
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 13

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 13¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Electrosur S.A. (en adelante, “ELECTROSUR”) y Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (en adelante, “EGESUR”) son las empresas concesionarias (en adelante, “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante, “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante, “SCT”) en el Área de Demanda 13 (en adelante, “AD 13”), y que actualmente son remunerados por la demanda.

Las empresas ELECTROSUR y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante, “CVC ENERGÍA”) presentaron su Estudio Técnico-Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante, “ESTUDIO”) de Plan de Inversiones para el AD 13, correspondiente al periodo 2025-2029. Asimismo, la empresa EGESUR no presentó su ESTUDIO de Plan de Inversiones para el AD 13.

Para la elaboración del presente informe se considera: i) la actualización de los ESTUDIOS (Propuesta Final) presentados por los TITULARES, ii) las respuestas e información complementaria que forman parte de la absolución de las observaciones formuladas por Osinergmin a los ESTUDIOS que presentaron los TITULARES (Propuesta Inicial), iii) antecedentes de estudios sobre casos particulares desarrollados por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin (en adelante “GRT”) y/o iv) los informes técnicos elaborados por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (en adelante “DSE”).

Cabe precisar que, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente dichas observaciones – *presentada como parte de la subsanación* – o la información no es consistente o no ha sido debidamente

¹ Área de Demanda 13: Abarca el departamento de Tacna.

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

sustentada, Osinergrmin procedió a revisar y analizar, considerando el marco regulatorio vigente para la aprobación o no, según el caso correspondiente.

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinergrmin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, se han considerado los siguientes criterios generales de planificación para el análisis Osinergrmin:

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado. Asimismo, se ha considerado como variables al crecimiento de las nuevas demandas, el tema de las restricciones de agua (por el tema de regularización de los permisos por parte de la Autoridad Nacional del Agua - ANA) y el Estudio Hidrológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina de fecha diciembre 2022.
- Se ha realizado la redistribución de las nuevas demandas entre las SETs existentes considerando el criterio del numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 13; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.
- Las sobrecargas por déficit de oferta de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – *considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores* – para identificar el nivel de sobrecarga que podría experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio.
- No se ha considerado celdas de alimentadores adicionales cuando los TITULARES no han sustentado la implementación de nuevos alimentadores, ya sea por demanda, ubicación de carga o por otros temas como el uso exclusivo de alimentadores para atender demanda de clientes libres.

Como consecuencia de la aplicación de estos criterios generales, se propone la implementación de los siguientes proyectos, cuya responsabilidad de ejecución es la siguiente:

ELECTROSUR:

- **Implementar un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV y una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Tarata para el año 2026**, debido a que se ha sustentado que se requiere de atención de demanda regulada de tipo rural, que por la magnitud y distancia no podría ser atendido del devanado de 10 kV del actual transformador 33/10 kV, por lo que se requiere disponer de capacidad de transformación y una celda de alimentador en 22,9 kV, que

permita atender las demandas de tipo rural que se encuentran ubicadas a mayores distancias del punto de suministro más cercano que disponen (SET Tarata). Asimismo, se dispone rotar el transformador 33/10 kV de 2 MVA existente de la SET Tarata a SET El Ayro.

- **Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la nueva SET Hospicio para el año 2029**, debido a la sobrecarga en la SET Yarada al año 2029, se requiere que ELECTROSUR realice acciones de traslado de carga regulada y libre de sus alimentadores a la Nueva SET Hospicio con la finalidad que pueda aliviar la sobrecarga en la SET Yarada y mejorar la calidad de servicio de sus usuarios regulados y libres.

CVC ENERGÍA:

- **Implementar una (01) celda de alimentador en la SET Viñani para el año 2025**, debido a que se ha sustentado la necesidad de atender demanda regulada dentro de la zona de concesión de distribución de CVC ENERGÍA, por lo que, a partir de la magnitud de la demanda identificada y sustentada, se requeriría un solo alimentador en 10 kV.
- **Implementar un nuevo Transformador de 66/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA en la SET Viñani y celdas asociadas para el año 2029**, que operará en paralelo con el Transformador existente en SET Viñani, debido a que en el año 2029 se sobrecarga el transformador 66/10 kV de 25/25/25 MVA en SET Viñani, requiriéndose de mayor capacidad de transformación para atender las demandas reguladas y libres, además que brindará confiabilidad a la demanda atendida en 10 kV.
- **Implementar una nueva “LT 66 kV Viñani – Hospicio + SET Hospicio 66/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA” para el año 2029**, por incremento de demanda, debido a la sobrecarga en la SET Yarada y atención de nuevas demandas en la zona de Yarada - Hospicio.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 13, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 13
Periodo 2025-2029

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 13	6 862 057	21	67	21
ELECTROSUR	462 989	-	2	5
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	169 710	-	2	1
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	293 279	-	-	4
Compensador	-	-	-	-
CVC ENERGÍA	6 399 068	21	65	16
AT				
Celda	1 239 227	-	-	5
Línea	2 053 818	21	-	1
Transformador	2 397 727	-	65	2
MT				
Celda	708 296	-	-	8
Compensador	-	-	-	-

Los valores mostrados 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	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	8
2. UBICACIÓN	12
3. PROPUESTA INICIAL	16
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	16
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	18
3.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES	18
3.2.2 Propuestas de Inversiones	19
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS	22
5. PROPUESTA FINAL	26
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	26
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	28
5.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES	28
5.2.2 Propuestas de Inversiones	29
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	31
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	31
6.1.1 Información Base	32
6.1.1.1 Ventas de energía	32
6.1.1.2 Variables explicativas	32
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	32
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	33
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	33
6.1.5 Proyección Global	34
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)	35
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	38
6.2.1 Consideraciones	38
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	39
6.2.3 Análisis de Alternativas	43
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Tacna - Yarada	43
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Tarata	49
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Tomasiri	49
6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029	50
6.2.4.2 Programación de Bajas	51
6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025	51
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	53
8. ANEXOS	54
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL	55
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	119
ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	134
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	137
ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN	139
ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS	141
9. REFERENCIAS	143

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinergmin.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 13, para el período mayo 2025 - abril 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 período 2025-2029, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones a dichos estudios, formuladas por Osinergmin.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

² **Artículo 8°.-** La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

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

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

(...)

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

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

En el Artículo 139 del Reglamento de la LCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM, N° 014-2012-EM, N° 018-2016-EM y N° 028-2016-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

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

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

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

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

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

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

⁷ **Artículo 139°.-**
(...)

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

a) Criterios Aplicables
(...)

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización
(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante “NORMA TARIFAS”), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 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 Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente Titular como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: <https://www.gob.pe/osinerghmin>, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Empresas”, “Electricidad”, “Transmisión”, “Regulación Tarifaria”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2021-2025”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023 se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029”, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se ha desarrollado entre los días 22 y 23 de junio de 2023, cuyo objetivo fue que los Titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico económico de sus propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión.

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

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

Asimismo, posterior a la fecha de respuesta de observaciones, algunos TITULARES remitieron información complementaria sobre sus argumentos y/o respuestas que realizaron a las observaciones realizadas por Osinerghmin como parte de su ESTUDIO.

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

Publicación del Proyecto de Resolución

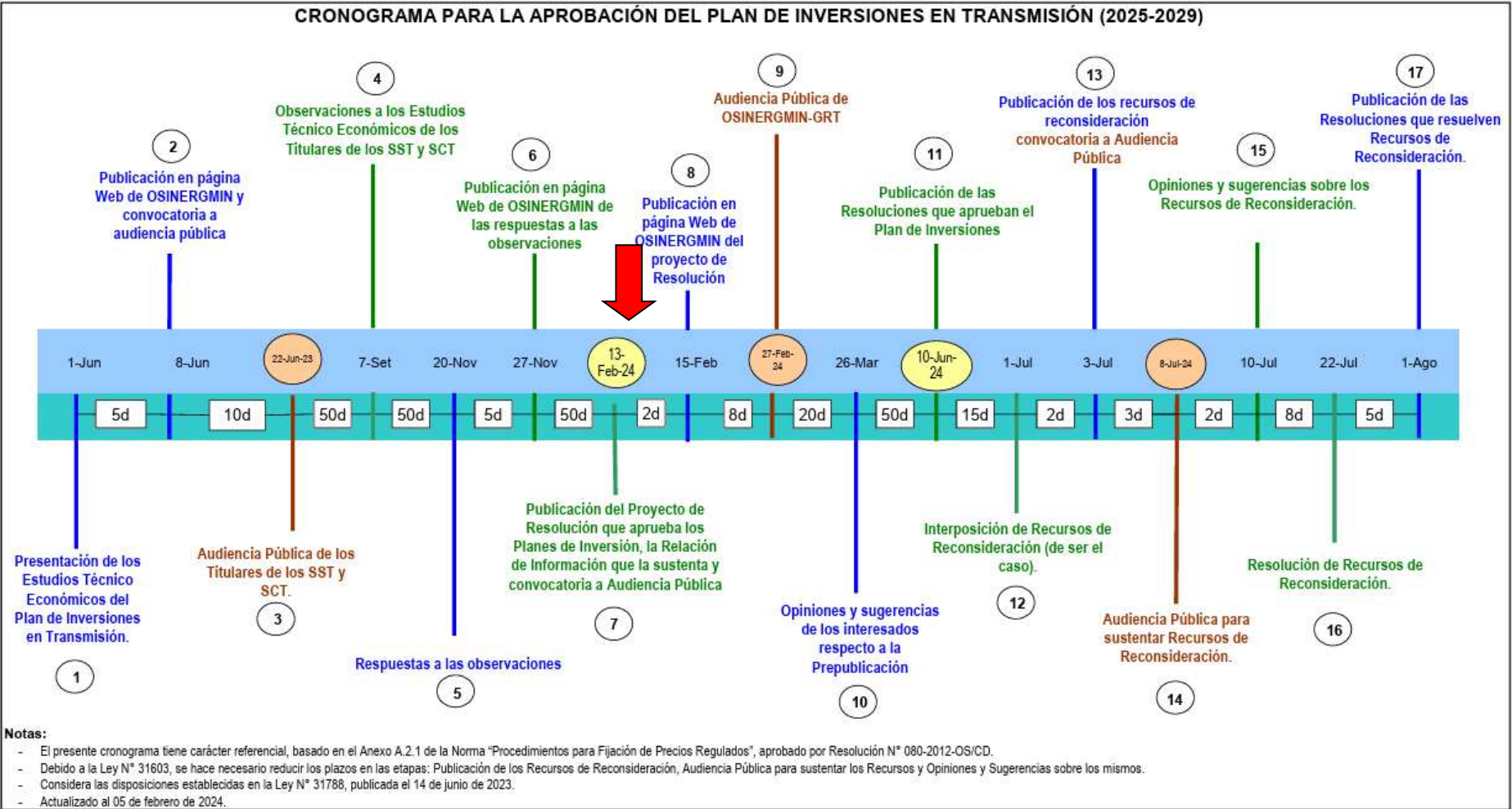
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinergmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2021-2025 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinergmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

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

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

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

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 13 está circunscrita en el departamento de Tacna, el cual se ubica en la región Sur del Perú.

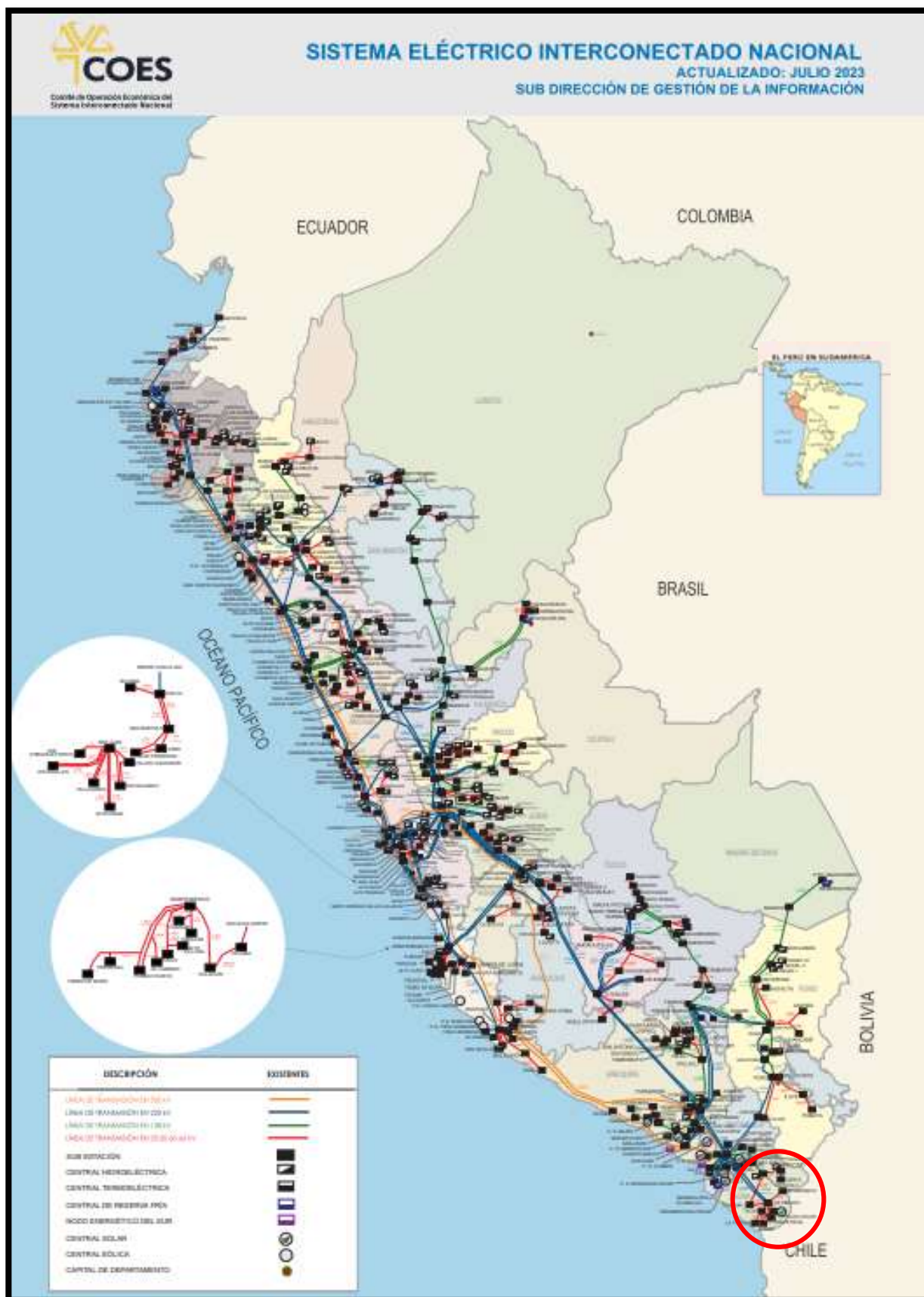
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: ELECTROSUR y EGESUR, en conjunto llamadas "TITULARES". Asimismo, la empresa CVC ENERGÍA tiene concesión en el Área de demanda 13 y plantea incrementar sus instalaciones de transmisión.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 13 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Sistema de Tacna, Yarada.
- Sistema de Tarata.
- Sistema de Tomasiri.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 13.

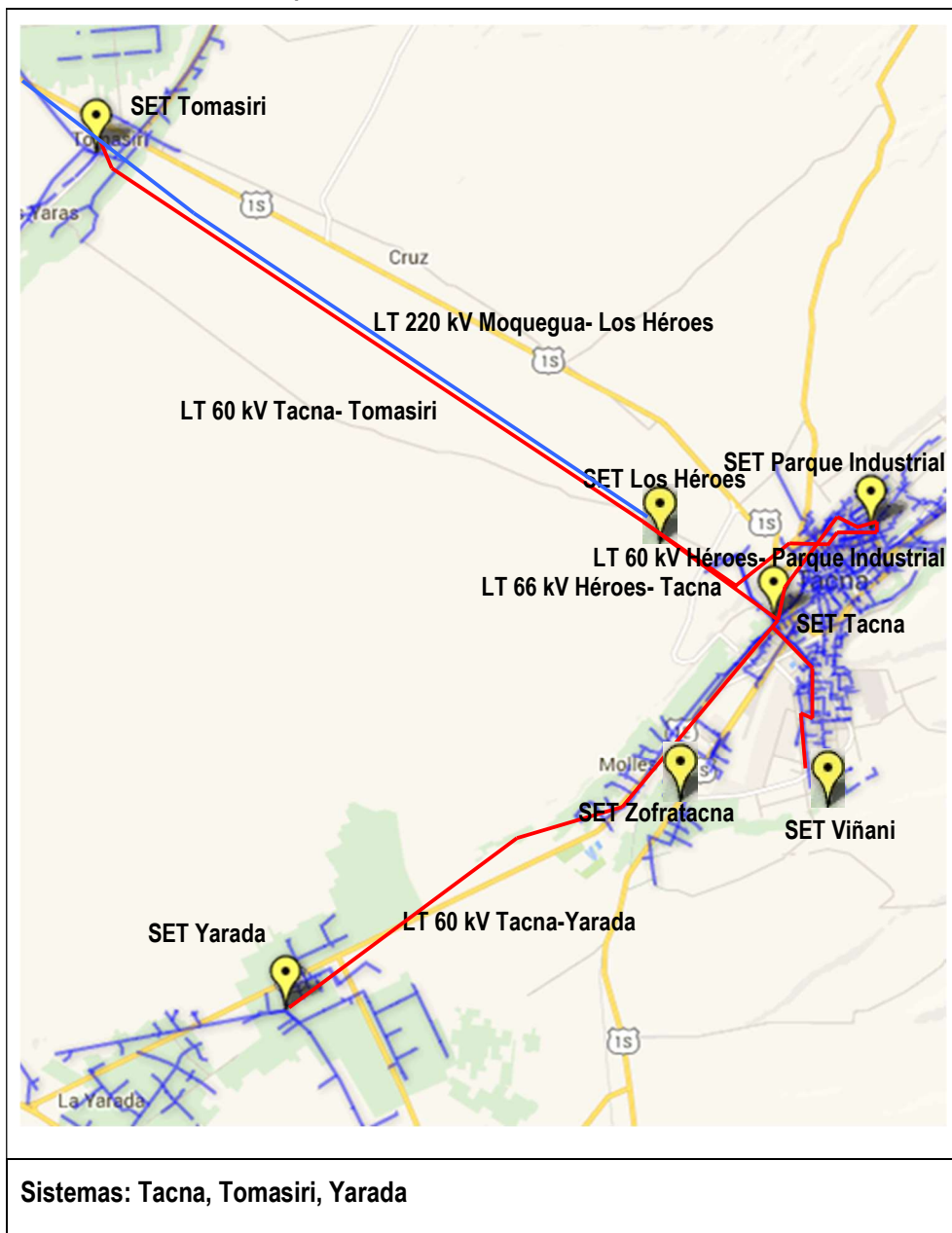
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 13

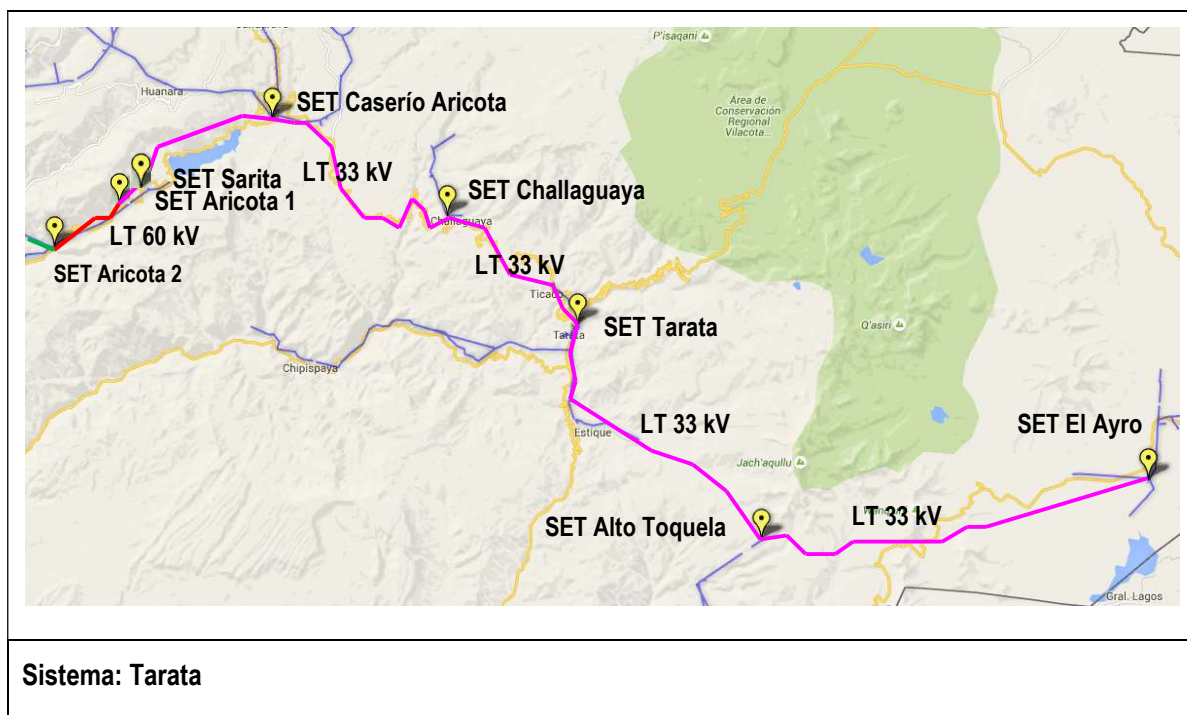


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

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 13.

Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 13





Fuente: Mapa Energético Minero - Osinerghmin

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante las cartas N° GE-0756-2023 y CEV N° 1696-2023/GG.GG, el 01 de junio del 2023, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA respectivamente, presentaron el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029, en el Área de Demanda 13.

Todo ello, en adelante y en conjunto (“PROPUESTA INICIAL”) – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA señalan que la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 13 se ha realizado sobre la información histórica de ventas de energía, desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. Con los valores de potencia por barra obtenidos a partir de los registros de carga, se ha proyectado su crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión. Agregan que, en la formulación del modelo de proyección de energía del Área de Demanda 13 se aplicó métodos tendenciales y econométricos, lo cual requirió que presenten las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección.

Por su parte, en la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA han considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. Para las cargas de Usuarios Libres existentes consideró aquellas vigentes a diciembre del año 2022, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), se ha tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas. Asimismo, CVC ENERGÍA enfatiza que, en caso de los Usuarios Libres no se considera una proyección de demanda ya que la demanda de estos se considera constante para todo el periodo de proyección.

Para obtener la proyección de la demanda del Área de Demanda 13, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA menciona que, finalmente se han agregado las demandas de los clientes libres y las demandas adicionales.

En los Cuadros N° 3.1 y 3.2 se muestran los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR y en la PROPUESTA INICIAL CVC ENERGÍA.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL DE ELECTROSUR - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Tarata	Tacna y Yarada	Tomasiri
2022	1,07	59,04	1,77
2023	1,10	63,27	1,77
2024	1,27	66,02	1,83
2025	1,31	69,06	1,88
2026	1,36	71,93	1,94
2027	1,42	73,96	2,00
2028	1,61	75,23	2,04
2029	1,63	76,58	2,08
2030	1,66	77,87	2,13
2031	2,91	78,98	2,17
2032	3,94	80,11	2,21
2033	3,97	81,27	2,25
2034	3,99	82,44	2,30
TC	11,6%	2,8%	2,2%

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 3.1, se desprende que ELECTROSUR propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada” de 29,7% en el año 2029 (76,58 MW) respecto del 2022 (59,04 MW).

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL DE CVC ENERGÍA - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Tarata	Tacna y Yarada	Tomasiri
2022	1,33	44,38	1,48
2023	1,36	62,31	1,51
2024	1,39	77,37	1,55
2025	1,42	92,03	1,58
2026	1,47	107,28	1,63
2027	1,51	116,05	1,68
2028	1,55	125,99	1,73
2029	1,60	133,05	1,77
2030	1,63	139,76	1,81
2031	1,66	146,49	1,84
2032	1,69	153,24	1,88
2033	1,72	160,00	1,92
2034	1,76	160,90	1,95
TC	2,3%	11,3%	2,3%

Notas:

- (1) Formato F-121 de CVC ENERGÍA.
 (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
 (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 3.2, se desprende que CVC ENERGÍA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada” de 199,8% en el año 2029 (133,05 MW) respecto del 2022 (44,38 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, proponen nuevas instalaciones de transmisión para el Área de Demanda 13; mientras que, EGESUR no ha presentado su ESTUDIO para requerir nuevas inversiones en transmisión.

3.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES

Como parte de la PROPUESTA INICIAL del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA presentan solicitan los siguientes proyectos:

ELECTROSUR:

- **Sistema Eléctrico de Tacna - Yarada**

- a) *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Tacna para el año 2026, debido al incremento de demanda.*

- b) *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Yarada para el año 2026, con el fin de brindar confiabilidad en el alimentador O-164.*

Sistema Eléctrico de Tarata

- c) *Implementar un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV en la SET Tarata para el año 2026, debido a la necesidad de disponer de capacidad en 22,9 kV para la atención de la demanda regulada tipo rural que se encuentran alejadas del punto de suministro más cercano que disponen.*

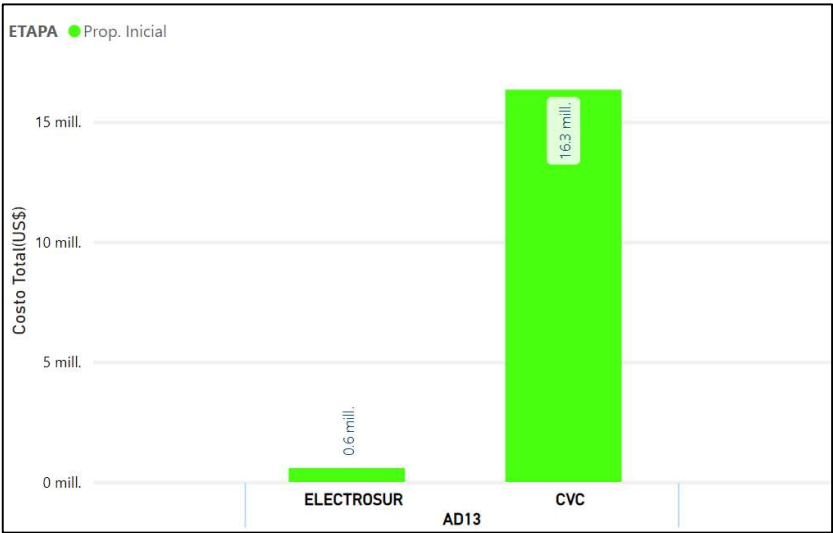
CVC ENERGÍA:

• Sistema Eléctrico de Tacna y Yarada

- d) *Implementar una nueva “LT 220 kV Los Héroes – Hospicio + SET Hospicio 220/60/23 kV de 60 MVA y celdas asociadas” (SET HOSPICIO) para el año 2025, seis (06) celdas de alimentadores en 22,9 para los años 2025, 2026 y 2028.*
- e) *Implementar el segundo circuito de las Líneas de Transmisión “LT 66 kV Los Héroes – Zofratacna” y “LT 66 kV Los Héroes - Tacna” para los años 2027 y 2029, respectivamente.*
- f) *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Zofratacna y una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en SET Yarada para el año 2025.*
- g) *Rotación del Transformador de Reserva y Celdas asociadas de la SET Tacna hacia la SET Viñani para el año 2029.*
- h) *Implementar dos (02) celdas de alimentador en 10 kV en la SET Viñani para los años 2028 y 2029.*

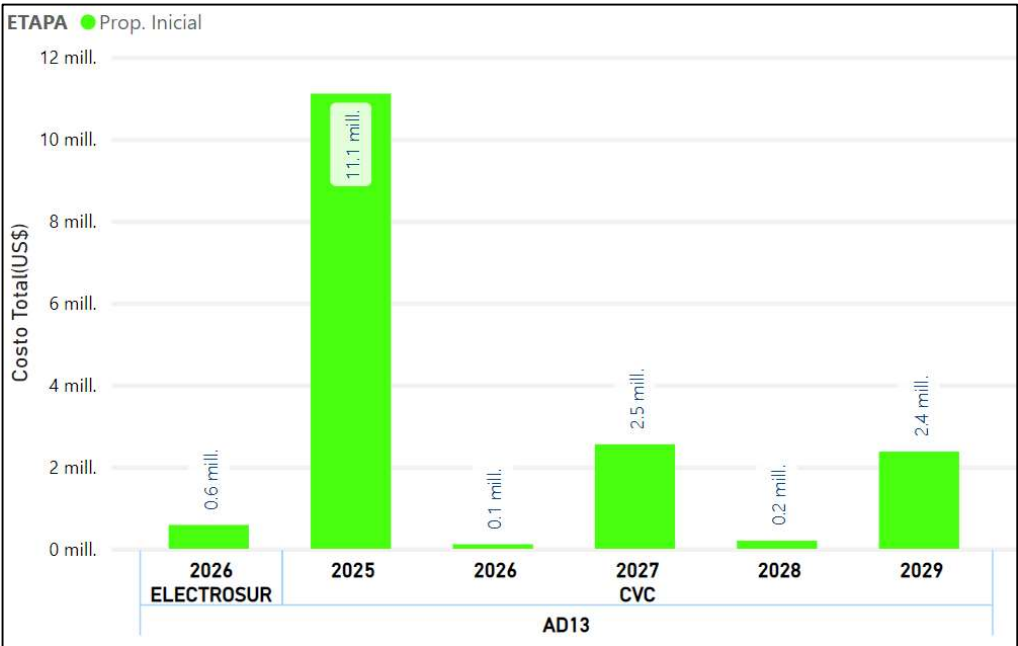
3.2.2 Propuestas de Inversiones

En el ESTUDIO que sustenta la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 13, que ascienden a un valor aproximado de 16,9 millones de dólares, compuesta por: i) ELECTROSUR: 0,6 millones de dólares y ii) CVC ENERGÍA: 16,3 millones de dólares:



Respecto a la distribución anual del monto total de las inversiones solicitadas:

- ELECTROSUR considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2026.
- CVC ENERGÍA considera ejecutar el 68% de su inversión total en el año 2025, el 0,7% de su inversión total en el año 2026, el 15,6% de su inversión total en el año 2027, el 1,2% de su inversión total en el año 2028 y el 14,5% 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 ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, son los que se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 13
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 13	16 922 799	50,0	62	33
ELECTROSUR	582 538	-	2	6
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	188 260	-	2	1
Compensador	-	-	-	-
MT				
Celda	394 278	-	-	5
Compensador	-	-	-	-
CVC ENERGÍA	16 340 261	50,0	60	27
AT				
Celda	1 715 464	-	-	7
Línea	2 911 389	18,9	-	2
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	1 241 378	-	-	2
Línea	6 475 166	31,1	-	1
Transformador	2 636 897	-	60	1
MT				
Celda	1 359 964	-	-	14
Compensador	-	-	-	-

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través del Oficio N° 1539-2023-GRT y Oficio N° 1543-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinerghmin remitió a ELECTROSUR y CVC ENERGÍA respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico-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 ELECTROSUR, son las siguientes:

- En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTROSUR debe completar la información faltante donde corresponda.
- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitiguen inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTROSUR en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- ELECTROSUR, debe de considerar como parte de los criterios de planificación en la subtransmisión, que ante un problema o necesidad en el sistema eléctrico ver si las alternativas de solución, desde el punto de vista técnico- económico y operativo, se pueden dar a nivel de distribución con la finalidad de optimizar los recursos y activos de la empresa, evitando duplicidad y/o inversiones mayores en el nivel subtransmisión.
- ELECTROSUR ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30

años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.

