva, el cual debe ser mayor a uno para justificar su inversión.

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que de la evaluación financiera y económica de confiabilidad resultaron con viabilidad para contar con una reserva de tipo en bodega, son seleccionados para ser evaluados mediante el módulo de optimización del Modelo de Transformadores de Reserva, a fin de determinar el tamaño y ubicación óptima de un transformador de reserva compartida que brinde confiabilidad a un grupo de transformadores.

Para la optimización, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las Potencias No Servidas asociadas a cada transformador.
- El periodo de análisis corresponde al periodo vinculante del Plan de Inversión.
- Matriz de tiempo requerido para llevar un transformador de reserva de una Subestación "A", a otra Subestación "B".
- Disponibilidad de espacios en las subestaciones para almacenar una reserva del tipo compartida.
- Agrupamiento de transformadores considerando su ubicación geográfica y características técnicas.

En el caso de evaluar el parque de transformadores mediante la agrupación de dos (2) o más subgrupos vs evaluar todo el parque en un (1) solo grupo, la decisión estará basada en aquel agrupamiento que presenta el menor costo total de la confiabilidad (función de Min(Fobj) del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

$$MinFobj(G1) < MinFobj(G2) + MinFobj(G3) + \dots + MinFobj(Gn)$$

Finalmente, es preciso indicar que, los sustentos de los métodos de cálculos, así como los manuales para uso del Modelo de Transformadores de Reserva tanto del usuario como del programador se encuentran debidamente desarrollados en los Archivos anexos del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

A continuación, se muestra las solicitudes de transformadores de reserva para el Área de Demanda 8, realizadas por SEAL y ELECTRODUNAS:

SOLICITUD DE TRANSFORMADORES DE RESERVA							
Titular	AD	Proopues	Solicitud	Tensión	SET	Tipo	Sustento
Electro Dunas	8	PF	1 TR 40 MVA	60/23/10	Ica Norte	Existente	094-2022-OS/CD
Electro Dunas	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23/10	Chincha Nueva	Nuevo	094-2022-OS/CD
Electro Dunas	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23/10	El Ángel	Nuevo	094-2022-OS/CD
Electro Dunas	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23/10	Copara	Nuevo	094-2022-OS/CD
Seal	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23	Chala	Nuevo	094-2022-OS/CD

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD8

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 8 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 60/23 kV de 18, 25, 40 y 50 MVA.
- Transformadores en 60/10 kV de 9, 18, 15, 20 y 25 MVA.
- Transformadores en 60/23/10 kV de 9, 15, 25, 37.5 y 40 MVA.

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 8

Subestación	Potenci	P	S	T	Módulo Estándar
Villacuri	25	60	23		TP-060023-020CO1E
Huarango	50	60	23		TP-060MT-050COE
Lomas	40	60	23		TP-060023-040CO1E
Ica Norte	18.75	60	10		TP-060010-020CO1E
Ica Norte	40	60	23	10	TP-060023010-040CO1E
Sta. Margarita	40	60	23	10	TP-060023010-040COE
Tacama	40	60	23	10	TP-060MTMT-040COE
Señor de Luren	40	60	23	10	TP-060023010-040CO1E
El Carmen	31.25	60	23	10	TP-060023010-025CO1E
Pedregal	31.25	60	10		TP-060010-025CO1E
Pueblo Nuevo	13	60	23	10	TP-060023010-015CO1E
Pueblo Nuevo	18.75	60	10		TP-060010-020CO1E
Chincha Nueva	13	60	23	10	TP-060023010-015CO1E
Tambo de Mora	15	60	10		TP-060010-015CO1E
Tambo de Mora	8.75	60	10		TP-060010-009CO1E
Alto la Luna	37.5	60	23	10	TP-060023010-037.5CO1E

Subestación	Potenci	P	S	T	Módulo Estándar
Paracas	37.5	60	23	10	TP-060023010-037,5CO1E
Pisco	18.75	60	10		TP-060010-018CO1E
Coracora	15	60	23	10	TP-060MTMT-015SIE
Nazca	15	60	23	10	TP-060023010-015CO1E
Nazca	8.75	60	23	10	TP-060023010-009CO1E
Palpa	9	60	23	10	TP-060023010-009CO1E
Puquio	9	60	23	10	TP-060023010-009SI3E
Bella Unión	18	60	23		TP-060023-018CO1E
Chala	25	60	23		TP-060MT-025COE

En el Área de Demanda 8, actualmente se viene remunerando el siguiente transformador de reserva:

Item	SET Remuneración	Tensión [kV]	Potencia [MVA]	SST/SCT
1	Ica Norte	60/23/10	40	SCT

Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Item	Descripción	Tensión [kV]	Potencia [MVA]	Año
1	Nuevo transformador en SET Nazca	60/23/10	40	2025
2	Nuevo transformador en SET Chinchua Nueva	60/23/10	40	2026
3	Rotación de transformador de SET Nazca a SET Palpa	60/23/10	15	2026

A continuación, se muestra aquellos transformadores que presentan Potencia No Servida ante la ocurrencia de un evento de falla.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

DATOS DE TRANSFORMADORES (*DATO NECESARIO PARA CONFIABILIDAD, ** DATO NECESARIO PARA OPTIMIZACIÓN)				POTENCIAS NO SERVIDAS, PNS [MW]* (SOLO SE CONSIDERAS DESDE EL AÑO DE REFERENCIA HASTA EL AÑO FINAL DE ANÁLISIS)									
Item	Área de Demanda *	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar ANTIGUO	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
1	8 Villacuri	TP-060023-040CO1E		23.6	25.4	26.2	27.9	29.1	29.3	29.6	29.8	30	30.28
2	8 Huarango	TP-060023-050CO1E		21.70	24.40	28	30.8	31.1	31.2	31.3	31.5	31.6	31.8
3	8 Lomas	TP-060023-040CO1E		10.40	11.20	12.9	14	14.1	14.1	14.2	14.2	14.3	14.34
4	8 Ica Norte	TP-060010-020CO1E		4.80	4.90	5.1	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9
5	8 Ica Norte	TP-060023010-040CO1E		21.20	21.90	22.6	23.4	24.1	24.5	24.9	25.4	25.8	26.3
6	8 Santa Margarita	TP-060023010-040CO1E		27.40	29.30	31	25.2	26.3	26.5	26.6	26.9	27.1	27.4
7	8 Tacama	TP-060023010-040CO1E		12.90	13.10	13.4	13.7	14	14.2	14.4	14.5	14.7	14.8
8	8 Sr de Luren	TP-060023010-040CO1E		19.90	20.30	20.8	21.3	21.8	22.1	22.4	22.7	22.9	23.3
9	8 El Carmen	TP-060023010-025CO1E		6.90	7.10	7.3	7.5	7.7	7.9	7.9	8	8.1	8.3
10	8 Pedregal	TP-060010-025CO1E		20.60	22.70	23.4	23.6	24	24.1	24.3	24.4	24.6	24.8
11	8 Pueblo Nuevo	TP-060023010-015CO1E		6.00	6.30	6.6	7.3	7.5	7.6	7.7	7.8	8	8.1
12	8 Pueblo Nuevo	TP-060010-020CO1E		13.00	12.20	12.7	12.9	13.2	13.4	13.6	13.7	13.9	14.1
13	8 Chinchua Nueva	TP-060023010-040CO1E		7.60	9.90	10.3	10.6	10.8	10.9	11.1	11.1	11.2	11.3
14	8 Tambo de Mora	TP-060010-015CO1E		8.30	8.50	8.7	8.7	8.8	8.9	8.9	8.9	9	9
15	8 Tambo de Mora	TP-060010-009CO1E		5.60	5.70	5.8	5.8	5.9	5.9	5.9	6	6	6
16	8 Alto la Luna	TP-060023010-040CO1E		21.60	23.50	23.9	24.3	24.7	24.9	25.2	25.4	25.7	25.9
17	8 Paracas	TP-060023010-040CO1E		19.30	19.70	19.8	19.9	19.9	20.1	20.1	20.2	20.2	20.3
18	8 Pisco	TP-060010-020CO1E		5.30	5.50	5.7	5.9	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6
19	8 Coracora	TP-060023010-015SI2E		8.90	9.00	9.2	9.4	7.5	7.6	7.6	7.7	7.8	7.9
20	8 Nasca	TP-060023010-040CO1E		24.40	25.80	26.6	26.9	27.4	27.6	27.8	28.1	28.4	28.7
21	8 Palpa	TP-060023010-015CO1E		6.70	7.20	7.3	7.3	7.5	7.6	7.6	7.7	7.8	7.9
22	8 Puquio	TP-060023010-009SI3E		1.00	1.10	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
23	8 Bella Union	TP-060023-020CO1E		8.70	9.00	9.5	9.9	10	10.1	10.1	10.2	10.2	10.3
24	8 Chala	TP-060023-025CO1E		11.40	12.10	12.7	14.7537	12.3	12.3	12.4	12.4	12.7	12.8

