

---

# Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 10

*Período 2025-2029*

*(Publicación)*

Lima, Junio 2024

# Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 10<sup>1</sup>, para el período 01 de mayo 2025 al 30 de abril 2029.

El Área de Demanda 10 comprende instalaciones de las empresas Electro Sur Este S.A. (en adelante "ELSE"), Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante "EGEMSA") y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que, ELSE y EGEMSA presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 10, correspondiente al periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, a la fecha, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinerghin a los estudios que sustentan tales Propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinerghin, del Proyecto de Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinerghin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado los Estudios Técnicos – Económicos presentados por los TITULARES, las respuestas e información Complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghin a dicho estudio, las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que al respecto han presentado los TITULARES y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinerghin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

---

<sup>1</sup> Área de Demanda 10: Abarca los departamentos de Apurímac, Cusco y Madre de Dios.

Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD, e Informe N° 260-2021-OS/CD.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinergmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios en comparación a la propuesta presentada por ELSE y EGEMSA:

- Se ha considerado las nuevas cargas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- 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 10; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas y que no fueron retirados del Plan de Inversiones 2021-2025, a fin de no considerar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.
- Las sobrecargas en los transformadores fueron solucionadas mediante nuevos Transformadores de Potencia, traspasos de carga entre devanados, traspaso de carga a Subestaciones existentes y futuras (aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025). Evitando y/o postergando, de esta manera, las soluciones en 220 kV, las cuales involucran una mayor inversión. Cabe señalar que, se consideró la ampliación de capacidad de las Subestaciones Existentes, en tanto la empresa concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- Se planteó incrementar la sección en tramos de Líneas de Transmisión, para mejorar los perfiles de tensión.

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

**ELSE:**

- **Implementación de 2 celdas de transformación (138 kV y 33 kV) en la SET Quencoro en el año 2025**, para el transformador de potencia en 138/33 kV de 25 MVA aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025.
- **Reemplazo del transformador en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA de la SET Cachimayo por un nuevo transformador en 138/60/22,9 kV de 50/50/50 MVA en el año 2026**, debido a la necesidad del incremento de capacidad de transformación por la ejecución del nuevo aeropuerto internacional de Chincheros, así como por el crecimiento de la demanda en la zona.
- **Implementación del cambio de sección del conductor de la línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaro) con un conductor AAAC de 120 mm<sup>2</sup> en el año 2029**, debido a la necesidad de mejorar el perfil de tensión de las SET Oropeza y Huaro.
- **Renovación por antigüedad de 3 celdas de transformación (60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV) de la SET Andahuaylas en el año 2029.**
- **Renovación por antigüedad del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2 MVA por un nuevo transformador en 60/22,9 kV de 15 MVA y 1 celda línea transformador en 60 kV y 1 celda de transformación 22,9 kV en el año 2029**, para la SET Chuquibambilla.
- **Renovación por antigüedad del transformador en 60/22,9/10 kV de 7/7/2 MVA por un nuevo transformador en 60/22,9 kV de 15 MVA y 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) en el año 2029**, para la SET Chacapunte.

- Renovación por antigüedad del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA por un nuevo transformador en 60/22,9 kV de 15 MVA y 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) en el año 2029, para la SET Chahuares.
- Implementación del transformador en 138/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya y la implementación de dos celdas de transformación (138 kV y 22,9 kV) y dos celdas de alimentador en 22,9 kV en el año 2026, por el incremento de demanda del Sistema Eléctrico Yauri.

#### **EGEMSA:**

- Renovación de 13 celdas (9 de alimentador, 3 de transformación y 1 de Compensación) e implementación de tres celdas (2 de medición y 1 de Acoplamiento), todas en 10 kV, en el año 2028, en la SET Dolorespata.

Cabe mencionar que, dentro de Plan de Inversiones 2025-2029, no se ha considerado retirar ningún proyecto del Plan de Inversiones 2021-2025.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 10, para el período 2025 – 2029, se muestra a continuación:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 10  
Período 2025-2029**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
<b>Total Área de Demanda 10</b>	<b>7 747 832</b>	<b>11,44</b>	<b>115</b>	<b>37</b>
<b>ELSE</b>	<b>6 739 449</b>	<b>11,44</b>	<b>115</b>	<b>21</b>
<b>MAT</b>				
Celda	665 728			2
Línea				
TP	2 226 279		70	2
Banco				
<b>AT</b>				
Celda	1 137 644			5
Línea	156 472	11,44		1
TP	1 870 902		45	3
Banco				
<b>MT</b>				
Celda	682 424			8
Línea				
TP				
Banco				
<b>EGEMSA</b>	<b>1 008 383</b>			<b>16</b>
<b>MT</b>				
Celda	1 008 383			16
Línea				
TP				
Banco				

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y que serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del d) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos .....	7
1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones .....	8
<b>2. UBICACIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>3. PROPUESTA INICIAL .....</b>	<b>17</b>
3.1 Proyección de la Demanda .....	17
3.2 Plan de Inversiones 2025-2029 .....	19
<b>4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS .....</b>	<b>23</b>
<b>5. PROPUESTA FINAL .....</b>	<b>27</b>
5.1 Proyección de la Demanda .....	27
5.2 Plan de Inversiones 2025-2029 .....	28
<b>6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....</b>	<b>31</b>
6.1 Revisión de la Demanda .....	31
6.1.1 Información Base .....	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 .....	33
6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico .....	34
6.2 Planeamiento de la Transmisión.....	37
6.2.1 Consideraciones .....	38
6.2.2 Diagnóstico de la situación actual .....	38
6.2.3 Análisis de Alternativas .....	40
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	57
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	60
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>61</b>
<b>8. ANEXOS .....</b>	<b>62</b>
Anexo A Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACION.....	63
Anexo B Metodología para la Proyección de la Demanda.....	77
Anexo C Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares .....	92
Anexo D Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada según análisis de Osinerghmin .....	94
Anexo E Plan de Inversiones 2021-2025 determinado por Osinerghmin.....	96
Anexo F Cuadros Comparativos.....	99
<b>9. REFERENCIAS.....</b>	<b>101</b>

# 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 10, para el período mayo 2025 - abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electro Sur Este S.A. (en adelante “ELSE”), Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante “EGEMSA”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 10, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2025-2029; audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; observaciones de OSINERGMIN a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de OSINERGMIN, del Proyecto de Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

En esa línea, para la elaboración del presente informe se han considerado los Estudios Técnico-Económicos presentados por los TITULARES como sustento de sus propuestas de inversión para el período 2025-2029, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a dichos estudios, formuladas por Osinergmin, así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

## 1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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

Ahora bien, según el artículo 44 de la LCE, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergrmin, 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 20.2<sup>2</sup> de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, 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)<sup>3</sup> 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 se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones<sup>4</sup>.

<sup>2</sup> **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.

<sup>3</sup> **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.  
 (...)

<sup>4</sup> **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 Osinergrmin, 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 Osinergrmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinergrmin, 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 OSINERGRMIN; 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 Osinergrmin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

c) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020 OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020 OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021 OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", aprobada por Resolución N°094-2022-OS/CD.

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

---

## 1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.1 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante "PROCEDIMIENTO").

Osinermin, 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:

<http://www.osinergrmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria>, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Empresas”, “Electricidad”, “Transmisión”, “Regulación Tarifaria”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.

### **Inicio del Proceso**

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

### **Primera Audiencia Pública**

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

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

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

### **Observaciones al Estudio**

El 07 de setiembre de 2023, Osinergrmin 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 Osinergrmin a sus estudios.

### **Publicación del Proyecto de Resolución**

Según el cronograma, el 13 de febrero de 2024 Osinergrmin publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029; convocó a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024 y; se definió un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde el día siguiente a la realización de la audiencia pública descentralizada, para que los interesados puedan presentar sus opiniones y sugerencias.

## **Segunda Audiencia Pública**

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 27 de febrero del 2024, en la que OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para la publicación del proyecto de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por los especialistas de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la página Web de OSINERGMIN, en lo pertinente, son consideradas en el presente proceso regulatorio.

## **Opiniones y Sugerencias**

Hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados presentaron a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029. Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

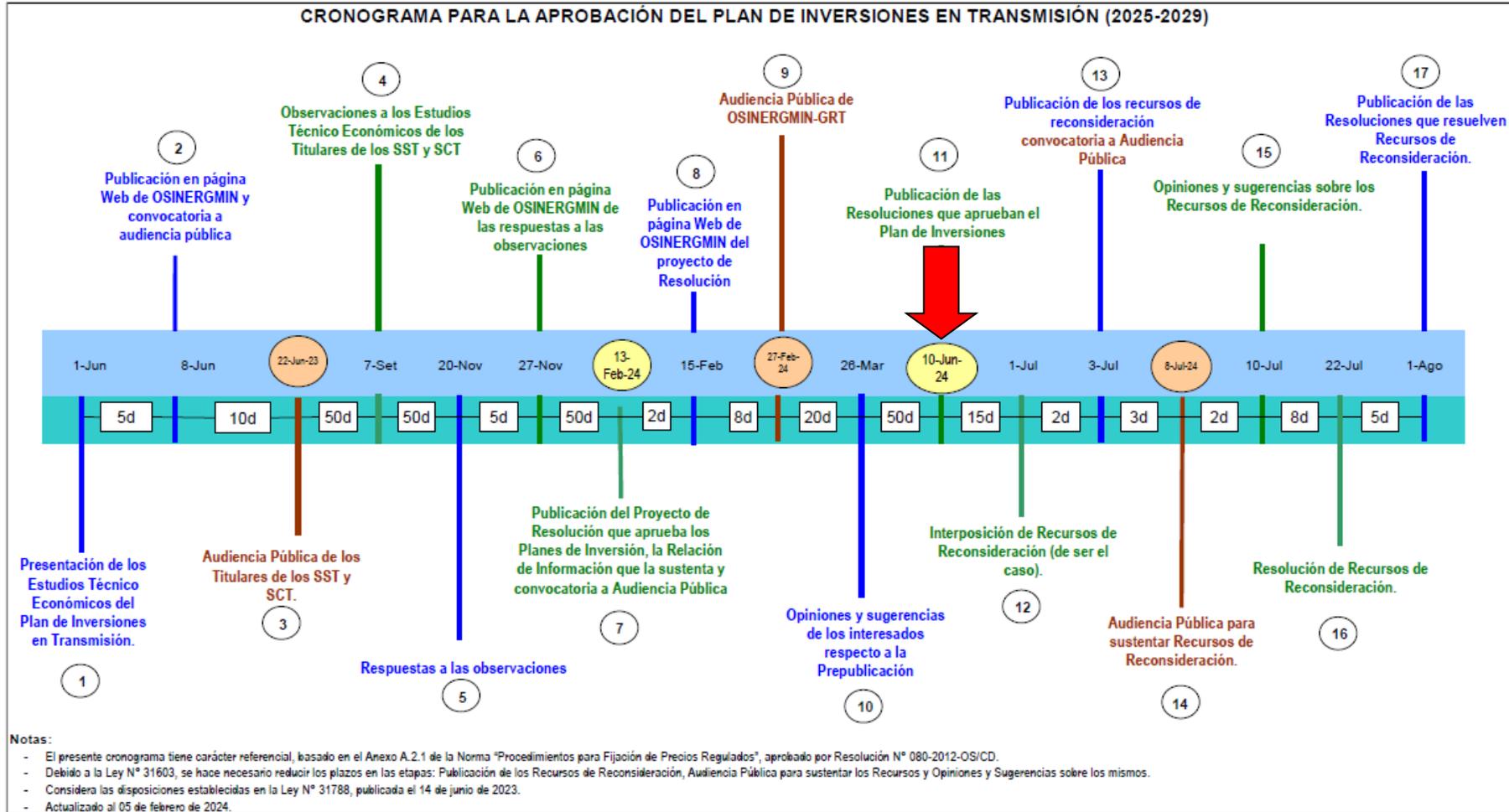
## **Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029**

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que OSINERGMIN a más tardar el 7 de junio del 2024, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

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

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

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



## 2. Ubicación

El Área de Demanda 10 está circunscrita en los departamentos de Apurímac, Cusco y Madre de Dios, el cual se ubica en la región Sur Este del Perú.

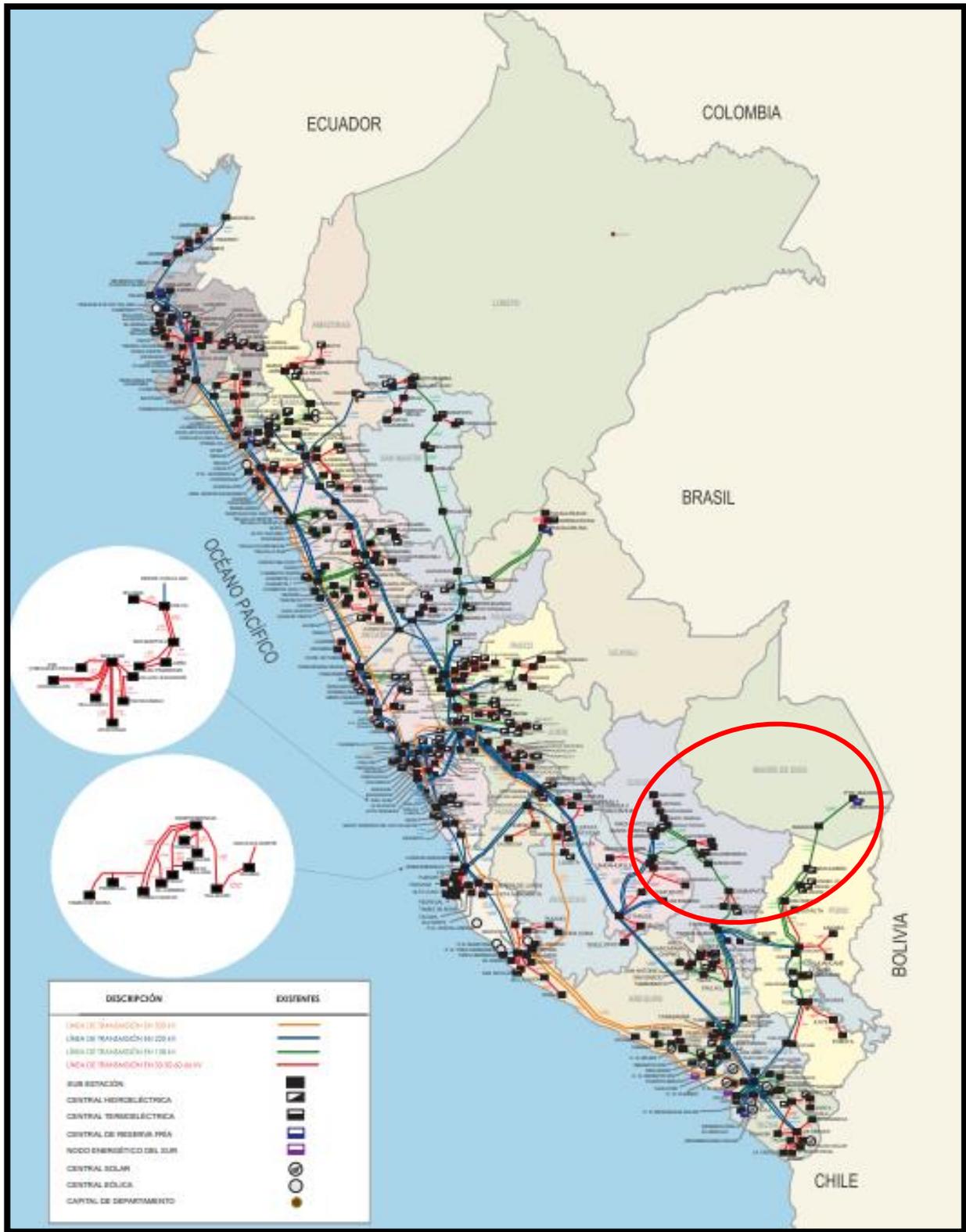
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas ELSE, REP y EGEMSA.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 10 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Cusco
- Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3
- Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2
- Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural
- Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas
- La Convención, Machupicchu y La Convención Rural
- Yauri y SER Tintaya Yauri
- Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 10.