- ELECTROSUR 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.
- En relación a la información básica de los clientes libres existentes (formato F-113), ELECTROSUR se ha limitado en presentar la información del proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, el cual tuvo como año representativo el 2021. Al respecto, es preciso indicar que el año representativo para el PI 2025-2029 corresponde al 2022. En ese sentido, ELECTROSUR debe elaborar el formato F-113 considerando la información del SICLI 2022.
- ELECTROSUR no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ELECTROSUR no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita que ELECTROSUR presente en formato “Google Earth” (Kms.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes a las AD 12 y 13, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

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

- CVC ENERGÍA no presenta de manera completa los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, los formatos F-200 y F-300 se encuentran de manera incompleta. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- CVC ENERGÍA solicita inversiones de enlaces en 66 kV de Líneas de Transmisión por temas de confiabilidad y seguridad. Al respecto, CVC ENERGÍA en su ESTUDIO no menciona las problemáticas por seguridad,

por lo que, de ser el caso deberá corregir o mencionar las problemáticas que argumenten el tema por seguridad enmarcado según la NORMA TARIFAS.

- En el proceso del PI 2025-2029, el Año Representativo es 2022. Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS y modificatorias, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el horizonte de la proyección debe estar comprendido entre 2023 y 2054.
- 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 y modificatorias.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se 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.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, mediante las cartas GE-1823-2023 y CEV N° 3844-2023/GG.GG, las empresas ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL. Asimismo, con carta GE-0043-2024 de fecha 11 de enero de 2024, ELECTROSUR remitió información complementaria a su carta GE-1823-2023.

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

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELECTROSUR y CVC ENERGÍA presentan resultados distintos de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL.

Respecto a la proyección de ELECTROSUR, su PROPUESTA FINAL resulta mayor en todos los años de proyección para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, con un promedio de 49%. Dicha variación está explicada principalmente por el incremento de nuevas cargas con respecto de la PROPUESTA INICIAL de 18 a 42.

Respecto a la proyección de CVC ENERGÍA, su PROPUESTA FINAL resulta menor en todos los años de proyección para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, con un promedio de -1,3%. Dicha variación está explicada principalmente por la reducción de nuevas cargas con respecto de la PROPUESTA INICIAL de 94 a 90, debido a que CVC ENERGÍA retiró algunas cargas que no contaban con documentación de sustento.

En los Cuadros N° 5.1 y N° 5.2 se muestran los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, respectivamente.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL DE ELECTROSUR - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Tarata	Tacna y Yarada	Tomasiri
2022	1,07	59,04	1,77
2023	1,11	74,75	1,78
2024	1,15	88,72	1,83
2025	1,31	102,54	1,88
2026	1,36	116,13	1,94
2027	1,41	119,66	1,99
2028	1,61	121,24	2,04
2029	2,87	123,05	2,09
2030	3,89	124,12	2,13
2031	3,92	125,22	2,17
2032	3,94	126,33	2,21
2033	3,97	127,47	2,26
2034	3,99	128,63	2,30
TC	11,6%	6,7%	2,2%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 5.1, se desprende que ELECTROSUR propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada” de 108,4% en el año 2029 (123,05 MW) respecto del 2022 (59,04 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para ese sistema eléctrico ha incrementado de 2,8% a 6,7% en el periodo 2022-2034.

Cuadro N° 5.2
PROPUESTA FINAL DE CVC ENERGÍA - ÁREA DE DEMANDA 13
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Tarata	Tacna y Yarada	Tomasiri
2022	0,98	44,60	1,23
2023	1,00	62,16	1,26
2024	1,02	77,22	1,28
2025	1,04	91,39	1,31
2026	1,07	105,65	1,34
2027	1,10	113,87	1,38
2028	1,12	123,54	1,41
2029	1,15	130,30	1,44
2030	1,17	137,00	1,47
2031	1,19	143,71	1,50

Año	Tarata	Tacna y Yarada	Tomasiri
2032	1,21	150,45	1,52
2033	1,24	157,19	1,55
2034	1,26	158,08	1,58
TC	2,1%	11,1%	2,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL CVC ENERGÍA.
 (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
 (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

Del cuadro N° 5.2, se observa que CVC ENERGÍA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Tacna y Yarada” de 192,1% en el año 2029 (130,30 MW) respecto del 2022 (44,60 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico, en el periodo 2022-2034, ha disminuido mínimamente de 11,3% a 11,1%.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

En esta etapa los TITULARES han presentado su PROPUESTA FINAL mediante la actualización de su ESTUDIO a partir de las observaciones realizadas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL.

5.2.1 Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES

ELECTROSUR:

- **Sistema Eléctrico Tacna - Yarada**

- (1) *Implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Yarada para el año 2025.*

- **Sistema Eléctrico Tarata**

- (2) *Implementar un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV y una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Tarata para el año 2026.*

CVC ENERGÍA:

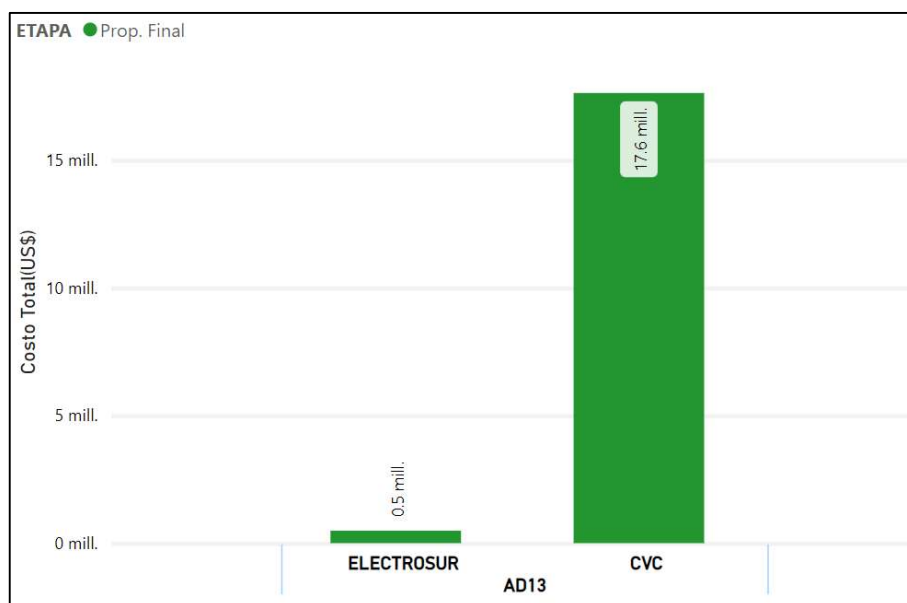
- **Sistema Eléctrico Tacna - Yarada**

- (3) *Implementar una nueva “SET Hospicio con Tp 220/60/22,9 kV de 60 MVA + LT 220 kV doble terna Los Héroes – Hospicio” para el año 2025.*
- (4) *Implementar del Segundo Circuito “LT 220 kV Los Héroes – Hospicio de 30,5 km” para el año 2026.*
- (5) *Implementar una nueva “LT 66 kV Hospicio – Yarada” para el año 2026.*

- (6) *Implementar un nuevo Transformador 66/22,9 kV de 25 MVA, celdas asociadas y dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV en la SET Viñani para el año 2029.*
- (7) *Implementar una (01) Celda de alimentador de 22,9 kV en la SET Yarada para el año 2026.*
- (8) *Implementar dos (02) Celdas de alimentador en 10 kV en la SET Viñani para el año 2025.*

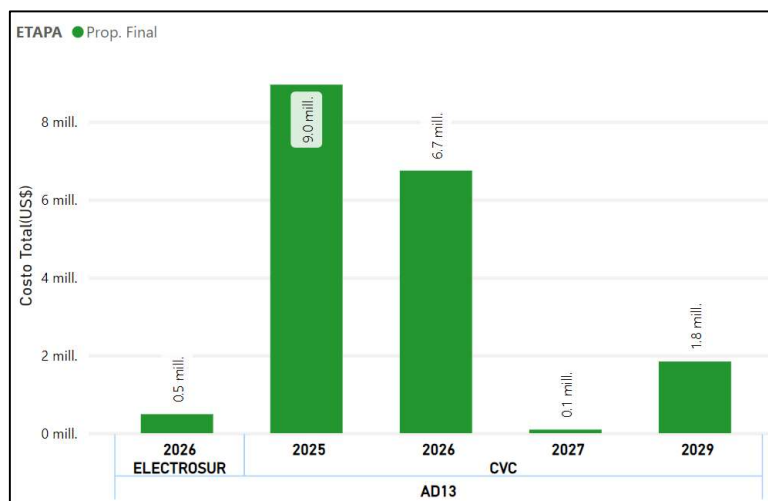
5.2.2 Propuestas de Inversiones

A partir de las observaciones realizadas por Osinergmin al ESTUDIO presentado en la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES en su PROPUESTA FINAL, han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 13, que ascienden a un valor aproximado de 18,1 millones de dólares, compuesta por: i) ELECTROSUR: 0,5 millones de dólares y ii) CVC ENERGÍA: 17,6 millones de dólares.



Respecto a la distribución anual del monto total de las inversiones solicitadas:

- ELECTROSUR considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2026.
- CVC ENERGÍA considera ejecutar el 50,8% de su inversión total en el año 2025, el 38,3% de su inversión total en el año 2026, el 0,5% de su inversión total en el año 2027 y finalmente el 10,4% 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 ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 13
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 13	18 118 796	79.5	87	34
ELECTROSUR	487 979	-	2	5
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	188 260	-	2	1
Compensador	-	-	-	-
MT				
Celda	299 718	-	-	4
Compensador	-	-	-	-
CVC ENERGÍA	17 630 817	79.5	85	29
AT				
Celda	1 005 033	-	-	4
Línea	2 725 472	18.5	-	1
Transformador	855 241	-	25	1
MAT				
Celda	2 852 515	-	-	5
Línea	6 772 661	61	-	2
Transformador	2 237 991	-	60	1
MT				
Celda	1 181 901	-	-	15
Compensador	-	-	-	-

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación se considera 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 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 13, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en los Estudios presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- ELECTROSUR asocia las ventas de energía del sistema eléctrico de distribución “SER Inclán” al sistema eléctrico “Tacna y Yarada”, cuando corresponde asociarlas al sistema eléctrico “Tomasiri”.

- ELECTROSUR no ha presentado la relación de clientes libres existentes (formato F-113) ni sus respectivos factores de caracterización en base al SICLI 2022.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado de las factibilidades para la incorporación de nuevas demandas.
- No se ha considerado la situación actual de restricción de agua en la zona de Tacna para la evaluación de las Demandas Incorporadas.
- Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, cuya metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.
- Dicho ello, a continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 13, 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 que han presentado ELECTROSUR y CVC ENERGÍA como parte de su PROPUESTA FINAL, han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM del año 2022 que dispone Osinergmin en su portal web; y en relación a las ventas de los años anteriores, se ha considerado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Se revisa la PROPUESTA FINAL de proyección de la demanda regulada y la data histórica considerada hasta el año 2022 – *presentada por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA* – a fin de verificar la existencia de cambios significativos en la demanda de energía de los sistemas eléctricos que conforman el AD 13.

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

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

En efecto, para que una carga 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 Osinerghmin, conforme los criterios descritos en el Anexo B "Metodología para la Proyección de la Demanda".

Dicho ello, ELECTROSUR, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 18 cargas nuevas, de las cuales 14 no fueron seleccionadas por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En el caso de CVC ENERGÍA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 50 cargas nuevas, de las cuales 4 no han sido seleccionadas debido a que no presentan el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, presenta 40 solicitudes de demanda como usuarios regulados.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 50 cargas nuevas en la proyección de demanda del Área de Demanda 13 que cumplen con los criterios y formalidad que señala 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, consideradas por subestación, en la proyección del Área de Demanda 13.

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
TACNA	TACNA011A	10	-	-	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1
VIÑANI	VINANI10	10,5	-	-	2,2	4,4	6,7	11,1	15,6	24,5
YARADA	YARAD011A	10,5	-	-	1,1	2,2	3,3	5,5	7,8	12,2
C.ARICOTA	CARIC010	10	-	-	-	-	-	-	-	-

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TARATA	TARAT010	10	-	-	-	-	-	-	-	-
EL AYRO	EAYRO010	10	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin.

Es importante mencionar que, en la proyección de la Demanda Incorporada, se ha consignado para las nuevas cargas agroindustriales, un factor de aumento de carga de 5% en el año de inicio 2024, que irá incrementándose a partir del siguiente año hasta llegar al 100% en un horizonte de 10 años, ello considerando la incertidumbre de que se lleguen o no a incorporarse en el plazo que se tiene proyectado, entre otros; mientras que para las nuevas cargas que además tienen asociada la incertidumbre del permiso de Uso de Agua para expandir su producción y por ende su demanda de consumo eléctrico, se ha considerado un factor de incertidumbre de 3%, 6%, 9%, 16% que seguirá incrementándose hasta llegar a un valor de 63% en un horizonte de 10 años.

La validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentran en el archivo MS Excel de los formatos "F-100", ver hoja "Factibilidades ELS" y "Factibilidades CVC" correspondiente al Área de Demanda 13.

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras de cada subestación; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 13. Ver Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 13 (en GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	-	22,50	309,68	332,18
2023	-	22,50	313,69	336,19
2024	-	22,50	339,29	361,78
2025	-	22,50	361,41	383,91
2026	-	22,50	383,32	405,81
2027	-	22,50	419,24	441,74
2028	-	22,50	454,95	477,44
2029	-	22,50	518,66	541,16
2030	-	22,50	538,82	561,32
2031	-	22,50	580,42	602,92
2032	-	22,50	618,29	640,78
2033	-	22,50	652,80	675,30
2034	-	22,50	687,44	709,94

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 6,5%.
- (3) El Área de Demanda 13 no cuenta con clientes en MAT.

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

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

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

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 13.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 13 (en MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ALTO TOQUEPALA	10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
EL AYRO	10	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	1,6	1,6	1,6
CASERIO ARICOTA	10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6
CHALLAHUAYA	10	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
TARATA	10	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1
TACNA	10,5	4,1	4,1	4,6	4,8	4,8	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3
TACNA	10,5	12,5	12,7	13,1	13,5	13,8	14,2	14,5	14,9	15,2	15,5	15,8	16,1	16,4
PARQUE INDUSTRIAL	10,5	14,5	14,7	15,0	15,3	15,6	15,9	16,2	16,5	16,7	17,0	17,2	17,5	17,8
YARADA	10,5	8,8	9,0	10,2	11,4	12,6	14,7	16,9	20,9	22,0	24,1	26,2	28,3	30,4
VIÑANI	10	4,2	4,3	6,3	8,3	10,3	14,2	18,1	25,8	27,8	31,6	35,5	39,4	43,3
VIÑANI	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LOS HÉROES	66	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
TOMASIRI	10,5	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2
TOTAL		49,62	50,43	54,88	58,94	62,97	69,83	76,67	89,17	92,94	100,79	108,42	115,08	121,76

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinergmin.

En el Cuadro N° 6.4 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinergmin, PROPUESTA FINAL de CVC ENERGIA y PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGIA.

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

Año	PROPUESTA Osinergmin	PROPUESTA FINAL CVC	PROPUESTA INICIAL CVC
2022	49,62	46,81	47,19

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL CVC	PROPUESTA INICIAL CVC
2023	50,43	64,41	65,19
2024	54,88	79,53	80,31
2025	58,94	93,74	95,03
2026	62,97	108,06	110,38
2027	69,83	116,35	119,24
2028	76,67	126,07	129,26
2029	89,17	132,89	136,42
2030	92,94	139,64	143,20
2031	100,79	146,40	150,00
2032	108,42	153,18	156,81
2033	115,08	159,98	163,64
2034	121,76	160,92	164,61
TC	7,8%	10,8%	11,0%

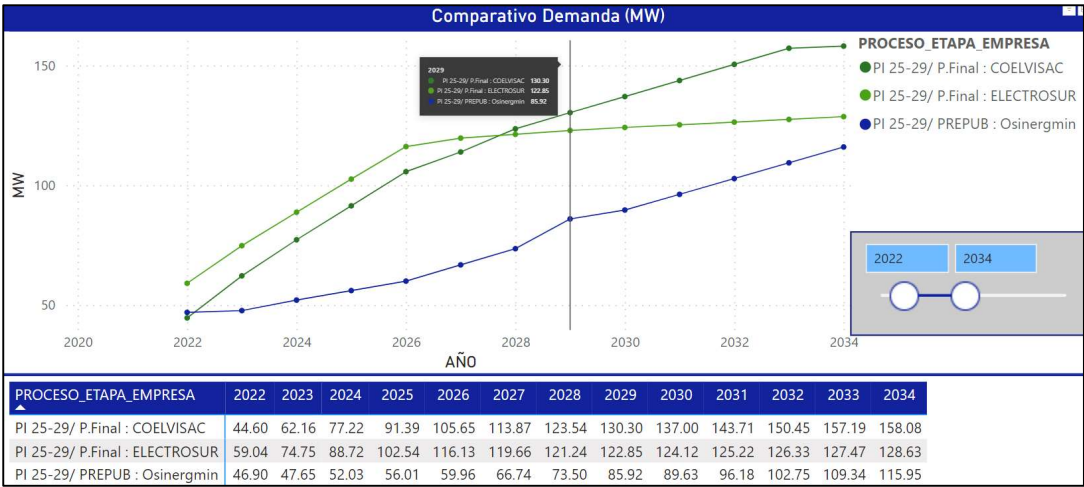
Fuente: Formato F-121. Considerando la demanda en AT y MT

Gráfico N° 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)



Nota: La proyección de la demanda efectuada por Osinerghmin difiere significativamente de la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA, debido principalmente al análisis realizado en el numeral 6.1 del presente informe.

Gráfico N° 6.2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico Tacna – Yarada (en MW)



Nota: Formato F-121. Sin considerar la demanda en AT (Cliente Libre MINSUR).

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión para el AD 13, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA, como PROPUESTA FINAL, se ha identificado que:

- No se ha considerado como variables asociadas al crecimiento de las nuevas demandas incorporadas, el tema de las restricciones de agua (por el tema de regularización de los permisos por parte del ANA) y el Estudio Hidrológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina de fecha Diciembre 2022, que impactan en la proyección de demanda libre.
- No se ha considerado los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 para dar solución a la problemática presentada en el presente proceso a nivel de alimentadores.
- Se ha considerado en el corto plazo (año 2025) un proyecto con características ITC, avizorado por el COES en la actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, en el presente Plan de Inversiones 2021-2025.
- Se ha solicitado alimentadores para uso exclusivo de atención de la demanda de clientes libres.
- No subsana de manera correcta, específica y en algunos casos no absuelve las observaciones realizadas en el Anexo A.

6.2.1 Consideraciones

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para el planeamiento de la expansión de la transmisión en donde se definirán las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser remunerados por la demanda, se ha considerado los siguientes criterios:

- Información sobre el tema de las restricciones de agua (asociado a la regularización de los permisos del ANA) y el Estudio Hidrológico del Sistema Integral del Sistema Acuífero Caplina de fecha diciembre 2022; que impactan en la proyección de demanda libre.
- Optimizar el uso de las instalaciones existentes, considerando la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's; con la finalidad de incorporar instalaciones o equipamientos adicionales, siempre y cuando estas soluciones resulten más eficientes que la implementación de nuevas instalaciones o equipamientos.
- Verificar que desde la parte técnica-económica-operativa hay alternativas de solución más eficientes que se resuelven a nivel distribución frente a la implementación de un proyecto en subtransmisión.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los

transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.

- Implementar nuevos transformadores de potencia considerando las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinerghmin, y que la capacidad en cada devanado de los transformadores debe ser la misma, con la finalidad que pueda ser rotado dentro del parque de transformadores que conforma el AD 13.
- Considerar el impacto en la planificación del Plan de Inversiones de los proyectos ITC en evaluación y análisis del COES para el presente Plan de Transmisión 2025-2034.
- Renovar instalaciones del SSTD o que hayan cumplido más de 30 de años de antigüedad, siempre y cuando se presente la documentación y/o información adicional que justifique algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando el Elemento y/o partes de sus componentes.
- Consultar al solicitante de nuevos proyectos (SET y/o Líneas de Transmisión) que evalúen los riesgos de problemas de servidumbre, ruta, financiamiento y/o disponibilidad de terrenos con la finalidad de disminuir la incertidumbre de ejecución del proyecto solicitado.
- Dimensionar las líneas de transmisión considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Considerar como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022; y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se considera 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 ELECTROSUR, las instalaciones del SST y SCT del AD 13, a diciembre de 2022, son las que figura en el Anexo C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la actualización y/o modificación correspondiente.

Considerando la información existente del sistema de transmisión, se procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño mediante

el formato “F-202”. Para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente con la SET (F-120 SET) en 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 estarán expuestas las SET’s en el futuro.

Respecto a las congestiones de las Líneas de Transmisión y sobrecargas de los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 13, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia (análisis eléctricos) con el software DigSilent hasta el año 2029; para ello se ha considerado los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible acopiada por Osinergmin.

De otro lado, mediante las visitas técnicas “in situ” a las instalaciones de ELECTROSUR en el mes de agosto de 2023 se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos (nuevos y reforzamientos) retrasados en su ejecución y que actualmente no han sido implementados en los años previstos, aprobados en los PI 2013-2017, PI 2017-2021 y PI 2021-2025 (proyectos con POC hasta el año 2022), siendo uno de los proyectos más relevantes: “Nueva SET Zofratacna 66/10 kV – 25/25/25 MVA” y “LT 66 kV Deriv. Zofratacna – Zofratacna” y “LT 66 kV Los Héroes – Deriv. Zofratacna”. Dichas instalaciones correspondientes al PI 2017-2021 debieron ser implementadas antes de mayo 2021. Asimismo, se verificó que se cuenta con una potencial demanda de clientes libres de tipo “agroindustrial” en las zonas de Yarada, Viñani y Hospicio; no obstante, actualmente su limitación de crecimiento está dada por la falta de suministro de electricidad, regularización de permisos por el uso de agua asociado a las Licencias que emite el ANA para este tipo de actividad en el amparo del Decreto Supremo N° 025-2007-AG, y el estado de veda del recurso hídrico que existe en la zona.

El diagnóstico de estas instalaciones está referido al comportamiento de las mismas para atender la demanda al año 2034. Este diagnóstico se refleja en los siguientes aspectos técnicos:

• **Sobrecarga de Transformadores**

Sobre el parque de transformadores de dos (02) devanados, se avizora sobrecarga en la SET Viñani al año 2029:

Nombre	Lado HV Barras	Lado ML Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET VIÑANI	66	10	25	103%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinergmin). Año 2029

Respecto al parque de tres (03) devanados, se avizora sobrecarga en la SET Yarada al año 2029:

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
SET YARADA	60	23	10	25	25	25	108%

Fuente: Formatos F-202 (Propuesta Osinerghmin)

Por otra parte, cabe señalar que a partir de los años 2031 y 2032 se avizoran sobrecargas en las subestaciones: SET Sarita, SET Caserio Aricota, SET Tarata y SET El Ayro, debido al ingreso de nuevas cargas incorporadas como Cliente Libre a ser atendidas por ELECTROSUR.

Nombre	Lado HV Barras	Lado ML Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET Sarita	66	33	2	135%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2031

Nombre	Lado HV Barras	Lado ML Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET Caserio Aricota	33	10	0.64	106%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2031

Nombre	Lado HV Barras	Lado ML Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET Tarata	33	10	0.8	150%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2031

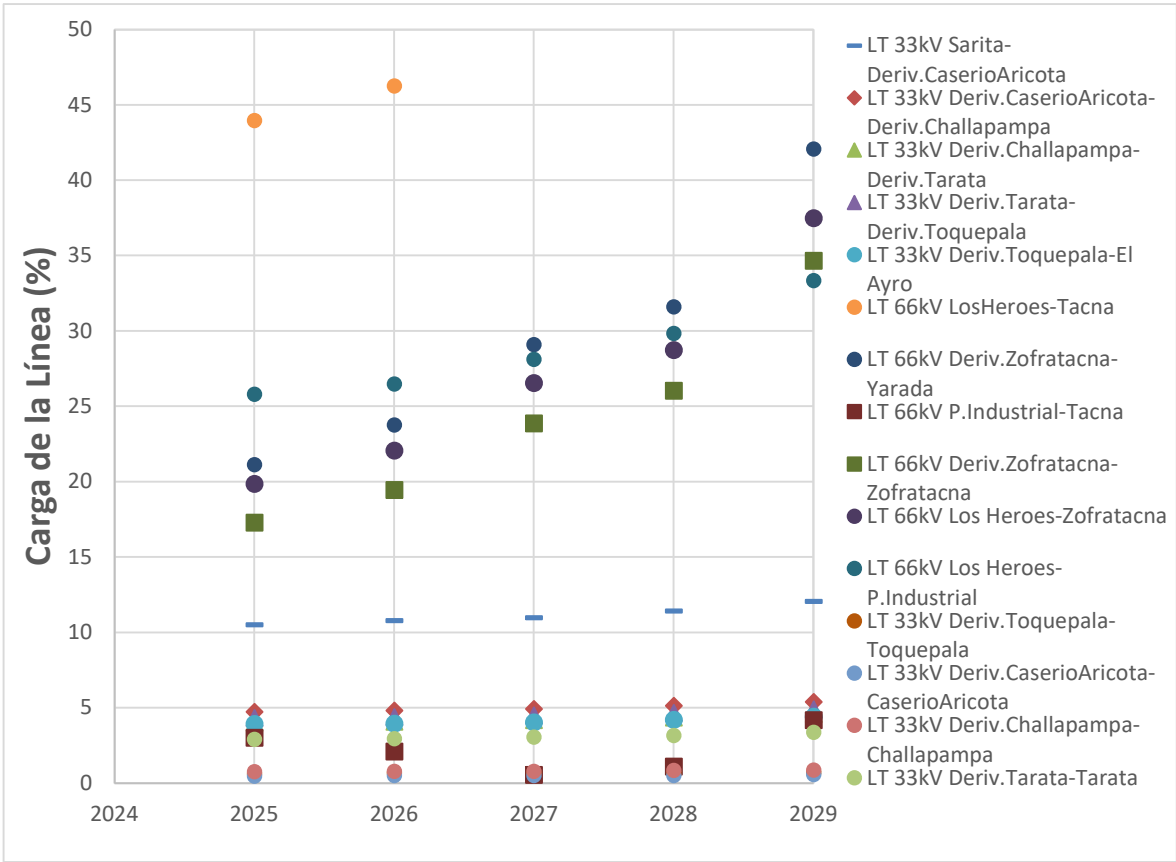
Nombre	Lado HV Barras	Lado ML Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET El Ayro	33	10	0.8	211%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2032

- **Congestión en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al AD 13, conforme se muestra en la gráfica siguiente:

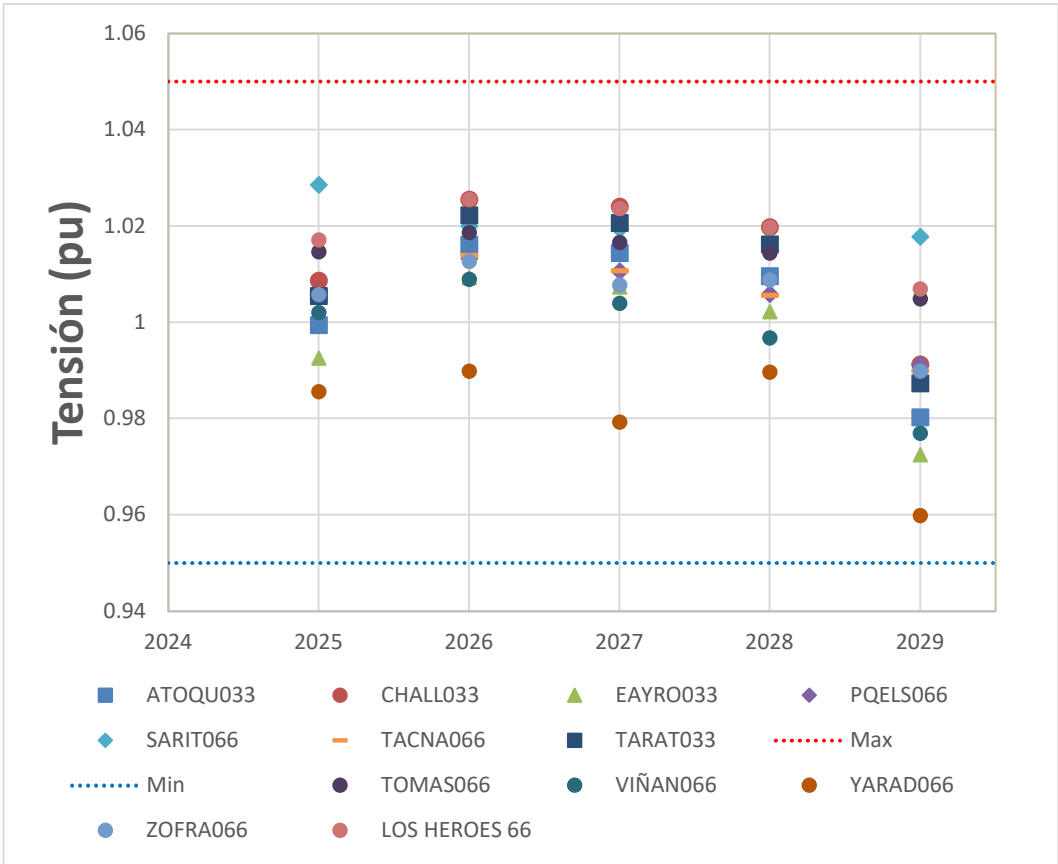
Gráfica N° 6.1
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



• **Perfiles de Tensión**

Del diagnóstico realizado mediante flujo de potencia, para el período 2025-2029, se observa que los niveles de tensión en barras MT son superiores a 0,95 pu (límite inferior permisible según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos), conforme se muestra en la gráfica siguiente:

Gráfica N° 6.2
Perfil de tensiones (p.u.)