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

RESULTADOS MODELO DE CONFIABILIDAD			VPN - X% COSTO DE INVERSIÓN (USD)				X % también se usa para priorizar tipo de reserva. Ver Datos de Configuración
Área de Demanda	Empresa de Distribución	Nombre Subestación	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Es viable una Reserva?	Cual tipo de reserva se recomienda?
8	Coelvisac	Villacuri	\$ 4,220,016	\$ 4,228,919	\$ 3,707,287	SI	Reserva en Bodega
8	Coelvisac	Huarango	\$ 7,029,303	\$ 7,098,990	\$ 6,619,304	SI	Reserva en Bodega
8	Coelvisac	Lomas	\$ 2,901,102	\$ 2,877,261	\$ 2,324,912	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Ica Norte	\$ 724,414	\$ 666,001	\$ 116,636	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Ica Norte	\$ 5,372,441	\$ 5,392,249	\$ 4,819,285	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Santa Margarita	\$ 4,565,339	\$ 4,567,307	\$ 3,977,352	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Tacama	\$ 2,839,023	\$ 2,799,084	\$ 2,170,080	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Sr de Luren	\$ 4,780,886	\$ 4,785,427	\$ 4,198,338	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	El Carmen	\$ 1,002,857	\$ 932,305	\$ 305,728	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Pedregal	\$ 6,260,551	\$ 6,336,140	\$ 5,902,071	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Pueblo Nuevo	\$ 1,386,564	\$ 1,339,585	\$ 760,079	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Pueblo Nuevo	\$ 2,945,876	\$ 2,942,110	\$ 2,444,711	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Chincha Nueva	\$ 1,843,015	\$ 1,776,792	\$ 1,123,503	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Tambo de Mora	\$ 1,147,862	\$ 1,106,263	\$ 584,776	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Tambo de Mora	\$ 1,095,625	\$ 1,062,654	\$ 565,975	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Alto la Luna	\$ 6,934,756	\$ 6,994,229	\$ 6,458,378	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Paracas	\$ 1,983,235	\$ 1,920,410	\$ 1,270,115	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Pisco	\$ 1,078,805	\$ 1,029,375	\$ 488,613	SI	Reserva en Bodega
8	Adinelsa	Coracora	\$ 1,627,257	\$ 1,585,253	\$ 988,246	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Nasca	\$ 5,379,563	\$ 5,401,209	\$ 4,828,337	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Palpa	\$ 1,404,261	\$ 1,357,423	\$ 778,410	SI	Reserva en Bodega
8	Electrodunas	Puquio	-\$ 152,756	-\$ 225,642	-\$ 818,132	NO	No viable
8	Seal	Bella Union	\$ 2,197,616	\$ 2,175,096	\$ 1,659,848	SI	Reserva en Bodega
8	Seal	Chala	\$ 2,732,776	\$ 2,717,763	\$ 2,200,396	SI	Reserva en Bodega

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

Alternativa I: Parque de Transformadores del AD8 en dos (02) grupos.

Grupo I: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Chincha, Pisco e Ica. Esta agrupación está definida en base a la cercanía geográfica en los tres sistemas eléctricos antes mencionados.

Grupo II: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Nasca y Bella Unión-Chala.

Área de Demanda *	Subgrupo	Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar ANTIGUO
8	G1	Electrodunas	El Carmen	TP-060023010-025CO1E
8	G1	Electrodunas	Pedregal	TP-060010-025CO1E
8	G1	Electrodunas	Pueblo Nuevo	TP-060023010-015CO1E
8	G1	Electrodunas	Pueblo Nuevo	TP-060010-020CO1E
8	G1	Electrodunas	Chincha Nueva	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Tambo de Mora	TP-060010-015CO1E
8	G1	Electrodunas	Tambo de Mora	TP-060010-009CO1E
8	G1	Electrodunas	Alto la Luna	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Paracas	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Pisco	TP-060010-020CO1E
8	G1	Coelvisac	Villacuri	TP-060023-040CO1E
8	G1	Coelvisac	Huarango	TP-060023-050CO1E
8	G1	Coelvisac	Lomas	TP-060023-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Ica Norte	TP-060010-020CO1E
8	G1	Electrodunas	Ica Norte	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Santa Margarita	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Tacama	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Sr de Luren	TP-060023010-040CO1E
8	G4	Adinelsa	Coracora	TP-060023010-015SI2E
8	G4	Electrodunas	Nasca	TP-060023010-040CO1E
8	G4	Electrodunas	Palpa	TP-060023010-015CO1E
8	G4	Seal	Bella Union	TP-060023-020CO1E
8	G4	Seal	Chala	TP-060023-025CO1E

Alternativa II: Parque de Transformadores del AD8 en Cuatro (04) grupos, agrupados según sistemas eléctricos.