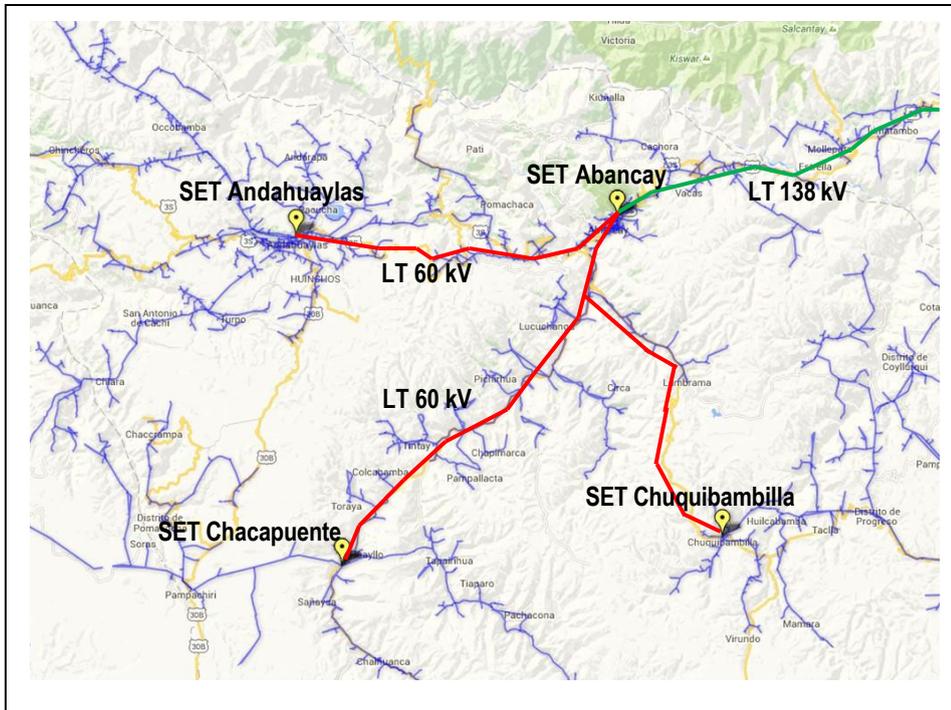
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 10



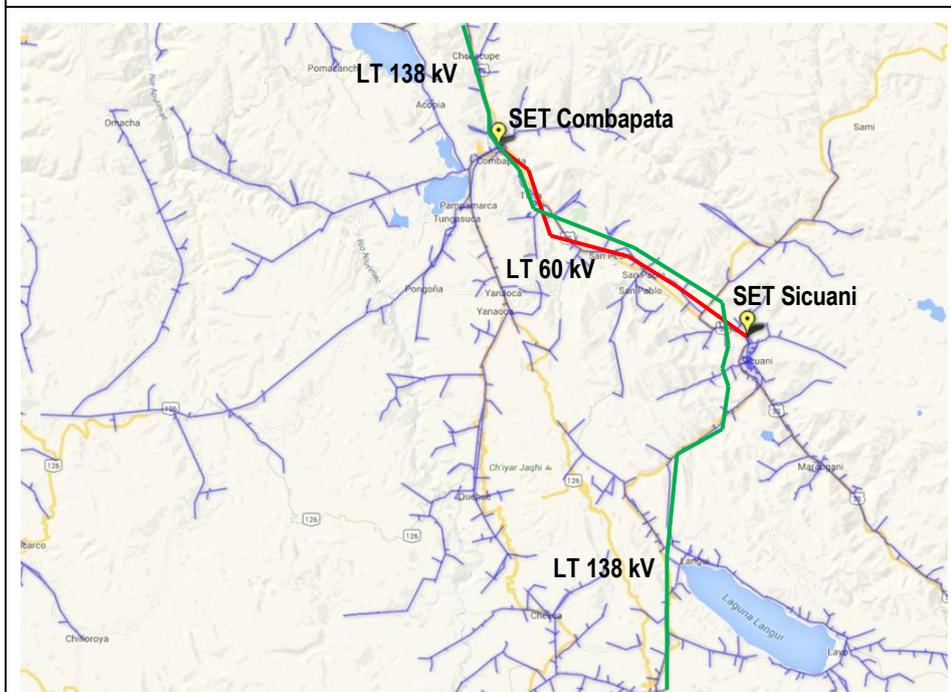
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

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 10.

**Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 10**



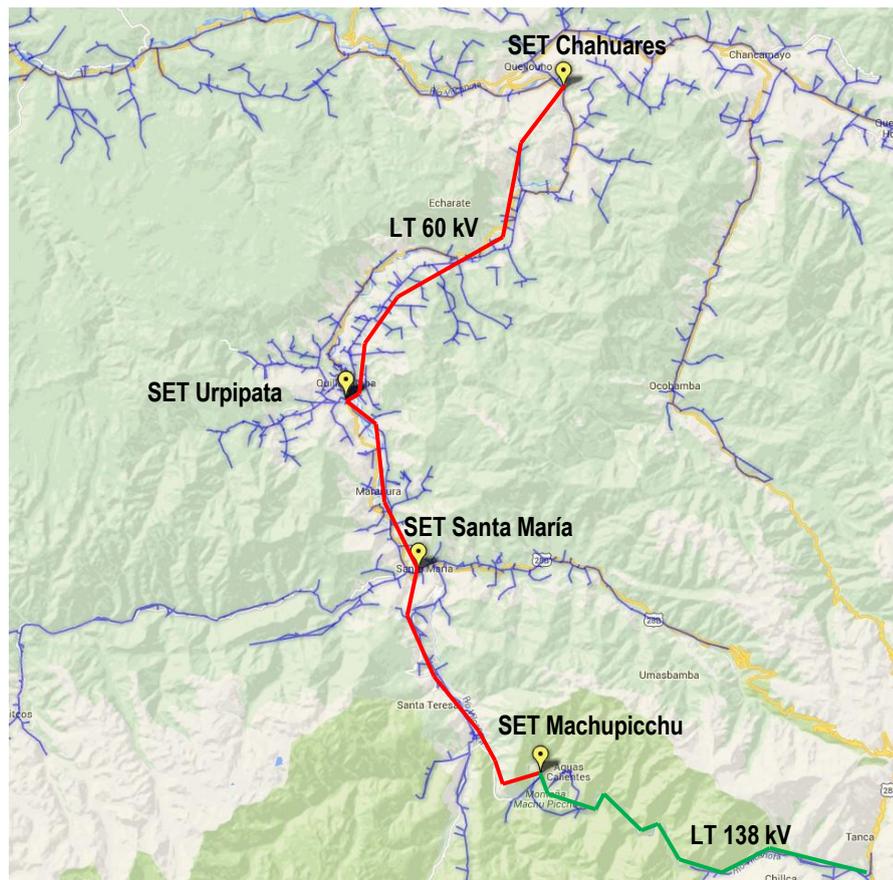
**Sistemas: Abancay, Abancay Rural, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla, Valle Sagrado 1, Valle Sagrado 3**



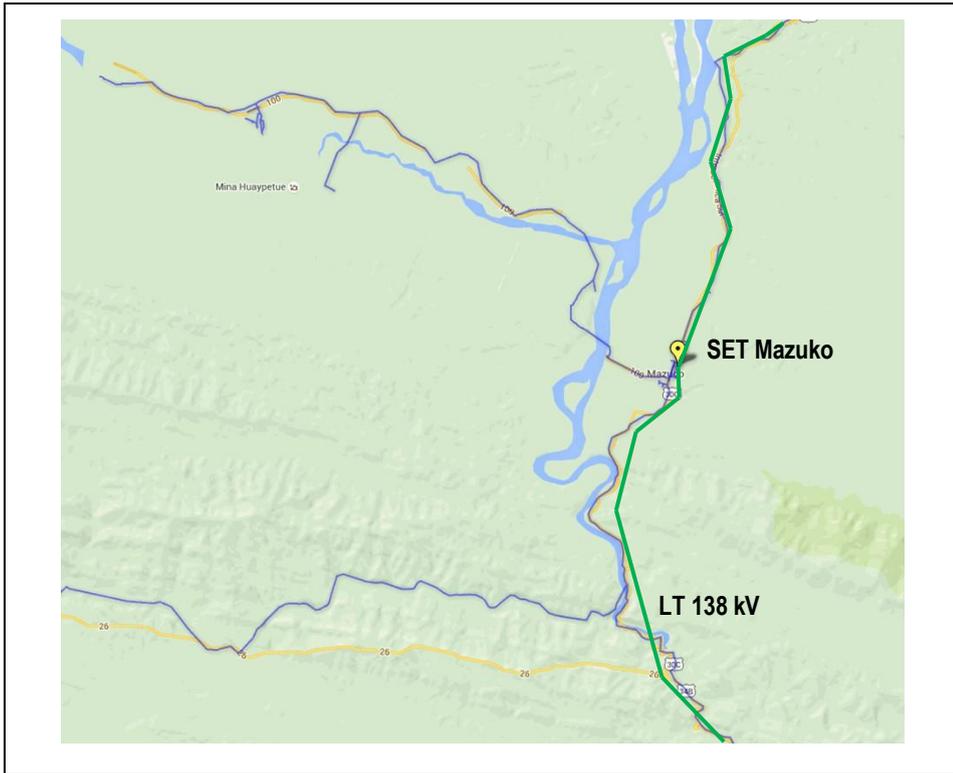
**Sistemas: Combapata, Sicuani, Sicuani Rural y Chumbivilcas**



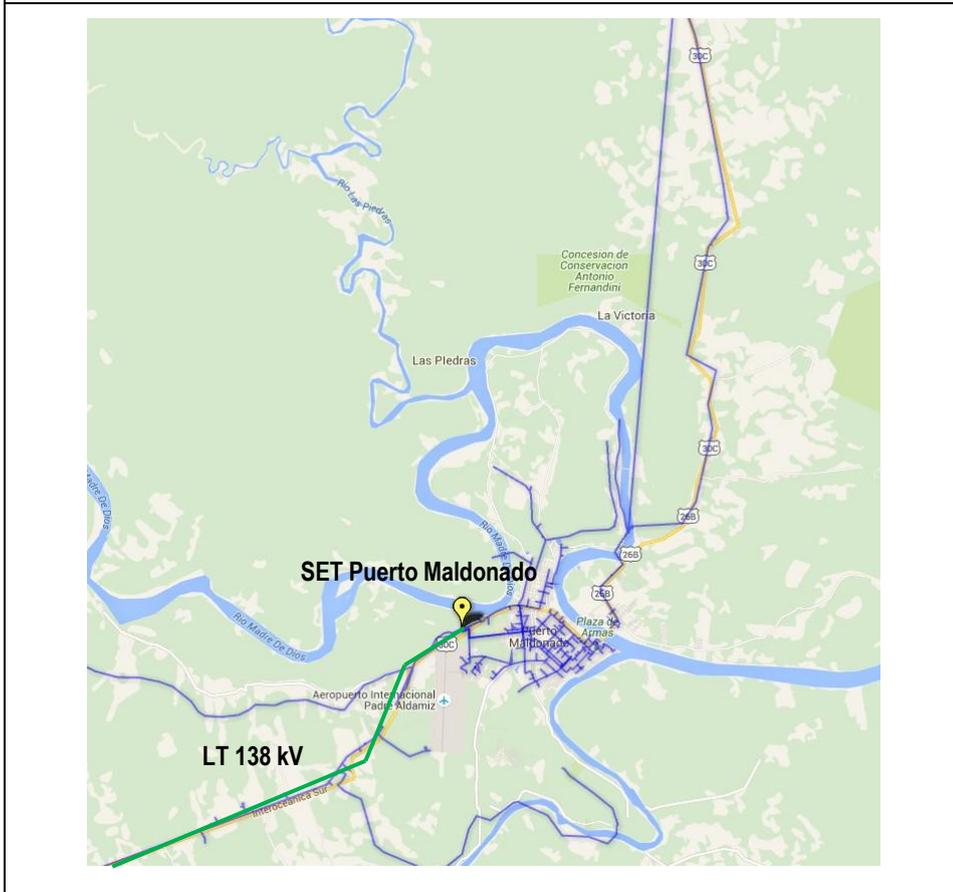
Sistemas: Cusco, Valle Sagrado 2



Sistemas: La Convención, La Convención Rural, Machupicchu



**Sistema: Mazuko**



**Sistemas: Puerto Maldonado, Puerto Maldonado Rural**

## 3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante los Oficio N° G-1315-2023 recibido el 01 de junio de 2023 y N° 098-2023 recibido el 31 de mayo de 2023, ELSE y EGEMSA respectivamente, presentaron el Estudio Técnico- Económico que sustenta su propuesta para el PI 2025-2029, en el Área de Demanda 10.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria remitida por ELSE mediante correo electrónico el 22 de agosto de 2023, a requerimiento de Osinergmin.

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

---

### 3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES señalan que la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados se ha realizado como la evolución de las ventas de energía, desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión, aplicando tanto el método econométrico como el tendencial, para luego realizar el ajuste final según pruebas estadísticas de resultados y apreciaciones cualitativas de los analistas.

Asimismo, se explica que dicha proyección de demanda se ha corregido considerando la incorporación de cargas puntuales o concentradas, teniendo presente sus planes de incremento de carga futuros y/o la oportunidad de su interconexión.

Finalmente, indica haber agrupado anualmente las proyecciones de los componentes o tipos de carga, para obtener el pronóstico de la demanda de toda el Área de Demanda 10.