Cabe señalar que, a partir del año 2032, se presenta caída de tensión en el ramal de la “LT 33kV Sarita – Caserio Aricota – Challagua – Tarata – Alto Toquepala – El Ayro”, debido a la nueva demanda incorporada que se atenderá en la SET El Ayro a partir del año 2032.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el AD 13, se han identificado que se requieren proyectos nuevos y refuerzos para incrementar la capacidad de transformación y mejorar los perfiles de tensión en el Sistema dentro del periodo de análisis 2025-2029.

A continuación, se realiza el análisis y el planteamiento de alternativas para cada sistema eléctrico:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Tacna - Yarada

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD13.pfd)* – sustentan que se requiere de nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

A continuación, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA para el sistema eléctrico en análisis:

i. Implementación de una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Yarada.

Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTROSUR para el año 2025, no requiere ser implementado por temas de incremento de demanda en el alimentador O-164, debido a que en la modificatoria del PI 2021-2025, se aprobó para el año 2023 un alimentador en 22,9 kV con la finalidad de descongestionar los alimentadores existentes en 10 kV, mejorar la confiabilidad entre alimentadores y la calidad de suministro para la atención de la demanda ubicada a largas distancias. Cabe mencionar que, a partir de la información de la DSE a diciembre de 2023, se verifica que dicha instalación no se encuentra calificada como Obra en Curso, sin tener ninguna gestión para ejecutar el proyecto.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

ii. Implementación de una nueva SET Hospicio con Tp 220/60/23 kV de 60 MVA y LT 220 kV doble terna Los Héroes – Hospicio.

Al respecto, no corresponde la aprobación en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones del proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2025 ante el incremento de demanda en el sistema eléctrico “Tacna-Yarada”, debido a que dicho proyecto se enmarca en las características de un proyecto de “Instalación de Transmisión de Conexión” (ITC) – *considerando la definición del artículo 4.32 de la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, que modifica la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM* – cuya responsabilidad de planificación está a cargo del COES como parte de su proceso de Actualización del Plan de Transmisión.

Por otra parte, en el Informe Legal N° 096-2024-GRT se consignan argumentos adicionales relacionados con la interpretación de la Norma del Plan de Transmisión⁸ que realiza CVC ENERGÍA como parte de los argumentos que desarrolla en su PROPUESTA FINAL, y sobre un posible acto de infringir el principio de legalidad y el debido procedimiento por parte del Regulador.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar lo siguiente:

- Sobre la necesidad y factibilidad de aprobarse el proyecto solicitado dentro de un proceso de Plan de Inversiones, se realizó el análisis en los Informes Técnicos N°570-2022-GRT y N°655-2022-GRT, que sustentan la publicación y el recurso de reconsideración del proceso de modificación del Plan de

⁸ Norma “Criterios y metodología para la elaboración del plan de transmisión”, aprobada por Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM

Inversiones 2021-2025, lo cual se complementa con lo indicado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT.

- En la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión 2023-2032 y en el Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034, el COES avizora la necesidad de disponer un proyecto ITC 220 kV en el sistema eléctrico Tacna – Yarada por temas de confiabilidad “N-1”, tal es así que de las reuniones internas entre entidades COES y Osinergmin se comentó que los proyectos avizorados en el Largo Plazo en la actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, serán la base para ser considerados en la planificación de las ITC dentro del periodo vinculante para solucionar las problemáticas identificadas en el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034. En ese sentido, el proyecto “Nueva SET Garita 220/66 kV – 120 MVA, LT 220 kV Los Héroes – Garita y enlaces asociados”, es candidato para ser considerado en la evaluación y análisis del COES en el periodo vinculante de la planificación de las ITC para el AD 13.

Cabe señalar que, la aprobación de las ITC que formarán parte del Plan de Transmisión 2025-2034, se realizará en el mes de diciembre del presente año (aprobación a cargo del Ministerio de Energía y Minas), siendo que, Osinergmin revisará la propuesta elaborada por el COES y opinará oportunamente con la finalidad de que la alternativa de expansión planteada cumpla con los criterios establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” y se sincronice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

- Si bien CVC ENERGÍA indica que lo solicitado se requiere para el año 2025, cabe precisar que de la revisión y actualización de la proyección de demanda – *considerando el análisis desarrollado en el numeral 6.1 del presente Informe* – para el Sistema Eléctrico Tacna -Yarada se requeriría, a partir del año 2030, un proyecto en 220 kV con características de ITC para la zona del AD 13 por incremento de demanda que ocasionaría caída de tensión en las barras de Media Tensión (MT) correspondientes a la subtransmisión.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SE Tacna - Yarada. Elaboración Propia.

No obstante, del análisis eléctrico en el AD 13 – *que considera la actualización de la proyección de demanda realizada por Osinergmin* – se verifica en el diagnóstico que, a partir del año 2029 existe la necesidad de descargar la SET Yarada por sobrecarga y atender el crecimiento de las nuevas demandas incorporadas sustentadas en el AD 13.

En ese sentido, se ha realizado el análisis de dos (02) alternativas: 1) “Nueva SET Hospicio 66/23/10 kV de 40/40/40 MVA + LT 66 kV Viñani – Hospicio” a partir del año 2029; y 2) “Nueva SET Hospicio con Tp 220/60/23 kV de 60/60/60 MVA + LT 220 kV Los Héroes – Hospicio” a partir del año 2025. Cabe señalar que ambas alternativas, ambas alternativas tendrán como alcance optimizar la distribución de las cargas en la zona Viñani – Yarada – Hospicio:

Nombre	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT	Inversión				
Alternativa 1	-	-	1,305,239	2,787,883	4,093,122	575,427	428,926	5,097,475	1.000
Alternativa 2	5,663,394	5,018,986	-	241,722	10,924,102	2,295,746	-624,450	12,595,398	2.471
Alternativa seleccionada: Alternativa 1									

Por lo expuesto, la alternativa técnica – económica de mínimo costo, corresponde a la Alternativa 1, siendo necesario para el sistema eléctrico Tacna-Yarada, implementar una “Nueva SET Hospicio 66/23/10 kV de 40/40/40 MVA + LT 66 kV Viñani – Hospicio” que permitirá optimizar la distribución del crecimiento de las cargas en la zona Viñani – Yarada – Hospicio para la atención de la demanda regulada y libre. Asimismo, cabe indicar que el proyecto ITC en 220 kV que avizora el COES – *dentro del periodo vinculante de las ITC del Plan de Transmisión 2025-2034 para el AD 13* – se integrará con el proyecto aprobado, por lo que permitirá mejorar de manera integral la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico en la región Tacna, siendo sostenible en el largo plazo.

Asimismo, señalar que la nueva SET permitirá descargar la demanda regulada y libre en 10 kV de ELECTROSUR correspondiente a la SET Yarada; por lo que ELECTROSUR requerirá de una nueva celda de alimentador en 10 kV en la nueva SET Hospicio para realizar traslado de carga.

Por otra parte, el proyecto aprobado permitirá disponer de capacidad de transformación en 10 kV y 22,9 kV, que servirá para la atención del crecimiento de la demanda eléctrica de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA en la zona de Viñani - Yarada – Hospicio. Asimismo, el proyecto SET Hospicio 66/10/23 kV, se integrará con el futuro proyecto ITC en 220 kV (SET Garita) que viene avizorando el COES dentro del proceso de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034, con el cual mejorará la confiabilidad de la región Tacna.

Por lo expuesto, se aprueba para CVC ENERGÍA una nueva “SET Hospicio 66/23/10 kV de 40/40/40 MVA y celdas asociadas”, y se

aprueba para ELECTROSUR una “(01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Hospicio”, ambos proyectos para el año 2029.

Finalmente, es importante enfatizar que, dado que el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 (Informe COES/DP-01-2023), elaborado por el COES como parte del proceso de actualización del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en el Área de Demanda 13 que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática. En línea con ello, durante el desarrollo del proceso regulatorio en curso se ha venido realizando reuniones de coordinación con dicho comité, en las cuales se ha tomado conocimiento de la formulación de alternativas de expansión para el sistema. En ese sentido, se considera que la necesidad en el mediano plazo descrita por CVC ENERGÍA, será resuelta con el aporte del proyecto ITC que deberá ser canalizado a través del Plan de Transmisión, conforme se establece en la normativa vigente. Cabe señalar que, la aprobación de las ITC que formarán parte del Plan de Transmisión 2025-2034, se realizará en el mes de diciembre del presente año (aprobación a cargo del Ministerio de Energía y Minas), siendo que, Osinerghmin revisará la propuesta elaborada por el COES y opinará oportunamente con la finalidad de que la alternativa de expansión planteada cumpla con los criterios establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” y se sincronice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

iv. Implementación del Segundo Circuito de LT 220 kV Los Héroes – Hospicio de 30,5 km

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2026, – *que complementa al proyecto del ítem iii*) – no requiere ser implementado, debido a que no se aprueba el proyecto solicitado según el análisis realizado en el ítem iii).

v. Implementación de una LT 66 kV Hospicio – Yarada

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2033, no corresponde ser analizado al estar fuera del periodo de análisis vinculante del presente proceso regulatorio del Plan de Inversiones 2025-2029

Sin perjuicio, de lo mencionado cabe indicar, que el Elemento solicitado no sería necesario, debido a que el COES en la actualización del Plan de Transmisión, avizora la necesidad de implementarse un proyecto ITC de 220 kV, con un enlace en la SET Yarada, que permitirá solucionar los problemas de caída de tensión y confiabilidad para el sistema eléctrico Tacna – Yarada.

vi. **Implementación de un nuevo Tp 66/23 kV de 25 MVA en la SET Viñani**

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2029, requiere ser implementado, debido a que se avizora una sobrecarga en el devanado de MT del transformador 66/10 kV de 25 MVA, dentro del periodo del 2025-2029:

Nombre	Lado HV Barras	Lado ML Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET VIÑANI	66	10	25	103%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinergmin). Año 2029

Cabe señalar que, proyecto solicitado a ejecutarse en la SET Viñani operará en paralelo al Transformador de 66/10 kV de 25 MVA, incrementando la capacidad de transformación en 10 kV y creando capacidad de transformación en 22,9 kV, que permitirá atender el crecimiento de la demanda regulada y libre; y brindar de confiabilidad a la demanda conectada de ELECTROSUR y CVC ENERGÍA en la barra de 10 kV de la SET Viñani. Cabe precisar que, la atención del servicio de electricidad de la demanda regulada deberá ser de responsabilidad de cada concesionario de distribución eléctrica dentro de su zona de concesión.

Por lo expuesto, se aprueba un Transformador 66/23/10 kV de 25/25/25 MVA y sus celdas asociadas, que operará en paralelo con el transformador existente de la SET Viñani, así como la celda de transformador y medición en 22,9 kV. Esta instalación estará asignada a CVC ENERGÍA de forma definitiva; salvo que el incumbente o TITULAR de la subestación, donde se desarrollará el proyecto aprobado, se pronuncie dentro del presente proceso.

vii. **Implementación de una nueva Celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Yarada**

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2026, no requiere ser implementado, debido que la atención de la demanda será de uso exclusivo de clientes libres (al estar dentro del área de concesión de ELECTROSUR). En ese sentido, se verifica que, si bien hay capacidad de transformación en la SET Yarada – *donde habrá capacidad de transformación para hacer uso de la atención de la demanda regulada y libre* – se verifica que las celdas de alimentador de 22,9 kV (solicitadas) serán de uso exclusivo para la demanda libre de CVC ENERGÍA en la zona, por lo que no corresponde ser aprobada en el presente proceso de Plan de Inversiones 2025-2029.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

viii. **Implementación de (02) nuevas celdas de alimentador de 10 kV en la SET Viñañi**

Al respecto, el proyecto solicitado por CVC ENERGÍA para el año 2025, del análisis realizado considerando el formato F-204, solo se requiere

implementar una (01) celda de alimentador en 10 kV, la cual es suficiente para atender la demanda regulada de 163 kW desde la SET Viñani, que actualmente ha sustentado CVC ENERGÍA en el presente proceso regulatorio del PI 2025-2029, y de las cuales se encuentran dentro de su zona de concesión de distribución. Cabe precisar que, la aprobación de la celda de alimentador de 10 kV se motiva para atender la demanda regulada dentro de la zona de concesión de distribución de CVC ENERGÍA.

Por lo expuesto, se aprueba una (01) celda de alimentador de 10 kV en la SET Viñani para el año 2025, con la finalidad de atender su demanda regulada dentro de su zona de concesión de distribución.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Tarata

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD13.pfd)* – sustentan que se requiere de nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

A continuación, se analiza el proyecto de inversión solicitado por ELECTROSUR para el sistema eléctrico en análisis:

ii. **Implementación de un nuevo Transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas asociadas en 22,9 kV + una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en la SET Tarata**

Al respecto, el proyecto solicitado por ELECTROSUR para el año 2026, requiere ser implementado, debido a que se ha sustentado la existencia de la demanda regulada de tipo rural (localidades de la Cuenca del río Maure) que actualmente no cuentan con servicio eléctrico, por lo que requieren ser atendidas en 22,9 kV debido a la magnitud y distancia del punto de suministro más cercano que es la SET Tarata, la cual dispone actualmente de un devanado en 10 kV para la atención de la demanda eléctrica.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado para el año 2026, considerando que la celda de transformador en 10 kV y celda de línea - transformador 33 kV (ambas existentes) serán utilizadas. Asimismo, se dispone a rotar el Transformador 33/10 kV de 2 MVA (que se verificó en la visita técnica "in situ") de la SET Tarata a SET El Ayro para el año 2026.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Tomasiri

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD13.pfd)* – sustentan que no se requiere de nuevas instalaciones dentro del periodo 2025-2029. Asimismo, no se ha presentado propuestas de inversión para el sistema eléctrico en análisis por parte del TITULAR responsable.

6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

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

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar que en el caso que las empresas concesionarias responsables de ejecutar los proyectos aprobados en el presente Plan de Inversiones, prevean que no podrán cumplir con la implementación del proyecto en la POC señalada, tienen la facultad de evaluar en acogerse al numeral VI.2 del Artículo 139 del Reglamento de Transmisión, con la finalidad de evitar retrasos en la ejecución del proyecto aprobado en el Plan de Inversiones, que afecten directamente a la seguridad, eficiencia, confiabilidad y continuidad del sistema eléctrico, y cuyo perjuicio se vería reflejado a los usuarios del Área de Demanda.

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

Finalmente, cabe señalar que cualquier proyecto que ejecute el TITULAR responsable antes de la fecha POC prevista, corresponderá su remuneración en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, que se encuentre vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

En el caso del Área de Demanda 13, no se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029.

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 13, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.8
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 13
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 13	6 862 057	21	67	21
ELECTROSUR	462 989	-	2	5
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	169 710	-	2	1
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	293 279	-	-	4
Compensador	-	-	-	-
CVC ENERGÍA	6 399 068	21	65	16
AT				
Celda	1 239 227	-	-	5
Línea	2 053 818	21	-	1
Transformador	2 397 727	-	65	2
MT				
Celda	708 296	-	-	8
Banco	-	-	-	-

6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁹, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que

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

no han sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo a lo informado por el respectivo TITULAR en su propuesta; y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (DSE), 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 TARIFAS¹⁰, 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.

Por lo expuesto, de la revisión de la PROPUESTA INICIAL por parte de los Titulares del Área de Demanda 13 - *que presentaron su ESTUDIO dentro del plazo correspondiente a la etapa del proceso* – no se ha presentado ninguna propuesta de solicitud que haya motivado la necesidad de retirar instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025.

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”.

¹⁰

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

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR y CVC ENERGÍA para el Área de Demanda 13 (AD 13), se concluye y recomienda que:

- a) La estimación de la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica es de 7,8%; siendo 6,7% mayor que la PROPUESTA FINAL presentado por ELECTROSUR y 10,8% menor que la PROPUESTA FINAL presentado por CVC ENERGÍA, para el periodo 2022-2034.
- b) La inversión referencial en transmisión para el AD 13, asciende al monto de USD 6 862 057 – *según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe* – que representa una reducción de -59% y -62%, respecto a la inversión total solicitada en el AD 13 presentada en la PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL, respectivamente; para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el AD 13, correspondiente al periodo mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- d) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

[sbuenalaya]

/ncha

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- | | |
|----------------|---|
| Anexo A | Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL. |
| Anexo B | Metodología para la Proyección de la Demanda. |
| Anexo C | Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR. |
| Anexo D | Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin. |
| Anexo E | Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin. |
| Anexo F | Cuadros Comparativos. |

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

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTROSUR debe completar la información faltante donde corresponda.

Respuesta

AREA DE DEMANDA 09

- En esta área de demanda no se requiere implementación alguna

AREA DE DEMANDA 12

- Instalación de un Nuevo TP de reserva de 25MVA en el AD 12
- Instalación de nuevas celdas de alimentador, transformación y medición de 10kV en la SET MOQUEGUA
- Instalación de una celda de alimentador de 10kV en la SET ILO

AREA DE DEMANDA 13

- Instalación de 02 celdas de alimentador de 10kV para la SET VIÑAÑI
- Instalación de 03 celdas de alimentador de 10kV para la SET YARADA
- Instalación de 01 transformador de tres devanados 33/22.9/10kV de 2MVA y celdas conexas en la SET TARATA

Análisis de Osinergmin

Respecto al AD 13, se verifica que en el capítulo 6 del Resumen Ejecutivo, ELECTROSUR incluye un cuadro con la relación de los Elementos solicitados en la PROPUESTA FINAL. Sin embargo, no cumple con clasificar los proyectos requeridos por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad.

Respecto al tema de las Bajas remunerativas, se verifica que ELECTROSUR no presenta ningún cuadro, por lo que se identifica que no solicita la Baja de ningún Elemento en su PROPUESTA FINAL.

Por otra parte, cabe señalar que ELECTROSUR con fecha 11 de enero de 2024 mediante carta GE-0043-2024 ha presentado información complementaria a su ESTUDIO de PROPUESTA FINAL, solicitando el retiro de su solicitud: i) (02) celdas de alimentador en SET Viñani; y ii) (01) celda de alimentador en SET Yarada; debido a que dichas celdas surgen para abastecer las nuevas cargas incorporadas, presentadas por CVC ENERGÍA en el AD 13.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

2. Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.

Respuesta

Se complementa la información con registros de cada 15 minutos de los alimentadores de las SET que se está solicitando nuevos alimentadores, además de los archivos kmz, los cuales se encuentran en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Respecto a elementos por antigüedad, ELECTROSUR no realiza ninguna solicitud por renovación de elementos por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROSUR ha presentado información adicional sobre los proyectos solicitados. Asimismo, se verifica que no ha solicitado inversiones por temas de antigüedad para el AD 13.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

3. Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTROSUR en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En el informe actualizado se presentan los proyectos sustentados en el incremento de la demanda.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, en el desarrollo de su PROPUESTA FINAL, los Elementos solicitados por ELECTROSUR para el AD 13, están clasificados bajo los criterios de demanda y confiabilidad.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

4. ELECTROSUR, debe de considerar como parte de los criterios de planificación en la subtransmisión, que ante un problema o necesidad en el sistema eléctrico ver si las alternativas de solución, desde el punto de vista técnico- económico y operativo, se pueden dar a nivel de distribución con la finalidad de optimizar los recursos y activos de la empresa, evitando duplicidad y/o inversiones mayores en el nivel subtransmisión.

Respuesta

Los proyectos solicitados de incorporación de nuevos elementos obedecen a las soluciones técnico-operativas que para su normal operación dentro de los límites permisibles de pérdidas, caídas de tensión y cargabilidad requieren la instalación de elementos en transmisión.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTROSUR en su ESTUDIO ha considerado parcialmente el criterio mencionado en la observación, como en el caso de la celda de alimentador 10 kV en SET Yarada que se analiza en el numeral 6.2.3) ítem i).

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

5. ELECTROSUR ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.

Respuesta

Se realizó la verificación de los datos de la proyección de la demanda, actualizando los años de los modelos tanto tendenciales y econométricos hasta el año 2054 sus proyecciones de ventas y en todos los formatos F-100.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que, ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL en los formatos F-100 se ha realizado hasta el año 2054.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

6. ELECTROSUR 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 revisó, actualizo y corrigió donde corresponde las variables explicativas para la proyección de las ventas, con mayor detalle se aclara esta observación en la respuesta a la observación 16, respuesta a la observación 17 respuesta a la observación 18, respuesta a la observación 35, respuesta a la observación 36, respuesta a la observación 37 y respuesta a la observación 38

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha actualizado y corregido la información correspondiente.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

7. No se ha presentado el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Se requiere que ELECTROSUR presente los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

Se modificó los factores de expansión de perdidas equivalentes PEMT y PEBT que fueron obtenidos de la Resolución N°168-2019-OS/CD donde se encuentran las empresas que conforman el área de demanda 05.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se observa que se consideran los factores PEMT de 1,0219 y PEBT de 1,0912 correspondientes a la Resolución N° 168-2019-OS/CD del VAD 2019-2023 que a la fecha ya no está vigente. En ese sentido, los factores de expansión de pérdidas a considerarse para ELECTROSUR deben ser PEMT de 1,0163 y PEBT de 1,0904 correspondientes a la Resolución N° 223-2023-OS/CD del VAD 2023-2027.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

8. En relación a la información básica de los clientes libres existentes (formato F-113), ELECTROSUR se ha limitado en presentar la información del proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, el cual tuvo como año representativo el 2021. Al respecto, es preciso indicar que el año representativo para el PI 2025-2029 corresponde al 2022. En ese sentido, ELECTROSUR debe elaborar el formato F-113 considerando la información del SICLI 2022.

Respuesta

Respecto al año representativo se ha actualizado en los formatos F-100 considerando el año 2022 y también se ha considerado la información del SICLI 2022.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se observa que el listado de clientes libres consignados en el formato F-113 no corresponde a la base de datos SICLI 2022. Así tampoco, los valores de consumo de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización presentados no corresponden a los obtenidos del SICLI 2022.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

9. Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se observa que para algunas cargas no se presenta las solicitudes de factibilidad de suministro que las sustentan. Al respecto, se 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

Respecto a las nuevas cargas adicionales consideradas dentro de la proyección de la demanda, estos cuentan con los sustentos requeridos por Osinergmin y se presentan en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado solicitudes de factibilidad de los años 2021, 2022 y 2023; sin embargo, esos documentos no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en algunas solicitudes se presenta documentación desactualizada y, en otros casos, para las cargas superiores a 1 MW no se presenta documento de compromiso de inversión requerido dada la magnitud de la carga.

El detalle de la evaluación de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas que no han sido consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja "Factibilidades ELS" en el archivo del Formato "F-100" correspondiente al Área de Demanda 13.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

10. Sobre los años de POC de los proyectos y/o Elementos solicitados por ELECTROSUR para las AD 12 y AD 13, se solicita que ELECTROSUR comente - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos del porque no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Respuesta

Respecto a los años de POC presentados para la ejecución de los proyectos solicitados en el presente PIT 2025-2029, estos han sido considerados como años prudentes en el cual ELECTROSUR ejecutara estos sin retraso alguno.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR mantiene su posición de considerar los años solicitados como POC prevista en el planeamiento los proyectos solicitados, argumentando que ejecutará dichos proyectos sin retraso alguno.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Respecto a los nuevos elementos para ELECTROSUR, estos han sido analizados dentro del periodo de proyección de 10 años, tal es el caso de nuevos alimentadores, sobrecarga de Transformadores, así como la cargabilidad de conductores de LT, es así que se detectó que en el año 2031 habrá la necesidad de incorporar nuevos transformadores en el sistema TARATA, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)												
		LADO	kV	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SET AT/MT SARITA TP-66/33 kV - 2 MVA	MAX. DEM. ⁽¹⁾	AT	33	1.15	1.20	1.24	1.42	1.47	1.52	1.75	1.78	1.80	3.19	4.28	4.30	4.33
	POT. INST.(MVA)	AT	33	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	FACTOR DE USO	AT	33	0.58	0.60	0.62	0.71	0.74	0.76	0.87	0.89	0.90	1.60	2.14	2.15	2.17
SET AT/MT CASERIO ARICOTA TP-33/10 kV - 0.64 MVA	MAX. DEM. ⁽¹⁾	MT	10	0.11	0.15	0.16	0.17	0.19	0.21	0.40	0.41	0.41	0.96	0.96	0.97	0.97
	MAX. DEM. ⁽¹⁾	MT	33	0.11	0.15	0.16	0.17	0.19	0.21	0.40	0.41	0.41	0.96	0.96	0.97	0.97
	POT. INST.(MVA)	MT	10	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
	POT. INST.(MVA)	MT	33	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
	FACTOR DE USO	MT	10	0.17	0.23	0.25	0.27	0.30	0.33	0.63	0.64	0.64	1.50	1.50	1.51	1.51
	FACTOR DE USO	MT	33	0.17	0.23	0.25	0.27	0.30	0.33	0.63	0.64	0.64	1.50	1.50	1.51	1.51
SET AT/MT CHALLAHUAYA TP-33/10 kV - 0.32 MVA	MAX. DEM. ⁽¹⁾	MT	10	0.16	0.16	0.17	0.17	0.18	0.18	0.19	0.19	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21
	POT. INST.(MVA)	MT	10	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
	FACTOR DE USO	MT	10	0.51	0.52	0.53	0.55	0.56	0.58	0.59	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.67
SET AT/MT TARATA TP-33/10 kV - 0.8 MVA	MAX. DEM. ⁽¹⁾	MT	10	0.31	0.31	0.32	0.47	0.48	0.49	0.49	0.50	0.51	1.33	1.34	1.35	1.36
	POT. INST.(MVA)	MT	10	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
	FACTOR DE USO	MT	10	0.39	0.39	0.40	0.58	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	1.67	1.68	1.69	1.70
SET AT/MT EL AYRO TP-33/10 kV - 0.8 MVA	MAX. DEM. ⁽¹⁾	MT	10	0.49	0.49	0.50	0.52	0.53	0.55	0.56	0.57	0.59	0.60	1.66	1.67	1.69
	POT. INST.(MVA)	MT	10	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
	FACTOR DE USO	MT	10	0.61	0.61	0.63	0.65	0.66	0.68	0.70	0.72	0.73	0.75	2.08	2.09	2.11

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR avizora problemas de sobrecarga en el Sistema Eléctrico Tarata para el periodo 2030-2034.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe indicar que los proyectos vinculantes a ejecutarse en el presente proceso corresponden a los requeridos en el periodo 2025-2029. No obstante, mencionamos que, a partir de la actualización de la proyección de demanda realizada por Osinerghmin, se avizora la misma necesidad señalada por ELECTROSUR para el año 2031, la cual está motivada principalmente por las futuras nuevas cargas incorporadas como Clientes Libres en las barras de Caserio Aricota, Tarata y El Ayro, partir del año 2031.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

12. ELECTROSUR no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjunta los formatos F-000 del AD 12 y AD 13 en el ANEXO 01 FORMATOS

Respecto a los formatos F-200 se ha actualizado y se presenta con toda la información actualizada en el ANEXO 01 FORMATOS

Análisis de Osinergmin

De la información enviada por ELECTROSUR se verifica que se ha adjuntado como parte de su PROPUESTA FINAL los formatos F-001, F-002 y F-003. Asimismo, se ha identificado que la información presentada en el formato F-000, está completa en relación a lo modelado en los archivos de flujo.

Respecto al formato F-200, se verifica que se encuentra completo.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

13. ELECTROSUR no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se presenta los mapas de densidad de carga en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER

Análisis de Osinergmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se advierte no se ha presentado los mapas de densidad de carga en la ruta señalada por ELECTROSUR ni en toda su propuesta.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

14. Se solicita que ELECTROSUR presente en formato “Google Earth” (Kmz.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes a las AD 12 y 13, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no

tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

Respuesta

Se presenta los archivos kmz del sistema de transmisión de ELSUR en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER (información a subir a cargo de ELECTROSUR)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR ha adjuntado los archivos .kmz “Yarada O-164”, “Yarada Redes Existentes”, “Tacna Actual” donde se encuentran las redes en MT del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 13, la ubicación de las nuevas demandas, las subestaciones y líneas de transmisión. Sin embargo, no ha presentado el archivo .kmz con la ubicación de la demanda para el proyecto “CREACION DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LAS LOCALIDADES DE LA CUENCA DEL RÍO MAURE DEL LAS PROVINCIAS DE TACNA Y TARATA DEL DEPARTAMENTO DE TACNA” de la SET Tarata que solicita en su PROPUESTA FINAL.

Además, no ha sustentado sobre los problemas de DMS y/o espacios/ disponibilidad de terreno para la ejecución de los proyectos solicitados.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación

15. No se visualiza la relación de Elementos retirados del PI 2021-2025; así como tampoco se observa la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, requerimos se complete la información faltante donde corresponda.

Respuesta

En el presente PIT 2025-2029 no existen elementos que se darán de baja por ello no fue considerado dentro del informe.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR no presenta ningún cuadro de relación de Bajas en su ESTUDIO. Asimismo, no solicita el retiro de los Elementos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS
ÁREA DE DEMANDA 13
OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

16. Variable PBI (AD 13)

Respecto al valor histórico de la variable PBI, se observa que el valor consignado en el formato F-104, del año 2022, no corresponde a un valor histórico sino a un valor proyectado; siendo el caso que el año 2022 corresponde al Año representativo y por lo tanto le corresponde un valor histórico. Lo anterior se evidencia en lo siguiente:

- El archivo de sustento “PBI Electrosur.xls” muestra valores de PBI departamental únicamente hasta el año 2021, lo mismo se evidencia en la información de PBI nacional del “Cuadro N° 1 PERÚ: Producto Bruto Interno” adjunto al formato F-104.
- En el formato F-104 se observa que ELECTROSUR consigna un valor de PBI departamental (Tacna) del año 2022 que ha sido construido en función del valor correspondiente al año 2021, sin presentar ningún archivo o fuente información secundaria que evidencie de dónde se obtuvo dicho criterio.

Al respecto, ELECTROSUR debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 13 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.

Osinergmin 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 ELECTROSUR debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

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

Respuesta

Se corrigió el PBI histórico nacional guiándose de la modificatoria, así mismo se obtiene la data del PBI departamental del año 2022 del enlace <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se tiene la descarga en el archivo sustento en el archivo PBI.xls

En cuanto al PBI entre los años 2023-2025 se utilizó la 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) el cual se encuentra en la

carpeta sustento y el archivo expectativas pbi.xlsx:

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI 1/			
Fecha de encuesta	Analistas Económicos	Sistema Financiero	Empresas No Financieras
31 de marzo de 2023	2.0%	2.0%	2.3%
28 de abril de 2023	1.9%	1.9%	2.3%
31 de mayo de 2023	1.9%	1.9%	2.3%
30 de junio de 2023	1.8%	1.8%	2.0%
31 de julio de 2023	1.2%	1.4%	2.0%
31 de agosto de 2023	1.0%	1.1%	1.9%
Expectativas anuales de 2024			
28 de febrero de 2023	2.6%	2.7%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.5%	2.7%	3.0%
28 de abril de 2023	2.5%	2.6%	3.0%
31 de mayo de 2023	2.7%	2.5%	3.0%
30 de junio de 2023	2.6%	2.5%	2.9%
31 de julio de 2023	2.5%	2.3%	2.9%
31 de agosto de 2023	2.6%	2.3%	2.6%
Expectativas anuales de 2025			
28 de febrero de 2023	3.0%	2.8%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.6%	2.8%	3.0%
28 de abril de 2023	2.6%	2.9%	3.0%
31 de mayo de 2023	3.0%	2.9%	3.0%
30 de junio de 2023	3.0%	2.7%	3.0%
31 de julio de 2023	2.9%	2.6%	3.0%
31 de agosto de 2023	3.0%	2.7%	3.0%
1/ Mediana. Fuente: Encuesta de expectativas macroeconómicas BCRP. Elaboración: Departamento de Indicadores de Actividad Económica.			