- Grupo I: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Chincha.
- Grupo II: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Pisco.
- Grupo III: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Ica.
- Grupo IV: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Nasca

Área de Demanda *	Subgrupo	Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar ANTIGUO
8	G1	Electrodunas	El Carmen	TP-060023010-025CO1E
8	G1	Electrodunas	Pedregal	TP-060010-025CO1E
8	G1	Electrodunas	Pueblo Nuevo	TP-060023010-015CO1E
8	G1	Electrodunas	Pueblo Nuevo	TP-060010-020CO1E
8	G1	Electrodunas	Chincha Nueva	TP-060023010-040CO1E
8	G1	Electrodunas	Tambo de Mora	TP-060010-015CO1E
8	G1	Electrodunas	Tambo de Mora	TP-060010-009CO1E
8	G2	Electrodunas	Alto la Luna	TP-060023010-040CO1E
8	G2	Electrodunas	Paracas	TP-060023010-040CO1E
8	G2	Electrodunas	Pisco	TP-060010-020CO1E
8	G3	Coelvisac	Villacuri	TP-060023-040CO1E
8	G3	Coelvisac	Huarango	TP-060023-050CO1E
8	G3	Coelvisac	Lomas	TP-060023-040CO1E
8	G3	Electrodunas	Ica Norte	TP-060010-020CO1E
8	G3	Electrodunas	Ica Norte	TP-060023010-040CO1E
8	G3	Electrodunas	Santa Margarita	TP-060023010-040CO1E
8	G3	Electrodunas	Tacama	TP-060023010-040CO1E
8	G3	Electrodunas	Sr de Luren	TP-060023010-040CO1E
8	G4	Adinelsa	Coracora	TP-060023010-015SI2E
8	G4	Electrodunas	Nasca	TP-060023010-040CO1E
8	G4	Electrodunas	Palpa	TP-060023010-015CO1E
8	G4	Seal	Bella Union	TP-060023-020CO1E
8	G4	Seal	Chala	TP-060023-025CO1E

C.5.5. Resultados de Optimización

Resultados Alternativa 1.

Potencia Móvil	SET Cubierta			2025	2026	2027	2028	2029
8_G1_TP-060	Alto la Luna	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Chincha Nueva	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	El Carmen	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Huarango	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Ica Norte	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Lomas	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Paracas	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Pedregal eldu	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Pisco	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Pueblo Nuevo	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Santa Margarita	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Sr de Luren	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Tacama	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Tambo de Mora	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Villacuri	Móvil	Tacama	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
8_G2_TP-060	Bella Union	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Chala	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Coracora	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Nasca	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Palpa	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
Total general				533.00	568.50	598.00	596.50	603.50

Alternativa 1					
		GRUPO I	GRUPO II	TOTAL	
		Huarango, Tambo de Mora, Ica Norte, Pisco, Villacuri, Pueblo Nuevo, Pedregal, Lomas, Chinchua Nueva, Alto la Luna, Señor de Luren, Paracas, Tacama, El Carmen, Santa Margarita	Nasca, Palpa, Coracora, Chala, Bella Unión	COSTO CONFIABILIDAD	
2025	\$	3,574,413.65	1,542,440.63	\$	5,116,854.28
2027	\$	3,918,217.31	1,633,283.02	\$	5,551,500.33
2029	\$	4,024,463.02	1,612,673.83	\$	5,637,136.86
Ubicación		Tacama - 40 MVA	Nasca - 40 MVA		
Tensión		60/23/10 kV	60/23/10 kV		

De acuerdo a la alternativa 1, el costo total para brindar confiabilidad al AD8, con dos (02) transformador de reserva de 60/23/10 kV de 40 MVA, es de \$ 5,637,136.86.

Resultados Alternativa 2.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
8_G1_TP-060	Chinchua Nueva	Móvil	Pedregal eldu	20.60	22.70	23.40	23.60	24.00
	El Carmen	Móvil	Pedregal eldu	20.60	22.70	23.40	23.60	24.00
	Pedregal eldu	Móvil	Pedregal eldu	20.60	22.70	23.40	23.60	24.00
	Pueblo Nuevo	Móvil	Pedregal eldu	20.60	22.70	23.40	23.60	24.00
	Tambo de Mora	Móvil	Pedregal eldu	20.60	22.70	23.40	23.60	24.00
8_G2_TP-060	Alto la Luna	Móvil	Alto la Luna	21.60	23.50	23.90	24.30	24.70
	Paracas	Móvil	Alto la Luna	21.60	23.50	23.90	24.30	24.70
	Pisco	Móvil	Alto la Luna	21.60	23.50	23.90	24.30	24.70
8_G3_TP-060	Huarango	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Ica Norte	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Lomas	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Santa Margarita	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Sr de Luren	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Tacama	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
	Villacuri	Móvil	Ica Norte	27.40	29.30	31.00	30.80	31.10
8_G4_TP-060	Bella Union	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Chala	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Coracora	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Nasca	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
	Palpa	Móvil	Nasca	24.40	25.80	26.60	26.90	27.40
Total general				481.60	518.10	538.70	541.00	548.80

Alternativa 2										
	GRUPO I		GRUPO II		GRUPO III		GRUPO IV		TOTAL	
	El Carmen, Pedregal, Pueblo Nuevo, Chinchua Nueva, Tambo de Mora		Alto la Luna, Paracas, Pisco		Villacuri, Huarango, Lomas, Ica Norte, Santa Margarita, Tacama, Señor de Luren		Nasca, Coracora, Palpa, Chala, Bella Unión		COSTO CONFIABILIDAD	
2025	\$	1,131,065.75	\$	1,064,403.86	\$	1,980,737.54	\$	1,542,440.63	\$	5,718,647.77
2027	\$	1,208,162.99	\$	1,112,715.93	\$	2,177,512.89	\$	1,633,283.02	\$	6,131,674.83
2029	\$	1,231,205.76	\$	1,130,590.62	\$	2,228,861.25	\$	1,612,673.83	\$	6,203,331.47
Ubicación	Pedregal - 25 MVA		Alto la Luna - 25 MW		Ica Norte - 40 MW		Nazca - 30 MW			
Tensión	60/23/10 kV		60/23/10 kV		60/23/10 kV		60/23/10 kV			

De acuerdo a la alternativa 2, el costo total para brindar confiabilidad al AD8, con cuatro (04) transformadores de reserva de 60/23/10 kV de 25, 25, 30 y 40 MVA, es de \$ 6,203,331.47.

C.5.6. Selección de Alternativas

A continuación, se resume los resultados de las alternativas evaluadas, para brindar confiabilidad a toda el Área de Demanda 8:

Item	Alternativa	Descripción	Costo Total Confiabilidad
1	Alternativa 1	2 TP de Reserva de 60/23/10 kV de 40 MVA	\$5,637,136.86
2	Alternativa 2	2 TP de Reserva de 25 MVA, 1 TP de Reserva de 30 MVA y uno de 40 MVA, todos en 60/23/10 kV	\$6,203,331.47

La Alternativa seleccionada es la N° 1 por brindar confiabilidad al AD8 al menor costo. Por tanto, el AD8 requiere contar con dos transformadores de reserva de 60/23/10 kV de 40 MVA.