En el Cuadro N° 3-1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELSE

**Cuadro N° 3-1**  
**PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 10**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema (MW)**

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2024	60,20	17,41	4,26	12,74	199,44	11,70	212,81	30,10
2025	62,81	23,86	4,42	13,17	200,64	12,17	213,22	32,01
2026	65,35	24,49	4,61	13,74	201,86	12,68	213,48	33,38
2027	67,96	28,11	4,81	14,31	203,12	13,20	213,74	34,78
2028	70,65	28,77	5,01	14,91	204,42	13,74	214,02	36,23
2029	73,42	29,46	5,21	15,52	205,76	14,29	214,30	37,71
2030	76,26	30,16	5,42	16,15	207,13	14,86	214,58	39,25
2031	79,19	30,89	5,64	16,80	208,55	15,44	214,88	40,83
2032	82,21	31,63	5,87	17,47	210,01	16,05	215,18	42,45
2033	85,32	32,40	6,10	18,16	211,51	16,67	215,50	44,13
2034	88,52	33,19	6,34	18,87	213,06	17,31	215,82	45,85
TC	3,93%	6,66%	4,05%	4,01%	0,66%	3,99%	0,14%	4,30%

Fuente Formato F-121 (Propuesta Inicial ELSE)

**Nota:**

La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2024-2034, ELSE no presenta información para los años 2022 y 2023

Del cuadro N° 3.1, ELSE propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3” de 69,2% en el año 2029 (29,46 MW) respecto del año 2024 (17,41 MW).

Asimismo, la proyección global de la máxima demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico, presentada en la PROPUESTA INICIAL de EGEMSA, se resume en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3-2**  
**PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 10**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema (MW)**

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2022	53,89	17,28	3,82	10,16	198,46	10,09	176,79	11,78
2023	55,93	17,83	3,98	10,57	199,30	10,50	176,96	12,25
2024	57,88	18,36	4,13	10,96	203,80	10,89	177,12	12,70
2025	59,81	18,89	4,27	11,35	208,07	11,27	177,28	13,14
2026	61,72	19,41	4,42	11,73	208,86	11,66	177,43	13,58
2027	63,64	19,93	4,56	12,12	209,65	12,04	177,59	14,02
2028	65,55	20,45	4,71	12,50	210,44	12,42	177,75	14,46
2029	67,48	20,97	4,85	12,89	211,24	12,81	177,91	14,90
2030	69,23	21,45	4,98	13,24	211,96	13,16	178,05	15,30
2031	70,97	21,92	5,12	13,59	212,68	13,51	178,20	15,70

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2032	72,71	22,40	5,25	13,94	213,40	13,85	178,34	16,10
2033	74,46	22,87	5,38	14,29	214,12	14,20	178,48	16,50
2034	76,20	23,35	5,51	14,64	214,84	14,55	178,63	16,90
<b>TC</b>	<b>2,93%</b>	<b>2,54%</b>	<b>3,10%</b>	<b>3,09%</b>	<b>0,66%</b>	<b>3,10%</b>	<b>0,09%</b>	<b>3,05%</b>

Fuente Formato F-121 (Propuesta inicial EGEMSA)

**Nota:**

La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034

Del cuadro N° 3.2, se desprende que EGEMSA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico "Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3" de 21,4% en el año 2029 (20,97 MW) respecto del año 2022 (17,28 MW).

## 3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELSE y EGEMSA presentaron los siguientes proyectos:

### 3.2.1 Propuesta Inicial de ELSE:

A continuación, se citan los proyectos planteados por ELSE:

#### **Sistema Cusco**

- SET Dolorespata: Reemplazo de un transformador en 138/10 kV de 12,2 MVA por un nuevo transformador en 138/10 kV de 30 MVA.
- Adicionalmente, el reemplazo de 3 celdas de tipo encapsulado de transformación y de 9 celdas de tipo encapsulado de línea.
- SET Quencoro: Implementación de 3 celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) para el nuevo transformador de potencia aprobado en el PIT 2021-2025

#### **Sistema Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3**

- SET Cachimayo: Reemplazo del transformador existente en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA por uno nuevo de 40/30/10 MVA.
- SET Cachimayo ELP, reemplazo del transformador existente en 138/33/10 kV de 6/6/3 MVA por el transformador en 138/10 kV de 15 MVA de la SET Dolorespata.
- SET Pisac, reemplazo del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA por un transformador nuevo en 60/22,9/10 kV de 15/15/5 MVA y de 3 celdas de transformación (60; 22,9 y 10 kV), por antigüedad.

- Cambio de conductor de la línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaro) con un conductor AAAC de 120 mm<sup>2</sup>.

### **Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2**

- SET Oropeza, reemplazo del transformador en 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA por un transformador nuevo en 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA.

### **Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay – Andahuaylas**

- SET Abancay Nueva, implementación de 2 celdas tipo convencional de 22,9 kV para nuevos alimentadores.
- SET Tamburco, implementación de un nuevo transformador en 138/60/13,2 kV de 50/20/30 MVA con 3 celdas de transformación (138, 60 y 13,2 kV), paralelo al transformador existente.
- SET Andahuaylas, reemplazo de las 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV).
- SET Chuquibambilla, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/2 MVA con 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV).
- SET Chacapunte, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA con 2 celdas de transformación (60 y 22,9 kV).

### **Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural**

- Implementación de la línea de transmisión de 138 kV SET Uripata – SET Suriray de 38 km de longitud.
- SET Suriray, implementación de una celda de línea del tipo convencional de 138 kV.
- SET Uripata, implementación de un nuevo transformador en 138/60/22,9 kV de 25 MVA con 3 celdas tipo convencional de transformación (138, 60 y 22,9 kV).
- SET Chahuares, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/5 MVA con dos celdas de transformación (60 y 22,9 kV).
- SET Suriray, implementación de 2 celdas de 22,9 kV para nuevos alimentadores.

### **Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri**

- SET Tintaya, implementación de un nuevo transformador en 220/22,9 kV de 15 MV en la SET Tintaya Nueva, con 2 celdas de transformación del tipo convencional (220 y 22,9 kV) y 3 celdas para alimentadores del tipo convencional.

### **Sistema Eléctrico Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural**

- SET Puerto Maldonado, implementación de un nuevo transformador en 138/22,9/10 kV de 35/15/25 MVA con 3 celdas de transformación del tipo convencional (138, 22,9 y 10 kV).
- SET Paquillusi, implementación de una celda convencional de línea de 220 kV
- Implementación de la Nueva SET Puerto Maldonado, con un transformador en 220/60/22,9 kV de 30 MVA con 2 celdas de transformación del tipo convencional (220 y 22,9 kV) y una celda línea transformador de 220 kV.
- Implementación de la línea simple terna 220 kV SET Paquillusi – Nueva SET Puerto Maldonado de 200 km de longitud.

### **3.2.2 Propuesta Inicial de EGEMSA:**

La única propuesta de EGEMSA consiste en implementar la renovación de 14 celdas del tipo metal clad en la SET Dolorespata, por 14 celdas del tipo encapsulado en 10 kV (3 de transformación, 1 de medición, 1 de compensación y 9 de alimentador).

### **3.2.3 Inversiones Propuestas:**

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL, ELSE considera ejecutar el 0,62% de las inversiones totales en el año 2024, el 3,66% de las inversiones totales en el año 2025, el 10,10% de las inversiones totales en el año 2026, el 66,07% de las inversiones totales en el año 2027, el 3,46% de las inversiones totales en el año 2028, el 3,71% de las inversiones totales en el año 2029 y el 12,39% de las inversiones totales en el año 2032. Asimismo, EGEMSA considera ejecutar el 100,00% de las inversiones totales en el año 2025.

Así, los montos de inversión en instalaciones del SCT que conforman la PROPUESTA INICIAL de ELSE Y EGEMSA, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, son los que se señalan en el siguiente Cuadro:

**Cuadro N° 3-2  
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 10  
Plan de Inversiones SCT**

Proponentes/ Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
<b>Total Área de Demanda 10</b>	<b>58 171 618</b>	<b>254,52</b>	<b>320</b>	<b>79</b>
<b>ELSE</b>	<b>57 206 063</b>	<b>254,52</b>	<b>320</b>	<b>65</b>
<b>AT</b>				
Celda	1 988 274	-	-	8
Línea	1 227 064	16,52	-	1
Transformador	2 712 2858	-	50	4
<b>MAT</b>				
Celda	3 414 636	-	-	10

Proponentes/ Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Línea	35 412 700	238,00	-	2
Transformador	9 989 648	-	270	9
<b>MT</b>				
Celda	2 460 454	-	-	31
<b>EGEMSA</b>	<b>965 555,16</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>14</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
TP	-	-	-	-
<b>MT</b>				
Celda	965 555,16	-	-	14
Banco	-	-	-	-

Fuente: PLAN DE INVERSIONES (Propuesta inicial ELSE) y formato F-305 (Propuesta inicial de EGEMSA)

**Nota:**

ELSE no presenta correctamente Formato F-305 (Propuesta Inicial ELSE).

## 4. Observaciones a los Estudios Técnico-Económicos

Mediante los Oficios N° 1521-2023-GRTy N° 1508-2023-GRT enviados el 07 de setiembre de 2023 Osinerghmin remitió a ELSE y EGEMSA respectivamente las observaciones al Estudio Técnico Económico presentado por esta empresa 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 presentarse tanto en medio impreso como electrónico y 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 (PI 2025-2029).

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

- ELSE no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.
- En el informe presentado por ELSE como parte de su ESTUDIO, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido.
- ELSE no ha tenido en cuenta los criterios, metodología y formatos establecidos en la NORMA TARIFAS para la elaboración y presentación del ESTUDIO; por ejemplo, presenta los formatos F-000 incompletos, así como el formato F-200 se encuentra con información de un Plan de Inversión pasado, no teniendo los elementos actualizados según su propuesta.
- Se observa que en los Informes “ResumenEjecutivoPITELSEvF” y “EstudioPlandeInversionELSEvF” presenta inconsistencias en la información declarada en texto, y la que presenta en sus tablas y archivos Excel.
- ELSE debe presentar el diagnóstico integral del área de demanda, y el análisis del periodo PI 2025-2029. ELSE deberá presentar el diagnóstico en el periodo de 10 años considerando evaluar las corrientes de cortocircuito en sus instalaciones, asimismo los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, tal como detalla la NORMA TARIFAS.
- Con relación a las solicitudes de reemplazo de elementos por antigüedad contenidos en el ESTUDIO, ELSE, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de las celdas existentes (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, registro de fallas, informes de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.
- En el ESTUDIO, ELSE ha considerado como año 1 al año 2024, lo cual no corresponde a lo establecido en la NORMA TARIFAS, donde se especifica que el año 1 corresponde al inicio del nuevo periodo tarifario (es decir, el año 2025). Asimismo, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años.
- En las propuestas de líneas de transmisión presentadas en el Estudio, ELSE no desarrolla una evaluación técnica y económica de diversas alternativas que sean excluyentes entre sí.

- Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DigSilent (.pfd) con los proyectos propuestos por ELSE; por ejemplo, hay proyectos propuestos que no están modelados en el archivo pfd. Asimismo, no se observan los proyectos ya aprobados en Planes de Inversión y Planes de Transmisión anteriores.
- ELSE 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, 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.
- ELSE no ha cumplido con presentar las fuentes de información que sustenten los datos históricos del año 2022 y las proyecciones de las variables explicativas (PBI, número de Clientes, Población, Tarifa Real, IPC, etc.).
- ELSE no presenta la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos. Asimismo, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar los datos atípicos.

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

- EGEMSA no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 "Contenido del Estudio del Plan de Inversiones" de la NORMA TARIFAS.
- EGEMSA no ha presentado todos los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los F-000, F-100 (incompletos), F-200, F-300 (incompletos) y F-400.
- Con relación a las solicitudes de reemplazo de elementos por antigüedad contenidos en el ESTUDIO, EGEMSA, debe presentar, por lo menos, datos técnicos de cada uno de los elementos a reemplazar (fotos de los equipos y placa de datos nítidas), año de fabricación de estos equipos para verificar su antigüedad, fichas de mantenimiento, análisis y/o pruebas que concluyan que se requiere reemplazo, diagrama unifilar y esquema/plano de planta para verificar la ubicación de los Elementos, entre otros.
- En el ESTUDIO, EGEMSA no ha presentado la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto.
- EGEMSA debe realizar coordinaciones con ELSE, debido a que esta última empresa está presentando propuestas de elementos en el PI 2025-2029 en la SET Dolorespata que se superponen con la solicitud de EGEMSA.
- EGEMSA debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfile y demás archivos del Estudio) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de

demanda, de acuerdo con las exigencias requeridas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

- EGEMSA no ha presentado la información básica que justifica la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas consignados en los formatos F-100.
- EGEMSA no ha presentado los registros de energía cada 15 minutos de las barras OROPEZA 22,9 kV y SICUANI 22,9 kV; tampoco ha desarrollado la proyección de demanda de esas barras.
- EGEMSA no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo que se requiere se adjunte los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

## 5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con los Oficios N° G-2726-2023 y la CARTA-P-079-2023 enviadas el 20 de noviembre de 2023, la empresa ELSE y EGEMSA, respectivamente, presentaron la respuesta a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que juntamente con la información complementaria que se acompañó a dicha respuesta, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 091-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

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

---

### 5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELSE consignó resultados distintos de proyección de demanda con respecto a lo presentado en la PROPUESTA INICIAL, resultandos mayores en el sistema eléctrico “La Convención, Machupicchu y La Convención Rural” y en el sistema eléctrico “Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural”, en un promedio de 10% y 6%, respectivamente, en el periodo 2024-2034.

En el Cuadro N° 5.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELSE.

**Cuadro N° 5.1**  
**PROPUESTA FINAL- ÁREA DE DEMANDA 10**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW)**

Año	Cusco	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata - Sicuani Rural	Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	Yauri y SER Tintaya Yauri	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural
2024	62,89	17,90	4,13	13,06	198,45	13,28	212,77	29,50
2025	65,09	24,25	4,29	13,57	199,37	13,75	212,99	34,19
2026	67,35	24,84	4,46	14,09	200,31	14,23	213,21	35,64
2027	69,67	28,42	4,63	14,63	201,27	14,73	213,45	37,14
2028	72,04	29,04	4,81	15,18	202,26	15,23	213,68	38,70
2029	74,48	29,67	4,99	15,75	203,27	15,75	213,93	40,30
2030	76,98	30,32	5,17	16,33	204,32	16,28	214,18	41,97
2031	79,55	30,99	5,36	16,92	205,39	16,82	214,43	43,70
2032	82,19	31,68	5,56	17,53	206,49	17,38	214,69	45,49
2033	84,90	32,39	5,76	18,16	207,62	17,96	214,97	47,36
2034	87,70	33,11	5,97	18,81	208,78	18,55	215,24	49,29
<b>TC</b>	<b>3,4%</b>	<b>6,3%</b>	<b>3,8%</b>	<b>3,7%</b>	<b>0,5%</b>	<b>3,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>5,3%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de ELSE.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2024-2034.
- (3) ELSE no consignó valores de demanda de los años 2022 y 2023.
- (4) ELSE y EGEMSA presentaron los mismos formatos F-100 como PROPUESTA FINAL.