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica el sustento y cálculo correcto del valor histórico del PBI del año 2022 en el formato F-104, según lo indicado.

Asimismo, se verifica que para la proyección del PBI nacional del periodo 2023-2025 se ha realizado tomando en cuenta 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).

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

17. Variable Población (AD 13)

Respecto a la variable Población del AD 13, se verifica que el valor histórico al año 2022 es correcto. Sin embargo, en el ESTUDIO no se observa sustento sobre la proyección de dicha variable.

ELECTROSUR debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD 13 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 AD 13.

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

Respuesta

Respecto a la población, datos fueron obtenidos del siguiente enlace: <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>; esta información se encuentra en la carpeta sustento con el archivo Población proyectado.xls; para los siguientes años se utilizó la población nacional proyectado y el porcentaje para proyectar la población del área de la demanda 05.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se observa que para el cálculo de la variable Población 2022 se ha tomado en cuenta la indicación dada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

18. Variable Tarifa Real (AD 13)

El valor de la variable Tarifa Real del AD 13 del año 2022 no se ha construido sobre los valores de las Ventas de Energía (MWh) y facturación de la energía (miles de soles) que figuran en la base de datos del SICOM 2022. Asimismo, se observa que en el formato F-104 el valor del IPC empleado para la estimación de la Tarifa Real, no corresponden a la fuente citada (INEI). Al respecto, ELECTROSUR 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 actualizado.

Respuesta

Se obtiene el IPC de la página web <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se encuentra Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2009 que tiene los valores hasta el 2021 y otro del Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2021 del cual se obtiene el valor del 2022 por ello es que se saca un estimado del 2021 diciembre como valor 100 y con respecto a ese valor se obtiene el estimado a diciembre del 2022, para poder así tener la tarifa real.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se observa que el valor del IPC a diciembre 2022 (con base a diciembre al 2021) considerado por ELECTROSUR es 109,47 el cual difiere del obtenido mediante la fuente citada (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>) que corresponde a 109,68. Por tanto, el cálculo realizado por ELECTROSUR para la obtención de la Tarifa Real del Área de Demanda 13 del año 2022 es incorrecto.

systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta

	AÑO	2022						
	MES	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
DEPARTAMENTO								
MADRE DE DIOS ↔		105,16	106,36	106,73	106,82	107,80	108,09	109,25
MOQUEGUA ↔		104,34	105,83	106,44	107,24	107,85	108,15	109,06
PASCO ↔		106,11	107,40	107,99	109,03	109,95	110,42	111,76
PIURA ↔		105,32	106,28	106,89	107,68	108,10	108,15	108,04
PUNO ↔		104,04	105,18	105,37	105,97	107,11	107,69	108,91
SAN MARTÍN ↔		103,09	103,96	103,82	104,11	104,29	104,48	104,60
TACNA ↔		105,41	106,93	107,51	107,78	108,46	108,84	109,68
TUMBES ↔		104,57	106,20	106,43	106,76	107,07	107,36	106,90
UCAYALI ↔		104,12	105,41	105,22	105,94	106,10	106,44	107,18

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

19. Ventas de Energía (AD 13)

En el formato F-105 se presenta las Ventas de Energía a nivel Área de Demanda y por sistema eléctrico. Al respecto, se requiere a ELECTROSUR revisar las Ventas de Energía por sistema eléctrico en particular al sistema eléctrico de distribución “SR0147 – SER Inclán”, dado que ELECTROSUR lo estaría asociando al sistema eléctrico “Tacna y Yarada”. Sin embargo, de acuerdo al documento disponible en la web de Osinerghmin “Distancias Equivalentes y Diagramas Unifilares de Transmisión Secundaria 2022” dicho sistema eléctrico de distribución se alimentaría desde el sistema eléctrico “Tomasiri”.

Fuente:

<https://www2.osinerghmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/DiagUnifiliar/DIAGUNI2022.pdf>

Respuesta

Se verificó y actualizado las ventas de energía del AD 13.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque se sigue asociando el sistema eléctrico de distribución “SR0147 – SER Inclán” al sistema eléctrico “Tacna y Yarada” en el formato F-105.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

20. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final (AD 13)

En los formatos F-106, F-107 y F-108 se observa que las proyecciones no consideran todo el periodo de proyección correspondiente al presente proceso regulatorio. Al respecto ELECTROSUR deberá corregir los formatos referidos, consignado las proyecciones mediante los modelos tendenciales y econométricos hasta el año 2054.

En el formato F-107, se observa que la ecuación del modelo econométrico 2 no es

coherente con la ecuación que se muestra en el workfile “ad13_2025-2029.wf1” (EViews). Asimismo, se observa que el valor del estadístico F correspondiente al modelo econométrico 5 en el formato F-107 no es coherente con el valor que se muestra en el workfile “ad13_2025-2029.wf1”.

Al respecto, ELECTROSUR debe revisar, actualizar y corregir la información de los modelos tendenciales y econométricos de manera que toda la información (ESTUDIO, formatos F-100 y workfile, etc.) justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS.

Asimismo, de la información presentada por ELECTROSUR, 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 AD 13. Por lo que, debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

- Las proyecciones anuales de la demanda vegetativa del periodo comprendido entre el año 2023 y el 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 promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054.
- Las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa a partir del año 2030 hacia adelante son constantes e igual a la tasa de crecimiento promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

Considerando lo anterior, ELECTROSUR debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 13. 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

Se realizó la verificación de los datos referentes ampliando los años de los modelos tanto tendenciales y econométricos hasta el año 2054 sus proyecciones de ventas. En el caso del modelo econométrico para validar se realiza los test y pruebas respectivos, usando las tasas anuales de cada año para los periodos 2023 y 2029 y en el caso del modelo tendencial el lineal el cual se emplea el promedio de las tasas del 2022-2054 para el año 2030-2054 de formas constante.

Asimismo, se modificó y rectificó los valores de los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que en los formatos F-106, F-107 y F-108 las proyecciones se presentan hasta el año 2054.

Respecto al formato F-107, la ecuación del modelo econométrico 2 es la que se muestra en el workfile “ad13_2025-2029.wf1”. Por otro lado, el valor del estadístico “F” correspondiente al modelo econométrico 5 en el formato F-107 es el que se muestra en el workfile “ad13_2025-2029.wf1”.

Asimismo, en relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados; no obstante, en relación a la tasa considerada para el periodo 2022-2023 (0,43%) se hubiera empleado la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054 (1,83%), con fines de suavizar la curva, conforme a lo sugerido.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALEMNTE la observación.

21. Factores de expansión de pérdidas utilizados (AD 13)

No se presenta el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados para el Área de Demanda 13. Por lo que ELECTROSUR debe presentar el sustento respectivo.

Cabe señalar que, actualmente se encuentra en curso el proceso regulatorio del VAD 2023-2027, por lo que, una vez se cuente con la Resolución vigente, los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT para el Área de Demanda 13 deberán ser actualizados según corresponda.

Respuesta

Se modificó los factores de expansión de perdidas equivalentes PEMT y PEBT que fueron obtenidos de la Resolución N°168-2019-OS/CD donde se encuentras las empresas que conforman el área de demanda 05.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se observa que se consideran los factores PEMT de 1,0219 y PEBT de 1,0912 conforme a la Resolución N° 168-2019-OS/CD del VAD 2019-2023 que ya no está vigente. En ese sentido, los factores de expansión de pérdidas a considerarse para ELECTROSUR deben ser PEMT de 1,0163 y PEBT de 1,0904 conforme a la Resolución N° 223-2023-OS/CD del VAD 2023-2027.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

22. Registros de mediciones de cada 15 minutos (AD 13)

En la hoja "Registros" del archivo "01_F-100_AD13_2025-2029.xlsx", se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. Al respecto, se presentan los registros de mediciones de las barras ALTO TOQUEPALA 10 kV, EL AYRO 10 kV, CASERIO ARICOTA 10 kV, CHALLAHUAYA 10 kV, TARATA 10 kV. No obstante, mediante el sistema de información de Osinerghmin estos registros no se vienen reportando. En ese sentido, se requiere a ELECTROSUR indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO y el motivo por el cual dichas mediciones no se reportan al sistema de información de Osinerghmin.

Además, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos. Por tanto, ELECTROSUR debe presentar los criterios, metodología y archivos de sustento que evidencien la depuración de datos atípicos en los registros cada 15 minutos; con la finalidad de sustentar los valores consignados en los formatos F-101, F-102 y F-103.

Finalmente, ELECTROSUR debe tener en cuenta que, la fuente y/o procedencia de 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, deberá explicar y sustentar los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

Se verificó y eliminó los valores atípicos de las barras del SE ILO. Y se ha actualizado los formatos F-100. Además, para los registros de cada 15 minutos de ALTO TOQUEPALA 10 kV, EL AYRO 10 kV, CASERIO ARICOTA 10 kV, CHALLAHUAYA 10 kV, TARATA 10 kV, son los que se tiene registrados por el centro de control de ELECTROCSUR.

Análisis de Osinerghmin

ELECTROSUR indica haber eliminado los valores atípicos de la barra de la SET Ilo, sin embargo, esta subestación no pertenece al Área de Demanda 13. Por otro lado, ELECTROSUR no precisa ni presenta sustento si ha requerido evaluar los valores atípicos de alguna de las barras del Área de Demanda 13.

Los registros de mediciones de las barras ALTO TOQUEPALA 10 kV, EL AYRO 10 kV, CASERIO ARICOTA 10 kV, CHALLAHUAYA 10 kV, TARATA 10 kV que no están siendo reportados en el sistema de información de Osinerghmin, al respecto, es preciso indicar que los registros de mediciones de cada 15 minutos deben ser reportados a Osinerghmin en estricto cumplimiento de la Resolución N° 048-2018-OS/CD Norma “Formularios, plazos y medios para la remisión de registros de mediciones de los sistemas de transmisión eléctrica”, la cual tiene como alcance “... *todas las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (“SCT”).*

Cabe indicar que dichas barras pertenecen a instalaciones de SST y como tal, ELECTROSUR es responsable de remitir la información como empresa concesionaria de las referidas instalaciones de transmisión.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

23. Sobre los Formatos F-100 (AD 13)

En los formatos F-100 se observa que los valores de proyección de demanda se presentan desde el año 2022 al 2052. No obstante, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (2025). Por tanto, respecto al periodo con demanda proyectada, este se encontrará comprendido a partir del año 2023 hasta el 2054.

Respuesta

Se actualizó la proyección de la demanda hasta el año 2054 (año 30) a partir del formato F-110 al F-122.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica la proyección de demanda hasta el año 2054 en los formatos F-100.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

24. Clientes libres existentes (AD 13)

En el formato F-113, el listado de clientes libres presentado no corresponde con la base de datos del SICLI 2022. Asimismo, se debe considerar que el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

Respuesta

Se actualizó y corrigió con la base de datos del SICLI 2022 con los clientes libres reportados que pertenecen al área de demanda 13.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación en el sentido que el listado de clientes presentado en el formato F-113 no corresponde a la base de datos SICLI 2022. Asimismo, los valores de consumo de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización presentados no corresponden a los obtenidos del SICLI 2022.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA observación.

25. Incorporación de nuevas demandas (AD 13)

En los formatos F-100 se han incluido un total de 18 nuevas demandas a incorporar, al respecto, se tienen las siguientes observaciones:

Respecto a la carga “Municipalidad Provincial de Tacna – Pozo PV5”, el documento “cuadro de cargas PV 5.pdf” no puede abrirse, por tanto, se solicita a ELECTROSUR revisar lo indicado y remitir el archivo correcto.

Se presentan factibilidades emitidas por ELECTROSUR las cuales han perdido vigencia, por ejemplo, para las cargas: “CORPORACIÓN ADC S.A.C”, “Gobierno Regional de Tacna – Dr. Luis Alberto Sánchez”, “Gobierno Regional de Tacna – I.E. Guillermo Auza Arce”, “Creación del servicio de electrificación rural de las localidades de la cuenca del Río Maure”. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar la documentación actualizada correspondiente que evidencie que los requerimientos de cargas continúan.

No se presenta documentación de sustento de las siguientes cargas: “Municipalidad Distrital de Ilabaya”, “Cuenca Lagunas Vizcachas”, “Derivación Manantial Ojo de Copapujo”, “Estudio de factibilidad Vilavani II Fase (Pozos El Ayro)”. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar la documentación de sustento que permita evaluar las nuevas demandas identificadas a fin de determinar las inversiones requeridas necesarias para la atención oportuna de las demandas.

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 identificado en el presente proceso del PI 2025-2029 para el AD 13. En ese sentido, ELECTROSUR 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 AD 13.

Cabe señalar que para el sustento de las nuevas demandas se 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 ingreso de carga y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.

Respuesta

Se adjunta la documentación de sustento de las nuevas cargas a incorporar en la proyección de la demanda Se adjunta el documento donde se puede Municipalidad Provincial de Tacna – Pozo PV5.

El proyecto Creación del servicio de electrificación rural de las localidades de la cuenca del Río Maure este ya esta obra ya está en ejecución se dará en el año 2024.

Respecto a la fecha de su implementación del proyecto Cuenca Lagunas Vizcachas y Estudio de factibilidad Vilavani II Fase (Pozos El Ayro) es para el año 2026

Asimismo, se ha incorporado las cargas de COELVISAC en la proyección de la demanda cuyas cargas superan los 200 kW, estos se presentan en el siguiente cuadro:

SISTEMA ELÉCTRICO	SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	Máxima Demanda (MW)
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	ASOCIACIÓN SAN PEDRO	10.5	2.40
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	NADINE HEREDIA	10.5	0.98
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN DE AGRICULTORES ZONA ZD	10.5	1.05
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN CENTRAL	10.5	4.15
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN AGROPECUARIA SAN BARTOLOME	10.5	3.41
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN AGROINDUSTRIAL ALFONSO UGARTE	10.5	1.20
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN AGROPECUARIA LA YARADA	10.5	1.09
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN AMANEGER	10.5	1.60
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN APOCAY	10.5	1.12
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	ASOCIACIÓN EL MILAGRO	10.5	1.30
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	COMUNIDAD CAMPESINA ANDAMARCA	10.5	5.95
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	PROYECTO ZOFRATACNA	10.5	13.00
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	Asociación Huerta de Olivos Fronteras Vivas 1 PP - IRHS 15	10.5	2.40
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	Asociación Huerta de Olivos Fronteras Vivas 2a - IRHS 21	10.5	2.60
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	Asociación Huerta de Olivos Fronteras Vivas 2b	10.5	1.86
Tacna y Yarada	VIÑANI	VINANI10	Asociación Huerta de Olivos Fronteras Vivas 3	10.5	1.75
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Agroindustrial Zona Z, Comité 7A, Predio MZ-B P-06	10.5	1.11
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Principal Agroindustrial, Planta de Procesamiento Fundo AMIR S.A., Predio MZ. "C" Parcela 09	10.5	1.03
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Agroindustrial Zona Z, Comité 08, Fundo las Pecanas	10.5	1.07
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Agroindustrial Zona Z, Comité 6A, Parcela B-2	10.5	1.13
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Agroindustrial Zona Z, Parcela 01, Fundo Las Delicias	10.5	1.04
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Principal Agroindustrial, Comité 6B, MZ-B Parcela 09	10.5	1.09
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	Asociación Agroindustrial Zona Z, Comité 8, MZ. B, P-07	10.5	1.02
Tacna y Yarada	YARADA	YARAD011A	La Genovesa Agroindustrias S.A.	10.5	1.04

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que las solicitudes de factibilidad de los años 2021, 2022 y 2023 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en algunas solicitudes se presenta documentación desactualizada y, en otros casos, para las cargas superiores a 1 MW no se presenta documento de compromiso de inversión requerido dada la magnitud de la carga.

Con respecto a la carga “Municipalidad Provincial de Tacna – Pozo PV5”, se verifica que ELECTROSUR adjuntó el documento “cuadro de cargas PV 5.pdf” correcto.

Con respecto a la documentación que ha perdido vigencia de algunas cargas, se observa que ELECTROSUR no presentó documentación actualizada.

Con respecto a los años de ingreso de las cargas “Cuenca Lagunas Vizcachas”, “Derivación Manantial Ojo de Copapujo”, “Estudio de factibilidad Vilavani II Fase (Pozos El Ayro)”, se verifican que estos difieren de la documentación de sustento. En ese sentido, para la evaluación de dichas cargas se tomó en cuenta la última comunicación de fecha 04/05/2023, el Oficio N° 434-2023-GG-PET/GOB.REG.TACNA, el cual indica que dichas cargas serán requeridas en los años 2031 y 2032.

Con respecto a la Demanda Incorporada propuesta, se verifica que ELECTROSUR considera las cargas nuevas de la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA, sin embargo, para la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha adjuntado nueva documentación, la cual ELECTROSUR ya no ha tomado en cuenta.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demandas nuevas e incorporadas que no han sido consideradas en la proyección de demanda, se encuentran en la hoja “Factibilidades ELS” de los formatos “F-100”.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación

26. Mapas de Densidad de Carga (AD 13)

No se presenta los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar todos los mapas de densidad de carga en Formatos AutoCAD correspondientes a los años “0”, 1, 2, 3 y 4, así como de los años 10, 15, 20, 25 y 30, presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntar 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, considerando lo establecido en el numeral 8.1.2, en el Artículo 36° (respecto al formato F-123) de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

Se adjunta los mapas de densidad de carga en formato dwg (AUTOCAD) de los años solicitados por Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, no se ha presentado los mapas de densidad de carga.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación

Sistema Eléctrico a Remunerar

27. Falta información general del sistema eléctrico existente

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

Al respecto, ELECTROSUR debe presentar dichos formatos; asimismo, a fin de validar la información debe presentar adicionalmente los diagramas unifilares detallado del sistema eléctrico consistentes con estos formatos, actualizados a setiembre del 2023 y en donde se pueda verificar: los alimentadores, el nombre de las zonas o sistemas eléctricos a los que suministra el servicio eléctrico u otra información relevante para el planeamiento.

[Respuesta](#)

Se adjunta los formatos F-001, F-002 y F-003 del AD 13 se presentan en el archivo [00-F-000_A13.xls](#) del ANEXO 01 FORMATOS.

Análisis de Osinergmin

De la información enviada por ELECTROSUR se verifica que ha presentado los formatos F-001, F-002 y F-003. Asimismo, se ha identificado que la información presentada en el formato F-000, está completa en relación a lo modelado en los archivos de flujo.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

28. Información del Parque de Transformadores

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

[Respuesta](#)

Se adjunta el cuadro solicitado

Estado actual	ubicación	Rotado	Nivel de tensión			Potencia			POC	SERIE	SISTEMA
			TP	TS	TT	PP	PS	PT			
operación	Alto Toquela	No	33	10		0.25			1982		SST
operación	Caserio aricota	No	33	10		0.64			1982		SST
operación	Challahuaya	No	33	10		0.32			1982		SST
operación	El ayro	No	33	10		0.8			198		SST
operación	La yarada	No	66	10.5		10/13.			2003		SST
operación	La yarada	No	60	10		4					SST
Reserva	Parque Industrial	No	66	10.5		6			1995		SST
operación	Parque Industrial	No	66	10		15					SST
operación	Parque Industrial	No	66	10		10					SST
operación	Tacna ciudad	No	66	10.5		10			1997		SST
operación	Tacna ciudad	No	66	10.5		1					SST
operación	Tomasiri	No	66	10.5		3			1965		SST
operación	Parque Industrial	No	66	10.5		20/25	20/25	5/6.	2009		SCT
operación	Tacna ciudad	No	66	10.5		20/25	20/25	5/6.	2010		SCT
operación	Viñañi	No	66	10.5		20/25			2015		SCT

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR ha presentado lo solicitado.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

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

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

Respuesta

Se adjunta los diagramas unifilares proyectados de los sistemas eléctricos de Yarada y Tarata en la que incluye los elementos aprobados en el PIT 2021 2025 en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Se adjunta la tabla resumen de la lista de los proyectos y/o elementos del PIT 2021-2025 aprobado y sus bajas.

ANO PES	NOMBRE DEL ELEMENTO	INSTALACIÓN	MÓDULO ESTÁNDAR	ESTADO	MOTIVO DE NO EJECUCIÓN	PLAN DE CONTINGENCIA
2023	Línea Transmision Deriv. Zofra - Yarada	Línea	LT-060COU0ACS0C1240A	Sin Avance	Provias recomienda a Electrosur no proyectar, no ejecutar trabajos temporales o permanentes dentro de derecho de vía de la ruta antes mencionada, por lo que en el estudio de preinversión se viene evaluando otra alternativa.	Se cuenta con Plan de Mantenimiento que considera el hidrolavado, poda de ramas de arboles, cambio de aisladores
2023	Línea Transmision Caserio Aricota - Challaguaya	Línea	LT-033SIR0PCS0C1150A	Sin Avance	En un inicio el proyecto se considero en el proceso de reasignación y cuyo proceso de reasignación se efectuara en el segundo semestre del 2024.	Se cuenta con Plan de Mantenimiento que considera el hidrolavado, poda de ramas de arboles, cambio de aisladores
2023	Línea Transmision Challaguaya - Tarata	Línea	LT-033SIR0PCS0C1150A	Sin Avance		
2023	TP 66/23/10.5kV - 25MVA	SET La Yarada	TP-060MTMT-025COE	Sin Avance		
	Celda de TP en 22.9kV	SET La Yarada	CE-023COMCISBTR	Sin Avance	Retraso en el financiamiento del Proyecto	Se cuenta con un TP 66/10.5 - 4 MVA hasta el año 2025
	Celda de MD en 22.9kV	SET La Yarada	CE-023COMCISBMD	Sin Avance		
	Celda de AL en 22.9kV	SET La Yarada	CE-023COMCISBAL	Sin Avance		

N°	AÑO PREVISTO DE BAJA	NOMBRE DEL ELEMENTO	ESTADO	FECHA REAL DE BAJA
1	2023	LT 66 kV Deriv. Zofra – Yarada	En Operación	
2	2023	LT 33 kV Caserio Aricota – Challaguaya	En Operación	
3	2023	LT 33 kV Challaguaya -Tarata	En Operación	

Análisis de Osinergmin

De la información presentada por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL se verifica que ha presentado los diagramas unifilares actuales y proyectados para las SETs Tarata y Yarada.

Respecto a la información solicitada acerca del estado de ejecución de los proyectos aprobados en el PI 2021-2025, se verifica que ha presentado la información solicitada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación

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

Respecto al archivo de flujo de potencia (DigSilent) se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROSUR no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas, para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada en todo el horizonte de evaluación incluido el año 30.
- El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-120 Alt; por ejemplo, en dicho formato para SET Tacna (año 2025) se consigna una demanda de 10,005 MW para la barra Tacna011A en 10 kV, mientras que, en el archivo pfd. Se consigna en el caso de estudio “2025 P” para dicho año, se consigna una demanda de 7,67 MW. Al respecto, se solicita, que ELECTROSUR 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 ELECTROSUR verifique y corrija de ser necesario su ESTUDIO.

	Name	In Folder	Grid	General Load, Active Power MW
▶ ✓	TACNA011B	AREA_13	AREA_13	14.460000038
▶ ✓	TACNA011A	AREA_13	AREA_13	7.6700000763

- El archivo de flujo de potencia (Digsilent) debe ser coherente con la información

plasmada en el informe, en los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO.

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

Al respecto, se solicita que ELECTROSUR 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

Se actualizó las demandas y las respectivas simulaciones en el digsilent, para los años 2025-2034 año en año y cada cinco años hasta el 2054

Análisis de Osinerghmin

De la revisión al archivo de flujo que presentado por ELECTROSUR se tiene lo siguiente:

- Se verifica que el archivo de flujo presentado por ELECTROSUR contiene los casos de estudio para el horizonte de los años 10 (hasta el año 2033), sin embargo, se identifica que no ha presentado el caso de estudio durante los años 15, 20, 25 y 30 (2054).
- De la revisión de la demanda que se presenta en el archivo de flujo se verifica que se han actualizado los valores, sin embargo, aún se identifican diferencias de valores en relación a lo presentado en el formato F-200 (F-121).
- Respecto al modelamiento en el archivo de flujo de los proyectos que ELECTROSUR propone es su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha modelado el transformador en la SET Tarata de 33/22,9/10 kV de 2 MVA que solicita para el año 2027, no obstante, el pedido lo requieren para el año 2026.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sobre el requerimiento de Elementos por expansión de la demanda

31. Celda de Alimentador de 10 kV en SET Tacna

ELECTROSUR, sustenta el pedido de una celda de alimentador en 10 kV en la SET Tacna, debido al incremento de demanda. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- Si bien en el formato F-204 se evidencia la necesidad de este nuevo alimentador, ELECTROSUR debe de sustentar si con dicho alimentador pretende alimentar a un cliente exclusivamente libre o una demanda (regulada y libre). Asimismo, debe presentar las redes de MT y los mapas de densidad de cargas (existentes y proyectadas) en formato (.kmz).
- ELECTROSUR, debe presentar y demostrar que mediante la distribución de carga entre los alimentadores existentes, aún se hace necesario un nuevo alimentador.

- Adicionalmente de ser es el caso, ELECTROSUR debe de presentar los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva de los alimentadores referidos, esto con el objetivo de verificar los datos de demanda considerados para cada alimentador.
- De la revisión de las nuevas factibilidades para el devanado de 10 kV de la SET TACNA; se verifica que la información presentada no cuenta con la documentación mínima requerida para ser considerada como una demanda incorporada. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar 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. La 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.
- ELECTROSUR debe justificar si existe espacio en la SET Tacna que permita la implementación de las celdas solicitadas, presentando sustento como registros fotográficos y/o planos donde se ubicaría esta nueva celda.
- Por otro lado, dado que lo solicitado se sustenta por problemas en la distribución, ELECTROSUR deberá adjuntar la información gráfica del sistema de distribución (.kmz) con las redes existentes y los enlaces que tiene previsto llevar a cabo; la información .kmz debe ser coherente con los análisis de flujo de carga que presente, indicando las características de las redes existentes (secciones, longitudes por tramos, etc.). Asimismo, deberá alcanzar los mapas de densidad de carga. Debe incluir en la información gráfica las cargas libres y nuevas cargas incorporadas.

Respuesta

Al respecto, la necesidad de nuevas celdas de alimentador en 10kV es por el ingreso de las nuevas cargas presentadas por COELVISAC, para ello se ha verificado la necesidad de estas celdas en el formato F-204 que muestra a continuación:

SET	kV	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
SET AT/MT VIÑANI	10	0	0	1	0	0	0	0	1
SET AT/MT ZOFRA TACNA	10	0	0	0	0	0	0	0	0
SET AT/MT YARADA	10	0	1	0	0	1	0	0	0

Del cuadro anterior se observa la necesidad de implementar 02 celdas en 10kV para la SET VIÑANI y 02 celdas de alimentador en 10 kV para la SET YARADA, esto debido al incremento de la demanda por cargas adicionales presentados por COELVISAC.

Respecto a la celda de 10kV para la SET TACNA, se desiste de su solicitud por no ser requerido para el presente PIT

Se adjunta los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva.

Se adjunta las factibilidades a considerar en el sistema eléctrico Tacna.

Si existe espacio en la SET Tacna para la implementación de la Celda Alimentador 10

Kv.

Se adjunta archivo KMZ con información gráfica de los alimentadores del sistema eléctrico Tacna en la que incluye la ubicación de las factibilidades otorgadas, longitudes y secciones de las redes existentes en la carpeta SET TACNA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR se desiste de su solicitud referida a la Celda de Alimentador 10 kV, debido a que no requiere dicho Elemento en el presente proceso. Asimismo, ELECTROSUR hace notar que, si existe espacio en la SET Tacna para implementar una futura celda de alimentador en 10 kV, lo cual, también ha sido validado por Osinerghmin durante la visita técnica "in situ".

Por otro lado, ELECTROSUR a partir de la presente observación ha solicitado nuevas celdas de alimentador en 10 kV por temas incremento de demanda: (02) celdas en las SET Viñani y (02) celdas en la SET Yarada. Por otro lado, mediante Carta GE-0043-2024 de fecha 11.01.2024, ELECTROSUR presentó información complementaria referida a "La absolución de observaciones del estudio del Plan de Inversiones en los sistemas secundarios y complementarios de transmisión de Electrosur S.A. periodo 2025-2029", y en la cual solicitó retirar de su PROPUESTA FINAL las (02) celdas de alimentador en 10 kV en SET Viñani y (01) celda de alimentador de 10 kV em SET Yarada; no obstante, cabe mencionar que estas nuevas solicitudes no formaron parte de la PROPUESTA INICIAL presentada por ELECTROSUR. En ese sentido, se considera las nuevas solicitudes como extemporáneo.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

32. Celda de Alimentador de 10 kV en SET Yarada

ELECTROSUR, solicita una celda de alimentador en 10 kV en la SET Yarada, con el fin de brindar confiabilidad. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

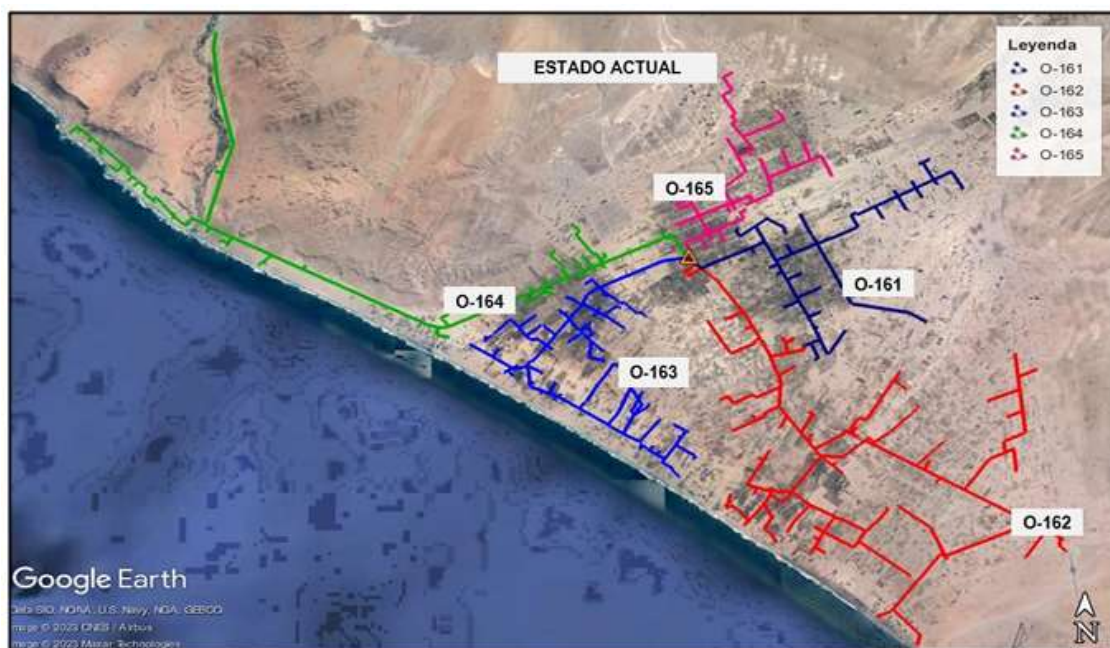
- ELECTROSUR debe de precisar y justificar adecuadamente la causal de su pedido, debido a que, en su ESTUDIO clasifica su solicitud por temas de expansión de demanda, pero del análisis del sustento se entendería que la solicitud es por temas de confiabilidad. En caso sea por temas de confiabilidad ELECTROSUR debe mencionar e identificar que problemáticas que actualmente tiene por falta de confiabilidad en los alimentadores. Asimismo, debe considerar para su análisis que en la SET Yarada tiene aprobado un alimentador en 22,9 kV con la finalidad de solucionar su problemática identificada.
- ELECTROSUR, debe presentar las redes de MT de los alimentadores y los mapas de densidad de cargas (existentes y proyectadas) en formato (.kmz).
- ELECTROSUR debe aclarar su pedido, corresponde a una regularización por la instalación de la celda de alimentador (O-164) o plantea una nueva celda de alimentador que instalará a futuro.
- ELECTROSUR debe adjuntar el diagrama unifilar de la SET Yarada considerando la cantidad de celdas de alimentador actuales y futuros considerando las cargas que alimentan cada una de estas celdas.