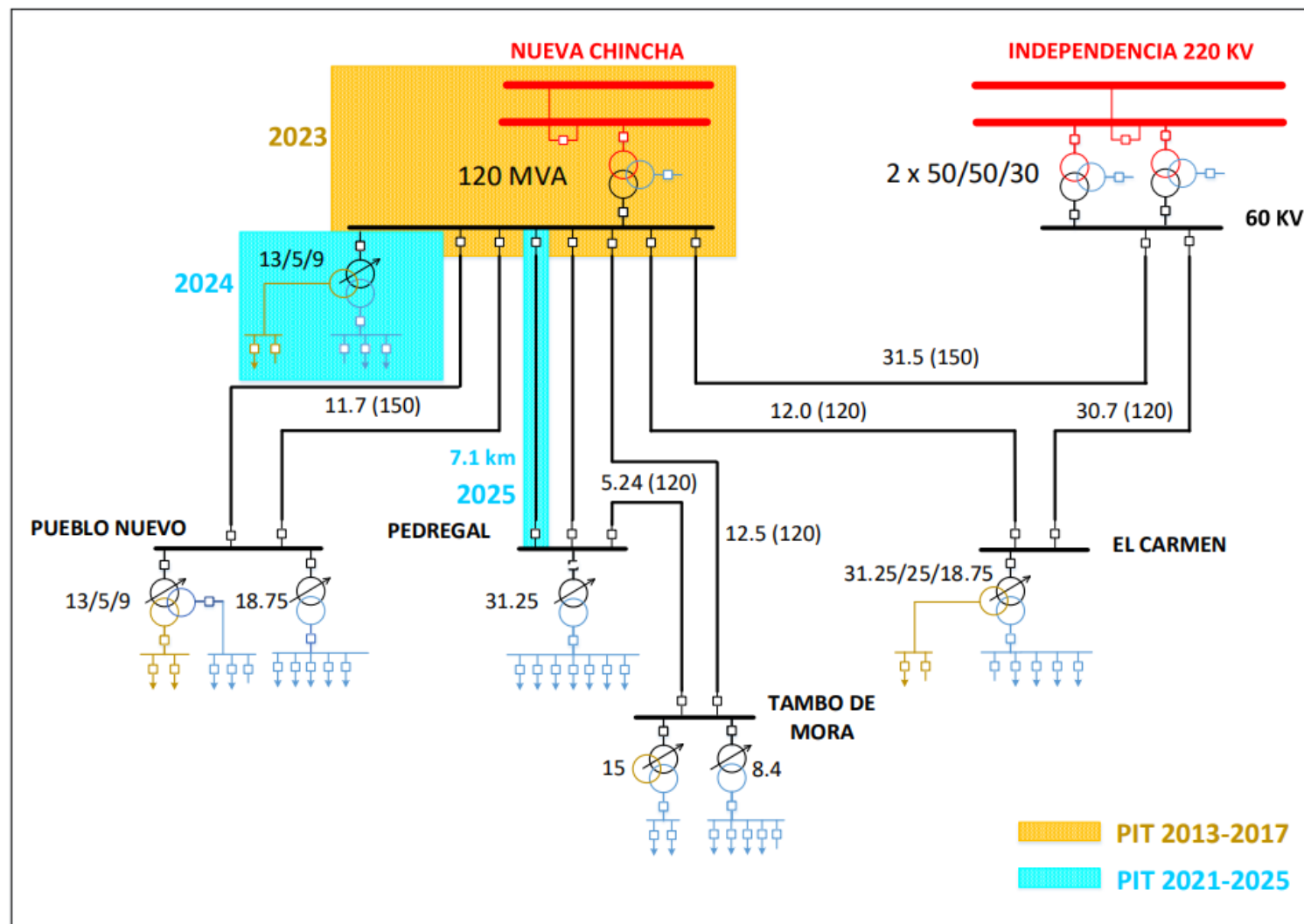
C.6. Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

Actualmente en el AD8 se remunera un transformado de reserva de 60/23/10 kV de 40 MVA en la SET Ica Norte. En ese sentido, considerando los resultados de la aplicación de la metodología para determinar transformadores de reserva del tipo compartida, se dispone para el presente Plan de Inversiones 2025-2029, aprobar un transformador de reserva compartido en 60/23/10 kV de 40 MVA, a ubicarse en la SET Nasca para el año 2025. Asimismo, se dispone, que el transformador de reserva existente en Ica Norte sea rotado a la SET Tacama.