Del cuadro N° 5.1, ELSE propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3” de 65,8% en el año 2029 (29,67 MW) respecto del 2024 (17,90 MW). Ahora bien, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para el sistema eléctrico “Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural” en el periodo 2024-2034 ha incrementado de 4,3% a 5,3%.

## 5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, ELSE y EGEMSA presentan los siguientes proyectos:

### 5.2.1 Propuesta Final de ELSE:

ELSE, presentó su PROPUESTA FINAL de la siguiente manera:

#### Sistema Cusco

- SET Quencoro: Implementación de 3 celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) para el nuevo transformador de potencia aprobado en el Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025 (en adelante “PI 2021-2025”) y dos celdas de alimentador en 10 kV.

**Sistema Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3**

- SET Cachimayo: Reemplazo del transformador existente en 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA por uno nuevo de 50/40/10 MVA e implementación de una celda de alimentador al interior en 10 kV.
- SET Pisac, reemplazo del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA por un transformador nuevo en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA, e implementación de 3 celdas de transformación (60 kV, 22,9 kV y 10 kV).

**Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2**

- SET Oropeza, reemplazo del transformador en 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA por un transformador nuevo en 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA.

**Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay – Andahuaylas**

- SET Abancay Nueva, implementación de 2 celdas de alimentador en 22,9 kV y 1 celda de transformación en 22,9 kV.
- SET Andahuaylas, reemplazo de las 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV) por antigüedad.
- SET Chuquibambilla, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA con 3 celdas de transformación (60, 22,9 y 10 kV), por antigüedad.
- SET Chacapunte, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 10/10/5 MVA con 2 celdas de transformación (60 y 22,9 kV) por antigüedad.

**Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural**

- Implementación de la línea de transmisión de 138 kV SET Uripata – SET Suriray de 38 km de longitud.
- SET Suriray, implementación de una celda de línea del tipo convencional en 138 kV.
- SET Uripata, implementación de un nuevo transformador en 138/60/22,9 kV de 25/15/10 MVA con 3 celdas tipo convencional de transformación (138, 60 y 22,9 kV).
- SET Chahuares, implementación de un nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15/15/5 MVA con dos celdas de transformación (60 y 22,9 kV).
- SET Suriray, implementación de 2 celdas en 22,9 kV para nuevos alimentadores.

**Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri**

- SET Tintaya, implementación de un nuevo transformador en 220/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya Nueva, con 2 celdas de transformación del

tipo convencional (220 y 22,9 kV) y 3 celdas para alimentadores del tipo convencional en 22,9 kV.

## 5.2.2 Propuesta Final de EGEMSA:

EGEMSA presentó su PROPUESTA FINAL con los siguientes proyectos:

### Sistema Cusco

La única propuesta de EGEMSA consiste en implementar por antigüedad la renovación en la SET Dolorespata de 14 celdas del tipo encapsulada en 10 kV (3 de transformación, 1 de medición, 1 de compensación y 9 de alimentador).

## 5.2.3 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL, ELSE considera ejecutar el 13,91% de su inversión total en el año 2027, el 13,86% de su inversión total en el año 2028 y el 72,22% de su inversión total en el año 2029.

EGEMSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2025. Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por los TITULARES, se resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5-2**  
**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 10**  
**PLAN DE INVERSIONES SCT**

Proponentes/ Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
<b>Total Área de Demanda 10</b>	<b>15 734 509,99</b>	<b>38,00</b>	<b>150</b>	<b>51,00</b>
<b>ELSE</b>	<b>14 780 567,78</b>	<b>38,00</b>	<b>150</b>	<b>37,00</b>
<b>AT</b>				
Celda	1 722 930,44	-	-	7,00
Línea	-	-	-	
TP	3 145 759,77	-	55	5,00
<b>MAT</b>				
Celda	1 409 101,06	-	-	4,00
Línea	3 797 133,94	38,00	-	1,00
TP	3 312 400,70	-	95,00	3,00
<b>MT</b>				
Celda	1 393 241,87	-	-	17,00
<b>EGEMSA</b>	<b>953 942,21</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>14</b>
<b>MT</b>				
Celda	953 942,21	-	-	14
Banco	-	-	-	-

Fuente: Formato F-305 (Propuesta final de ELSE y EGEMSA)

## 6. Análisis de OSINERGMIN

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELSE y EGEMSA tanto en su PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 10 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por OSINERGMIN al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente 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 Osinerghmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinerghmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinerghmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/> [Ver Referencia – 6]

---

### 6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 10, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible, debido a que en el Estudio presentado por ELSE, se ha evidenciado inconsistencias tales como:

- Los formatos, así como los archivos de sustento no están completos y/o no están de acuerdo a los criterios establecidos por la NORMA TARIFAS.
- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según lo indicado en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda, 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 10, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

## **6.1.1 Información Base**

### **6.1.1.1 Ventas de energía**

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

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

### **6.1.1.2 Variables explicativas**

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

## **6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados**

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

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

### 6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Libres se realiza con lo informado por los mismos usuarios a través de 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

En el caso de nuevas demandas en bloque, éstas son incorporadas a la proyección de la demanda, en tanto y en cuanto hayan sido debidamente sustentadas según lo señala la NORMA TARIFAS.

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

Considerando lo anterior, en el Área de Demanda 10, ELSE en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de tres cargas nuevas, de las cuales dos 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.

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 10 se ha considerado una carga nueva como Demanda Incorporada consignada por ELSE, pues cumple con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra el detalle de esa Demanda Incorporada considerada.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CACHIMAYO	CACHIO60	60	Aeropuerto Chinchero	-	6,27	6,27	9,50	9,50	9,50

Fuente: Formato F-116 de la PROPUESTA Osinerghmin.

La validación y revisión de la solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin para la proyección de la demanda, se encuentran en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ELSE”, correspondiente al Área de Demanda 10.

### 6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras y por nivel de tensión; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 10. Ver Cuadro N° 6.2.

**Cuadro N° 6.2**  
**Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 10 (en GWh)**

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	3 223	92	793	4 108
2023	3 223	92	814	4 128
2024	3 223	92	841	4 156
2025	3 223	135	869	4 226
2026	3 223	135	896	4 254
2027	3 223	157	923	4 303
2028	3 223	157	950	4 330
2029	3 223	157	977	4 357
2030	3 223	157	998	4 378
2031	3 223	157	1 020	4 400
2032	3 223	157	1 042	4 422
2033	3 223	157	1 065	4 445
2034	3 223	157	1 088	4 468

**Notas:**

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 0,70%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 2,67%.

### 6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

La máxima demanda (MW) coincidente a nivel sistema eléctrico, se ha determinado en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la información disponible.

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

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

Luego, tomando en consideración la metodología señalada en el numeral 6.1.3) y 6.1.4) del presente informe para los Usuarios Libres, se desarrolló la proyección de demanda de los Usuarios Libres y Demanda Incorporada.

El Cuadro N° 6.3 muestra la Máxima Demanda Coincidente del Área de Demanda 10.

**Cuadro N° 6-3**  
**Máxima Demanda a Nivel Sistema Eléctrico**  
**Proyección de la Demanda del Área de Demanda 10 (MW)**

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
DOLORESPATA	11,5	34,9	35,9	37,1	38,3	39,5	40,7	41,9	43,1	44,1	45,0	46,0	47,0	48,0
QUENCORO	10,5	19,0	19,5	20,2	20,9	21,6	22,3	22,9	23,6	24,2	24,7	25,2	25,8	26,4
QUENCORO	33	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
PISAC	10	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1
PISAC	22,9	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
URUBAMBA	10	4,2	4,3	4,4	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,7
URUBAMBA	22,9	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8
CACHIMAYO ELP	10	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8
CACHIMAYO	22,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
CACHIMAYO	60	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
CACHIMAYO	138	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
HUARO	10	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
HUARO	22,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
OROPEZA	10	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5
OROPEZA	22,9	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
SICUANI	10	4,4	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0	6,2
COMBAPATA	24	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5
LLUSCO	22,9	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6	5,8	5,9
TAMBURCO	13,2	8,3	8,5	8,8	9,2	9,5	9,8	10,1	10,4	10,6	10,9	11,1	11,4	11,7
ANDAHUAYLAS	13,2	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,0	7,2	7,4	7,5
ANDAHUAYLAS	22,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
CHACAPUENTE	22,9	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6
CHUQUIBAMBILLA	22,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5
ANDAHUAYLAS	60	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
COTARUSE	220	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9	198,9
CHAHUARES	22,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
MACHUPICCHU	10,5	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
URPIPATA	10	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2
URPIPATA	22,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
SANTAMARIA	22,9	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4
TINTAYA	10	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8
TINTAYA	138	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3
TINTAYA NUEVA	220	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9
PTO MALDONADO	10	15,2	15,6	16,2	16,8	17,3	17,9	18,5	19,0	19,5	19,9	20,4	20,8	21,3
PTO MALDONADO	22,9	8,8	9,1	9,4	9,8	10,1	10,4	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,1	12,4
MAZUKO	22,9	2,9	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0
<b>TOTAL</b>		<b>612,5</b>	<b>616,9</b>	<b>622,3</b>	<b>633,5</b>	<b>638,8</b>	<b>647,1</b>	<b>652,4</b>	<b>657,6</b>	<b>661,7</b>	<b>665,9</b>	<b>670,2</b>	<b>674,6</b>	<b>679,0</b>

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghin.

En el Cuadro N° 6.4 y en los Gráficos N° 6.1 y N° 6.2 se presentan la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

**Cuadro N° 6-4**  
**Proyección de Demanda de Potencia a Nivel de Sistema Eléctrico [MW]**

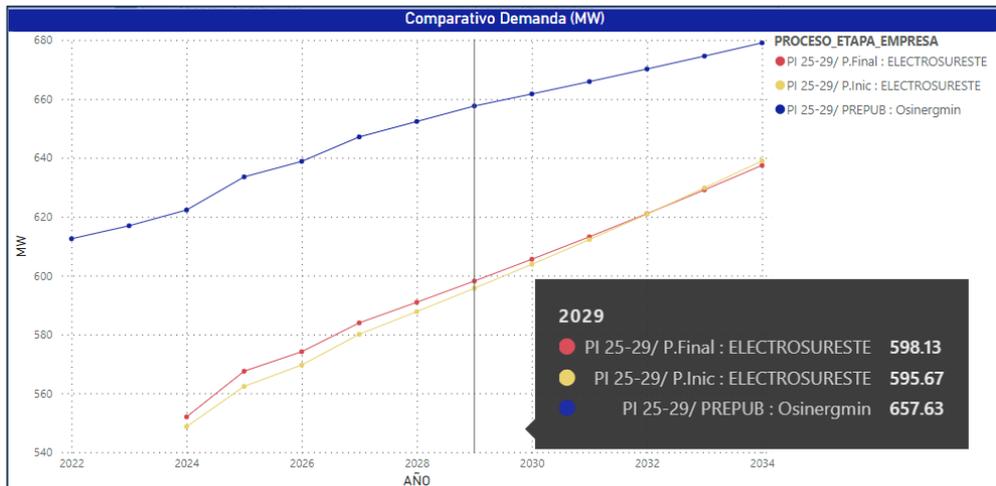
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2022	612,5	-	-
2023	616,9	-	-
2024	622,3	552,0	548,7
2025	633,5	567,5	562,3
2026	638,8	574,1	569,6
2027	647,1	583,9	580,0
2028	652,4	590,9	587,7
2029	657,6	598,1	595,7
2030	661,7	605,5	603,8
2031	665,9	613,2	612,2
2032	670,2	621,0	620,9
2033	674,6	629,1	629,8
2034	679,0	637,4	639,0
<b>TC</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>

Fuente: Formato F-121

**Notas:**

- (1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.
- (2) La diferencia de la proyección de la demanda de Osinerghmin respecto de la propuesta de ELSE, se debe principalmente a los clientes libres en MAT que se encuentran alimentados de las barras de Tintaya 220 kV y 138 kV, Cotaruse 220 kV y Cachimayo 138 kV.
- (3) La TC de la PROPUESTA Osinerghmin es del periodo 2022-2034, mientras que la de ELSE es del periodo 2024-2034.

**Gráfico N° 6.1**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW) – Demanda total**

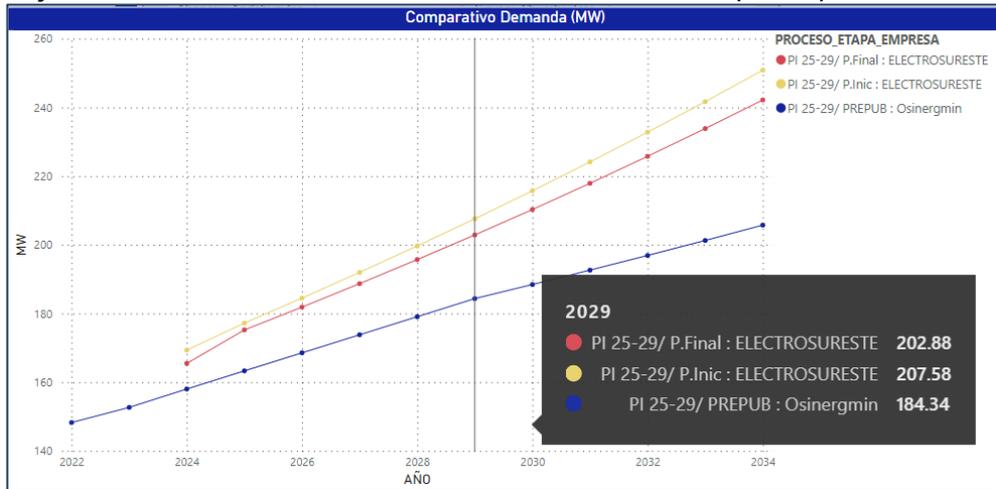


Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin y PROPUESTA FINAL.

**Notas:**

- (1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.
- (2) La diferencia de la proyección de la demanda respecto a la propuesta de ELSE, se debe principalmente a los clientes libres en MAT que se encuentran alimentados de las barras de Tintaya 220 kV y 138 kV, Cotaruse 220 kV y Cachimayo 138 kV.

**Gráfico N° 6.2**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (en MW) – Demanda MT**



Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinergrmin y PROPUESTA FINAL.

Para fines comparativos, se muestra la proyección de demanda a nivel de Media Tensión (MT).