Además, ELECTROSUR debe justificar si existe espacio en la SET Yarada que permita la implementación de las celdas solicitadas, presentando sustento como registros fotográficos y/o planos donde se ubicaría esta nueva celda.

- Por otro lado, dado que lo solicitado se sustenta por problemas en la distribución, ELECTROSUR deberá adjuntar la información gráfica del sistema de distribución (.kmz) con las redes existentes y los enlaces que tiene previsto llevar a cabo; la información .kmz debe ser coherente con los análisis de flujo de carga que presente, indicando las características de las redes existentes (secciones, longitudes por tramos, etc.). Asimismo, deberá alcanzar los mapas de densidad de carga. Debe incluir en la información gráfica las cargas libres y nuevas cargas incorporadas.

Respuesta

Se presenta el estado actual y cantidad de alimentadores de la SET YARADA



La solicitud de una celda en 10 kV es debido al incremento de la demanda, ya que por el incremento de esta se ha dividido el alimentador en 02 alimentadores y que uno de ellos inicialmente estuvo operando con un recloser y fue reemplazado por celda metal clad es decir que este alimentador fue dividido de otro alimentador O-163 y se colocó un recloser debiendo instalarse una celda metal clad.

En cuanto a la celda aprobada en 22.9 kV esta será para alimentar cargas en sentido contrario al alimentador O-164 con la finalidad de mejorar la confiabilidad del alimentador O-162 que se encuentra con problemas de caída de tensión en las partes finales de dicho alimentador.

El pedido corresponde a una regularización en vista que actualmente el alimentador O-164 está en operación.

Se adjunta diagrama unifilar del sistema eléctrico Yarada actual y proyectado, asimismo, si existe espacio en la SET Yarada para la implementación de la Celda Alimentador 10 kV en la carpeta SET YARADA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Se adjunta archivo KMZ con información gráfica de los alimentadores del alimentador

O-164 en la que incluye la ubicación de las factibilidades otorgadas, longitudes y secciones de las redes existentes en la carpeta SET YARADA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROSUR ha presentado la información necesaria para analizar la celda de alimentador en 10 kV en la SET Yarada por incremento de demanda; sin embargo, lo solicitado no considera la celda de alimentador en 23 kV aprobado en la modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025, la cual se aprobó para trasladar demanda de sus redes en 10 kV a 23 kV, descongestionando la sobrecarga en las redes de 10 kV y mejorando el perfil de tensión.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sobre el requerimiento de elementos por expansión de la demanda

33. Transformador 33/22,9/10 kV en SET Tarata

ELECTROSUR, solicita la implementación de un nuevo transformador de 03 devanados de 33/22,9/10 kV de una potencia de 2 MVA en la SET Tarata, con la finalidad de tener un devanado en 22,9 kV para alimentar futuras demandas en 22,9 kV. Al respecto, se tiene los siguientes comentarios:

- ELECTROSUR deberá adjuntar además la información técnica (demandas, diagramas unifilares, recorridos de redes en MT) del proyecto de electrificación rural, estado del Contrato, así como el cronograma de ejecución previsto.
- Actualmente en la SET Tarata se tiene un transformador de 33/10 kV, al respecto, ELECTROSUR debe indicar si planea tener este transformador como reserva, rotarlo a otra subestación, o darle de baja; en caso plantee seguir utilizándolo, debe indicar el estado actual que se encuentra este transformador, presentando dato de placa, registro de fallas, programas de mantenimiento, con la finalidad de verificar si corresponde seguir manteniéndolo o caso contrario darle de Baja remunerativa.
- ELECTROSUR debe de adjuntar la información técnica (demandas, diagramas unifilares, recorridos de redes en MT) y el estado del Contrato del proyecto “Creación del servicio de electrificación rural de las localidades de la cuenca del río maure de las provincias de Tacna y Tarata del departamento de Tacna” de 129,86 kW, así como el cronograma de ejecución prevista y la posible puesta de operación comercial.

Adicionalmente, debe aclarar el motivo por el cual este proyecto no se conecta a un nivel de tensión existente en el sistema como es 10 kV o 33 kV, el cual haría que el proyecto sea viable sin depender de las inversiones adicionales que realice ELECTROSUR.

- Además, ELECTROSUR debe indicar que otras demandas (libres y reguladas) harían uso del nivel de tensión en 22,9 kV para alimentar sus cargas. Como sustento debe enviar su diagrama de densidad de cargas donde se muestren las cargas que se alimentaran desde 22,9 kV.
- Cabe aclarar que en el Informe Técnico N° 353-2020-GRT del PI 2021-2025 se

desestimó las celdas en 22,9 kV debido a que serían de uso exclusivos para usuarios libres, por lo tanto, se debe tomar en consideración que también será de uso para alimentar la demanda regulada.

- ELECTROSUR debe justificar si existe espacio en la SET Tarata que permita la implementación de las celdas solicitadas, presentando sustento como registros fotográficos y/o planos donde se ubicaría esta nueva celda.
- De la visita técnica “in situ” se verificó que el transformador actualmente operando es de capacidad de 2 MVA, el cual entró en reemplazo del transformador anterior de 0,8 MVA. En ese sentido, ELECTROSUR debe indicar cuales fueron los motivos por lo que el transformador de 0,8 MVA fue reemplazado.

Finalmente, ELECTROSUR debe analizar si considerar un devanado de 2 MVA es suficiente para el largo plazo, o en tal caso proponer y sustentar un transformador de mayor capacidad con la finalidad que soporte las futuras demandas en la zona.

Respuesta

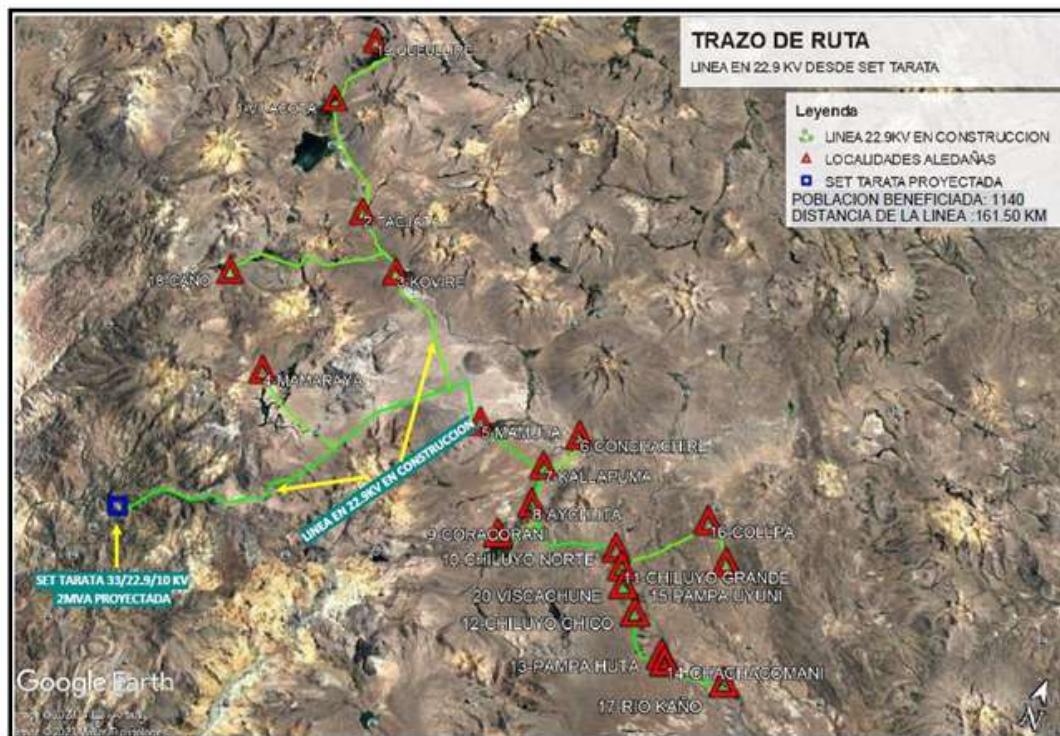
Se adjunta Plano de Ubicación de Obra, Plano de Diagrama Unifilar, Trazo de Ruta, Planos Red Primaria, Planos Red secundaria, Cronograma de ejecución y Contrato de obra – Gobierno Regional Tacna.

El proyecto ha sido elaborado en el nivel de tensión de 22,9 kV y que atenderá cargas muy dispersas a través de una línea con más de 30 km de red primaria, por el cual se viene solicitando un transformador de tres devanados que incluya una barra de 22,9 kV, ya que el actual transformador únicamente cuenta con barras de 33 kV y 10,5 kV, con los cuales no se podría atender la demanda considerada dentro del proyecto.

Además, se hace de conocimiento que en la SET TARATA ingresará en el año 2031 la carga del manantial Ojo de Copapujo de 0,77 MW, el cual también se estará conectando a la barra de 22,9 kV.

En el PIT 2021-2025 se desestimó porque únicamente estaba considerada la instalación de carga del proyecto del manantial Ojo de Copapujo de 0,77 MW, sin embargo, para el presente PIT 2025-2029 se está incorporando la carga del proyecto “CREACION DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LAS LOCALIDADES DE LA CUENCA DEL RÍO MAURE DEL LAS PROVINCIAS DE TACNA Y TARATA DEL DEPARTAMENTO DE TACNA”, con nivel de tensión en 22,9 kV, para una demanda máxima de 129,86 kW.

A continuación se muestra las redes MT en 22,9 kV que construirá la empresa ganadora de la obra “CREACION DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LAS LOCALIDADES DE LA CUENCA DEL RÍO MAURE DEL LAS PROVINCIAS DE TACNA Y TARATA DEL DEPARTAMENTO DE TACNA”, el cual contempla la creación de 161,50 km de redes MT en un nivel de tensión de 22,9 kV y beneficiara a 20 localidades de las zonas rurales de Tarata, siendo las redes MT tan extensas que se construirá en más de 160 km, no es posible la alimentación a través de la barra de 10 kV, por lo que es necesario la atención en 22,9 kV y para ello la SET TARATA deberá de contar con una barra de salida en 22,9 kV.



Asimismo, se cuenta con espacio en la SET Tarata para la implementación de la Celdas 23 kV.

Una vez que el TP 33/10 sea instalado esta sería rotado a la subestación Caserio Aricota.

El área operativa había adquirido con anterioridad el TP 2 MVA para ser puesto en caso de contingencia en la SET El Ayro ya que inicialmente una empresa minera que podría instalarse por dicha zona y el cual no se dio a la fecha.

Finalmente, ha estado coordinando con el Gobierno regional de Tacna en el cual ha manifestado verbalmente que a futuro no existirán cargas adicionales a excepción de proyecto de Ojo Copapujo

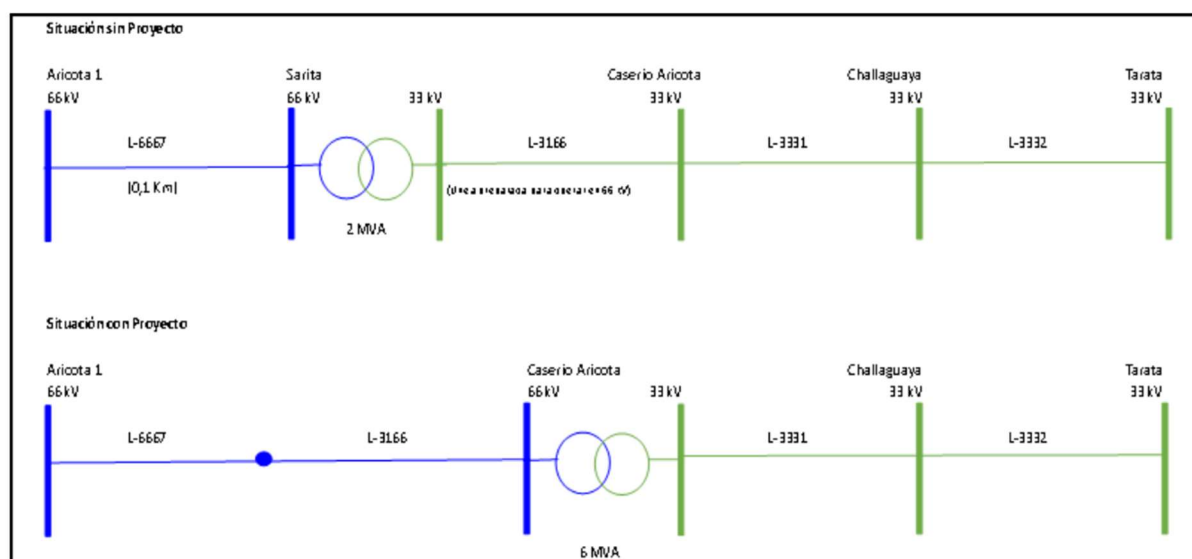
Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROSUR ha presentado la información solicitada en donde se verifica la necesidad de atender en 22,9 kV un proyecto de electrificación rural (demanda regulada) al año 2026. Asimismo, se evidencia que al 2031 habrá las futuras cargas incorporadas que requerirán atenderse en 22,9 kV, por lo que habrá disponibilidad de capacidad en el devanado de 22,9 kV para su atención.

Por otra parte, ELECTROSUR confirma disponibilidad de espacio en la SET para la implementación del proyecto solicitado.

Respecto al TP 33/10 kV – 0,8 MVA que fue reemplazado por un TP 33/10 kV de 2 MVA, ELECTROSUR no indica específicamente qué ha sucedido con dicho transformador de capacidad de 0,8 MVA del SSTD. Asimismo, cabe indicar que a partir del análisis de planeamiento se dispone a rotar el Transformador 33/10 kV de 2 MVA (que se verificó en la visita técnica “in situ”) de la SET Tarata a SET El Ayro para el año 2026.

Respecto a rotar el TP 33/10 kV de SET Tarata a SET Caserio Aricota para aumentar la capacidad de transformación, se considera una alternativa que mitigaría la sobrecarga avizorada en el numeral 6.2.2) del Diagnóstico a partir del año 2031; sin embargo no sería una solución sostenible ni eficiente en el periodo no vinculante del PI 2025-2029, puesto que si consideramos que al año 2031, también se avizora sobrecarga en la SET Sarita y en el año 2032 en la SET El Ayro, además de avizorarse caída de tensión en el ramal radial “LT 33kV Sarita – Caserio Aricota – Challaguaya – Tarata – Alto Toquepala – El Ayro”, debido a la nueva demanda incorporada que se atenderá en la SET El Ayro a partir del año 2032. En ese sentido, la mejor alternativa integral y eficiente que solucionaría la problemática de sobrecarga y caída de tensión en el ramal de 33 kV es la de considerar: Operar en 66 kV la “LT Sarita – Caserio Aricota” + (01) transformador 66/33/23 kV de 6 MVA en SET Caserio Aricota y dar de Baja remunerativa la SET Sarita; y tal como se avizora en la determinación del SER del análisis eléctrico al año 2032:



Finalmente, debido a que ELECTROSUR no envía información del estado de la celda línea-transformador 33 kV y celda de transformador 10 kV conexas al transformador ni los problemas técnicos operativos que puede estar presentando a causa de la antigüedad del Elemento (mínimo 30 años), en la presente etapa no se está considerando la renovación de las mismas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sobre solicitudes de otras empresas en el área de demanda

34. Respecto a la SET Garita planteada por el COES

En el Plan de Transmisión 2023-2032, para el largo plazo (no vinculante) el COES planteo el proyecto “Nueva SE La Garita 220/66 kV y enlace LT 220 kV Los Héroes – La Garita”, con la finalidad de darle un segundo punto de alimentación a la ciudad de Tacna, debido a que, el COES avizó que para el largo plazo la demanda en la zona superaría los 80 MW.

Al respecto, ELECTROSUR debe indicar su opinión respecto a esta propuesta, indicando si este proyecto ayudaría a la expansión del sistema en la zona Tacna; o de ser el caso, indicar si ELECTROSUR propone otro proyecto u otro punto de conexión

para darle confiabilidad y alimentar la demanda en largo plazo del sistema Eléctrico Tacna – Yarada.

Respuesta

Al respecto, dentro de los flujos de potencia realizados con el digisilent se ha considerado el proyecto ITC de la nueva SET GARITA, en el cual se demuestra que este proyecto es de gran interés para ELECTROSUR, con el cual se corregirán los niveles de tensión en las barras que iban presentar sobrecarga en el futuro, además bajo el criterio N-1 las SET de ELECTROSUR tendrán 02 fuentes principales de alimentación haciendo el sistema más confiable.

Con el proyecto SET Garita la SET Yarada tendrá redundancia y ya será más cola del sistema eléctrico Yarada y además podrá cerrar el anillo con el sistema eléctrico Tacna, asimismo permitirá tener una mejor confiabilidad en el sistema eléctrico de las SET Zofratatna y SET Viñani.

También a futuro si la demanda se incrementa alrededor de la SET Garita Electrosur podrá solicitar que se implemente en la SET Garita un TP de relación de 66/22.9 Kv.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROSUR considera que el proyecto “Nueva SE La Garita 220/66 kV y enlace LT 220 kV Los Héroes – La Garita” que avizora el COES dentro de la planificación de las ITC, mejorará la confiabilidad y los perfiles de tensión para el sistema eléctrico Tacna, ante un escenario de incremento de demanda de demanda en la zona.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

Costos de Inversión

35. Inconsistencias en los formatos F-200

Se ha detectado que ELECTROSUR no ha presentado la totalidad de los formatos F-200 completos; por ejemplo, los formatos F-201, F-205, F-206, F-207, F-208, F-210 y F-212, están incompletos. Al respecto, se requiere que se presente todos los formatos F-200 de acuerdo a las consideraciones descritas en la NORMA TARIFAS, salvo se sustente debidamente si algún formato no es relevante para sustentar el ESTUDIO.

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

- El formato F-209, se encuentra incompleto, por ejemplo, las columnas “tecnología”, “tipo de celda” y “tipo de barra” se encuentran en blanco.
- El formato F-211, se está considerando el pedido del transformador de 33/22,9/10 kV de 2 MVA para el año 2029, sin embargo, en sus ESTUDIO lo solicita para el año 2026.

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

Respuesta

Se actualizó los formatos F-200 con las nuevas demandas calculadas para el formato F-201, F-202 y F-203

Además, se ha actualizado la información de los demás formatos F-200 como el F-211

Análisis de Osinergmin

De la revisión al formato F-200, se verifica que ha actualizado la información, sin embargo, aún se identifica información faltante, por ejemplo, en el F-209 se mantiene incompleta la información de las columnas “tecnología”, “tipo de celda” y “tipo de barra” se encuentran en blanco.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

36. Inconsistencias en los formatos F-300

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

- La Base de Datos de Módulos Estándares a utilizar es la aprobada con Resolución N° 041-2023, por lo que se debe actualizar los archivos considerando dicha Base de Datos.
- En la hoja “Indirectos SE”, se debe considerar los datos establecidos en el Anexo C del informe que sustenta la Resolución N° 145-2022-OS/CD.
- El formato F-301 se identifica el módulo LT-060COU0ACS0C1300A que pertenece a una línea de transmisión de 60 kV, sin embargo, en el ESTUDIO no se requiere ninguna línea de transmisión.
- En el formato F-302 está considerando el código de “033C1E” para los gastos financieros de todas las subestaciones, sin embargo, el nivel de tensión de estas subestaciones es 60 kV, por lo tanto, ELECTROSUR debe corregir dichos códigos de gastos financieros.

Al respecto, se solicita que ELECTROSUR revise la información consignada en los formatos F-300 y corrija donde corresponda.

Respuesta

Se actualizó los formatos F-300, además para los costos indirectos se ha considerado lo establecido en la Resolución N° 145-2023-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

Se ha revisado los formatos F-300, verificando que aún existen algunas inconsistencias, por ejemplo, para la SET Tarata 33/22,9/10 kV de 2 MVA que proponen en la PROPUESTA FINAL está considerando el código de “060C1E” para los gastos financieros, sin embargo, el nivel de tensión de estas subestaciones es 33 kV.

Por otro lado, se verifica que para la valorización de los Elementos que solicitan han utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares aprobada con Resolución N° 041-2023.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA

OBSERVACIONES GENERALES

37. CVC ENERGÍA no presenta de manera completa los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, los formatos F-200 y F-300 se encuentran de manera incompleta. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En nuestra PROPUESTA FINAL se presentan los formatos F-200 y F-300 de manera completa, indicando el sustento de los formatos sin información por no ser aplicables a CVC ENERGÍA.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que CVC ENERGÍA ha presentado lo solicitado.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

38. CVC ENERGÍA solicita inversiones de enlaces en 66 kV de Líneas de Transmisión por temas de confiabilidad y seguridad. Al respecto, CVC ENERGÍA en su ESTUDIO no menciona las problemáticas por seguridad, por lo que, de ser el caso deberá corregir o mencionar las problemáticas que argumenten el tema por seguridad enmarcado según la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Tómese en cuenta que lo expresado en nuestra PROPUESTA INICIAL, respecto al sistema 66 kV existente, tiene carácter de sugerencia o recomendación, por ello las inversiones sugeridas no han sido solicitadas como parte de nuestro Plan de Inversiones en Transmisión para el período 25-29.

Sin perjuicio de ello, en nuestra PROPUESTA FINAL se amplía el análisis técnico de alternativas, a fin de plantear las necesidades de afianzar el sistema 66 kV de Electrosur S.A., en comparación a los refuerzos sugeridos en la PROPUESTA INICIAL, con el fin de determinar de manera integral la alternativa de expansión de la transmisión más eficiente técnica y económicamente.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que CVC ENERGÍA argumenta en su "Informe Técnico AD13.docx", algunos reforzamientos requeridos para el sistema – *en su análisis de alternativas* – bajo el criterio de seguridad.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación

39. En el proceso del PI 2025-2029, el Año Representativo es 2022. Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS y modificatorias, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el horizonte de la proyección debe estar comprendido entre 2023 y 2054.

Respuesta

Precisamos que tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL se ha considerado como año representativo el 2022, y 30 años como periodo de proyección, teniendo como año 1 el 2025 y como año 30 el 2054.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 se verifica que se ha considerado el año representativo 2022. Asimismo, el periodo de proyección teniendo como año 1 el 2025 y como año 30 el 2054.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

40. 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 y modificatorias.

Respuesta

Se procedió a actualizar la información de las variables históricas como el SICOM, PBI, Población y Tarifa con los enlaces sugeridos por Osinerghmin, 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 N° 10, 11 y 12.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha actualizado y corregido la información correspondiente.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

41. CVC ENERGÍA no ha presentado los documentos completos que justifican la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas en la AD 13, debiendo hacerlo de acuerdo a la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Respuesta

Se ha conseguido mayor documentación al respecto, la cual se acompaña a la PROPUESTA FINAL. No obstante, es del caso mencionar que aún existe un pequeño número de potenciales usuarios que se resisten a la firma de cualquier tipo de documento que les implique compromisos a futuro, por lo que no han sido considerados para la elaboración del ESTUDIO.

Análisis de Osinerghmin

Se ha verificado que no todas las solicitudes de factibilidades presentan la documentación requerida para su evaluación. El detalle de la evaluación de las solicitudes de demanda nueva e incorporada que no ha sido consideradas en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja "Factibilidades CVC" del archivo del Formato "F-100".

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

42. Los registros de ventas de energía presentados por CVC ENERGÍA para el año 2022 no corresponden a los 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

Se ha procedido a actualizar los registros de ventas con la información del SICOM puesto a disposición mediante el enlace señalado en la observación 10, cuya información esta descargada en el Anexo N° 3.4.1 de la PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado la información correspondiente considerando el archivo SICOM "Información_Comercial_4ttrimestre2022_02042023.xlsx".

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

43. Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se 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

Conforme lo dicho en la respuesta a la observación 5, se ha conseguido mayor

documentación al respecto; la cual estamos presentando como parte de nuestra PROPUESTA FINAL. No obstante, como esta dicho, existe aún un pequeño porcentaje de potenciales usuarios que se resisten a firmar cualquier tipo de documento que les implique compromisos a futuro, por lo que no han sido considerados para la elaboración del ESTUDIO.

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 factibilidades para los años 2021, 2022 y 2023; sin embargo, para algunas cargas no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, para la carga "Proyecto Zofratacna" se presenta una solicitud de 13 MW, sin embargo, no se adjunta cuadro de cargas que sustente dicha magnitud requerida. Asimismo, no se sustenta el requerimiento inicial de 6,5 MW para el año 2023. Además de no presentar documento de compromiso de inversión requerido dada la magnitud de la carga.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva e incorporada que no ha sido considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja "Factibilidades CVC" del archivo del Formato "F-100".

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

44. 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

CVC ENERGÍA 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 varios usuarios potenciales que nos han solicitado factibilidad de suministro se encuentran tramitando sus respectivos permisos ante la autoridad competente, siendo el proyecto precisamente un poderoso incentivo para que otros también se vean obligados a regularizar este requisito ante la autoridad respectiva. Además, dicha autoridad por Ley es la facultada para emitir no solo las licencias de uso de agua sino también para supervisar permanentemente su estricto cumplimiento.

Tan es así que, respecto a este tema, en el considerando 4.29 de la Resolución Osinerghmin N° 163-2022-OS/CD, mediante la cual OSINERGHMIN otorga el mandato de conexión mediante dos nuevas celdas MT a instalarse en la actual SET Viñani, se señala lo siguiente:

“este aspecto no puede constituir un impedimento o condicionamiento para el libre acceso a la SET Viñani, por cuanto conforme al Reglamento de Transmisión, debe verificarse si existe capacidad de conexión y si se cumple con los requerimientos previstos por la NTCSE, siendo de competencia de Osinerghmin verificar el cumplimiento de la normativa prevista en el sector eléctrico.

Sin perjuicio de lo anterior, corresponderá a los agentes dar cumplimiento a lo dispuesto en la normativa correspondiente de otros sectores”

Por tanto, en esta etapa de planeamiento de expansión de la transmisión no corresponde exigir tales autorizaciones de uso de aguas subterráneas.

En cuanto al tema de conservación del medio ambiente, cabe mencionar que actualmente existen usuarios que vienen autoabasteciéndose parcialmente de la energía eléctrica que requieren mediante grupos electrógenos que usan petróleo con la consecuente contaminación del medio ambiente, siendo precisamente uno de los objetivos de las inversiones en transmisión planteadas por CVC ENERGÍA eliminar esta contaminación.

Análisis de Osinerghmin

En el Informe Legal N°096-2024-GRT se sustentan los fundamentos que facultan a Osinerghmin a requerir información relacionada con la demanda a los TITULARES de transmisión.

De otro lado, en cuanto a lo afirmado en la Resolución Osinerghmin N° 163-2022-OS/CD, respecto a que corresponde a Osinerghmin verificar el cumplimiento de la normativa del sector eléctrico, debe tenerse en cuenta que el Decreto Supremo N° 025-2007-AG forma parte de las normas del sector eléctrico, toda vez que contiene dispositivos vinculados a la función de Osinerghmin frente a las solicitudes de suministro para extraer agua subterránea mediante pozos.

Es importante mencionar que, en la proyección de la Demanda Incorporada, se ha consignado para las nuevas cargas agroindustriales, un factor de aumento de carga de 5% en el año de inicio 2024, que irá incrementándose a partir del siguiente año hasta llegar al 100% en un horizonte de 10 años, ello considerando la incertidumbre de que se lleguen o no a incorporarse en el plazo que se tiene proyectado, entre otros; mientras

que para las nuevas cargas que además tienen asociada la incertidumbre del permiso de Uso de Agua para expandir su producción y por ende su demanda de consumo eléctrico, se ha considerado un factor de incertidumbre de 3%, 6%, 9%, 16% que seguirá incrementándose hasta llegar a un valor de 63% en un horizonte de 10 años.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

45. En cuanto a la demanda regulada que CVC ENERGÍA afirma atenderá a través de las celdas de alimentador solicitadas en la SET Viñani, deberá informar acerca de la situación de los usuarios que se encuentran ubicados en la zona de Lanchipa, si estos cuentan con habilitación urbana y, en observancia del artículo 165 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 004-93-EM, si son propietarios, tienen la autorización del propietario o cuentan con certificado o constancia de posesión del predio en el que se instalará el suministro; o en todo caso, CVC ENERGÍA deberá explicar cuál es el mecanismo que utilizará para atender a esta demanda regulada y dando, a la vez, cumplimiento a la normativa vigente.

Respuesta

Como esta dicho, CVC ENERGÍA siempre ha sido y será respetuoso del cumplimiento de todas las normas y requisitos para la atención de las solicitudes de suministro eléctrico.

CVC ENERGÍA está obligado, por Ley, a atender las solicitudes de suministro dentro de su zona de concesión, indistintamente si se trata de usuarios libres o regulados; no obstante, respecto a la electrificación del pueblo de Lanchipa, previamente será necesaria la organización de los pobladores para este fin, la implementación de SE's MT/BT y redes BT, por lo que se estima que la electrificación de este poblado no se realizará de inmediato, sino luego de que se implemente la subestación de Hospicio (año 2025). Hemos verificado que algunos pobladores tienen constancia de posesión y otros las están gestionando, pero tendrán que esperarse hasta el año 2025, que se implemente la SET Hospicio.