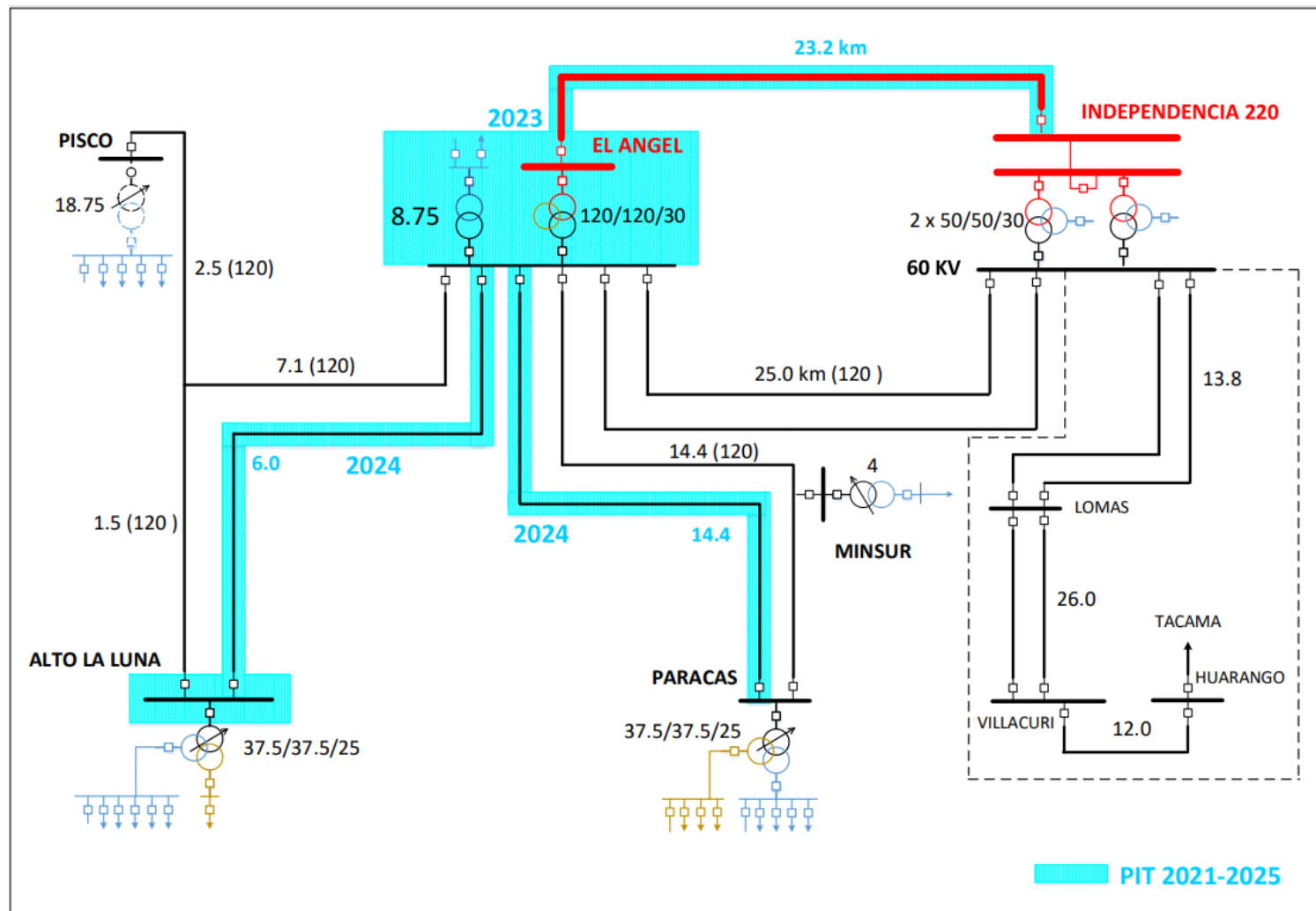
Anexo D

Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares

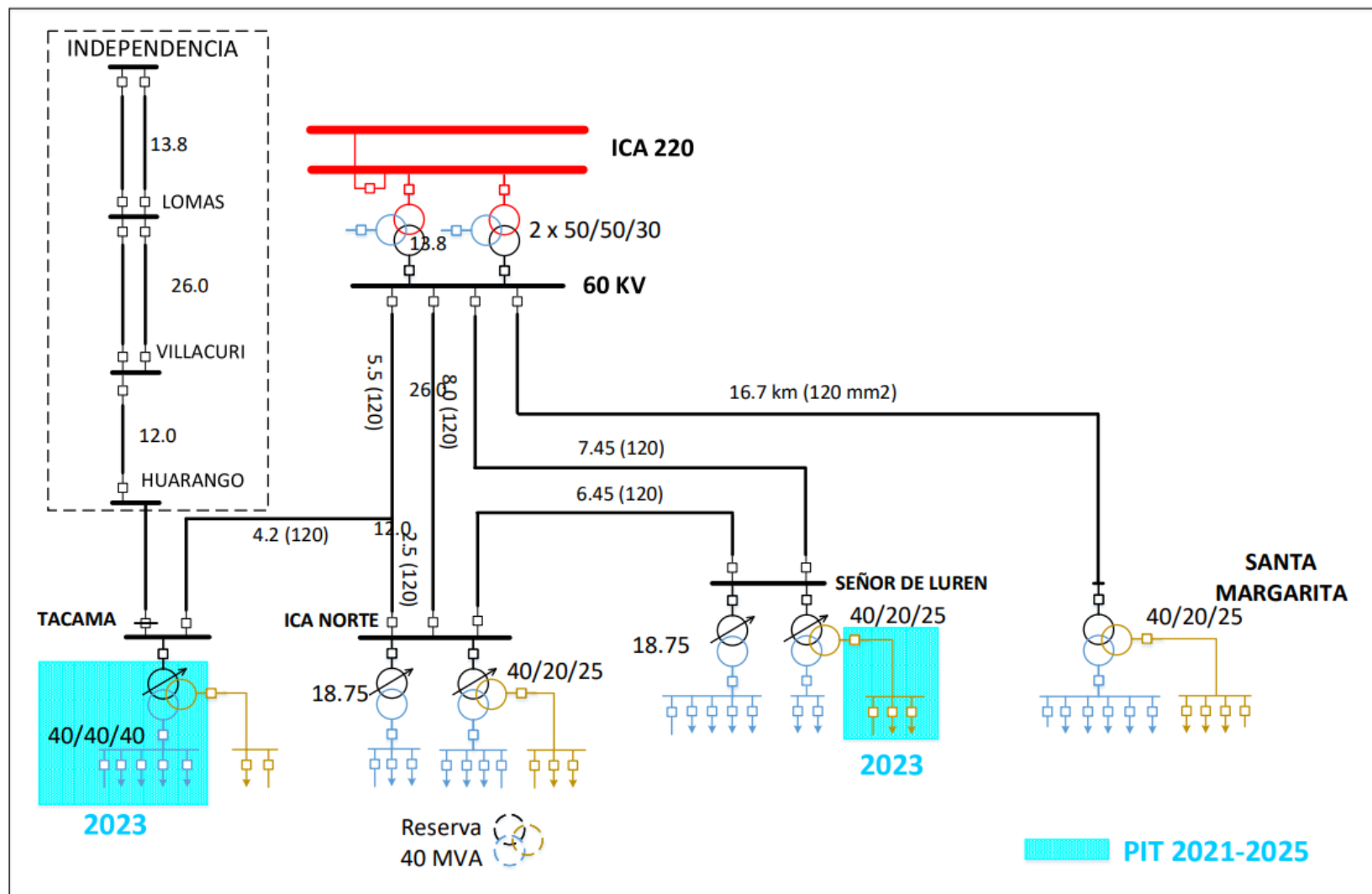
Sistema Chincha



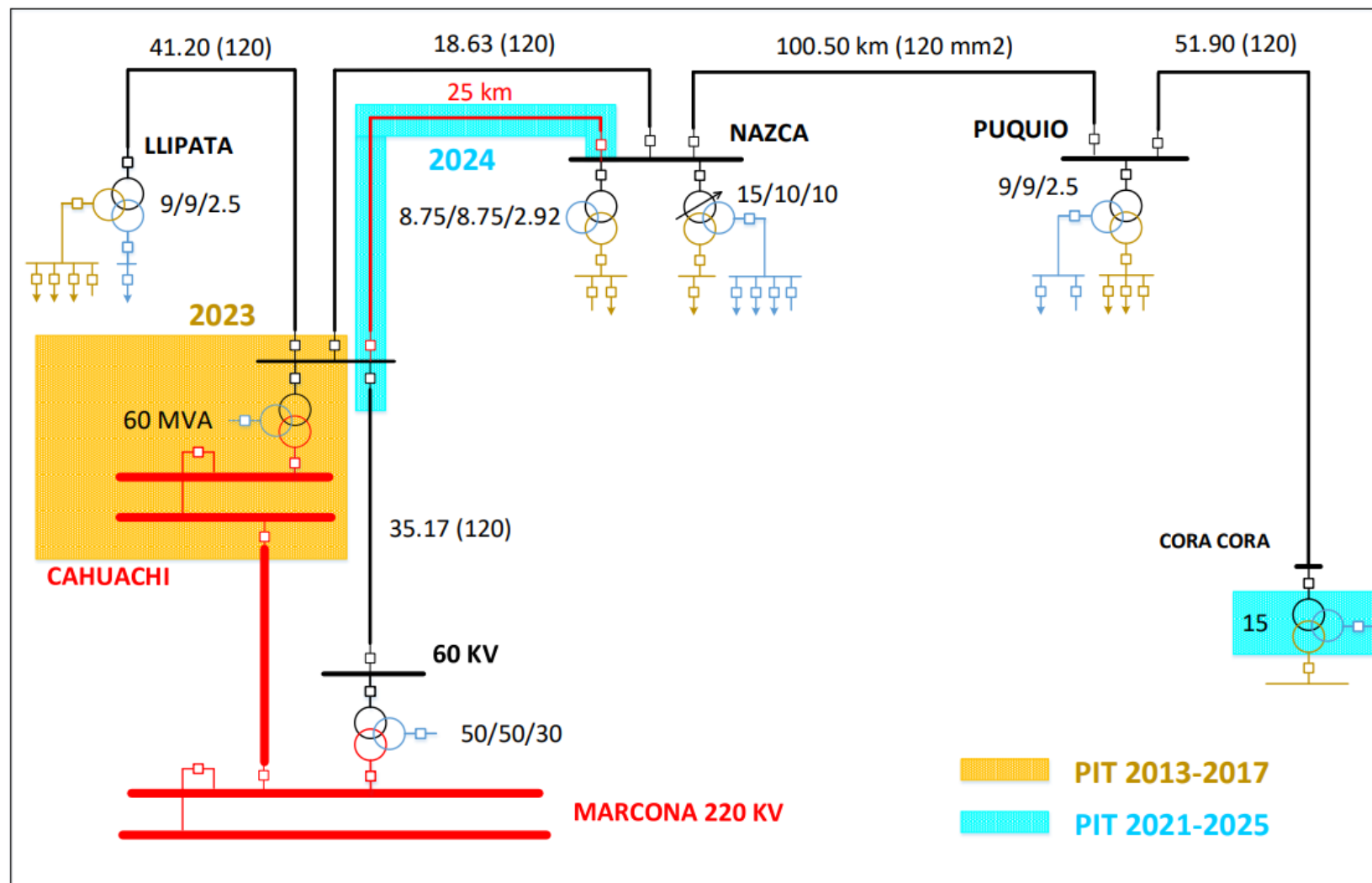
Sistema Pisco



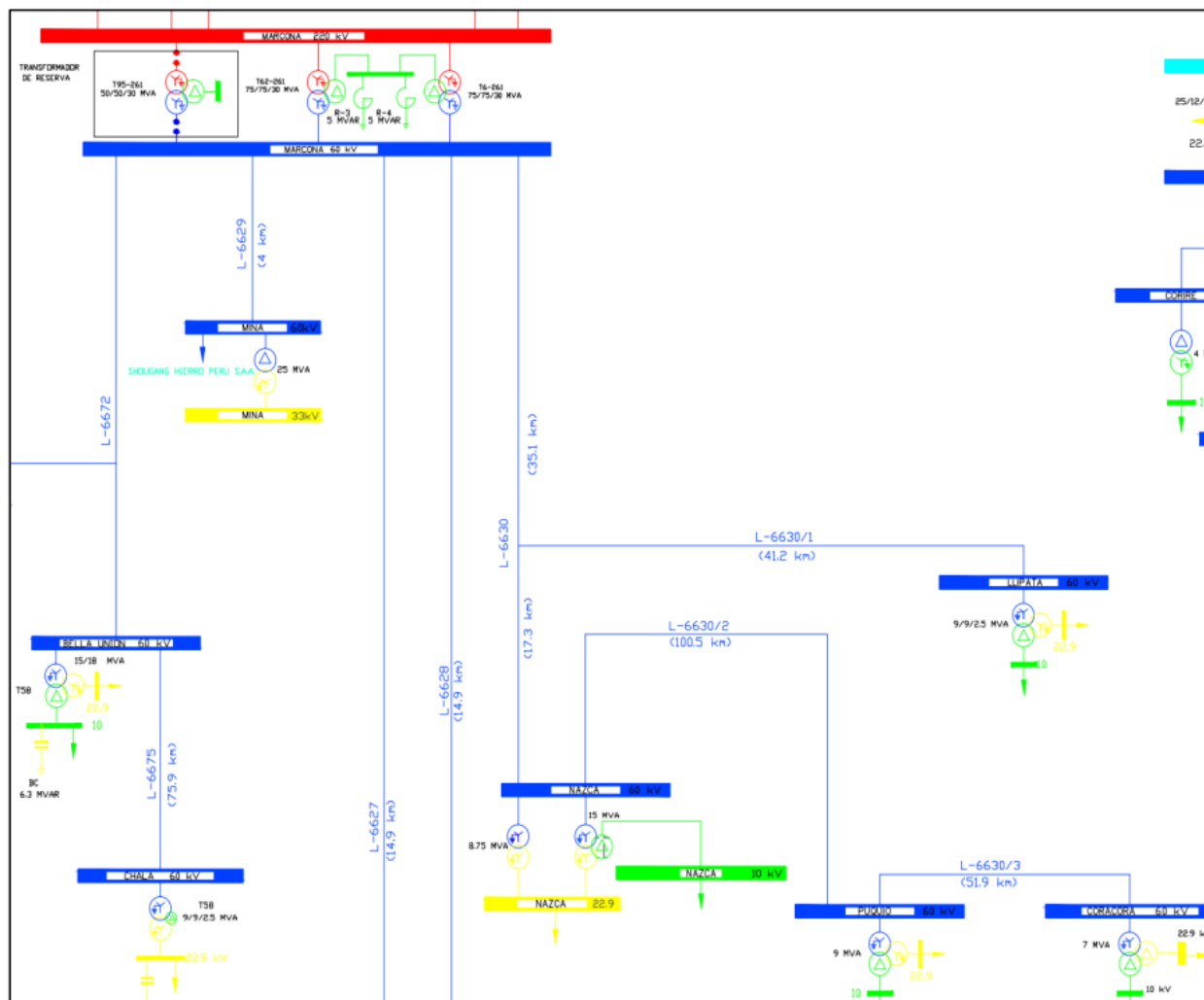
Sistema Ica



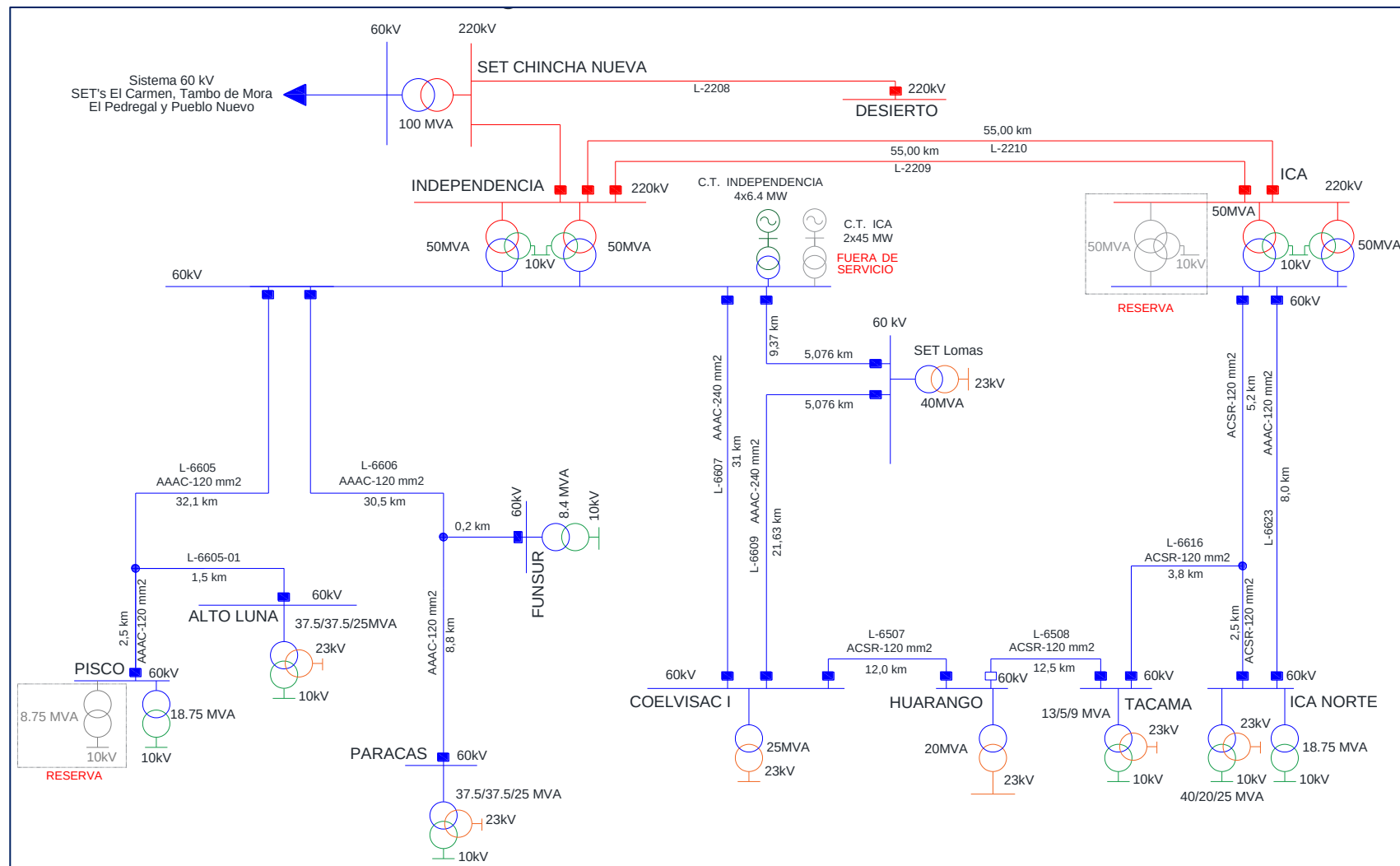
Sistema Nazca



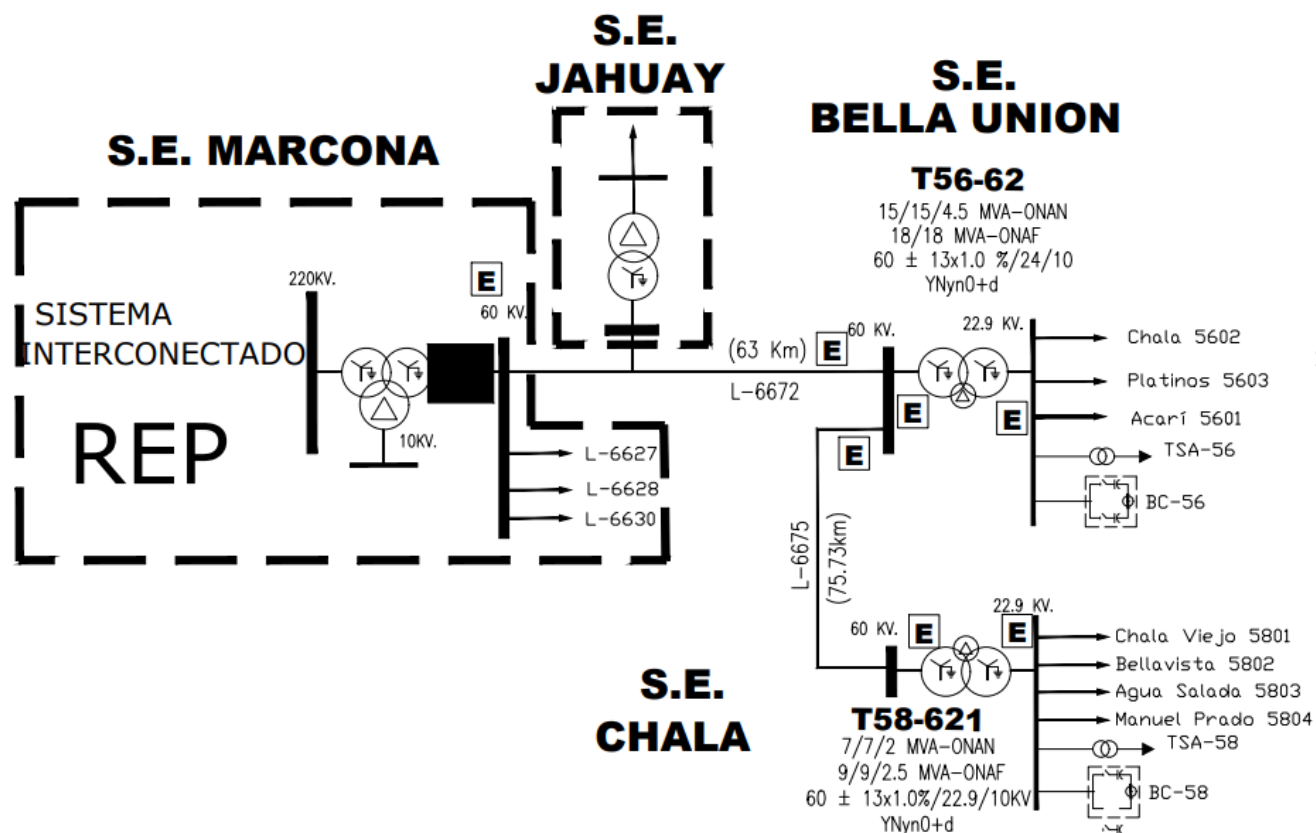
Sistema Coracora



Sistema Villacurí

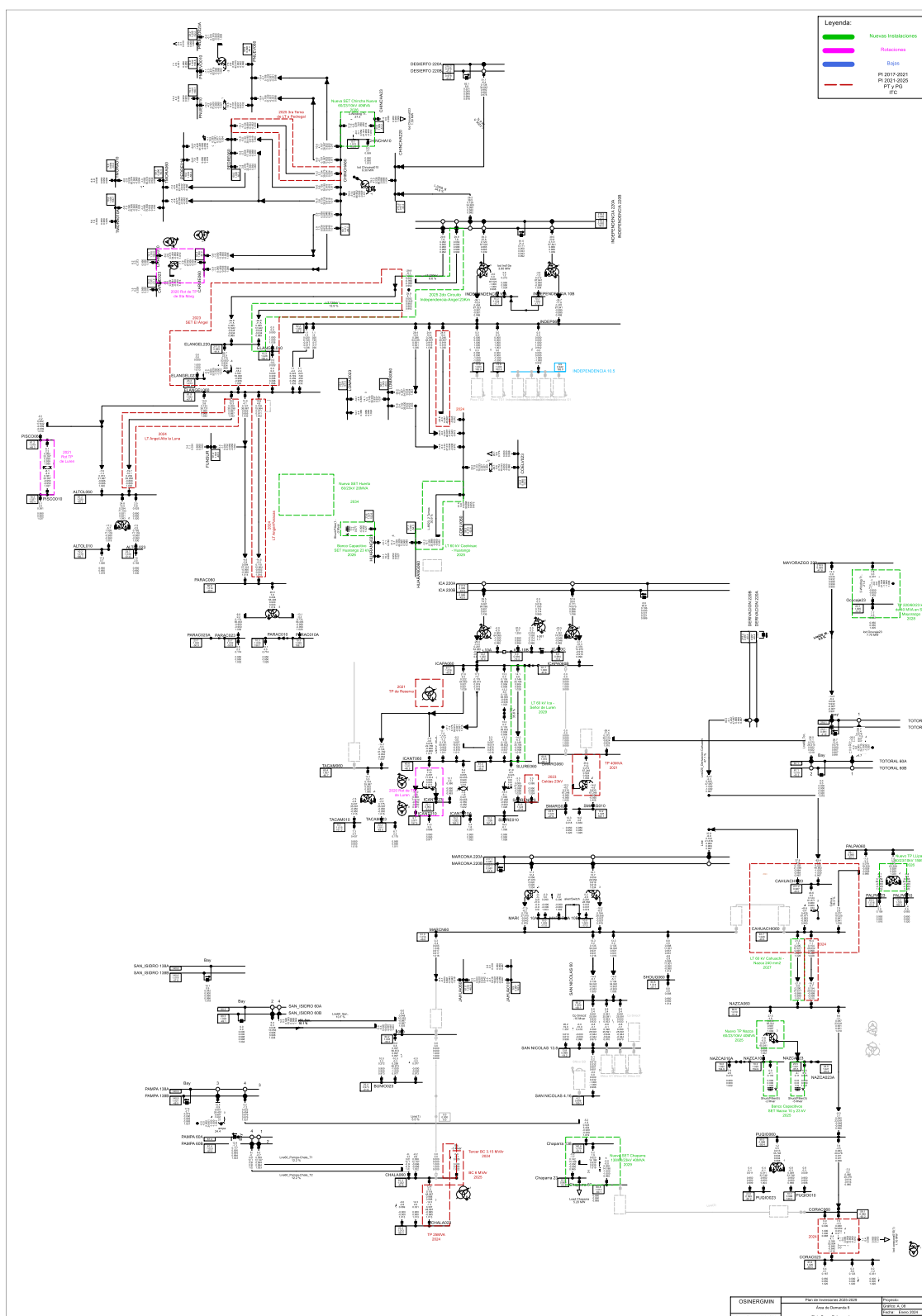


Sistema Bella Unión – Chala



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

Área de Demanda 08 (Año 2029)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025 - 2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 8

Proyecto N°	Año Previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	ELECTRODUNAS	Bancos Capacitivos en 10 kV de 2 MVAR y en 22,9 kV de 4,5 MVAR con celdas conexas	SET AT/MT NAZCA	437 385
2	2025	ELECTRODUNAS	Transformador de Potencia 60/23/10 kV de 40/40/40 MVA	SET AT/MT NAZCA	1 006 422
3	2025	ELECTRODUNAS	Celda de Alimentador de 22,9 kV	SET AT/MT NAZCA	74 144
4	2025	CVC ENERGÍA	Línea Transmisión 60 kV Coelvisac I - Huarango	Línea	1 977 003
5	2025	ELECTRODUNAS	Segunda terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia - El Ángel de 23,1 km y tramo subterráneo de 0,1 km	Línea	2 704 498