## 6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergrmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 10, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por ELSE y EGEMSA se identificó lo siguiente:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 10; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO (configuración aprobada). ELSE, al no considerar estas instalaciones, no estaría aplicando el criterio señalado en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- No se han presentado las vistas de planta de todas las subestaciones existentes, lo cual no permite la validación de los espacios disponibles y el contraste de la ubicación de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre 2022.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. Los TITULARES al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.
- En la redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones existentes como medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, se debió realizar: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, traslado entre devanados de la misma SET, ampliación de subestaciones existentes, entre otros. La empresa no evalúa estos criterios definidos en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

### 6.2.1 Consideraciones

Los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT y remunerados por la demanda, se toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas en el lado secundario), antes de optar por nuevas inversiones en transformación
- Para la previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran como base las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinerghmin. Se ha tomado en cuenta la ampliación de capacidad de las subestaciones existentes, en tanto la concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de estos, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2034.

### 6.2.2 Diagnóstico de la situación actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que según la información reportada por los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 10, 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 modificación correspondiente.

Teniendo en cuenta 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 coincidente con la 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 experimentarían las SET's en el futuro. Así la sobrecarga prevista en los transformadores AT/MT al año 2034 es la siguiente:

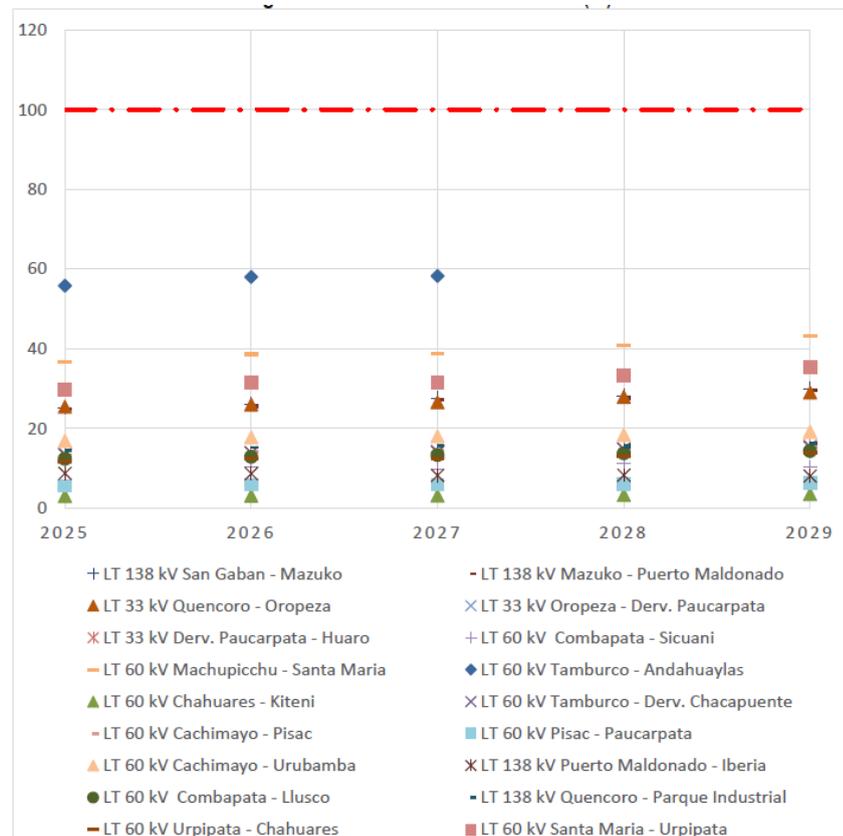
**Cuadro N° 6-5**  
**Sobrecarga en Transformadores de Potencia de tres (3) devanados**

Año	Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
2025	Cachimayo	CACHI138	CACHI060	CACHI023	20	20	9	1,49	1,26	0,51

Fuente: F-202 (Osinerghmin)

Por otra parte, con respecto a las congestiones de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 10; el análisis se ha realizado mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent (.pfd) hasta el año 2029; para ello, se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible recabada por Osinerghmin. A continuación, se muestra los resultados de la cargabilidad de las líneas de transmisión para el periodo 2025-2029, donde se observa que no existirán líneas congestionadas.

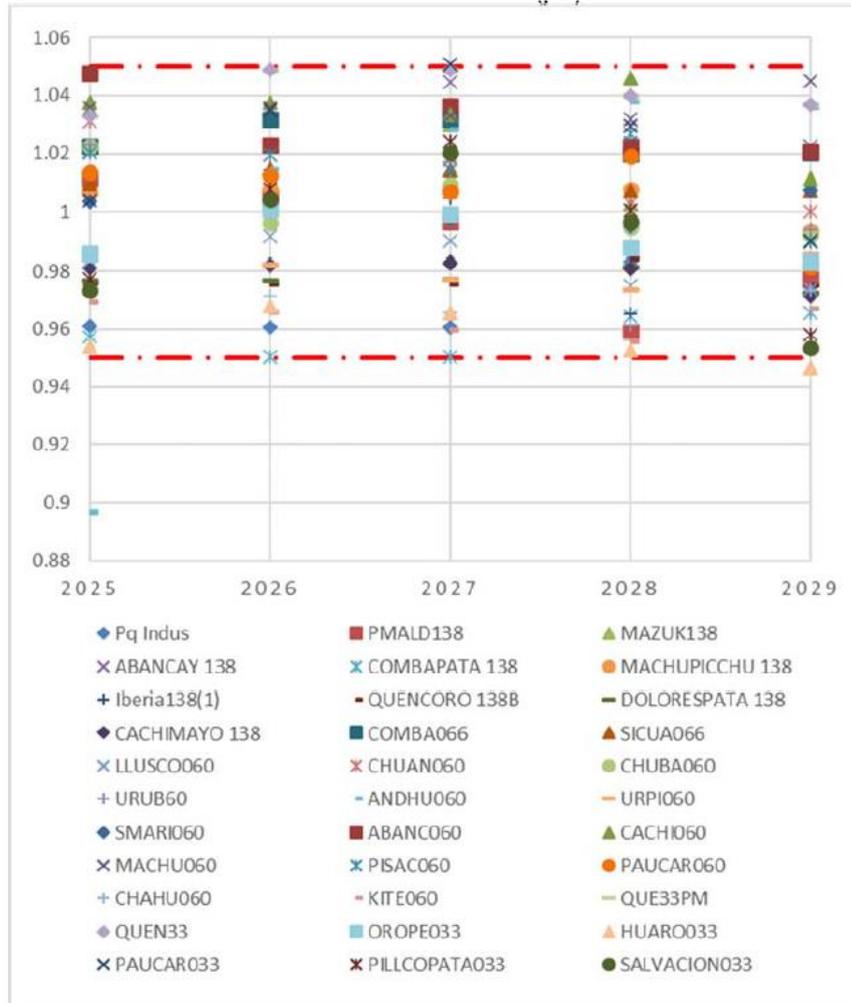
**Gráfica N°6-3**  
**Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)**



Respecto a los perfiles de tensión, la subestación cuya barra en 60 kV presentará problemas de tensión en el año 2029 es Huaro 33 kV (0,942 p.u.). Dichos perfiles, se muestran en la gráfica N° 6-4.

Asimismo, en el sistema eléctrico Abancay en el año 2025 se tendrá tensión de 0,890 p.u. en la Barra Andahuaylas 60 kV, lo cual, se mejorará con el ingreso de la ITC “Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas”.

**Gráfica N°6-4**  
**Perfil de tensiones (p.u.)**



### 6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 10, se ha identificado un crecimiento de la demanda, por el cual, es necesario incluir proyectos en el período 2025-2029.

En ese sentido, considerando la problemática y las soluciones propuestas por ELSE y EGEMSA para el PI 2025-2029, Osinerghmin realiza un análisis de los proyectos propuestos por Sistema Eléctrico; asimismo, de la revisión de la PROPUESTA FINAL, se identifican solicitudes de Elementos que corresponde

sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo con las razones señaladas por dicho TITULAR.

### 6.2.3.1 Sistema eléctrico Cusco

- **Implementación de 3 celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) y 2 celdas de alimentador 10 kV en la SET Quencoro:**

ELSE en su PROPUESTA FINAL señala que, en el PI 2021 – 2025, Osinergrmin aprobó la implementación de un nuevo transformador en 138/33 kV de 25 MVA, sin embargo, manifiesta que debido al crecimiento de la demanda y la necesidad de atender parte de la carga de la SET Dolorespata adquirió un transformador en 132/34,5/10,5 kV de 40/12/28 MVA (ONAN) y de 50/15/35 MVA (ONAF), que le permitirá atender parte de la carga de la barra en 33 kV y de la carga en 10 kV a partir de una barra independiente.

Para la implementación del nuevo transformador, ELSE señala que es necesario implementar celdas transformación en MAT, AT y MT, en el lado de MT dos celdas adicionales para alimentar la carga trasladada de la SET Dolorespata y de la barra de la misma SET Quencoro. En ese sentido ELSE solicita: 3 Celdas de transformación (138 kV, 33 kV y 10 kV) y 2 Celdas de alimentador en 10 kV.

Posteriormente, mediante el Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE remitió información complementaria, mencionando lo siguiente con relación a la SET Quencoro: *“En atención a las coordinaciones con GRT se mantiene la misma relación, y la capacidad del transformador se plantea de 50/30/50 MVA lo que permitirá atender la demanda de ELSE independiente del nivel de tensión de distribución.”* Con relación a dicha afirmación de ELSE, se precisa que, en la reunión de coordinación, bajo ningún sentido se trató de aprobarle un transformador de tres devanados como el que propone, en la reunión se le indico que, en el caso de los transformadores aprobados en los Planes de Inversiones, los devanados de los transformadores deberían tener potencias similares.

Así también, respecto al proyecto Parque Industrial en el Oficio N° G-0092–2024, se manifiesta lo siguiente:

- i. Mediante el documento Acta de Verificación del 15 de junio del 2022 (adjunto al Oficio N° G-0092–2024), ELSE listo ante la Fiscalización de Osinergrmin las dificultades para la ejecución de la SET Parque Industrial.
- ii. ELSE en el período 2019-2021, señala que realizó siete procesos de Licitación para suministro y ejecución de obras, cuyos procesos no fueron adjudicados debido a motivos técnico-administrativos expuestos en el marco de la fiscalización, sobre el cual adjuntan un resumen sobre los procesos.
- iii. Asimismo, señala que recibieron comunicaciones del Plan COPESCO informando a ELSE sobre la imposibilidad del uso de terrenos de la Vía Expresa para el trazo de la Línea de Transmisión 138 kV, en tanto dicho Plan COPESCO tiene los derechos de concesión de vías.

Al respecto, debemos precisar que el transformador aprobado en el PI 2021-2025 tiene las características de tensión en 138/33 kV de 25 MVA. Por lo tanto,

con relación a la compra realizada por ELSE de un transformador en 132/34,5/10,5 kV de 50/30/50 MVA, se precisa que dicho transformador no ha sido aprobado en el PI 2021-2025, ni en el proceso de modificación de dicho Plan de Inversiones, por lo que ELSE debe cumplir con las inversiones aprobadas en el PI 2021-2025.

Se debe mencionar que, el crecimiento de la demanda a la que hace referencia ELSE y que puede sobrecargar la SET Quencoro, se debe a que dicha empresa no ha cumplido con la ejecución de la implementación de la nueva SET Parque Industrial, aprobada en el Plan de Inversiones de Transmisión del 2017-2021 (PI 2017-2021) con Resolución N° 183-2018-OS/CD del 29 de noviembre de 2018, la cual iba a permitir descargar la demanda concentrada en la SET Dolorespata y la SET Quencoro. Tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico extraído del formato F-200 de Osinerghin, en el que se muestra los factores de uso de la SET Quencoro no sobrepasan la unidad, debido a que se considera la ejecución del transformador aprobado en el PI 2021-2025 y de la SET Parque Industrial.

Gráfica N°6-5

## Máxima Demanda y Factor de Uso de la SET Quencoro (Osinerghin)

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSION		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		Lado	kV		-2	-1	0	1	2	3	4	5
SET MATIATMT QUENCORO	MAX. DEM.	HV	138		22	23	23	24	25	25	26	27
	MAX. DEM.	MV	33		8	8	8	8	9	9	9	9
	MAX. DEM.	LV	10,5		14	14	15	15	16	16	17	17
	P. INST. (MVA)	HV	138		25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
TP-138/33/10 kV - 25/7,5/17,5MVA	P. INST. (MVA)	MV	33	2011	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	P. INST. (MVA)	LV	10,5		17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50
	P. INST. (MVA)	HV	138		10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
	P. INST. (MVA)	MV	33	1996	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
TP-138/34,5/10,5 kV - 10/3/7MVA	P. INST. (MVA)	LV	10,5		7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
	P. INST. (MVA)	HV	138		10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
	P. INST. (MVA)	MV	33	2022	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
	P. INST. (MVA)	LV	10,5		0,37	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44
TP-138/33 kV - 25MVA	FACTOR DE USO	HV	138		0,32	0,33	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,36
	FACTOR DE USO	MV	33		0,57	0,59	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,71
	FACTOR DE USO	LV	10,5									
NUEVA SET MATIATMT PARQUE INDUSTRIAL TP-138/10 kV - 30MVA	MAX. DEM.	LV	10		20	21	22	22	23	24	25	25
	P. INST. (MVA)	LV	10	2020	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	P. INST. (MVA)	LV	10		0,88	0,70	0,72	0,75	0,77	0,79	0,82	0,84
	FACTOR DE USO	LV	10									

Fuente: F-200 (Osinerghin)

La Resolución N° 126-2020-OS/CD que aprobó el PI 2021-2025, dispuso que los proyectos aprobados en el PI 2017-2021 (como es el caso de la SET Parque industrial) y que no han sido retirados son de ejecución obligatoria, posteriormente ELSE interpuso un recurso de reconsideración contra dicha resolución, siendo declarado infundado mediante la Resolución N° 179-2020-OS/CD; y, luego ELSE inicio a un proceso judicial a Osinerghin en el que solicita que se retire el proyecto "Parque Industrial" del PI 2017-2021 y se incluya en el PI 2021-2025 para ser implementado en el año 2022 y que se modifique el año de la implementación del transformador de la SET Quencoro para el 2023, dicho proceso judicial a la fecha no ha concluido.

Adicionalmente, ELSE no ha considerado el proyecto de la nueva SET Parque Industrial en sus Formatos F-200, ya que dicho proyecto fue aprobado en el PI2017-2021 (y cuya aprobación continua vigente e inalterable, bajo la normativa vigente) a pesar que, mediante el Oficio N° 1521-2023-GRT, Osinerghin en las observaciones a la PROPUESTA INICIAL (literal e), de las observaciones sobre los formatos F-200), solicitó que lo considere en los formatos F-200, como se puede apreciar en el siguiente texto:

*“e) En relación a los formatos F-202 y F-203, se observa que no está debidamente actualizado con lo aprobado en los Planes de Inversión pasados, por ejemplo, no se evidencia la SET Parque Industrial, tampoco se evidencia el TP 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA de la SET Oropesa y la demanda atendida desde el devanado en 22,9 kV. En ese sentido, ELSE debe considerar que los proyectos aprobados en los Planes de Inversiones anteriores que se encuentren vigentes se deben incluir para efectos del planeamiento.”*

En el informe legal se complementa la presenta respuesta.