Análisis de Osinergmin

En el Informe Legal 096-2024-GRT se sustentan los fundamentos que facultan a Osinergmin a requerir información relacionada con la demanda a los titulares de transmisión.

Se da por subsanada la información, sin perjuicio de que es responsabilidad de CVC ENERGÍA verificar que los usuarios a los que les brindará el servicio eléctrico cumplan con las disposiciones establecidas en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

46. Fuente de información base

CVC ENERGÍA debe actualizar la información base correspondiente al Año Representativo 2022, 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 realizar la actualización correspondiente con la información del SICOM puesto a disposición mediante el enlace señalado en la observación, cuya información esta descargada en el Anexo N° 3.4.1 de la PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que, para la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA ha actualizado la información correspondiente considerando el archivo SICOM “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx”.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

47. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD 13 del año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que el archivo “Cálculo variables explicativas-AD13.xlsx” contiene valores del PBI departamental hasta el año 2021. Se advierte que el valor de la variable PBI del AD 13 de 2022 es un valor proyectado; cuando debe ser histórico porque el 2022 es el Año Representativo del PI 2025-2029. Ello a partir de que se observó que el valor del PBI departamental (Tacna) con el que se construyó el PBI del AD 13 de 2022 ha sido un valor proyectado con una tasa de 2,68% sobre el valor del año 2021.

Con relación a la variable PBI nacional, se observa que los valores del periodo 1996-2018 no son los que se aprobaron en la modificación del PI 2021-2025; y que el valor de 2022 es un valor proyectado con una tasa de crecimiento de 2,68% con respecto al valor del año 2021.

Al respecto, CVC ENERGÍA debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 13 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

Osinerghmin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO; el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental correspondiente al año 2022. Ver: <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 explicará las ventas de energía y analizar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha procedido a considerar el PBI a nivel departamental (Tacna) correspondiente al año 2022, contenido en el siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

La siguiente imagen muestra el valor histórico que se ha considerado para el PBI del AD13 del año 2022.



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 Osinerghmin 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 mediante los archivos ubicados en el “Anexo N° 3. Proyección de demanda”.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifica el sustento y cálculo correcto del valor histórico del PBI del año 2022 en el formato F-104.

Asimismo, se verifica que los valores de PBI del periodo 1996-2018 han sido tomados en base los consignados en la modificación del PI 2021-2025.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

48. Variable Tarifa Real

Respecto al valor histórico de la variable Tarifa Real, el valor de IPC departamental (Tacna) para el año 2022 consignado en el archivo “Cálculo variables explicativas-AD13.xlsx” no corresponde a la data del INEI. Por lo que el valor histórico correspondiente al 2022 de la Tarifa Real, presentado en el formato F-104, no está debidamente sustentado. Al respecto, CVC ENERGÍA debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo realizado.

Respuesta

Para el período 1996-2021 se mantienen los valores de la variable Tarifa Real, ya que son los valores aprobados en el procedimiento de Modificación del PIT 21-25 aprobado mediante Resolución Osinerghmin N° 032-2023 OS/CD.

Para el cálculo de la Tarifa Real del año 2022 se utilizan los valores de la energía y facturación contenidos en la base de datos SICOM2022 últimamente actualizada, y para expresarlos en base 2009 se emplean los valores mensuales del IPC₂₀₀₉ promediados. Información descargada de la página web del INEI, a través del enlace: (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

Los archivos de cálculo de cambio de base del IPC y Tarifa Real están ubicados en nuestra PROPUESTA FINAL, en el Anexo “3. Proyección de demanda/3.5 Cálculo de variables explicativas-AD13”.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA como parte de su PROPUESTA FINAL, se verifica el sustento y cálculo correcto del valor histórico de la Tarifa Real del año 2022 en el formato F-104.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

49. 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 AD 13 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinerghmin 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 nuestra PROPUESTA FINAL se han considerado los sistemas eléctricos de acuerdo con el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinerghmin N° 081-2021-OS/CD, tal como se aprecia en el siguiente cuadro:

Área de demanda	Sistemas eléctricos que comprende	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
13	Tarata	Aricota	66	ELECTROSUR S. A	ELECTROSUR S. A
	Tacna; Tomasiri; Yarada	Tacna (Los Héroes)	66		EGESUR S. A

Cabe hacer notar que a diferencia de la PROPUESTA INICIAL ahora solo hay dos sistemas eléctricos ya que Tomasiri ha sido incluido dentro del sistema eléctrico denominado “Tacna; Tomasiri; Yarada”.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, 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 debió 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

Se considera NO ABSUELTA la observación.

50. Modelos estimados de ventas de energía y al ajuste final

Respecto al ajuste final de las proyecciones de ventas de energía de usuarios regulados, CVC ENERGÍA no ha presentado mayor sustento sobre el ajuste final en donde se emplea las tasas de crecimiento del modelo econométrico elegido hasta el año 2029 y luego el modelo de tendencia lineal. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar la hoja de cálculo (archivo de sustento) que indique el ajuste final de las proyecciones de las ventas de energía, 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, CVC ENERGÍA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 13. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025.

Respuesta

Respecto al ajuste final de las proyecciones de ventas de energía de usuarios regulados (F-108), se procedió a usar la tasa del modelo econométrico hasta el año 2029.

Cabe señalar que el modelo econométrico seleccionado presenta decrementos para los años 2023(-9.62%) y 2025(-2%) tal como se muestra en la siguiente imagen:

OSINERGMIN							F-107
PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES(1) DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS							
METODO ECONOMÉTRICO							
ÁREA DE 13							
AÑO	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo4	Modelo5	Modelo 6	
2022	252,186.22	282,377.48	259,165.14	247,487.76	243,468.00	262,441.55	
2023	259,135.89	277,891.60	234,223.69	246,618.59	249,292.65	264,368.75	-9.62%
2024	267,309.95	291,071.32	239,529.48	251,953.16	244,028.81	271,857.85	2.27%
2025	282,651.30	298,704.63	234,733.76	257,470.76	251,445.21	280,089.72	-2.00%
2026	289,796.50	306,492.99	241,494.81	262,970.92	258,558.48	286,964.00	2.88%
2027	297,137.63	314,969.38	248,006.55	268,435.77	264,209.14	293,956.06	2.70%
2028	305,424.14	323,365.83	253,107.00	273,802.12	270,086.52	301,122.46	2.00%

A fin de obtener una proyección de demanda con crecimiento paulatino para el periodo

2023 al 2025 se considera la tasa de crecimiento promedio resultante del modelo econométrico seleccionado del periodo comprendido entre los años 2022-2054 (1.97%).

A partir del año 2030, el crecimiento es constante e igual a la tasa de crecimiento anual promedio (1.94%) resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

La siguiente imagen muestra el F-108 de la PROPUESTA FINAL.

AREA DE DEMANDA:		13								
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSION ⁽¹⁾		TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)		TC				
		MT	BT							
2022	-	82,573.10	164,254.77	246,827.87	100.00%					
2023	-	84,203.57	167,498.12	251,701.69	101.97%					
2024	-	85,866.24	170,805.51	256,671.75	101.97%					
2025	-	87,561.74	174,178.21	261,739.95	101.97%					
2026	-	90,083.79	179,195.07	269,278.86	102.88%					
2027	-	92,512.83	184,026.94	276,539.77	102.70%					
2028	-	94,449.34	187,879.05	282,328.39	102.09%					
2029	-	96,469.94	191,898.43	288,368.37	102.14%					
2030	-	98,343.90	195,626.13	293,970.03	101.94%					
2031	-	100,254.27	199,426.24	299,680.51	101.94%					
2032	-	102,201.75	203,300.17	305,501.92	101.94%					
2033	-	104,187.05	207,249.36	311,436.41	101.94%					
2034	-	106,210.93	211,275.26	317,486.19	101.94%					
2035	-	108,274.12	215,379.36	323,653.48	101.94%					
2036	-	110,377.38	219,563.19	329,940.57	101.94%					
2037	-	112,521.51	223,828.28	336,349.79	101.94%					
2038	-	114,707.28	228,176.23	342,883.51	101.94%					
2039	-	116,935.51	232,608.65	349,544.16	101.94%					
2040	-	119,207.03	237,127.16	356,334.19	101.94%					
2041	-	121,522.67	241,733.44	363,256.12	101.94%					
2042	-	123,883.30	246,429.21	370,312.50	101.94%					
2043	-	126,289.78	251,216.19	377,505.97	101.94%					
2044	-	128,743.00	256,096.16	384,839.16	101.94%					
2045	-	131,243.89	261,070.93	392,314.81	101.94%					
2046	-	133,793.35	266,142.33	399,935.68	101.94%					
2047	-	136,392.34	271,312.25	407,704.58	101.94%					
2048	-	139,041.81	276,582.59	415,624.40	101.94%					
2049	-	141,742.75	281,955.31	423,698.06	101.94%					
2050	-	144,496.16	287,432.40	431,928.56	101.94%					
2051	-	147,303.05	293,015.89	440,318.94	101.94%					
2052	-	150,164.47	298,707.83	448,872.30	101.94%					
2053	-	153,081.47	304,510.35	457,591.82	101.94%					
Página 1										
F-101		F-102	REGISTRO	F-103	F-104	F-105	F-106	F-107	F-108	Tasas

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados en la presente observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

51. 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 - AD13.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 contengan los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos, así como los sustentos correspondientes.

Por otro lado, en el archivo “Registros_AD13.xlsx”, se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos, entre ellos, los de las barras ALTO TOQUEPALA 10 kV, EL AYRO 10 kV, CASERIO ARICOTA 10 kV, CHALLAHUAYA 10 kV, TARATA 10 kV; sin embargo, en el sistema de información de Osinergmin estos registros no existen. En ese sentido, se requiere a CVC ENERGÍA indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO.

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 algunas diferencias, deberá explicarla y sustentarla.

Respuesta

En la sección “3.3. Filtrado de valores atípicos” del documento “3.6. Informe de Proyección de demanda-AD13.docx” que forma parte de nuestra PROPUESTA FINAL, se ha ampliado la explicación de la depuración de datos atípicos e inclusive se dan 3 ejemplos.

Respecto a los registros de mediciones cada 15 minutos de las barras ALTO TOQUEPALA 10 kV, EL AYRO 10 kV, CASERIO ARICOTA 10 kV, CHALLAHUAYA 10 kV y TARATA 10 kV, en la PROPUESTA INICIAL se utilizó la información considerada en el procedimiento de Modificación PIT 21-25 correspondiente al año 2021, y para nuestra PROPUESTA FINAL hemos considerado la información presentada por ELECTROSUR para el PIT 25-29 en curso, que incluye lo correspondiente al año 2022 de las barras indicadas.

Análisis de Osinergmin

En los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se ha presentado el sustento de la depuración de datos atípicos.

Con respecto a los registros de mediciones de las barras ALTO TOQUEPALA 10 kV, EL AYRO 10 kV, CASERIO ARICOTA 10 kV, CHALLAHUAYA 10 kV, TARATA 10 kV; CVC ENERGÍA indica haber considerado los registros de mediciones presentados por la empresa ELECTROSUR para el PI 2025-2029.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

52. Clientes libres existentes

En el archivo “SICLI_AD13.xlsx” se consignan los registros de mediciones de cada 15 minutos de los clientes libres del AD 13. Al respecto, en la hoja “F-113”, CVC ENERGÍA debe revisar la asignación de los códigos de los clientes libres, dado que no coincide con la asignación del Sistema de Información Clientes Libres (SICLI 2022). Ver Cuadro 1.

Cuadro 1

CVC ENERGÍA		SICLI 2022	
Código CL	Nombre Usuario	Código CL	Nombre Usuario
CL2123	ENTIDAD PRESTADORA DE SANEAMIENTO TACNA S.A.3	CL2123	EPS TACNA 1
CL2124	ENTIDAD PRESTADORA DE SANEAMIENTO TACNA S.A.2	CL2124	EPS TACNA 2
CL2371	ENTIDAD PRESTADORA DE SANEAMIENTO TACNA S.A.1	CL2371	EPS TACNA 3
CL1624	CORPORACION ADC S.A.C.2	CL1624	CORPORACION ADC 1
CL1625	CORPORACION ADC S.A.C.1	CL1625	CORPORACION ADC 2

Respuesta

Se procedió a corregir la asignación de barra para los clientes indicados en la observación, de manera concordante con lo mostrado en el cuadro 1 de la observación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifican las correcciones efectuadas en el formato F-113.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

53. Información general de las nuevas demandas

A la totalidad de las nuevas demandas que se muestran en el formato F-113, se les han consignado valores de FPHMS, FCP y FS de 0,85; 0,85 y 0,43, respectivamente. Son valores a mano alzada, sin sustento alguno. Al respecto, CVC ENERGÍA debe sustentar dichos valores y/o corregir según corresponda.

Respuesta

En la PROPUESTA INICIAL y FINAL se consideró conveniente emplear los factores de caracterización de la demanda aprobados por Osinergmin en el proceso de Modificatoria del PIT 21-25 mediante resolución Osinergmin N° 032-2023 OS/CD.

Este criterio fue empleado para la totalidad de usuarios presentados como demanda incorporada (incluidos los 30 clientes ya validados por Osinergmin, con los mismos factores de caracterización de la demanda aprobados en la Modificatoria del PIT 21-25).

Análisis de Osinergmin

Al respecto, CVC ENERGÍA brinda respuesta sobre los criterios tomados para los factores de caracterización de las nuevas demandas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

54. 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.”

En los formatos F-100, se ha incluido 30 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.

Además, CVC ENERGÍA incluye un total de 64 nuevas demandas que luego incorpora en su proyección de demanda. De la revisión del ESTUDIO, se verifica que, de este total, 40 presentaron documentación de sustento. 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 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 el Regulador.

Por otro lado, se verifica que no se ha considerado la demanda de nuevas cargas incorporadas que la empresa Electrosur S.A. (ELECTROSUR) ha mencionado en su propuesta en el PI 2025-2029 para el AD 13, debiendo evaluarlas e incluirlas con el fin de que se considere de forma integral en la evaluación los requerimientos de demanda para el AD 13.

Respuesta

Respecto al estado de avance de las 30 cargas aprobadas en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, éstas están incluidas entre la documentación presentada para la proyección de demanda en el presente procedimiento de aprobación del PIT 25-29, toda vez que no tienen una antigüedad mayor a dos (2) años.

En cuanto a las nuevas cargas incorporadas, para la PROPUESTA FINAL se cuenta con mayor documentación de justificación de acuerdo a norma, la cual estamos adjuntándola. No obstante, es del caso mencionar que aún existe un pequeño porcentaje de usuarios que se resisten a firmar cualquier tipo de documento que les implique compromisos a futuro, por lo que estos potenciales usuarios no han sido considerados para la elaboración del ESTUDIO.

Sobre la demanda de nuevas cargas incorporadas de ELECTROSUR, se ha realizado la evaluación de éstas bajo los criterios exigidos por OSINERGMIN concluyendo que solo una de ellas ("Hospital de emergencia en el distrito coronel Gregorio") cumple con los requisitos exigidos, por lo que es el único incorporado en nuestra PROPUESTA FINAL.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL, se verifica solicitudes de factibilidad de los años 2021, 2022 y 2023 en el que no se adjuntaron la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, para la carga "Proyecto Zofratacna" se presenta una solicitud de 13 MW, sin adjuntar el cuadro de cargas que sustente dicha magnitud requerida. Así tampoco se sustenta el requerimiento inicial de 6,5 MW del año 2023, además, de no presentar documento de compromiso de inversión requerido dada la magnitud de la carga.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva e incorporada que no ha sido considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja "Factibilidades CVC" del archivo del Formato "F-100".

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sistema Eléctrico a Remunerar

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

Respecto al archivo de flujo de potencia (Digsilent) se tiene las siguientes observaciones:

- CVC ENERGÍA, en los Formatos F-100 y F-200, no presenta la distribución de cargas entre las SETs existentes y proyectados que considera en su modelamiento correspondiente al archivo de flujo (.pfd) para cada una de sus alternativas. En ese sentido, CVC ENERGÍA deberá presentar de manera clara y trazable la distribución de cargas que está considerando para el modelamiento en su archivo de flujo (.pfd) correspondiente a cada alternativa.
- CVC ENERGÍA en las alternativas 3 y 4, menciona que rotará un Tp 60/23 kV de 40 MW de la SET Coelvisac I (AD 8) a la SET Hospicio a partir del año 2025 y luego en el 2027 pasará a condición de capacidad disponible. Al respecto, cabe indicar que la rotación de transformadores es aplicable entre el parque de transformadores que pertenecen a la misma Área de Demanda, por lo que CVC ENERGÍA deberá corregir y actualizar su propuesta de alternativas.
- Para el análisis de flujo de carga por Área de Demanda se debe incluir el Sistema Principal y Garantizado de Transmisión, así como el Programa de Obras de Generación 2019-2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (elaborado por el COES), de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- En la PROPUESTA FINAL se ha validado que la distribución de demanda coincidente para las SET's existentes y proyectadas sean concordantes con la pestaña "digsilent" del formato F-200 adjunto en el "Anexo N°8 Formularios".
- Por razones de emergencia o de eficiencia temporal CVC ENERGÍA podría rotar un transformador a cualquiera de sus instalaciones a nivel nacional; no obstante, en atención a la observación de Osinergmin, en la PROPUESTA FINAL no se está considerando la rotación de un TP de otra área de demanda.
- Para el área de demanda 13, no existen proyectos vinculantes aprobados en el PT 23-32, ni programas de obras en generación y transmisión con año de ingreso en el horizonte de análisis del PIT 25-29.

Análisis de Osinergmin

De la revisión al archivo de flujo que presentó CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL se verifica que:

- En el formato F-200 se identifica la pestaña “digsilent” donde se puede realizar la trazabilidad de la demanda que utiliza para el archivo de flujo tanto en su diagnóstico como en cada una de sus alternativas.
- CVC ENERGÍA ha retirado de sus alternativas la rotación de un TP de otra Área de Demanda que presento preliminarmente en su PROPUESTA INICIAL.
- El modelamiento del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 13 en el archivo de flujo se encuentra completo.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

56. Sobre el Criterio N-1 para las líneas de transmisión

CVC ENERGÍA no ha presentado un cuadro resumen, del análisis de resultados de las simulaciones por criterio de confiabilidad N-1 para todas las líneas de transmisión en 66 kV que conforman el Sistema Eléctrico del AD 13, con la finalidad de verificar y realizar la trazabilidad de la necesidad que se enmarcan en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Los criterios empleados para la determinación de inversiones dentro del periodo de evaluación del PIT 25-29 (10 años) es el siguiente:

- Para sistemas radiales se está considerando lo establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, el cual establece que se debe considerar redundancia para la transmisión que atienda una demanda mayor a 30MW.
- Para sistemas en anillo o radiales con redundancia, se realiza el flujo de potencia en contingencia N-1 verificando que ninguna de las LT en servicio opere con sobrecarga $\geq 20\%$ o se presente colapso de tensión (+/-10%).

La aplicación de estos criterios son explicados en el ESTUDIO que sustenta nuestra PROPUESTA FINAL, donde se acompaña un cuadro resumen del criterio de justificación por proyecto (por demanda, por confiabilidad o por calidad).

Análisis de Osinergmin

Se verifica que CVC ENERGÍA no ha presentado lo solicitado; sin embargo, indica los criterios técnicos considerados para los escenarios por confiabilidad N-1.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

SOBRE LA DETERMINACIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS POR DEMANDA

57. Sobre la Nueva SET Hospicio + LT 220 kV Los Héroes – Hospicio

CVC ENERGÍA, menciona en su ESTUDIO que a partir del año 2024 los perfiles de tensión en las barras del Sistema presentan caída de tensión, también se presentan sobrecargas en los transformadores de Viñani y Yarada y líneas L-6659 (Derivación Zofratacna-Yarada), L-6642 (Tacna-Viñani), L-6640 (Los Héroes-Tacna) y LT Los Héroes – Zofratacna, por lo cual plantea la implementación de la nueva SET Hospicio de 220/66kV/23kV – 60MVA.

Al respecto, es necesario señalar que este proyecto fue analizado en la modificatoria del Plan de Inversiones 2021 – 2025, donde se emitió un pronunciamiento tal como se indica en el Informe Técnico N° 570-2022-GRT e Informe Técnico N° 655-2022-GRT. Por lo tanto, CVC ENERGÍA debe presentar nueva información de sustento actualizada que refuerce y sustente los nuevos argumentos adicionales a los ya presentados en la modificatoria del PI 2021-2025, que sustenten y ameriten la viabilidad de analizar dicho proyecto en el Plan de Inversiones. Sin perjuicio de lo mencionado CVC ENERGÍA debe aclarar las siguientes observaciones:

- CVC ENERGÍA debe indicar si en la etapa de “Comentarios y Observaciones de los Agentes” del proceso de Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034, ha presentado las nuevas demandas adicionales que ha presentado en este proceso del PI 2025-2029, con la finalidad que el COES pueda evaluar y analizar la necesidad de ejecutar en el periodo vinculante la propuesta de la SET Garita y LT 220 kV - la cual es similar a la mejor alternativa presentada por CVC ENERGÍA en el presente proceso - y con ello evitar duplicidad de inversiones para el AD 13.
- CVC ENERGÍA, en el análisis de sus tres alternativas en donde evalúa la necesidad de entrada de la SET Hospicio, considera trasladar las nuevas cargas, que se abastecieron inicialmente en el periodo del 2022-2026 desde SETs cercanas (SET Viñani, Yarada y Zofra Tacna). Al respecto, CVC ENERGÍA debe justificar cual es la razón técnica y económica de trasladar cargas que se encuentra más alejadas a la nueva SET Hospicio, (lo cual implica mayores pérdidas en distribución) con respecto a mantener dichas cargas a las SETs más cercanas a su radio de influencia y cuyas inversiones realizadas (para abastecer dichas demandas inicialmente) se ejecutarían antes de la entrada de SET Hospicio.
- Respecto a las celdas de alimentador requeridas para el año 2025, en la SET Yarada y SET Zofra Tacna, se solicita que CVC ENERGÍA mencione, identifique y ubique (en el Google Earth) a que tipo de demanda (regulado y/o libre) abastecerá a partir de dichas celdas. Asimismo, deberá indicar si en dichas SETs hay disponibilidad de espacios y capacidad para ejecutar lo requerido en coordinación con la empresa titular de las SET asociadas.
- Se solicita a CVC ENERGÍA, que en base a la alternativa 3, se evalúe y analice una nueva alternativa de considerar enlaces “LT 60 kV Hospicio – Viñani” y “LT 60 Kv Hospicio – Yarada”, con la finalidad de retirar los Enlaces “LT 60 kV Los Héroes – Tacna”, “LT 60 kV Los Héroes -Zofra Tacna” y “LT 60 kV Tacna -Viñani”. Asimismo, esta alternativa debe ser comparadas con el resto de alternativas.
- Respecto a las celdas y bahías en el lado de 220 kV asociadas a la SET Los Héroes 220 kV, CVC ENERGÍA deberá presentar las coordinaciones y/o respuesta por parte del Titular de dicha SET, en lo referido a que no habría inconvenientes en ceder la

disponibilidad de espacio prevista para el proyecto “LT 220 kV Los Héroes – Hospicio” dentro de las instalaciones del Titular de la SET Los Héroes.

- CVC ENERGÍA, debe comentar si no habrá inconvenientes con el trazo de ruta planteado en su propuesta que dificulten la ejecución del proyecto, puesto que para la salida de la LT 220 kV se encuentra cercana a una zona declarada como patrimonio cultural de la Nación.
- Respecto a la solicitud de una nueva LT 220 kV Los Héroes – Hospicio para el año 2025, CVC ENERGÍA solicita en su ESTUDIO una línea con conductor ACAR de 800 MCM, sin embargo, en el formato F-206, coloca los parámetros eléctricos de una línea AAAC de 405 mm². En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA revise y realice la corrección correspondiente.
- El proyecto SET Hospicio, considera la implementación de una LT 220 kV de una sola terna, sin embargo, CVC ENERGÍA debe de evaluar el criterio de confiabilidad por “N-1”, dado que la carga prevista para ser atendida por la SET HOSPICIO supera los 30 MW. Por otra parte, la longitud de la “LT 220 kV Los Héroes – Hospicio”, se sustenta con valores diferentes en su archivo Google Earth que considera una longitud de 30,5 km, mientras que en desarrollo de su propuesta considera un total de 31,1 km. Al respecto CVC ENERGÍA debe de revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Precisamente es la demanda, actualmente identificada y debidamente documentada, la principal nueva información de sustento respecto a lo presentado en el proceso de modificación del PIT 21-25, para justificar la viabilidad de analizar la implementación de la SET Hospicio como parte del presente procedimiento de aprobación del PIT 2025-2029.

A continuación, se absuelven las observaciones específicas formuladas en este numeral:

- Respecto al Plan de Transmisión 2025-2034 (PT 25-34), no corresponde enviar “comentarios y observaciones de los agentes” ya que esta etapa es posterior a la publicación del PT 25-34 preliminar.
En la etapa de “propuesta de solución de los agentes” al PT 25-34, mediante cartas CEV N°1986-2023-GG.GG y CEV N° 2407-2023-GG.GG de fechas 28.06.23 y 04.08.23 respectivamente, se presentó al COES las nuevas demandas incorporadas disponibles, diagramas unifilares, informes de proyección de demanda y ubicación de subestaciones.
Asimismo, cabe mencionar que mediante carta CEV N° 2076-2023-GG.GG de fecha 07.07.23 se remitió a OSINERGMIN la misma información remitida al COES.

Las cartas referidas se encuentran en el “Anexo N°11 cartas COES” de la PROPUESTA FINAL.

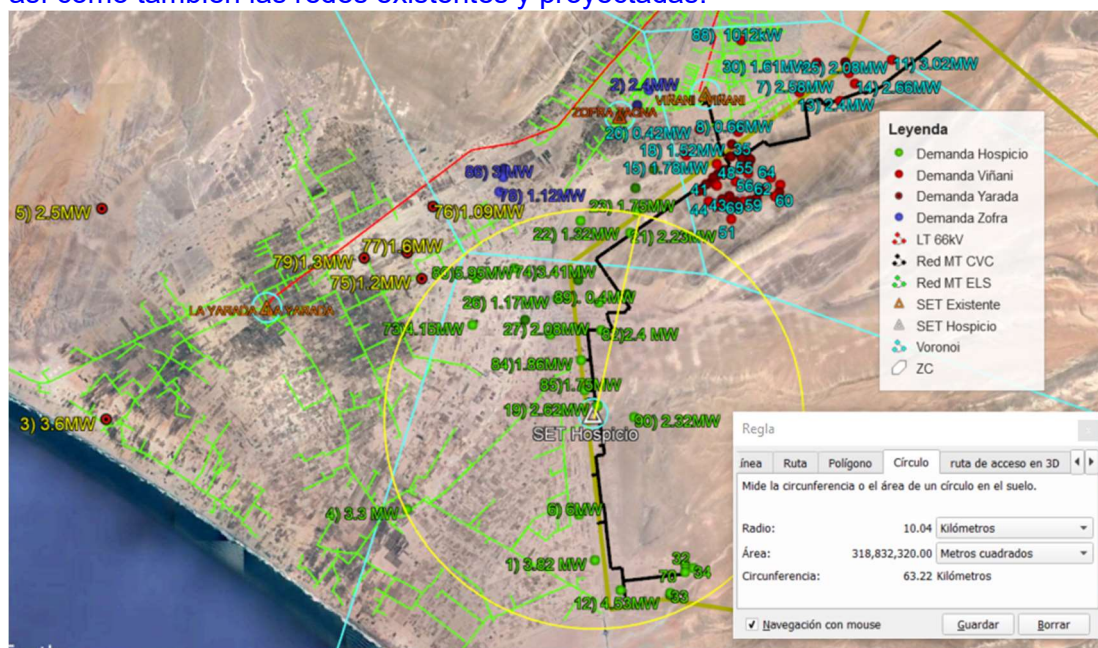
- Las cargas han sido distribuidas en función a los polígonos de Voronoi; luego se realizó una validación que considera las redes MT existentes de Electrosur y la red MT proyectada por CVC ENERGÍA a fin de no duplicar inversiones y una reconfiguración adecuada de las redes MT proyectadas y existentes.

Es por ello que existen 5 clientes que de acuerdo a los polígonos de Voronoi

deberían ser atendidos desde la SET Zofratatca; sin embargo, bajo la distribución de carga final resulta conveniente sean atendidos desde la SET Hospicio ya que la red MT proyectada de CVC está muy próxima a la ubicación de estos clientes y se encuentran en un radio de influencia de 10km siendo adecuado para una red de 23kV.

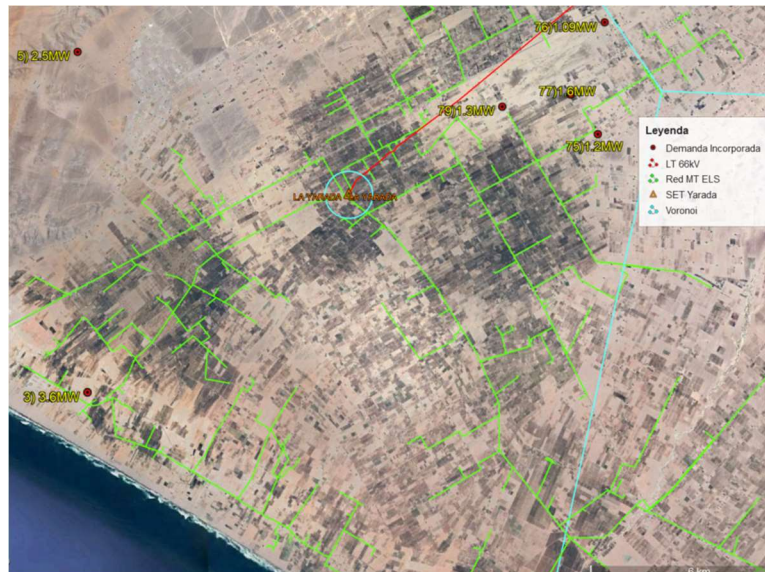
Desde la SET Zofratatca no se cuentan con redes disponibles y para esto se tendría que solicitar otro mandato de conexión para ejecutar un nuevo alimentador generando de esta manera una duplicidad de inversiones para la atención de esos 5 clientes.

La siguiente figura muestra la demanda que sería atendida por la SET Hospicio, así como también las redes existentes y proyectadas.



En caso no se ejecute la SET Hospicio toda la demanda que se prevé sea atendida por dicha SET deberá ser atendida por la SET Viñani y la SET Yarada, que a largo plazo no resulta ser la mejor alternativa ya que por el crecimiento de la demanda se hace ineficiente debido al elevado incremento de las pérdidas en distribución, necesidad de nuevos alimentadores, perfiles de tensión en la cola de la red MT fuera de los estándares establecidos en la NTCSE.

- Respecto a las celdas de alimentador en las SET's Yarada y Zofratatca cabe precisar que estas tienen la finalidad de atender una demanda colectiva y no de manera exclusiva a libres o regulados, la siguiente figura muestra la demanda incorporada a ser atendida desde la SET Yarada, así como también las redes de MT existentes de ELECTROSUR.