6	2025	ELECTRODUNAS	Transformador de Reserva Compartida de 60/23/10 de 40 MVA	SET AT/MT NAZCA	933 598
7	2026	ELECTRODUNAS	Transformador de Potencia 60/23/10 kV de 40/40/40 MVA	SET MAT/AT/MT CHINCHA NUEVA	1 012 048
8	2026	ELECTRODUNAS	Celda de Alimentador de 10 kV	SET MAT/AT/MT CHINCHA NUEVA	72 833
9	2026	CVC ENERGÍA	Banco Capacitivo en 22,9 kV de 6 MVAR y celda conexas	SET AT/MT HUARANGO	283 080
10	2027	ELECTRODUNAS	Línea Transmisión 60 kV Cahuachi - Nazca	Línea	2 741 677
11	2028	CVC ENERGÍA	Celda de Alimentador de 22,9 kV	SET AT/MT HUARANGO	74 144
12	2028	ELECTRODUNAS	Transformador 220/60/23 kV de 40 MVA y celdas conexas	SET MAT/AT/MT MAYORAZGO	2 216 109
13	2029	ELECTRODUNAS	Línea Transmisión 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren	Línea	592 859
14	2029	SEAL	Nueva SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40 MVA y LT 138 kV Pampa – Chaparra de 46,6 km	SET MAT/AT/MT CHAPARRA y línea	10 099 258

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305 que sustenta el presente informe.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

PROGRAMACIÓN DE BAJAS**Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 8**

Programación de Bajas AD08				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 7 MVA (*)	SET Nazca
2	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (*)	SET Pueblo Nuevo