En ese sentido, debido a que en el PI 2021-2025 no se ha aprobado ningún devanado en 10 kV para el transformador de la SET Quencoro (138/33 kV de 25 MVA); y, la demora en la ejecución del proyecto Parque Industrial, es la causante de provocar la sobrecarga en el devanado en 10 kV, lo cual es responsabilidad de ELSE, no se justifica la implementación de Celdas de alimentador en 10 kV solicitadas, debido a que pasarían a ser innecesarias al ejecutarse el proyecto Parque Industrial.

A continuación, si bien en el presente proceso no corresponde efectuar un pronunciamiento respecto a un proyecto aprobado en el PI 2017-2021, se analiza por cada literal lo expresado por ELSE en el Oficio N° G-0092-2024, respecto al proyecto de la SET Parque Industrial:

- literal i), debe considerarse que de acuerdo a las disposiciones de la NORMA TARIFAS, no es posible retirar en el PI 2025-2029, proyectos del PI 2017-2021.
- literal ii), es competencia de ELSE, la gestión, la elaboración de las bases y la realización de los procesos para lograr el desarrollo de los proyectos aprobados en los Planes de Inversión. Por lo indicado, se concluye que el proyecto en cuestión no se logró ejecutar por ausencia de las gestiones y coordinaciones para la obtención de la disponibilidad física del terreno (exigida en el numeral 41.2 del artículo 41 del Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado).
- literal iii), se debe tener presente que los Planes de Inversiones pueden ser cambiados de manera sustentada en los procesos de modificaciones de los planes de inversión, siguiendo los requerimientos establecidos en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, ELSE pudo haber realizado el replanteo de la ruta del proyecto y las gestiones para la obtención de los permisos para uso del terreno y no limitarse a señalar que el proyecto es inviable sin mayor sustento.

Por otro lado, con relación a la solicitud de la implementación de celdas de transformación en 138 kV y 33 kV, debido a la implementación del nuevo transformador, para asegurar la calidad, confiabilidad, la operación y el mantenimiento de los equipos de protección y seccionamiento conectados al transformador, se hace necesario la implementación de las Celdas de transformación en 138 kV y 33 kV solicitadas por ELSE.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la implementación de 2 celdas de transformación (138 kV y 33 kV) para la SET Quencoro, para el año 2025.

- **Renovación de 14 celdas de 10,6 kV (9 celdas de alimentador + 1 celda de medición + 3 celdas de transformación + 1 celda de compensación) en la SET Dolorespata.**

EGEMSA solicita la renovación de 14 celdas, de las cuales 12 son metal clad Modelo FLUAIR200 de la marca MERLIN GERIN, manifestando que las mismas tienen una antigüedad de 38 años, las que presentarían un deterioro generalizado de la infraestructura eléctrica; dificultad para la obtención de repuestos y soporte técnico en el mercado para atender situaciones de reemplazo (emergencia), las cuales de presentarse, si bien podrán efectuarse adecuaciones temporales a la estructura mecánica-eléctrica de los equipos originales, esto reduciría el factor de seguridad inicial de la instalación y la confiabilidad de las operaciones.

En resumen, la justificación de EGEMSA para la renovación de las celdas, es la siguiente:

- Obsolescencia de equipamiento, debido a la indisponibilidad de repuestos en el mercado.
- Operación y Mantenimiento de celdas actuales, la frecuencia de los mantenimientos es mayor con las celdas antiguas respecto a las celdas con tecnología vigente.
- Renovación por seguridad eléctrica, las celdas instaladas están construidas bajo los lineamientos de la norma IEC 298 por lo que dicho equipamiento no está diseñado para soportar arcos internos, existiendo la posibilidad que ante una falla se dañen los equipos, puertas e inclusive celdas aledañas.
- Mejoras topológicas de celdas, las celdas actuales son de barra expuesta lo que la expone a cortocircuitos por roedores.
- Sinergia con el Concesionario de Distribución ELSE.
- Necesidad del incremento de la capacidad de cortocircuito.

La tecnología de las nuevas celdas propuestas es GIS bajo la norma IEC 62271-200, con los equipos ubicados en compartimiento independientes, diseñadas para soportar arcos internos, permitiendo así realizar trabajos de mantenimiento de forma aislada (sin interacción con la barra colectora) y en caso de falla no afectar los demás compartimientos o celdas aledañas, con la ventaja que permiten la automatización de su operación a diferencia de las celdas actuales.

Las celdas en 10 kV que EGEMSA solicita son: 9 celdas de alimentador, 3 celdas de transformador, 1 celda de medición y 1 celda de compensación, todas de tecnología GIS.

Al respecto, EGEMSA ha presentado un archivo fotográfico conteniendo las fotos de las placas de 7 celdas MERLIN GERIN a ser renovadas donde se puede visualizar que tienen como año de fabricación 1982 y 1984.

Así también, en el archivo "Fichas Mantto D1-D9 y BC\_EGM.pdf" contenido en el ANEXO 7 de su PROPUESTA FINAL, se reportan 10 celdas MERLIN GERIN (9 salidas y 1 de Banco de condensadores). Adicionalmente, en las fotos del archivo fotográfico de la SET Dolorespata se aprecian la disposición de las 12 celdas del modelo FLUAIR200 de MERLIN GERIN.

Sin embargo, EGEMSA no ha presentado el sustento en su PROPUESTA FINAL de la necesidad del requerimiento de la celda de medición y de la celda de compensación, las cuales no corresponderían a un pedido de renovación

por antigüedad, por lo que las solicitudes de estas dos celdas no tienen sustento.

En la etapa de opiniones y sugerencias la empresa ELSE, adjunto mayor información de sustento, solicitando la implementación de las siguientes celdas adicionales a las ya aprobadas: una de medición, dos de compensación, una de acoplamiento y una de aterramiento. Al respecto, del análisis realizado se concluyó en la aprobación de nuevas celdas en 10kV, el detalle se encuentra en el Anexo A "Análisis de Opiniones de sugerencias de la Pre-Publicación".

Por lo tanto, dado que se requiere mantener la operatividad, mejorar la seguridad y confiabilidad de la SET Dolorespata, se ve por conveniente la renovación de 12 celdas por antigüedad y 1 celda por cambio de tecnología, además la implementación de 3 celdas adicionales correspondientes a 2 celdas de medición y 1 de acoplamiento con la finalidad de mejorar la operación y maniobra de la SET Dolorespata.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación por antigüedad y por actualización de tecnología de 13 celdas (9 celdas de alimentador, 3 celdas de transformación y una celda de compensación) y la implementación de 3 celdas (2 de medición y 1 de acoplamiento), todas del tipo GIS en la SET Dolorespata para el año 2028.

### **6.2.3.2 Sistema eléctrico Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo**

- **Propuesta de ampliación de la capacidad de la SET Cachimayo**

Mediante el Oficio N° 0299-2023-MTC/12.08 la Dirección de Regulación, Promoción y Desarrollo Aeronáutico del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, solicito a ELSE confirmar la factibilidad de una potencia instalada de 10 MVA para el futuro Aeropuerto Internacional de Chincheros Cusco, considerando un suministro de 6,6 MVA con fecha estimada agosto del 2025 y 10 MVA a partir del 2027. Considerando dicha carga, ELSE señala que el actual transformador de la SET Cachimayo de 138/60/22,9 kV y 20/20/9 MVA en el año 2025 tendría un factor de utilización en el devanado de 138 y 60 kV de 118% y 105% respectivamente.

Adicionalmente, señala que la SET Cachimayo al estar dentro de la ciudad y rodeada de edificaciones, se descarta la posibilidad de ampliar el área de la subestación para la implementación de otro transformador, por lo tanto, proponen el reemplazo del transformador existente por un nuevo transformador de la misma relación de transformación, pero de 50/40/10 MVA, para el año 2027, añade que no es necesario reemplazar las celdas dado que las puede reutilizar.

Este nuevo transformador, permitiría ampliar la capacidad de transformación de la subestación, en particular en el devanado de 60 kV, el cual permitirá atender la futura demanda del Aeropuerto Chincheros y en el devanado de 22,9 kV atenderá a la carga existente y la carga trasladada de la barra de 10 kV de la SET Cachimayo ELP, para lo cual también propone la implementación de un nuevo alimentador en 10 kV.

Mediante Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Cachimayo debe ser de 35/35/35 MVA.

En ese sentido, se debe mencionar que, de acuerdo a los resultados de la proyección de demanda realizados por Osinerghmin y detallados en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que, la capacidad del transformador de la SET Cachimayo llegará a su límite en el año 2025, según se muestra en el siguiente gráfico.

**Gráfico N° 6-6**  
**Formato F-202 (Osinerghmin)**

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSION		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		Lado	KV		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MATIAT/MT CACHIMAYO	MAX DEM	HV	138		14	15	15	22	23	27	27	28	28	29	29	29	30
	MAX DEM	MV	60		11	12	12	19	19	23	23	24	24	24	25	25	25
TP-138/60/22.9 KV - 25/20/9MVA	MAX DEM	LV	22.9		3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
	P INST (MVA)	HV	138	2000	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	P INST (MVA)	MV	60	2000	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	P INST (MVA)	LV	22.9	2000	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
	FACTOR DE USO	HV	138		0.72	0.74	0.77	1.12	1.15	1.34	1.37	1.35	1.41	1.43	1.45	1.47	1.48
	FACTOR DE USO	MV	60		0.56	0.58	0.59	0.94	0.96	1.15	1.17	1.18	1.20	1.21	1.23	1.24	1.26
FACTOR DE USO	LV	22.9		0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43	0.45	0.45	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	

Adicionalmente, de acuerdo a la demanda proyectada por Osinerghmin para el largo plazo, la demanda de la SET Cachimayo llegara a 40 MVA en el año 2054, asimismo se observa que para el año 2025 ya se tiene un factor de uso de 1.12 para SET Cachimayo.

Al respecto, mediante el oficio N° 0467-2024-MTC/12.08 del 31 de mayo del 2024 la Dirección de Regulación, Promoción, y Desarrollo Aeronáutico del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), comunico que se estará culminando la construcción del Aeropuerto Internacional de Chinchero para el año 2026.

Por lo expuesto, es conveniente incrementar la capacidad de transformación de la SET Cachimayo con un TP 138/60/23 kV de 50/50/50 MVA; y, considerando lo señalado por el oficio N° 0467-2024-MTC/12.08 se requiere dicho TP para el año 2026, de manera que pueda atender los requerimientos de demanda. Es necesario precisar que, el TP 138/60/23 kV de 20/20/9 MVA quedara disponible en la SET Cachimayo.

Por otro lado, ELSE propone la implementación de una (1) Celda de Alimentador en 10 kV. Al respecto, se debe mencionar que, la SET Cachimayo cuenta con tres (3) Celdas de Alimentador existentes, por lo que, con la demanda Osinerghmin, no se requerirá una Celda de Alimentador en 10 kV adicional.

En ese sentido, no se encuentra justificado la instalación de la Celda de Alimentador en 10 kV conforme se corrobora en el siguiente gráfico:

**Gráfico N° 6-7**  
**Formato F-204 (Osinerghmin)**

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSION (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MATIAT/MT CACHIMAYO ELP	Demanda (1)	10	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
	Capacidad por Alimentador (2)	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Alimentadores Existentes	10	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Alimentadores Necesarios	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Por lo expuesto, corresponde aprobar un nuevo Transformador en 138/60/23 kV de 50/50/50 MVA en la SET Cachimayo para el año 2026.

- **Propuesta de renovación del transformador de potencia de la SET Pisac de 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA y de sus Celdas:**

ELSE en su PROPUESTA FINAL propone reemplazar el transformador actual, de 9/9/2,5 MVA, cuyo año de fabricación es el 2000, señalando que está próximo a cumplir sus 25 años de vida útil, por uno de 10/10/5 MVA. De manera similar, plantea renovar las 3 celdas (60; 22,9 y 10 kV) las cuales también el año de fabricación es del año 2000. En ese sentido, en el año 2029 los Elementos de la SET Pisac tendrán 29 años de vida útil.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Pisac debe ser de 15/15/15 MVA.

Al respecto, debemos mencionar que, el tiempo de vida útil para los diversos Elementos considerado en la NORMA TARIFAS es de 30 años, adicionalmente un Elemento que supere como mínimo su tiempo de vida útil, no es causal inmediata de renovación ya que se debe presentar el sustento técnico adecuado que motive la renovación de dicho Elemento, debido a que de acuerdo a los informes del Anexo 2.1, de la PROPUESTA FINAL de ELSE, las pruebas realizadas a los equipos y al aceite dieléctrico tienen valores aceptables, por lo que no justifica su renovación.

Así también, se debe subrayar que de acuerdo a lo señalado en el inciso b) del artículo 31) de la LCE, los concesionarios de transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En ese sentido, queda claro la obligación que recae en la empresa ELSE, máxime, de aquellos Elementos que no han cumplido como mínimo su tiempo de vida útil y con el cual fueron considerados para el cálculo del reconocimiento tarifario, donde se remunera, además de la inversión, los costos de operación y mantenimiento.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la renovación del transformador ni de las celdas de la SET Pisac.

- **Cambio de conductor de la línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaró) con un conductor AAAC de 120 mm<sup>2</sup>.**

ELSE en su propuesta inicial solicitó el cambio de la sección de conductor de la LT 3302 de 50 mm<sup>2</sup> a 120 mm<sup>2</sup> con una longitud de 16,52 km. No obstante, ELSE retiró esta solicitud en su PROPUESTA FINAL.

Sin embargo, de acuerdo a lo evaluado en el numeral 36 del Anexo A, se considera pertinente la aprobación del cambio de sección de conductor a 120 mm<sup>2</sup> en una longitud de 11,44 km, con la finalidad de incrementar la capacidad de transmisión mejorando los perfiles de tensión aguas abajo.

Por lo expuesto, corresponde aprobar el cambio de conductor de 50 mm<sup>2</sup> a 120 mm<sup>2</sup> en una longitud de 11,44 km en la LT 33 kV Quencoro – Derv. Oropeza (L-3302) para el año 2029.

### 6.2.3.3 Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro

- **Propuesta de renovación del transformador de potencia de la SET Oropeza de 33/22,9/10 kV y 4/2/2 MVA:**

ELSE propone reemplazar el transformador existente en 33/22,9/10 kV de 4/2/2 MVA por un transformador nuevo de 33/22,9/10 kV de 10/5/10 MVA en la SET Oropeza, por restricciones de capacidad en el devanado de 10 kV del transformador que, a la fecha viene trabajando a plena carga. De manera adicional, mediante Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Oropeza que solicita debe ser de 10/10/10 MVA.