En el “Anexo N°2.3 KMZ Demanda Incorporada” se encuentra la ubicación de cada demanda incorporada.

Luego de la revisión, depuración y la redistribución de la demanda entre SET's existentes y proyectadas, las celdas de alimentador resultan desplazadas en el tiempo. Siendo la celda de la SET Yarada necesaria para el año 2026 y la celda de la SET Zofratacna para el año 2031.

- Respecto a la evaluación de considerar Enlaces a las SET's Yarada y Viñani, con la actualización de la proyección de demanda y la depuración de demanda incorporada, en la PROPUESTA FINAL se presenta el análisis eléctrico correspondiente, incluyendo como una de las alternativas los enlaces solicitados por OSINERGMIN.
- Sobre las coordinaciones con el titular de la SET Los Héroes, consideramos serían muy prematuras en la presente etapa de planeamiento de expansión de la transmisión, no obstante, con base en la visita a estas instalaciones realizada el 16 de agosto de 2023, conjuntamente con Electrosur y OSINERGMIN, se ha verificado la existencia de espacio suficiente para la implementación de hasta dos nuevas bahías en 220 kV.
- Respecto al tramo del trazo de ruta 220kV que afectaría la zona declarada patrimonio cultural, no olvidemos que es un trazo preliminar que permite estimar la valorización de esta alternativa para su comparación técnica y económica respecto a las otras alternativas analizadas. Una vez definida la alternativa de expansión de la transmisión más eficiente para el Área de Demanda 13 se encaminarán las coordinaciones necesarias de acuerdo a la Ley y normativa vigente aplicables para la procura y construcción del proyecto seleccionado.
- En cuanto a la sección del conductor para la LT 220kV Los Héroes – Hospicio, se aclara que el tipo de conductor que se seleccionó para la PROPUESTA INICIAL es el ACAR 800MCM equivalente a una sección de conductor de 405 mm². Para la PROPUESTA FINAL se ha desarrollado el cálculo de la sección óptima de conductor correspondiente al último año del horizonte de planeamiento, según el cual resulta un conductor AAAC 600 mm².

- En la PROPUESTA FINAL se está considerando el criterio de confiabilidad “N-1” para la LT 220 kV Los Héroes-Hospicio a partir del momento en que se superen los 30MW, considerando doble terna que en un inicio operaría con un solo circuito valorizado con el factor 0.78195859 (TA220P) según lo establecido en la Norma Tarifas.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que CVC ENERGÍA ha absuelto los ítems observados.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

SOBRE LA DETERMINACIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS POR CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD

58. Sobre el Segundo circuito de la LT 66 kV Los Héroes – Zofra Tacna

La longitud de la “LT 66 kV Los Héroes – Zofra Tacna”, se sustenta con valores diferentes en su archivo Google Earth que considera una longitud de 27,1 km, mientras que en desarrollo de su propuesta considera un total de 12,8 km. Al respecto CVC ENERGÍA debe de revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

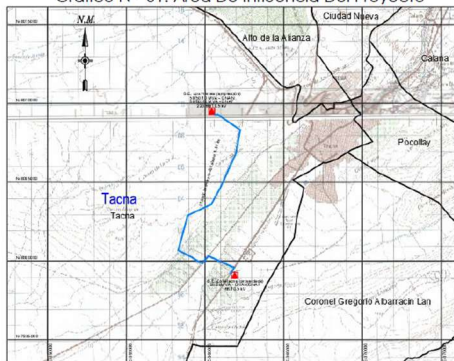
En la PROPUESTA FINAL se ha uniformizado en los archivos KMZ y PFD el valor de 12.8 Km como longitud de la “LT 66kV Los Héroes – Zofratacna”, de acuerdo con lo aprobado en el PIT 17-21.

Respecto al trazo Google Earth que se encuentra en el Anexo N° 1.3, este fue obtenido a través de las bases administrativas publicadas en el OSCE para el proceso de contratación del contratista para la ejecución de obras de dicho proyecto, tal como se evidencia en la siguiente figura:

3.1.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO**UBICACIÓN**

El proyecto se ubica en la costa sur del Perú, en la provincia de Tacna, departamento de Tacna, a una altitud que fluctúa entre 300 y 750 msnm. La ruta de la LT 66kV Los Héroes-Zofratacna se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 01: Área De Influencia Del Proyecto



Fuente: elaborado, equipo técnico-consultor

Sin embargo, se debe precisar que dicha LT aún no está ejecutada por lo cual no se tiene la ruta definitiva, en ese sentido, a fin de realizar los análisis se ha considerado lo aprobado en el PIT 17-21, dejando de manera referencial el trazo Google Earth.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que CVC ENERGÍA ha absuelto la observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación

59. Segundo circuito de la Línea de Transmisión 66 kV Los Héroes – Tacna

Es necesario señalar que este proyecto fue analizado en la modificatoria del Plan de Inversiones 2021 – 2025, donde se emitió un pronunciamiento tal como se indica en el Informe Técnico N° 570-2022-GRT. Por lo tanto, CVC ENERGÍA debe precisar cuáles son los nuevos argumentos, adicionales a los ya presentados en la modificatoria del PI 2021-2025, que sustenten la viabilidad de este proyecto.

- CVC ENERGÍA debe de indicar si se dispone con espacio adecuado para la instalación de las celdas de llegada a la subestación Tacna.
- CVC ENERGÍA no ha trazado la ruta de la LT 66 kV Los Héroes – Tacna en el archivo kmz, al respecto CVC ENERGÍA debe de completar con la información solicitada. Asimismo, debe confirmar si la ruta propuesta no tendrá problemas por DMS o servidumbre, puesto que en planes anteriores ELECTROSUR, manifestó tener dichos problemas para ejecutar dicho proyecto.

Respuesta

- Como está dicho, precisamente, es la demanda actualmente identificada y debidamente documentada la principal nueva información de sustento respecto a lo presentado en el proceso de modificación del PIT 21-25, para justificar la viabilidad de analizar la implementación de la SET Hospicio como parte del presente procedimiento de aprobación del PIT 2025-2029.

- Respecto a la SET Tacna, se ha verificado en campo las bahías de 66kV, observando en la SET Tacna que actualmente hay 4 celdas en operación tal como se observa en la siguiente figura.



Asimismo, también se ha verificado en campo la existencia de una LT fuera de servicio (antigua Línea Tomasiri-Tacna) tal como muestra la siguiente figura, tomada desde la SET Tacna.



A continuación, se muestra una foto tomada desde la SET Los Héroes, donde se puede observar que el tramo de la antigua LT 66 kV Tomasiri-Tacna se encuentra fuera de servicio, pero las estructuras no han sido retiradas.



De acuerdo con todo lo descrito anteriormente y en caso se necesitara ejecutar el segundo circuito de LT Los Héroes – Tacna se podría emplear la servidumbre (y de ser posible las estructuras) de la antigua LT 66 kV Tomasiri-Tacna y hacer uso de la celda de línea 66kV que será liberada cuando se dé la baja del tramo Tacna – Zofratacna de la LT 66kV Tacna-Yarada al poner en servicio la SET Zofratacna.

- Respecto a la ruta de la LT 66kV Los Héroes – Tacna, en el punto anterior se ha descrito una posible solución para la ejecución de dicho proyecto.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe precisar que la solución final y ejecución de esta alternativa correspondería a la titular Electrosur, por lo que los trabajos de campo para viabilizar su ejecución también serían de su responsabilidad. Salvo que por decisión de Osinergmin el proyecto sea asignado a CVC ENERGÍA.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que CVC ENERGÍA ha absuelto la observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

60. Sobre el Segundo circuito de la LT 66 kV Tacna-Viñani

- No existe coherencia con la longitud de la línea, en el ESTUDIO mencionan 27,3 km, sin embargo, en el archivo de flujo esta de 7,6 km. Al respecto CVC ENERGÍA debe de corregir.
- La longitud de la “LT 66 kV Tacna – Viñani”, se sustenta con valores diferentes en su archivo Google Earth que considera una longitud de 30,5 km, mientras que en desarrollo de su propuesta considera un total de 27,3 km. Al respecto CVC ENERGÍA debe de revisar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Se ha revisado y uniformizado la longitud de la LT Tacna-Viñani en todos los archivos y esquemas utilizados para la PROPUESTA FINAL, siendo esta Línea de 66kV 240mm² y de 7,8km.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que CVC ENERGÍA ha absuelto la observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

61. Sobre las celdas de alimentador en 10 kV en la SET Viñani

CVC ENERGÍA solicita 5 celdas de alimentador en 10 kV en la SET Viñani (siendo 1 celda por año a partir del año 2028 al 2033). No obstante, en su ESTUDIO propone adelantar las 2 celdas solicitadas del año 2028 y 2029 para entrar en operación el presente año (2023) para atender la demanda en la zona de su concesión Hospicio – Tacna. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- CVC ENERGÍA debe de precisar a qué tipo de demanda (libre y/o regulada) pretende alimentar en cada nueva de la celda solicitada. Asimismo, deberá indicar, especificar y ubicar dentro del archivo KMZ las demandas que pretende alimentar. Asimismo, debe aclarar y precisar si dichas demandas que pretende abastecer en el corto plazo (zona de concesión Hospicio-Tacna) no han sido parte del análisis realizado para el Mandato de Conexión aprobado mediante Resolución N°163-2022-OS/CD.
- CVC ENERGÍA debe presentar documentación sobre las coordinaciones realizadas con la empresa ELECTROSUR titular de la SET Viñani, respecto al espacio y disponibilidad de capacidad para la implementación de estas nuevas celdas (a instalarse en el corto plazo), si es así, CVC ENERGÍA debe de presentar el diagrama unifilar de la subestación precisando las ubicaciones y espacios disponibles para colocar estas celdas, asimismo debe presentar el diagrama unifilar con la nueva configuración de los alimentadores.

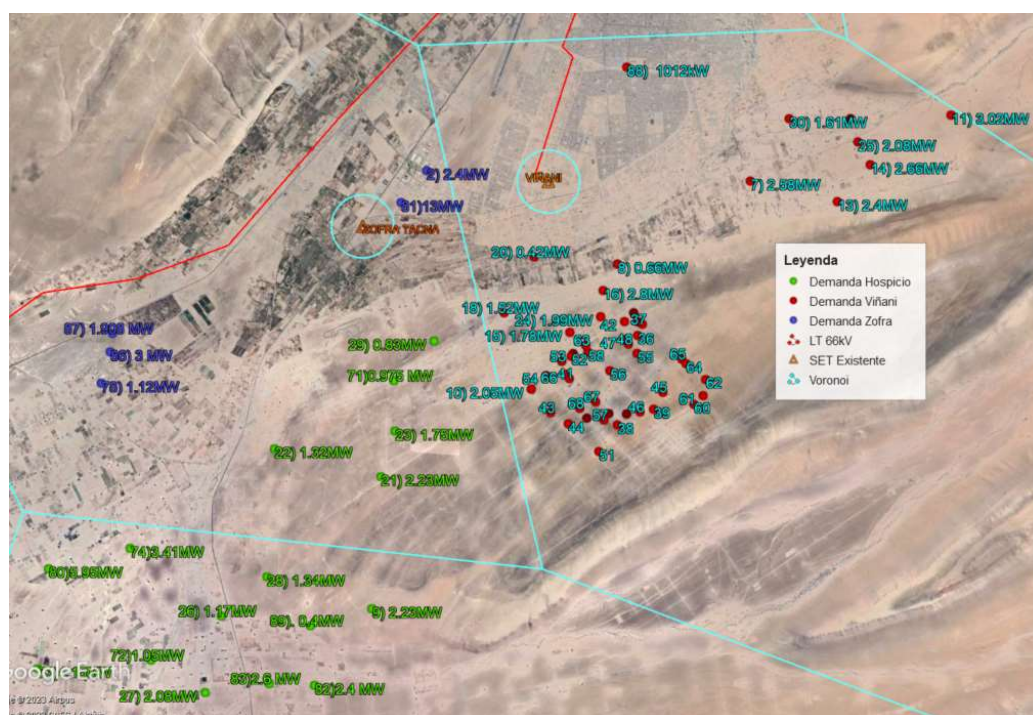
Respuesta

- Es importante tener presente que CVC ENERGÍA, por Ley, tiene la responsabilidad de atender la demanda eléctrica en la zona de Hospicio de manera colectiva indiferentemente de si se trata de clientes libres o regulados.

En este sentido, como está dicho, la carga identificada del pueblo de Lanchipa probablemente requerirá la implementación de SE's MT/BT y redes en BT, por lo que se estima sea atendido una vez que se implemente la SET Hospicio (año 2025).

Se precisa que la demanda en el proceso PIT 25-29, en curso, difiere de la demanda de la Modificatoria del PIT 21-25 y de la demanda analizada para el Mandato de Conexión, debido a que los potenciales usuarios de la zona de concesión al enterarse del proyecto de CVC ENERGÍA recién están solicitando suministro de energía eléctrica con la esperanza de poder superar esta deficiencia que los mismos representantes de Osinergmin pudieron apreciar en campo con ocasión de la visita realizada el 16 de agosto de 2023.

La siguiente imagen muestra con puntos rojos la demanda que en un inicio se prevé atender desde la SET Viñani.



En el “Anexo N° 2.3 KMZ Demanda Incorporada” se encuentra la ubicación de cada demanda incorporada.

- Respecto a la disponibilidad de capacidad en la SET Viñani, es del caso mencionar que este tema ya fue evaluado por OSINERGMIN para la emisión del mandato de conexión dado a favor de CVC ENERGÍA mediante Resolución Osinergmin N° 163-2022-OS/CD, de fecha 15 de agosto del año 2022, en cuyo considerando 4.30 se indica claramente que sí existe capacidad de conexión a la barra de 10.5kV de dicha subestación.

Respecto al espacio para la implementación de las celdas esto fue evaluado para la emisión de la Resolución Osinergmin N° 234-2022-OS/CD, en cuyo considerando 4.11 se indica claramente que sí existe espacio para instalar las nuevas celdas en MT.

Respecto a los diagramas unifilares que muestran la ubicación de las nuevas celdas de alimentador, estos se incluyen en el “Anexo N°13 Diagramas Unifilares” de nuestra PROPUESTA FINAL.

Sobre las coordinaciones realizadas con la empresa ElectroSur, cabe mencionar que luego de superar todos los impedimentos sistemáticos que ha accionado esta empresa para incumplir el mandato de conexión, hemos logrado que a través de la reunión conjunta realizada el 26/10/2023, organizada y dirigida por la Supervisión de Transmisión de OSINERGHMIN, se dé por superadas las tres últimas observaciones insistentemente reiteradas por ElectroSur. Lo expresado anteriormente se encuentra en el Oficio N° 795-2023-OS-DSE ubicado en el Anexo. N° 10 Mandato de conexión, con lo cual se demuestra que desde la emisión del mandato de conexión hasta la fecha estamos obligados a mantener coordinaciones continuas con ElectroSur.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que CVC ENERGÍA sustenta la demanda que atendería con las celdas solicitadas. Asimismo, presenta un archivo .KMZ en donde se puede identificar las nuevas demandas reguladas (dentro de su zona de Concesión de Distribución) y nuevas cargas incorporadas libres, de las cuales, CVC ENERGÍA ha presentado y sustentado como parte de su ESTUDIO de proyección de demanda para el AD 13.

Asimismo, manifiesta que mantiene coordinaciones con ELECTROSUR a partir del Mandato de Conexión interpuesto mediante Resolución N°163-2022-OS/CD, asociado a temas relacionados con la SET Viñani.

Por otra parte, no ha presentado el diagrama unifilar con la nueva configuración de los alimentadores que solicita implementar dentro del periodo 2025-2029.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

62. Sobre las Instalaciones de Transmisión de Conexión ITC (Garita)

CVC ENERGÍA deberá indicar la normativa vigente que habilita que una instalación incluida como ITC en el Plan de Transmisión puede ser incorporada en el PI 2025-2029, teniendo en cuenta que Osinerghmin debe dar observancia a la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM y modificatorias.

Respuesta

Es importante tener presente que la Norma Tarifas establece que el Plan de Inversiones (PIT) está conformado por todos aquellos Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) cuya puesta en operación es requerida en el plazo de 4 años, es decir, dentro del periodo de vigencia de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, para el presente caso dentro del periodo mayo 2025 – abril 2029.

Al respecto, conforme está debidamente sustentado, el proyecto LT 220 kV Los Héroes – Hospicio y SET Hospicio está conformado por instalaciones de transmisión que se requiere entren en servicio el año 2025, es decir dentro del periodo tarifario 2025-2029, para atender adecuada y oportunamente la demanda del AD13. Por tanto, las instalaciones del proyecto LT 220 kV Los Héroes – Hospicio y SET Hospicio cumplen

con las condiciones técnicas y jurídicamente exigidas por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y normativa aplicable para ser incluida en el PIT 25-29.

Por otro lado, según la Norma Plan de Transmisión¹¹, para que una instalación pueda ser considerada como ITC y, como consecuencia de ello, su planificación pueda ser realizada en el Plan de Transmisión (PT), se deben cumplir 2 condiciones de manera simultánea: a) Que la instalación conecte un Área de Demanda con el SEIN; y b) que la instalación no se encuentre comprendida en los PIT; lo cual significa que, si la instalación de transmisión fuera incorporada previamente en el PIT, no se cumpliría una de las condiciones y, por tanto, no podría ser considerada como ITC dentro del Plan Vinculante del PT.

Como se puede observar, la norma antes señalada, a efectos de evitar la duplicidad de inversiones establece que tendrá prioridad lo dispuesto en el PIT.

En ausencia de inversiones contempladas en el PIT, se podrá incluir las inversiones dentro del PT como una ITC. En otras palabras, ante la posibilidad que instalaciones de transmisión puedan ser calificadas tanto en el PIT como en el PT (ITC), al tener características similares, se dio la necesidad de “aclarar” que se dará prioridad a lo resuelto por el PIT.

Por ello, si como consecuencia del estudio técnico y económico del PIT, se concluye la necesidad de puesta en operación (en el periodo tarifario 2025-2029) de una instalación de transmisión, entonces esta debe ser incorporada en el PIT. La única razón por la cual dicha instalación no podría ser incorporada en el PIT, es que previamente ya haya sido incorporada en el Plan Vinculante de PT como una ITC, a fin de evitar la duplicidad de inversiones.

Respecto a la LT 220 kV Los Héroes – Garita SET GARITA¹², si bien es un proyecto similar al proyecto Hospicio 220 kV propuesto por CVC ENERGÍA en el presente procedimiento del PIT 25-29 en curso, es necesario hacer notar que el proyecto Garita ha sido señalado en el PT 25-32 como un “Proyecto No Vinculante” requerido para el año 2033, es decir dentro del Plan de Transmisión de Largo Plazo, por lo que su ejecución es incierta, ya que hasta podría ser retirada por el COES en la siguiente actualización del Plan de Transmisión.

Si OSINERGMIN incluye la LT 220 kV Los Héroes – Hospicio y SET Hospicio 220/66/23kV – 60 MVA en el PIT 25-29 (cuyo proceso se encuentra en curso), esta decisión tendrá que ser tomada en cuenta por el COES para la actualización del PT, con lo cual se elimina absolutamente el riesgo de incurrir en una duplicidad de inversiones.

Sobre este tema, el propio COES mediante cartas N° COES/D/DP-1065-2022, N° COES/D/DP-038-2023 y N° COES/D/DP-213-2023 ha dejado claro que el proyecto SET GARITA no tiene carácter vinculante en el PIT y es de largo plazo (es decir, es incierta su ejecución), lo cual evidencia que con dicho proyecto no sería posible la

¹¹ Norma “Criterios y metodología para la elaboración del plan de transmisión”, aprobada por Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM.

¹² SET La Garita 220/66 kV de 120 MVA, alimentada con enlace 220 kV 2T de aproximadamente 21 km, desde la SE Los Héroes 220/66 kV.

atención oportuna de la demanda señalada en nuestra propuesta de inversiones presentada para el PIT 25-29 en curso. De esta manera, se evidencia que nuestra propuesta no está considerada como ITC, y es de urgente necesidad su implementación en el año 2025 para atender adecuada y oportunamente el crecimiento de la demanda en el AD13 (ver numeral 3 del presente documento). Estos archivos se encuentran en el “Anexo N° 11 Cartas COES”

En ese sentido, el proyecto la LT 220 kV LOS HÉROES – HOSPICIO y SET HOSPICIO 220/66/23kV de 60 MVA está conformado por instalaciones de transmisión que deben formar parte de los SCT de demanda en el PIT 2025-2029, toda vez que no está incorporado en el Plan Vinculante del Plan de Transmisión, por tanto, no existe impedimento técnico y/o legal para que sea incorporado en el PIT 2025-2029.

Por lo señalado, solicitamos a Osinergmin analice adecuadamente nuestro proyecto LT 220 kV LOS HÉROES – HOSPICIO y SET HOSPICIO considerando lo antes expuesto, a fin de que no se infrinja el principio de legalidad y nuestro derecho al debido procedimiento.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que CVC ENERGÍA mantiene los mismos argumentos de fondo que lo presentado en la etapa de Recursos de Reconsideración del proceso de Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar que el análisis a la presente observación se desarrolla en el Informe Legal N°096-2024-GRT.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

63. Inconsistencias en los formatos F-200

Se ha detectado que CVC ENERGÍA no ha presentado la totalidad de los formatos F-200; por ejemplo, ha presentado los formatos F-207 y F-208 incompletos. Al respecto, se requiere que se presente todos los formatos F-200 de acuerdo a las consideraciones descritas en la NORMA TARIFAS, salvo se sustente debidamente si algún formato no es relevante para sustentar el ESTUDIO.

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

- En el formato F-202, CVC ENERGÍA no presenta en el formato F-202 los años de fabricación de los transformadores existentes. Por ejemplo, en la SET Los Héroes y SET Sarita.
- En el formato F-202 no se está considerando el TP en 66/22,9/10 kV de 25 MVA, aprobado en la modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 en la SET Yarada.
- En el formato F-208 se presenta información del año 2014, al respecto CVC ENERGÍA debe de actualizar dicha información.
- Sobre el formato F-207, CVC ENERGÍA presenta un anexo con el cálculo de la ampacidad, el mismo que data con año del 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 selección del conductor óptimo, al respecto CVC ENERGÍA deberá complementar el F-207 en cumplimiento con la NORMA TARIFAS y modificatorias.

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

Respuesta

- Respecto al formato F-202, en nuestra PROPUESTA FINAL se agregó el dato de año de fabricación de los transformadores de la SET Los Héroes según información tomada in situ durante la visita realizada el 16 de agosto 2023. En caso de la SET Sarita, al no contar con información de campo se revisó los formatos F-202 de los PI 17-21, y PI 21-25 y sus Modificatorias no encontrando el año de fabricación, debiendo por tanto ser requerido a Electrosur en su calidad de titular de esta instalación.
- De acuerdo con la observación de OSINERGMIN, se está considerando en el F-202 el TP 60/22.9/10kV de 25MVA en la SET Yarada a partir del año 2023.
- Respecto al formato F-208, la información actual no es de dominio de CVC Energía, por ello se presentó este formato F-208 con los mismos valores del proceso Modificatoria PI 21-25 aprobado mediante Resolución N° 032-2023-OS/CD.
- Se ha revisado y verificado que el cálculo de ampacidad está de acuerdo con la norma IEEE 738-2012. Asimismo, CVC ENERGÍA está cumpliendo con presentar en la PROPUESTA FINAL el F-207 debidamente completado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión al formato F-200 que presenta CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL se verifica que ha actualizado la información presentada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

Costos de Inversión

64. Respecto al formato F-300

Respecto al archivo "F-200_AD 13 PIT 2025-2029.xls", se tiene los siguientes comentarios:

- En relación al terreno necesario para implementar la nueva SET Hospicio de 220/66kV/23kV – 60MVA, 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, así como el área del mismo.
- En el archivo F-302, para las subestaciones existentes, CVC ENERGÍA está considerando el costo de las obras comunes variables y fijas. Al respecto, según el numeral 16.1.1. de la NORMA TARIFAS estas obras comunes se consideran solo para nuevas subestaciones. Por lo tanto, CVC ENERGÍA debe retirar o caso contrario sustentar el motivo por el cual considera estos costos.

- Respecto a las obras comunes de la SET Hospicio, estas deben guardar relación con los elementos planteados en la subestación, sin embargo, se detectaron casos donde no guardan relación, por ejemplo: En la Alternativa 1, se está considerando módulos de obras comunes en 60 kV, sin embargo, este es el nivel de tensión propuesto es de 220/23 kV.

Adicionalmente, en la descripción del transformador indica que es un transformador 220/66/23 kV, sin embargo, las celdas consideran solo los niveles de tensión de 220 kV y 22,9 kV.

- Respecto a la celda utilizada para los bancos de reactores y compensadores, estos deben ser los mismos que se utilizan para celdas de transformador, sin embargo, CVC ENERGÍA está considerando como módulos las celdas de alimentador.

Respuesta

- Respecto al área del terreno para la SET Hospicio, en la PROPUESTA FINAL se ha considerado la metodología establecida en la Base de Datos de Módulos Estándar para el dimensionamiento del terreno y en cuanto al precio del terreno se está considerando un precio referencial de 30\$/m².
- En cuanto a los módulos de obras comunes, se han revisado y validado de tal manera que guarden relación con las inversiones propuestas.
- Sobre el devanado 66kV de la SET Hospicio, en la PROPUESTA FINAL se están considerando enlaces desde Hospicio hacia el sistema en 66kV de Tacna, es por ello que si corresponde valorizar un TP 220/66/23kV.
- De acuerdo con la sugerencia de OSINERGHMIN, en la PROPUESTA FINAL se ha procedido a valorizar las celdas de los bancos de condensadores mediante celdas de transformador.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión al formato F-300 que presenta CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL se verifica que ha actualizado la información presentada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

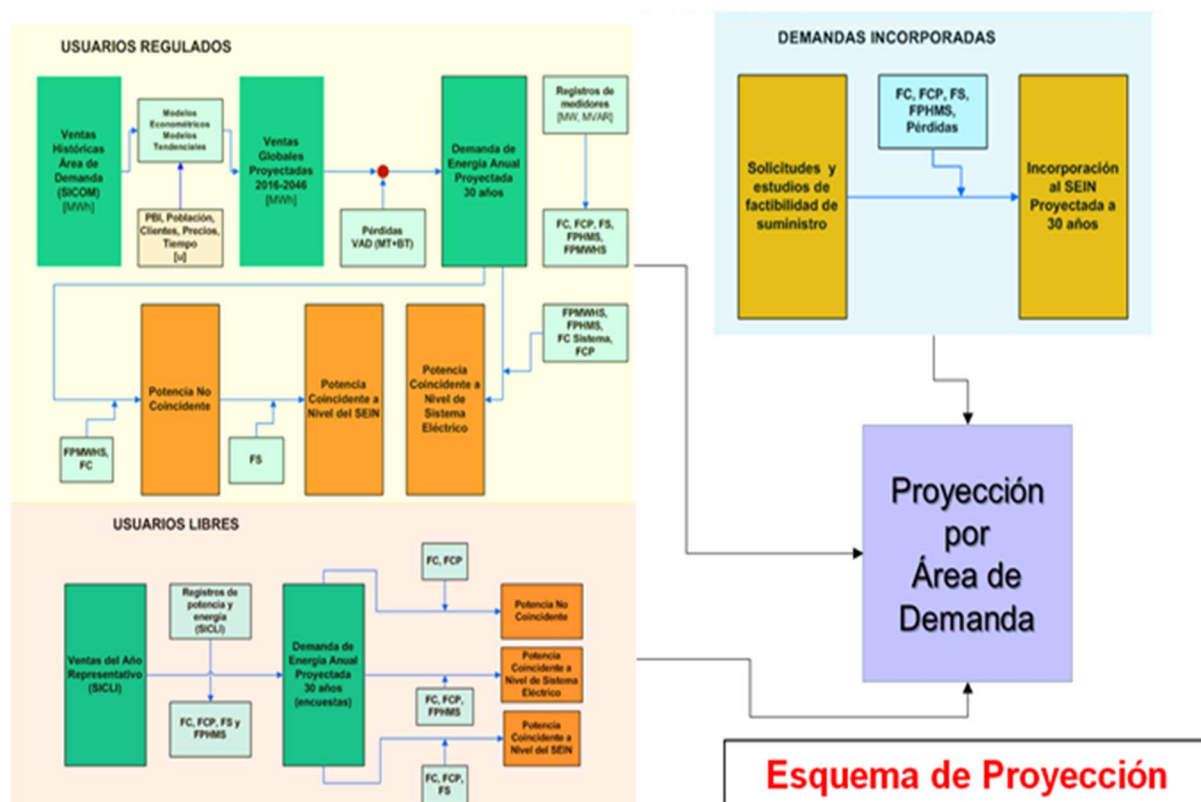
Anexo B

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. A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de proyección de demanda.

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



Las etapas del estudio se detallan a continuación:

- ◆ El Estudio se inicia con la recolección de los datos básicos para la proyección de la demanda y el diagnóstico del sistema eléctrico en operación.
- ◆ La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

A. Datos Históricos e Información Base, 1996-2018

A.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han revisado teniendo como referencia la información de las Bases de Datos que dispone Osinermin: “SICOM_1996_2018”, las cuales están organizadas con información proporcionada periódicamente por las propias empresas concesionarias que suministran energía eléctrica.

A.2 PBI del Área de Demanda

El PBI empleado para la construcción de los modelos econométricos es el PBI del departamento de Tacna. El PBI del Área de Demanda 13 está en millones de soles del año 2007, es calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

Para el periodo 2007-2018, esta información fue extraída de las publicaciones del INEI: Producto Bruto Interno por Departamentos 2007-2018, Año Base 2007 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1667/PB_IDEP_2018.xlsx). Para el periodo 1996-2006, el PBI departamental se calculó multiplicando el PBI nacional, en millones de soles del 2007, con la participación relativa del PBI departamental sobre el PBI nacional correspondiente al año base 1994 (ver: Producto Bruto Interno por Departamentos 2001-2012, Año Base 1994, INEI, octubre 2013; y Compendio Estadístico, 2005). Estos cálculos se efectúan debido a que no existe información oficial del PBI departamental con año base 2007 para el periodo previo a este.

A.3 Población Regional

Los datos históricos de base para esta estimación provienen de los Censos Nacionales de Población de los años 1993, 2005, 2007 y 2017 publicados por el INEI (<http://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/poblacion-y-vivienda/>). Los valores entre esos años fueron interpolados a la tasa de crecimiento promedio anual. Se empleó la misma metodología de ponderación del PBI para estimar la población del Área de Demanda 13.

A.4 Número de Clientes

La cantidad de clientes por Área de Demanda proviene de la Base de Datos SICOM 1996-2018 que dispone Osinergmin, la cual se mantiene actualizada con la información reportada por las mismas empresas concesionarias del sector eléctrico. 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 13.