3	CVC ENERGÍA	2025	LT 60 kV Coelvisac I – Huarango de 12 km	Línea
4	ELECTRODUNAS	2025	LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 35,17 km	Línea
5	ELECTRODUNAS	2027	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (**)	SET Santa Margarita
6	ELECTRODUNAS	2027	LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 18,61 km	Línea

(*) Ambos TP's actualmente se encuentran ubicados en SET El Carmen

(**) Este TP actualmente se encuentra ubicado en SET Pisco

Anexo G

Cuadros Comparativos

**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 8**

Año	ELECTRODUNAS		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	2 451,20	-	2 313,75	-
2023	2 706,87	10,43%	2 429,91	5,02%
2024	2 835,36	4,75%	2 566,19	5,61%
2025	2 997,79	5,73%	2 713,80	5,75%
2026	3 124,92	4,24%	2 832,99	4,39%
2027	3 265,07	4,48%	2 934,41	3,58%
2028	3 377,00	3,43%	3 019,53	2,90%
2029	3 408,40	0,93%	3 071,39	1,72%
2030	3 432,44	0,71%	3 092,03	0,67%
2031	3 455,15	0,66%	3 112,53	0,66%
2032	3 477,86	0,66%	3 133,44	0,67%
2033	3 519,87	1,21%	3 171,63	1,22%
2034	3 542,58	0,65%	3 193,40	0,69%

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 ELECTRODUNAS corresponde a la PROPUESTA FINAL.

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 8
(USD)**

Año	Propuesta Inicial ADINELSA (A)	Propuesta Final ADINELSA (B)	Osinergmin Proyecto (C)