Al respecto, en la SET Oropeza en el PI 2017-2021 se aprobaron 3 celdas (transformación, medición y alimentador en 22,9 kV), que entraron en operación en mayo del 2021, con el objetivo de que se realice el reparto de cargas entre los devanados de 10 kV y 22,9 kV, con lo cual, la SET Oropeza no tendrá sobrecargas en el período de evaluación, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico N° 2.1:  
Máxima Demanda y Factor de Uso de la SET Oropeza F-203**

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Año															
		Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034			
SET ATIMT OROPEZA	MAX DEM	HV	33		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	MAX DEM	MV	22,9		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	MAX DEM	LV	10		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TP-33/10 KV - 2.5MVA ROTADO TP-33/22.9/10 KV - 4/2/2MVA (Desde la SET Huano)	P. INST. (MVA)	LV	10	1993	Falta a Reemplazo año 2020															
	P. INST. (MVA)	HV	33		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P. INST. (MVA)	MV	22,9	2019	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	P. INST. (MVA)	LV	10		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	FACTOR DE USO	HV	33		0,48	0,49	0,51	0,53	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67			
	FACTOR DE USO	MV	22,9		0,25	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,35			
FACTOR DE USO	LV	10		0,47	0,48	0,50	0,52	0,53	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66				

Fuente: F-200 (Osinerghmin)

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la renovación del transformador de la SET Oropeza.

### 6.2.3.4 Sistema eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay – Andahuaylas

- **Implementación de 2 celdas en 22,9 kV (transformación y alimentador) en la SET Abancay Nueva:**

ELSE señala que el devanado en 13,2 kV de la SET Tamburco para el año 2029 tendrá un factor de uso de 0,86. Para mejorar ese factor de uso, plantea la implementación de 3 celdas en 22,9 kV (una de transformación y dos de alimentador) en la SET Abancay Nueva para trasladar carga del devanado en 13,2 kV de la SET Tamburco y mejorar el factor de uso a 0,77 en el año 2029.

Al respecto, se verifica que, en el año 2029, el devanado de 13,2 kV de la SET Tamburco presenta un factor de uso de 0,74, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico N° 6-9**  
**Ubicación Geográfica del Área de Demanda 10**

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Año																		
		Lado	KV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034						
					-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
SET MATIATAMT TAMBURCO (ABANCAY)	MAX DEM	HV	138		31	32	33	34	35	35	36	37	38	38	39	40	40						
	MAX DEM	MV	60		23	23	23	24	24	25	25	26	26	27	27	27	28						
	MAX DEM	LV	13.2		9	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12						
TP-138/60/13.2 KV - 50/35/15MVA	P. INST (MVA)	HV	138		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50						
	P. INST (MVA)	MV	60	2010	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35						
	P. INST (MVA)	LV	13.2		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15						
	FACTOR DE USO	HV	138		0.63	0.64	0.66	0.68	0.69	0.71	0.72	0.74	0.75	0.76	0.78	0.79	0.80						
	FACTOR DE USO	MV	60		0.65	0.66	0.67	0.68	0.70	0.71	0.72	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79						
	FACTOR DE USO	LV	13.2		0.59	0.61	0.63	0.65	0.66	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.81	0.83						

Fuente: F-200 (Osinergmin)

Asimismo, con relación a la sobrecarga del devanado en 60 kV para el año 2029 mencionada por ELSE, se verifica que, de acuerdo a los resultados de la proyección de demanda realizados por Osinergmin y detallados en el numeral 6.1 del presente informe, en el modelamiento de la red, la capacidad de la SET Tamburco alcanzará un 79% de cargabilidad en el año 2034, asimismo, se debe mencionar que, esta situación mejorará con el ingreso de la ITC “Enlace 138 kV Abancay – Andahuaylas”, aprobado en el Plan de Transmisión 2023-2032 para el año 2026, debido a que la SET Andahuaylas que es una de las cargas en 60 kV de la SET Tamburco, será alimentada desde la SET Abancay Nueva.

Al respecto, 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 la zona en análisis 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 diversas reuniones de coordinación con dicho comité, en las cuales se ha tomado conocimiento de la formulación de alternativas de expansión para la zona. En tal sentido, se considera que la problemática descrita por ELSE para este caso, 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, 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 armonice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la implementación de las celdas de 22,9 kV en la SET Abancay Nueva.

- **Renovación de las 3 celdas de transformación de la SET Andahuaylas:**

ELSE solicita la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV de la SET Andahuaylas, las cuales tienen como año de fabricación 1995, para sustentar su pedido adjunta los informes técnicos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio de noviembre y diciembre 2020 y el protocolo de pruebas del equipamiento electromecánico del año 2020 de las 3 celdas, entre otros documentos.

Al respecto, las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 34 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Andahuaylas, se ve por conveniente la renovación de las celdas de transformación. Se precisa, que ELSE estará dando de baja las 3 celdas en el año 2029.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación por antigüedad de 3 celdas de transformación (60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV), de la SET Andahuaylas, para el año 2029.

- **Renovación del transformador y las 3 celdas de transformación de la SET Chuquibambilla:**

ELSE solicita la renovación del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA, por uno de similares tensiones, pero de 10/10/5 MVA; y, la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV, 22,9 kV y 10 kV de la SET Chuquibambilla, las cuales tienen como año de fabricación 1996, para sustentar su pedido adjunta los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio del año 2020 solo para las celdas en 60 kV y 22,9 kV, análisis de aceite del transformador del 2021, entre otros documentos.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Chuquibambilla debe ser de 10/10/2 MVA.

Al respecto, el transformador y las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 33 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Chuquibambilla, se ve por conveniente la renovación del transformador de potencia y de las celdas de transformación.

Sin embargo, en el formato F-202 de ELSE se muestra que el devanado de 10 kV no está siendo utilizado, de la revisión de los Elementos remunerados en los peajes, no aparece ninguna celda en 10 kV, tampoco ELSE ha presentado ninguna información de pruebas y mantenimiento a una celda en 10 kV, razón por la que no corresponde aprobar una renovación para la celda en 10 kV.

Se precisa que ELSE, estará dando de baja el transformador y las celdas en 60 kV y 22,9 kV para el año 2029.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinergrmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que la SET Chuquibambilla tendrá una demanda cercana a los 4,7 MVA en el largo plazo.

En ese sentido, y por criterios de estandarización de la potencia de los transformadores, y considerando que en la SET Chuquibambilla no hay ningún circuito ni celda en 10 kV y de acuerdo a lo informado por ELSE, en el documento "Opiniones y sugerencias al Plan de Inversiones de Transmisión del Periodo mayo 2025 – abril 2029", el devanado de 10 kV es de compensación, resulta conveniente aprobar un TP 60/23 kV de 15 MVA.

Adicionalmente, de la revisión realizada por Osinergrmin se observa que la celda en 60 kV instalada en la SET Chuquibambilla corresponde a una celda de línea transformador, no a una celda de transformación como lo ha solicitado ELSE.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación por antigüedad de los siguientes Elementos: 1 TP en 60/22,9 kV de 15 MVA, 1 celda línea transformador en 60 kV, y 1 celda de transformación 22,9 kV de la SET Chuquibambilla, para el año 2029.

- **Renovación del transformador y las 2 celdas de transformación de la SET Chacapunte:**

ELSE solicita la renovación del transformador en 60/22,9/10 kV de 7/7/2 MVA, por uno de similar tensión, pero de 10/10/5 MVA; y, la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV y 22,9 kV de la SET Chacapunte, las cuales tienen como año de fabricación 1996, para sustentar su pedido adjunto los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio del año 2022 de las celdas en 60 y 22,9 kV, análisis de aceite del transformador del 2021, entre otros documentos.

Mediante Oficio N° G-0092–2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Chacapunte debe ser de 10/10/2 MVA.

Al respecto, el transformador y las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 33 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Chacapunte, se ve por conveniente la renovación del transformador de potencia y de las celdas de transformación.

Se precisa que ELSE, estará dando de baja el transformador y las celdas en 60 kV y 22,9 kV para el año 2029.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinergrmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que la SET Chacapunte tendrá una demanda cercana a los 5 MVA en el largo plazo.

En ese sentido, y por criterios de estandarización de la potencia de los transformadores, y considerando que en la SET Chacapunte no hay ningún circuito ni celda en 10 kV y de acuerdo a lo informado por ELSE, en el documento "Opiniones y sugerencias al Plan de Inversiones de Transmisión del Periodo mayo 2025 – abril 2029", el devanado de 10 kV

es de compensación, resulta conveniente aprobar un TP 60/23 kV de 15 MVA.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación por antigüedad de los siguientes Elementos: 1 TP en 60/22,9 kV de 15 MVA, 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) de la SET Chacapunte, para el año 2029.

### **6.2.3.5 Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural**

- **Renovación del transformador y de las dos celdas de transformación de la SET Chahuares:**

ELSE solicita la renovación del transformador en 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA, por uno de similar tensión, pero de 15/15/5 MVA; y, la renovación de las celdas de transformación al exterior en 60 kV y 22,9 kV de la SET Chahuares, las cuales tienen como año de fabricación 1997, para sustentar su pedido adjunta los protocolos de pruebas y mantenimiento de los equipos del patio de las celdas en 60 y 22,9 kV, informe de mantenimiento del conmutador bajo carga del año 2020, análisis del aceite del transformador del 2020 y 2021, entre otros documentos.

Mediante Oficio N° G-0092-2024 del 10 de enero de 2024, ELSE planteó que la nueva capacidad del transformador de la SET Chahuares debe ser de 15/15/2 MVA.

Al respecto, debemos mencionar que, el tiempo de vida útil para los diversos Elementos considerado en la NORMA TARIFAS es de 30 años, adicionalmente un Elemento que supere como mínimo su tiempo de vida útil, no es causal inmediata de renovación ya que se debe presentar el sustento técnico adecuado que motive la renovación de dicho Elemento.

En ese sentido, los resultados de los protocolos de pruebas realizados al transformador de potencia señalan que presenta valores inaceptables en cuanto a su relación de transformación y presenta diferencias altas entre las fases R y S en el TAP 12 y S con T en el TAP 14, como consecuencia de problemas en el conmutador bajo carga. Respecto al conmutador bajo carga se indican problemas para la operación del conmutador bajo carga, con un evento de descarga eléctrica al interior durante su operación manual, señalando como conclusión que está en estado crítico. Por lo tanto, se justifica la renovación del transformador de potencia de la SET Chahuares.

Así también, el transformador y las celdas referidas en el año 2029, fecha para la cual ELSE solicita su renovación, cumplirán 32 años de vida lo que sobrepasa su vida útil. Así también, considerando que las normas de fabricación bajo las cuales fueron construidas están desactualizadas y los nuevos equipos cumplen con mayores requisitos de seguridad por la actualización de las normas de fabricación lo que puede contribuir a mejorar la confiabilidad de la SET Chahuares, se ve por conveniente la renovación del transformador de potencia y de las celdas de transformación.

Se precisa que ELSE, estará dando de baja el transformador y las celdas en 60 kV y 22,9 kV para el año 2029.

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinerghmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, se verifica que la SET Chahuares tendrá una demanda cercana a los 7,5 MVA en el largo plazo.

En ese sentido, y por criterios de estandarización de la potencia de los transformadores, y considerando que en la SET Chahuares no hay ningún circuito ni celda en 10 kV y de acuerdo a lo informado por ELSE, en el documento “Opiniones y sugerencias al Plan de Inversiones de Transmisión del Periodo mayo 2025 – abril 2029”, el devanado de 10 kV es de compensación, resulta conveniente aprobar un TP 60/23 kV de 15 MVA.

Por lo expuesto, corresponde aprobar la renovación por antigüedad de los siguientes Elementos: 1 TP en 60/22,9 kV de 15 MVA, 2 celdas de transformación (60 kV y 22,9 kV) de la SET Chahuares, para el año 2029.

- **Implementación de dos celdas alimentador en 22,9 kV en la SET Suriray:**

ELSE señala que el suministro de energía eléctrica al distrito de Santa Teresa se realiza desde la SET Santa María, con una red de media tensión de más de 12 km de longitud, el cual no garantiza la confiabilidad del suministro y calidad del producto por los niveles de caída de tensión y de pérdidas a lo largo del recorrido. Por ese motivo, plantean suministrar a energía desde la SET Suriray que está a 3 km y tiene un devanado de 22,9 kV sin utilizar, por lo que solicitan la implementación de dos alimentadores en 22,9 kV en la SET Suriray.

Al respecto, se debe mencionar que, las cargas atendidas desde la SET Santa María se encuentran dentro de su radio de atención en 22,9 kV asimismo, según el formato F-204 la SET Santa María cuenta con 3 alimentadores existentes, por lo que, de acuerdo con la proyección de demanda realizada por Osinergmin y detallada en el numeral 6.1 del presente informe, no se requerirán Celdas de Alimentador adicionales, conforme se puede apreciar en el siguiente gráfico.

**Gráfico N° 6-10**  
**Alimentadores disponibles de la SET Santa María F-204**

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET AT/MT SANTA MARÍA	Demanda (1)	22.9	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
	Capacidad por Alimentador (2)	22.9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Alimentadores Existentes	22.9	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Alimentadores Necesarios	22.9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Nuevos Alimentadores	22.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: F-200 (Osinergmin)

Por lo expuesto, no corresponde aprobar los dos nuevos alimentadores en 22,9 kV en la SET Suriray.

- **Implementación de Línea de Transmisión 138 kV Suriray Uripata**

ELSE señala que, la SET Machupicchu alimenta las SETs de Santa María y Uripata a través de la línea L-6002 de 60 kV y más de 57 km de recorrido, la cual sale continuamente de servicio, y por la lejanía y la geografía accidentada toma demasiado tiempo ubicar el origen de la falla.

Por dicha razón, ELSE por motivos de confiabilidad propone la implementación de la Línea de Transmisión en 138 kV desde la SET Suriray hasta la SET Uripata para el año 2029, el mismo que mejoraría la calidad del suministro y la calidad del producto y se contaría con un sistema de transmisión más eficiente, ya que se reducirán las pérdidas de energía en transmisión.