A.5 Tarifa Real

La tarifa promedio, en ctms. de sol por kWh, se calcula dividiendo la facturación de energía (en miles soles) entre la cantidad de venta de energía (en MWh). Para calcular la tarifa real, en soles constantes del año 2009, se procede a dividir la tarifa promedio previamente calculada entre el IPC (Índice de Precios al Consumidor) de la ciudad representativa del Área de Demanda 13. El IPC departamental es obtenido del INEI (<http://webinei.inei.gob.pe:8080/SIRTOD/inicio.html#>).

B. Proyección de Variables

B.1. Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuarios, según se indica:

- **Usuarios regulados:** mediante modelos tendenciales y econométricos.
- **Usuarios libres existentes:** consumos que se consideran constantes, sin incremento de carga, al 31 de diciembre de 2018.
- **Demandas Incorporadas (Nuevos usuarios libres):** consumos que implican

incremento de carga, relacionados con las demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía por Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando las proporciones determinadas en base de los datos correspondientes al Año Representativo (2018).

La transformación de la proyección de la energía a proyección en potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT, según corresponda, en cada SET, se realizó a través de los FC y FCP:

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

Dónde:

%p: Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC: Factor de carga calculado para el Año Representativo.

FCP: Factor de contribución a la punta del Año Representativo.

h: Número de horas del Año Representativo.

B.2. Variables explicativas

B.2.1 Proyección del PBI del Área de Demanda

Para proyectar el PBI de la respectiva Área de Demanda se evalúa, previamente, si el comportamiento de esta variable se encuentra correlacionado con el PBI nacional (PBIPERU). En este caso, se obtuvo que el PBI del Área de Demanda 13 es explicada en 96,9% por el PBI nacional y el PBI del AD13 rezagado un periodo, como se observa en la Figura N° 2.

Figura N° 2.- Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 13

Dependent Variable: PBI13				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/19 Time: 10:55				
Sample (adjusted): 1997 2018				
Included observations: 22 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1026.989	408.3782	2.514799	0.0211
PBIPERU	0.005062	0.001827	2.771096	0.0122
PBI13(-1)	0.466118	0.205130	2.272300	0.0349
R-squared	0.969605	Mean dependent var		5053.635
Adjusted R-squared	0.966405	S.D. dependent var		1049.165
S.E. of regression	192.2999	Akaike info criterion		13.48211
Sum squared resid	702606.0	Schwarz criterion		13.63089
Log likelihood	-145.3032	Hannan-Quinn criter.		13.51716
F-statistic	303.0497	Durbin-Watson stat		1.809180
Prob(F-statistic)	0.000000			

Con dicha especificación, se procedió a estimar el PBI del Área 13 del periodo 2019-2050, las cuales fueron recolectadas mediante encuestas de expectativas

macroeconómicas del BCRP realizadas el 31 de julio del 2019 a Analistas económicos. (<http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>).

De acuerdo a esa encuesta de expectativas se prevé un crecimiento de 2,9% en el 2019, 3,5 % en el 2020 y 3,6% en el 2021.

Para el periodo 2022-2050 se ha propuesto una tasa de crecimiento del PBI nacional constante de 3,6% al año, la cual es consistente con el crecimiento del PBI potencial¹³ previsto actualmente por el BCRP, el cual estima que el crecimiento del PBI potencial se mantendría en 3,6% (<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2019/junio/reporte-de-inflacion-junio-2019.pdf>).

Con estas estimaciones previas de crecimiento del PBI nacional se calcula que el PBI del Área de Demanda 13 crecería a una tasa promedio anual de 2,80% durante el periodo 2018-2050. Ver Tabla N° 1.

¹³ El PBI potencial "mide la velocidad a la que pueden crecer las economías en el tiempo y su capacidad productiva, sin toparse con obstáculos inflacionarios". Fuente: (<http://elcomercio.pe/economia/peru/bcr-bajo-entre-4-y-45-estimado-avance-potencial-pbi-noticia-1840224>).

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 13

Año	PBI AD13	
	Mil soles cte. 2007	Δ%
2018	7 051	-
2019	7 007	-0,63%
2020	7 178	2,45%
2021	7 362	2,56%
2022	7 556	2,63%
2023	7 757	2,67%
2024	7 967	2,70%
2025	8 184	2,73%
2026	8 409	2,75%
2027	8 643	2,78%
2028	8 884	2,80%
2029	9 135	2,82%
2030	9 395	2,84%
2031	9 664	2,86%
2032	9 942	2,88%
2033	10 231	2,90%
2034	10 530	2,92%
2035	10 840	2,94%
2036	11 161	2,96%
2037	11 493	2,98%
2038	11 838	3,00%
2039	12 195	3,02%
2040	12 564	3,03%
2041	12 948	3,05%
2042	13 344	3,07%
2043	13 756	3,08%
2044	14 182	3,10%
2045	14 623	3,11%
2046	15 080	3,13%
2047	15 554	3,14%
2048	16 044	3,15%
2049	16 553	3,17%
2050	17 079	3,18%
		2,80%

B.2.2. Proyección del Número de Clientes

El número de clientes se proyectó en base a un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes

Dependent Variable: CLI13 Method: Least Squares Date: 10/02/19 Time: 10:50 Sample (adjusted): 1996 2018 Included observations: 23 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	41554.62	752.9685	55.18773	0.0000
@TREND	2821.228	58.61851	48.12862	0.0000
R-squared	0.991016	Mean dependent var		72588.13
Adjusted R-squared	0.990588	S.D. dependent var		19221.04
S.E. of regression	1864.769	Akaike info criterion		17.98260
Sum squared resid	73024640	Schwarz criterion		18.08134
Log likelihood	-204.7999	Hannan-Quinn criter.		18.00744
F-statistic	2316.364	Durbin-Watson stat		0.175143
Prob(F-statistic)	0.000000			

La proyección de la cantidad de Usuarios Regulados del Área de Demanda 13 se presenta en la Tabla N° 2, donde se destaca el crecimiento promedio anual de 1,92% en el periodo 2018-2050.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 13

Año	Clientes	
	Número	Δ%
2018	105 398	-
2019	106 443	0,99%
2020	109 264	2,65%
2021	112 085	2,58%
2022	114 907	2,52%
2023	117 728	2,46%
2024	120 549	2,40%
2025	123 370	2,34%
2026	126 191	2,29%
2027	129 013	2,24%
2028	131 834	2,19%
2029	134 655	2,14%
2030	137 476	2,10%
2031	140 298	2,05%
2032	143 119	2,01%
2033	145 940	1,97%
2034	148 761	1,93%
2035	151 583	1,90%
2036	154 404	1,86%
2037	157 225	1,83%
2038	160 046	1,79%
2039	162 867	1,76%

Año	Clientes	
	Número	Δ%
2040	165 689	1,73%
2041	168 510	1,70%
2042	171 331	1,67%
2043	174 152	1,65%
2044	176 974	1,62%
2045	179 795	1,59%
2046	182 616	1,57%
2047	185 437	1,54%
2048	188 258	1,52%
2049	191 080	1,50%
2050	193 901	1,48%
		1,92%

B.2.3. Tarifa Real

La tarifa de electricidad del Área de Demanda 13 está en ctms. de Sol del 2009 por kWh. Se considera constante para todo el periodo de proyección, lo que significa que el precio de la energía eléctrica se mantendrá estable en términos reales entre el 2018 y el 2050 con un valor de 0,3658 soles por kWh, como se aprecia en la Tabla N° 3.

Tabla N° 3: Tarifa Real de la energía del Área de Demanda 13

Año	Tarifa Real	
	Ctm S/. de 2009	Δ%
2018	36,58	-
2019	36,58	0,00%
2020	36,58	0,00%
2025	36,58	0,00%
2030	36,58	0,00%
2035	36,58	0,00%
2040	36,58	0,00%
2045	36,58	0,00%
2050	36,58	0,00%

B.3 Proyección de Ventas de Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, para la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado se propusieron: (i) modelos de tendencia donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) modelos econométricos donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables, del Área de Demanda 13.

B.3.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Respecto de los modelos tendenciales se plantearon los siguientes tipos:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica2
- Tendencia polinómica3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presenta los valores de los parámetros estimados en los diversos modelos tendenciales, además de sus respectivos coeficientes de determinación (R^2) que indica el grado de ajuste de las regresiones. De los seis modelos tendenciales estimados, el 3 y 6 se rechazan porque presentan o valores de R^2 bajos en comparación con los otros o valores del estadístico "t" no aceptables. El modelo 5 presenta tendencia negativa en los últimos años del periodo de proyección por lo cual se rechaza. De los modelos restantes, el 1, 2 y 4, se selecciona el primero (ecuación lineal) debido a que describe de mejor manera el comportamiento observado en las ventas de energía; además de cumplir con valores aceptables de los estadísticos evaluados (coeficiente de determinación, t y F).

Tabla N°4: Modelo tendencial de ventas de energía

		Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
R^2		0,9565	0,9674	0,7244	0,9699	0,9947	0,7844
EST. "t"							
Variable 1	Valor	15,21	434,49	1,77	14,67	32,87	108,09
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0905	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	21,49	24,97	7,43	3,66	-4,94	8,74
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0015	0,0001	0,0000
Variable 3	Valor				2,99	10,43	
	Prob.				0,0072	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,38	
	Prob.					0,0000	
EST. "F"							
	Valor	461,71	623,65	55,19	322,72	1 179,91	76,42
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 (Propuesta Osinerghmin)

En la Tabla N° 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2018-2050 estimados para todos los modelos tendenciales, se aprecia una fuerte dispersión en los resultados, que va desde un crecimiento promedio anual de 0,66% a 5,23%. No obstante que, en términos estadísticos, el modelo tendencial lineal es más representativo.

En este sentido, esta proyección se tomará como referencia en el ajuste final de la demanda de energía; siendo necesario contrastarla con los modelos econométricos que, por sus características explicadas, permite la simulación de escenarios de crecimiento económico diferente de los observados en el pasado.

Tabla N° 5: Proyecciones tendenciales del Área de Demanda 13 (MWh)

	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2018	257 446,65	275 030,99	219 097,34	270 225,90	252 248,35	219 614,51
2019	265 726,73	289 427,05	221 614,08	282 323,16	251 971,45	223 166,90
2020	274 006,82	304 576,65	224 028,06	294 752,36	249 224,79	226 628,22
2021	282 286,90	320 519,23	226 347,35	307 513,48	243 774,88	230 004,33
2022	290 566,99	337 296,29	228 579,10	320 606,53	235 388,25	233 300,49
2023	298 847,07	354 951,53	230 729,68	334 031,50	223 831,43	236 521,44
2024	307 127,16	373 530,90	232 804,78	347 788,41	208 870,95	239 671,49
2025	315 407,24	393 082,78	234 809,53	361 877,24	190 273,32	242 754,59
2026	323 687,33	413 658,08	236 748,54	376 298,01	167 805,08	245 774,30
2027	331 967,41	435 310,35	238 625,97	391 050,70	141 232,75	248 733,92
2028	340 247,50	458 095,98	240 445,64	406 135,32	110 322,85	251 636,47
2029	348 527,58	482 074,28	242 210,97	421 551,87	74 841,91	254 484,73
2030	356 807,66	507 307,69	243 925,13	437 300,35	34 556,45	257 281,27
2031	365 087,75	533 861,91	245 591,00	453 380,75	-10 767,00	260 028,46
2032	373 367,83	561 806,06	247 211,22	469 793,09	-61 361,91	262 728,52
2033	381 647,92	591 212,90	248 788,23	486 537,35	-117 461,76	265 383,48
2034	389 928,00	622 159,00	250 324,27	503 613,55	-179 300,02	267 995,27
2035	398 208,09	654 724,92	251 821,42	521 021,67	-247 110,17	270 565,67
2036	406 488,17	688 995,45	253 281,61	538 761,72	-321 125,69	273 096,34
2037	414 768,26	725 059,82	254 706,60	556 833,69	-401 580,05	275 588,84
2038	423 048,34	763 011,92	256 098,06	575 237,60	-488 706,72	278 044,63
2039	431 328,42	802 950,57	257 457,53	593 973,44	-582 739,17	280 465,11
2040	439 608,51	844 979,74	258 786,45	613 041,20	-683 910,89	282 851,55
2041	447 888,59	889 208,85	260 086,16	632 440,89	-792 455,35	285 205,17
2042	456 168,68	935 753,08	261 357,91	652 172,51	-908 606,01	287 527,14
2043	464 448,76	984 733,58	262 602,89	672 236,06	-1 032 596,37	289 818,52
2044	472 728,85	1 036 277,89	263 822,20	692 631,54	-1 164 659,89	292 080,36
2045	481 008,93	1 090 520,21	265 016,87	713 358,95	-1 305 030,04	294 313,62
2046	489 289,02	1 147 601,75	266 187,89	734 418,28	-1 453 940,30	296 519,22
2047	497 569,10	1 207 671,14	267 336,17	755 809,55	-1 611 624,15	298 698,04
2048	505 849,19	1 270 884,76	268 462,57	777 532,74	-1 778 315,06	300 850,92
2049	514 129,27	1 337 407,20	269 567,92	799 587,86	-1 954 246,50	302 978,64
2050	522 409,35	1 407 411,65	270 652,98	821 974,91	-2 139 651,96	305 081,94
	2,24%	5,23%	0,66%	3,54%		1,03%

Fuente: Formato F-106 (Propuesta Osinerghmin)

B.3.2. 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 (ver Tabla N° 6). En el modelo seleccionado se ha considerado las variables Tarifa y clientes como variables explicativas de las ventas totales de energía. Ver Figura N° 4. En ella, se observa que la ecuación muestra un R^2 de 97,88% y los respectivos test “t” indican significancia estadística individual, así también el test “F” señala significancia estadística grupal.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

Dependent Variable: LOG(ENE13)				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/19 Time: 12:05				
Sample (adjusted): 1996 2018				
Included observations: 23 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	11.20683	0.162139	69.11857	0.0000
TARAD13	-0.014987	0.004255	-3.522327	0.0021
CLIAD13	1.73E-05	6.24E-07	27.77358	0.0000
R-squared	0.978816	Mean dependent var		11.96342
Adjusted R-squared	0.976698	S.D. dependent var		0.351809
S.E. of regression	0.053704	Akaike info criterion		-2.889546
Sum squared resid	0.057683	Schwarz criterion		-2.741438
Log likelihood	36.22978	Hannan-Quinn criter.		-2.852297
F-statistic	462.0527	Durbin-Watson stat		0.615170
Prob(F-statistic)	0.000000			

En la Tabla N° 6 se presenta la proyección de las ventas totales de energía para el periodo 2019-2050 según seis modelos planteados, siendo seleccionado el modelo 5, con un estimado de crecimiento promedio anual de 3,54%.

Tabla N° 6: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 13 (MWh)

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2018	259 432,39	268 729,36	258 531,17	241 760,68	248 099,04	261 509,29
2019	259 748,31	270 699,03	256 087,31	243 502,49	268 150,70	269 478,76
2020	267 685,50	280 265,04	265 640,04	250 250,28	265 891,79	281 955,66
2021	275 740,93	290 098,77	276 005,10	257 094,46	274 680,80	295 171,51
2022	284 763,82	300 161,98	287 046,88	264 016,09	284 096,78	304 931,49
2023	293 877,55	310 439,05	298 716,91	271 007,01	293 996,49	315 080,85
2024	303 077,39	320 925,15	311 008,65	278 064,13	304 320,08	325 618,25
2025	312 362,08	331 620,53	323 936,20	285 186,70	315 046,76	336 554,93
2026	321 733,94	342 527,90	337 524,35	292 375,08	326 174,27	347 898,81
2027	331 460,88	353 651,15	351 803,92	299 630,12	337 709,19	358 265,92
2028	341 284,94	364 994,75	366 809,62	306 952,90	349 662,57	368 983,33
2029	351 209,72	376 563,48	382 579,10	314 344,60	362 047,74	380 062,42
2030	361 239,07	388 362,30	399 152,52	321 806,43	374 879,48	391 515,09
2031	371 377,03	400 396,29	416 572,49	329 339,62	388 173,48	403 353,69
2032	381 765,81	412 670,64	434 884,04	336 945,38	401 946,21	414 781,60
2033	392 273,55	425 190,59	454 134,69	344 624,94	416 214,84	426 575,40
2034	402 905,16	437 961,46	474 374,59	352 379,50	430 997,16	438 744,39
2035	413 664,58	450 988,66	495 656,62	360 210,26	446 311,67	451 304,82
2036	424 557,06	464 277,65	518 036,57	368 118,41	462 177,51	464 266,78
2037	435 873,73	477 833,97	541 573,24	376 105,12	478 614,51	475 779,55
2038	447 337,31	491 663,24	566 328,67	384 171,57	495 643,26	487 618,09
2039	458 952,47	505 771,15	592 368,27	392 318,92	513 285,03	499 796,26

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2040	470 725,18	520 163,46	619 761,01	400 548,32	531 561,91	512 321,08
2041	482 661,24	534 846,00	648 579,64	408 860,93	550 496,76	525 202,17
2042	494 913,68	549 824,70	678 900,88	417 257,89	570 113,27	537 394,01
2043	507 342,42	565 105,56	710 805,63	425 740,34	590 435,97	549 915,23
2044	519 955,01	580 694,66	744 379,22	434 309,40	611 490,28	562 766,40
2045	532 757,03	596 598,17	779 711,63	442 966,20	633 302,55	575 964,07
2046	545 756,14	612 822,32	816 897,77	451 711,87	655 900,07	589 511,71
2047	559 109,05	629 373,46	856 037,72	460 547,53	679 311,09	602 237,84
2048	572 674,37	646 258,01	897 237,04	469 474,28	703 564,91	615 281,17
2049	586 459,80	663 482,49	940 607,08	478 493,26	728 691,87	628 649,23
2050	600 473,67	681 053,48	986 265,25	487 605,55	754 723,40	642 346,72
	2,66%	2,95%	4,27%	2,22%	3,54%	2,85%

Fuente: Formato F-107 (Propuesta Osinerghmin)

Para el ajuste final de las ventas de energía se aplicó la tasa de crecimiento promedio obtenida de la ecuación econométrica (Modelo 5) de 3,54% sobre el valor del año representativo, a fin de amortiguar la brecha entre un dato histórico (2018) y uno proyectado (2019). Del 2019 al 2025 se tomaron las tasas de crecimiento anual de los valores proyectados obtenidos de la ecuación econométrica (Modelo 5), luego se aplicó la tasa de crecimiento promedio anual obtenida de la ecuación tendencial lineal de 2,24% para proyectar los valores de los años correspondientes al periodo 2026-2050. De este modo, se obtuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 2,51% en el periodo 2018-2050, según se observa en la Tabla N°7.

Tabla N° 7 Ajuste Final de Ventas de Energía del Área de Demanda 13 (MWh)

Año	Ajuste Final	TC
2018	247 985,33	-
2019	256 764,01	3,54%
2020	265 853,46	3,54%
2021	274 653,21	3,31%
2022	284 073,81	3,43%
2023	293 959,58	3,48%
2024	304 277,56	3,51%
2025	314 988,13	3,52%
2026	322 043,87	2,24%
2027	329 257,65	2,24%
2028	336 633,02	2,24%
2029	344 173,60	2,24%
2030	351 883,09	2,24%
2031	359 765,27	2,24%
2032	367 824,01	2,24%
2033	376 063,27	2,24%
2034	384 487,09	2,24%
2035	393 099,60	2,24%
2036	401 905,03	2,24%
2037	410 907,70	2,24%

Año	Ajuste Final	TC
2038	420 112,03	2,24%
2039	429 522,54	2,24%
2040	439 143,85	2,24%
2041	448 980,67	2,24%
2042	459 037,84	2,24%
2043	469 320,28	2,24%
2044	479 833,06	2,24%
2045	490 581,32	2,24%
2046	501 570,34	2,24%
2047	512 805,52	2,24%
2048	524 292,36	2,24%
2049	536 036,51	2,24%
2050	548 043,73	2,24%
		2,51%

Fuente: Formato F-108 (Propuesta Osinergmin)

B.3.4. Proyección de Ventas de Usuarios Libres y Demandas Incorporadas

Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza, según lo informado por los propios Usuarios Libres en base a las encuestas realizadas por los correspondientes suministradores para los respectivos incrementos de demanda solicitados y sustentados. Para los clientes existentes sin incremento de carga los consumos serán constantes y de acuerdo a la información base del SICLI.

Demandas Incorporadas

Según la NORMA TARIFAS, la proyección de estas demandas debe estar sustentadas con solicitudes de factibilidad, factibilidades otorgadas por los concesionarios, cartas y/o estudios de entidades pertinentes (Gobiernos regionales, locales, MINEM, etc.); esta información debe estar debidamente documentada y en concordancia con criterios de validación y descarte para cargas nuevas a incorporarse.

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

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, no deberán tener una antigüedad mayor de 2 años (con fecha de referencia de inicio del proceso tarifario para contabilizar el tiempo)
- Las demandas incorporadas de clientes libres menores a 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador. Asimismo, se debe indicar el tipo de actividad de la carga, ubicación, año de ingreso de la carga, la potencia y nivel de tensión solicitado. Además, se deberá considerar la correspondencia de esta solicitud en el formato F-100
- Para cargas mayores a 1MW, deben adjuntar adicionalmente a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas y planos de ubicación.

- 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 a 200 kW, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estos se encuentran incorporados en la proyección de la demanda para Usuarios Regulados.

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidas de acuerdo a la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

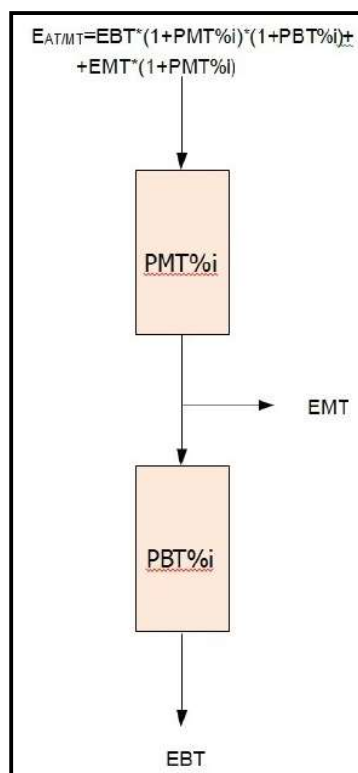
Para proyectar las demandas de dichos clientes, se considera la máxima demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores llevados a cabo.

B.3.5 Integración de Pérdidas

A la proyección global de ventas de energía al nivel de BT del Área de Demanda se añade un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT y BT vigentes. Para los usuarios a nivel de MT se añadirá a la proyección de ventas de energía un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT.

Las ventas de energía en MAT o AT no incluyen las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N°5).

Figura N° 5 Integración de Pérdidas de Energía



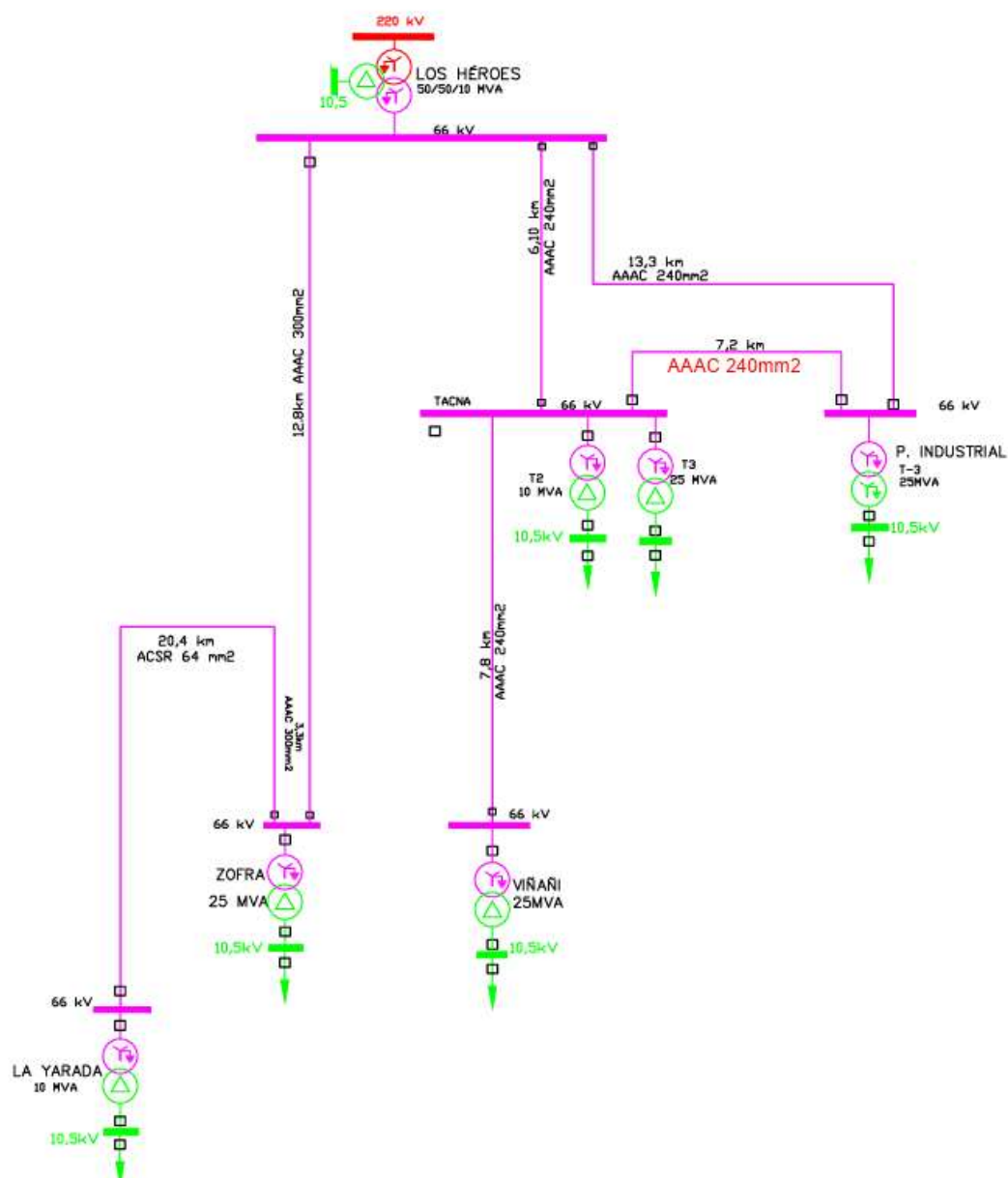
B.3.6 Integración y conversión de energía en potencia

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) se efectuó utilizando 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.

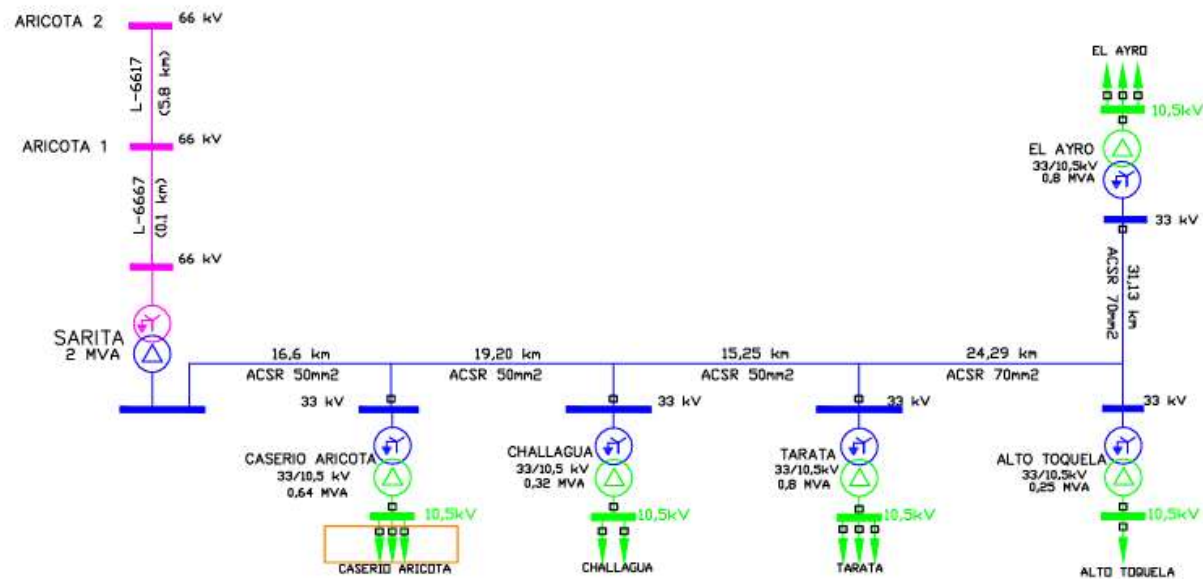
Los resultados se muestran en las Hojas de Cálculo que sustentan el presente informe.

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

DIAGRAMA ACTUAL TACNA



SISTEMA ELECTRICO TARATA AD13 ACTUAL



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

[illegible]

Anexo E
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 13

Proyecto N°	Año (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	CVC ENERGÍA	Celda de alimentador 10 kV	SET Viñani	72 428
2	2026	ELECTROSUR	Transformador 33/22,9/10 kV – 2/2/2 MVA y celdas conexas en 22,9 kV	SET Tarata	351 985
3	2029	CVC ENERGÍA	Transformador 66/22,9/10 kV – 40 MVA y celdas conexas	SET Hospicio	2 732 737
4	2029	CVC ENERGÍA	LT 66 kV Viñani – Hospicio (16,8 Km) y celdas conexas	Línea	1 643 055
5	2029	CVC ENERGÍA	Transformador 66/22,9/10 kV – 25 MVA y celdas conexas	SET Viñani	1 540 085
6	2029	ELECTROSUR	Celda de alimentador 10 kV	SET Hospicio	111 004

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

Anexo F

Cuadros Comparativos

COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 13

Año	ELECTROSUR		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	304,56	-	309,68	-
2023	400,87	31,62%	313,69	1,29%
2024	480,34	19,83%	339,29	8,16%
2025	559,93	16,57%	361,41	6,52%
2026	636,40	13,66%	383,32	6,06%
2027	656,49	3,16%	419,24	9,37%
2028	666,27	1,49%	454,95	8,52%
2029	676,40	1,52%	518,66	14,01%
2030	684,30	1,17%	538,82	3,89%
2031	697,73	1,96%	580,42	7,72%
2032	707,46	1,39%	618,29	6,52%
2033	713,86	0,90%	652,80	5,58%
2034	720,38	0,91%	687,44	5,31%

- 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 ELECTROSUR corresponde a la PROPUESTA FINAL.

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 13
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Propuesta Osinergmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	11 110 931	8 953 149	72 428	-99%	-99%
2026	693 444	7 232 736	351 985	-	-
2027	2 549 912	91 853	-	-49%	-95%
2028	196 959	-	-	-	-
2029	2 371 553	1 841 059	6 437 645	171%	250%
TOTAL	16 922 799	18 118 797	6 862 057	-59,5%	-62,1%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentado 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 TITULAR – 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".