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	0	0	0
2029	22 064 856	23 016 970	0
TOTAL	22 064 856	23 016 970	0

C/A-1	C/B-1
-	-
-	-
-	-
-	-
-100%	-100%
-100%	-100%

Año	Propuesta Inicial ELECTRODUNAS (A)	Propuesta Final ELECTRODUNAS (B)	Osinerghmin Proyecto (C)
2025	3 572 277	2 565 855	5 156 049
2026	1 012 048	5 786 332	1 084 881
2027	3 300 723	1 894 837	2 741 677
2028	4 703 043	10 167 389	2 216 109
2029	7 743 132	691 668	592 859
TOTAL	20 331 223	21 106 081	11 791 578

C/A-1	C/B-1
44%	101%
7%	-81%
-17%	45%
-53%	-78%
-92%	-14%
-42%	-44%

Año	Propuesta Inicial SEAL (A)	Propuesta Final SEAL (B)	Osinerghmin Proyecto (C)
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	8 978 614	0	0
2029	0	13 385 381	10 099 258
TOTAL	8 978 614	13 385 381	10 099 258

C/A-1	C/B-1
-	-
-	-
-	-
-100%	-
-	-25%
12%	-25%

Año	Propuesta Inicial COELVISAC (A)	Propuesta Final COELVISAC (B)	Osinerghmin Proyecto (C)
2025	5 631 921	5 137 228	1 977 003
2026	0	0	283 080
2027	83 346	519 052	0
2028	83 346	254 608	74 144
2029	0	74 141	0
TOTAL	5 798 614	5 985 029	2 334 228

C/A-1	C/B-1
-65%	-62%
-	-
-100%	-100%
-11%	-71%
-	-100%
-60%	-61%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico-Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025 - 2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025 - 2029.

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