Al respecto, ELSE señala que el sustento normativo de la presente propuesta sería por razones de confiabilidad, lo cual, no es aplicable al presente caso; debido a que en el numeral 12.3.4. de la NORMA DE TARIFAS, menciona lo siguiente:

*“12.3.4. Para los sistemas eléctricos calificados por la DSE de OSINERGHMIN como sistemas de transmisión críticos, las empresas titulares presentarán alternativas de solución con el propósito de mejorar la confiabilidad en sus respectivos sistemas. En caso los titulares no presenten propuestas para todos o alguno de sus sistemas de transmisión críticos, de manera supletoria, la División de Supervisión de Electricidad de OSINERGHMIN propondrá alternativas técnicas para estos sistemas. Estas alternativas serán revisadas durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones o su modificación, y serán notificadas a las partes interesadas para el descargo correspondiente dentro de un plazo que no podrá ser menor a 10 días hábiles.”*

De lo anterior, es necesario mencionar que, de acuerdo a la evaluación contenida en el “Informe Técnico N° DSE-STE-532-2023” (Informe DSE 532) de Osinerghmin, el sistema de suministro de las cargas de sistema eléctrico La Convención y La Convención Rural no están siendo consideradas como sistema crítico, por las siguientes razones:

- “1. El sistema no ha presentado un problema de indisponibilidad de forma constante en los últimos 5 años de acuerdo a las tolerancias del procedimiento P-091. Esto incluye la línea L-6002, la cual es identificada por el agente fiscalizado como principal fuente de problema de confiabilidad.*
- 2. El sistema tiene entre sus principales causas de desconexiones las descargas atmosféricas y la caída de árboles o el contacto con árboles.*
- 3. El sistema está ubicado en una zona con nivel cerámico medio, donde predomina el valor máximo de 3 a 8 descargas/km2.año.*
- 4. El sistema eléctrico La Convención presenta 13557 usuarios y la Convención Rural presenta 23237 usuarios.*
- 5. El sistema tiene un proyecto aprobado en el PI 2021-2025, consistente en la instalación de celdas de maniobra y protección, así como tramos de línea para conversión de circuitos “T” en circuitos “PI” en las SET’s Santa María y Uripipata, lo cual tendría un impacto positivo en los indicadores de confiabilidad. Estos proyectos estaban inicialmente aprobados para el 2022 sin embargo a la fecha no están implementados.”*

Adicionalmente, en el Informe DSE 532, se propone los siguientes planes de acción y mantenimiento que se deben implementar:

- a. Mantenimiento con monitoreo de árboles crecidos y poda de árboles cercanos a conductores.*
- b. Mantenimiento y mejora de cables de guarda y los sistemas de puesta a tierra.*
- c. Implementación de pararrayos de línea, con informe de evaluación técnica-económica para determinar cantidad y localización óptima.*
- d. Mejoras en el Plan de Contingencias, más específicamente el caso de la línea L-6002, para optimizar las acciones de la secuencia de reposición orientado a mejorar los tiempos de reposición de servicio del sistema eléctrico de La Convención y La Convención Rural.”*

Posteriormente, lo señalado por el Informe DSE 532 fue reiterado en el informe DSE-SIE-143-2024, donde se señala lo siguiente:

**“B. Evaluación respecto a los opiniones y sugerencias de Electro Sur Este – Proyecto 138 kV Suriray - Uripata**

*De la evaluación de desconexiones del sistema Machupicchu – Santa Teresa – Santa María – Uripata – Chahuares- Kiteni, al mes de abril de 2024, la línea L-6002 presentó una desconexión propia forzada con 0,2 horas de indisponibilidad, debido a falla por descargas atmosféricas, con el cual no se viene excediendo las tolerancias establecidas en el Procedimiento 091, por lo que no se considera como crítico.”*

Por lo expuesto, no corresponde aprobar la implementación de Línea de Transmisión 138 kV Suriray - Uripata.

### **6.2.3.6 Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri**

- **Implementación de un transformador de 220/22,9 kV - 20 MVA y 5 celdas (2 de transformación en 220 kV, 60 kV y 3 de alimentador) en la SET Tintaya**

ELSE, en su PROPUESTA FINAL señala que, en la SET Tintaya, equipada con dos transformadores de potencia de 25 MVA de propiedad de la empresa minera, tiene un transformador de distribución en 22,9/10 kV de 5 MVA de capacidad conectado a la barra de 10 kV, el cual sirve para elevar a 22,9 kV para la salida de un solo alimentador para la distribución primaria el Sistema Eléctrico Yauri; y, de acuerdo a la proyección de la demanda para el año 2024, dicho transformador de distribución superará su capacidad instalada.

Añade también, que solo se dispone el espacio para una celda MT de alimentador por lo que ya no se puede colocar otro transformador en paralelo. En ese sentido, ELSE para atender el crecimiento de la demanda propone dos alternativas de solución:

- Alternativa 01.- Implementar una SET en 138/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya, con un costo de inversión de USD 1 068 890,63.
- Alternativa 02.- Implementar una SET en 220/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya Nueva, con un costo de inversión de USD 1 166 894.

No obstante, ELSE al realizar una evaluación del mínimo costo considerando adicionalmente los costos de operación y mantenimiento y las pérdidas, obtiene que la alternativa más económica es la SET en 220/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya Nueva.

En ese sentido, ELSE propone la implementación de la ampliación de la SET Tintaya Nueva con un transformador de potencia en 220/22,9 kV de 20 MVA, 2 celdas de transformación (220 y 22,9 kV) y 3 celdas alimentadores en 22,9 kV.

Al respecto, el Formato F-205 que presenta ELSE muestra una diferencia en las inversiones y OyM a 10 años en el orden de los 120 mil USD, es decir, la alternativa en 138 kV sería más económica.

En el caso de las pérdidas, dado que ELSE no ha presentado los archivos que demuestren dicho cálculo, no se ha podido validar la referencia de la información que sustenta el valor de 605 mil USD para la alternativa en 138 kV ni el valor de 378 mil USD para la alternativa en 220 kV. Por lo tanto, los valores de pérdidas presentadas por ELSE por los cuales el TP en 220 kV sería más económico que el de 138 kV, no tendría sustento.

Al respecto, Osinerghmin ha realizado el análisis de las dos alternativas propuestas por ELSE, los resultados de los cálculos contenidos en el Formato F-205 realizado por Osinerghmin, demuestran que el Transformador de 138 kV es la alternativa más económica, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico N°6-11**  
**Formato F-205 (Osinerghmin)**

OSINERGHMIN										F-205
SELECCIÓN DE ALTERNATIVA ÓPTIMA										
ÁREA DE DEMANDA:10										
SISTEMA ELÉCTRICO: Yauri y SER Tintaya Yauri										
Nombre	Descripción Alternativa(2)	Costos de Inversión(4)				Total Inversión	Costos de Explotación(4)		Costo Total US\$	
		Transmisión		Transformación(3)			OYM	Pérdidas		
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	TP 138/22,9 kV de 20 MVA en SET Tintaya	-	-	1.341.793	258.347	1.600.140	368.156	19.642	1.987.939	
Alternativa 2	TP 220/22,9 kV de 20 MVA en SET Tintaya Nueva	-	-	1.489.650	258.347	1.747.997	399.969	19.164	2.167.130	
<b>Alternativa Seleccionada:</b> Alternativa 1									1.987.938,82	
Alternativa 1: Año 2026: TP 138/22,9 kV de 20 MVA en SET Tintaya  Alternativa 2: Año 2026: TP 220/22,9 kV de 20 MVA en SET Tintaya Nueva										

Fuente: F-205 (Osinerghmin)

En ese sentido, la implementación de la ampliación de la SET Tintaya con un transformador de potencia en 220/22,9 kV de 20 MVA, no es económica ni técnicamente la más conveniente. Por lo indicado, corresponde un TP 138/22,9 kV de 20 MVA.

Con relación a los alimentadores solicitados, ELSE no ha presentado el sustento del requerimiento de 3 alimentadores en 22,9 kV. Por lo tanto, considerando los resultados obtenidos del F-204, se verifica que solo se requieren dos (2) Celdas de Alimentador en 22,9 kV, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico N°6-12**  
**Formato F-204 (Osinerghmin)**

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MAT/MT TINTAYA	Demanda (1)	22,9				6	6	6	6	6	6	6	7	7	7
	Capacidad por Alimentador (2)	22,9				5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Alimentadores Existentes	22,9				0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Alimentadores Necesarios	22,9				2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Nuevos Alimentadores	22,9				2	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: F-200 (Osinerghmin)

Sin perjuicio de lo antes indicado, considerando que ELSE en su Propuesta Final solicita la implementación de este proyecto para el año 2028, pero dada la necesidad de contar con la implementación del mismo debido a la sobrecarga del transformador de distribución, se programa la ejecución para el año 2026. Sin perjuicio de lo indicado, es necesario precisar que, este nuevo plazo no exonera a ELSE de la responsabilidad de mantener el cumplimiento de los indicadores de calidad de la Norma

Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y de la imposición de las sanciones respectivas en caso de su incumplimiento.

Por lo expuesto, se aprueba la implementación de un transformador de 138/22,9 kV y 20/20 MVA, dos celdas de transformación (138 kV y 22,9 kV) y dos celdas de alimentador en 22,9 kV, en la SET Tintaya para el año 2026.

## 6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

### 6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante "POC"), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.
- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** Cabe señalar 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.

### 6.2.4.2 Programación de Bajas

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

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 10, se han programado Bajas para el periodo 2025-2029.

**Cuadro N° 6-6**  
**Programación de Bajas – ÁREA DE DEMANDA 10**

Programación de Bajas AD10				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Celda Convencional de Transformador 23 kV	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Celda Convencional de Transformador 10 kV	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Celda convencional de Transformador 23 kV	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Celda convencional de Transformador 23 kV	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA	SET Chahuares
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Chahuares
10	ELSE	2029	Celda convencional de Transformador 23 kV	SET Chahuares
10	EGEMSA	2028	3 Celdas Tipo interior de Transformador en 10 kV	SET Dolorespata
10	EGEMSA	2028	9 Celdas Tipo interior de Alimentador 11,5 kV	SET Dolorespata
10	EGEMSA	2028	Celda Tipo interior de Compensación 10 kV	SET Dolorespata

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 10, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6-10**  
**PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 10**  
**PLAN DE INVERSIONES SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
<b>Total Área de Demanda 10</b>	<b>7 747 832</b>	<b>11,44</b>	<b>115</b>	<b>37</b>
<b>ELSE</b>	<b>6 739 449</b>	<b>11,44</b>	<b>115</b>	<b>21</b>
<b>MAT</b>				
Celda	665 728			2
Línea				
TP	2 226 279		70	2
Banco				
<b>AT</b>				
Celda	1 137 644			5
Línea	156 472	11,44		1
TP	1 870 902		45	3
Banco				
<b>MT</b>				
Celda	682 424			8
Línea				
TP				
Banco				
<b>EGEMSA</b>	<b>1 008 383</b>			<b>16</b>
<b>MT</b>				
Celda	1 008 383			16
Línea				
TP				
Banco				

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

## 6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS<sup>5</sup>, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la Gerencia de Supervisión Eléctrica de Osinergrmin, 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 TARIFAS<sup>6</sup>, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021 - 2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 10, no se presentaron casos que impliquen el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021 - 2025, por lo que los Elementos aprobados en dicho Plan para esta Área de Demanda, se mantienen invariables, son necesarios y obligatorios para la atención oportuna de la demanda.

---

<sup>5</sup> (...)

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

<sup>6</sup> 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 OSINERGRMIN 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 OSINERGRMIN, se mantendrá el plazo original establecido para la implementación de dichos proyectos.

## 7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los estudios presentados por ELSE y EGEMSA, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha obtenido el valor de 2,7% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica (a nivel MT) en el Área de Demanda 10, menor que 3,9% presentado por ELSE en su PROPUESTA FINAL, para el período 2024-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 10, en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 7 747 832 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe. Dicha inversión es asignada 87% a ELSE y 13 % a EGEMSA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 10, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 10, correspondiente al período mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.



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

/rho/jacc

## 8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN
- Anexo B** Metodología para la Proyección de la Demanda.
- Anexo C** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de los TITULARES.
- Anexo D** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinerghmin.
- Anexo E** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinerghmin.
- Anexo F** Cuadros Comparativos.

**Anexo A**  
**Análisis de las Opiniones y Sugerencias**  
**a la PREPUBLICACIÓN**

## Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ELSE a la PREPUBLICACIÓN

### 1. Sistema Eléctrico Cusco – SET Quencoro

ELSE reitera su solicitud de aprobación de 3 celdas de 10 kV, debido a la inviabilidad de la construcción de la SET Parque Industrial, por los motivos expuestos en su Informe Técnico de Plan de Inversiones 2025-2029.

Por otro lado, dado que los factores de utilización en los devanados de los transformadores de la SET Quencoro superan el 80% y los plazos requeridos para realizar los procesos de contratación y adquisición para los estudios de ingeniería, permisos ambientales, CIRA, y los tiempos de construcción (obras civiles y montaje electromecánico), ha propuesto la puesta en operación comercial de las nuevas celdas en 138 kV y 33 kV de la Subestación Quencoro para el año 2026. Sin embargo, señala que Osinerghmin considera la aprobación de la puesta en operación comercial para el año 2025, sin considerar los plazos mínimos requeridos es decir en una fecha bastante próxima, más aún si se considera que el presente plan de inversiones se aprueba el 31 de julio del 2024.

Por tanto, respecto a la puesta en operación comercial de las celdas de 138 kV y 33 kV, consideradas en la PREPUBLICACIÓN, ELSE solicita se programen para el primer trimestre del año 2027, permitiendo contar con los plazos mínimos necesarios para el desarrollo de estudios, permisos y su ejecución.

#### Análisis de Osinerghmin

ELSE en esta etapa no alcanza información ni argumentación adicional a la alcanzada en la PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL. En ese sentido, no corresponde aceptar la solicitud de incluir 3 celdas de 10 kV en la SET Quencoro, por los argumentos ya expuestos en el Informe N° 091-2024-GRT

Respecto a la modificación de la fecha de puesta en operación comercial de las celdas en 138 kV y 33 kV, consideradas para el año 2025, en la PROPUESTA FINAL, ELSE solicita la incorporación de dichas celdas para el año 2027, debido a los plazos requeridos para la ejecución del proyecto. Al respecto, tal como se indicó en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT que sustenta la PREPUBLICACIÓN, la implementación de las celdas en 138 y 33 kV han sido solicitadas por ELSE debido a la implementación del nuevo transformador aprobado en el PI 2021-2025, es decir, para asegurar la calidad, confiabilidad, operación y mantenimiento de los equipos de protección y seccionamiento conectados al TP; por lo indicado, corresponde que se aprueben las celdas en 138 kV y 33 kV solicitadas en el año 2025. Cabe precisar, que la fecha prevista para la puesta en servicio del TP 138/33kV – 25 MVA aprobado en el PI 2021-2025 para la SET Quencoro, es el año 2022.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por ELSE.

#### Conclusión

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

### 2. Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3 – SET Cachimayo

ELSE señala lo siguiente:

- De acuerdo con la proyección de demanda, se propone para el 2027 la puesta en operación comercial de este nuevo transformador, tomando en cuenta los plazos perentorios y necesarios a incurrir en el desarrollo de estudios, permisos, adquisiciones y construcción. Por tanto, solicita se considere la proyección de demanda realizada por ELSE y el año propuesto para el inicio de la operación comercial el año 2027.

- Respecto a la capacidad del transformador, de acuerdo con la proyección de demanda realizada por ELSE, propuso un transformador de 35 MVA el cual cubriría el crecimiento de la demanda en el largo plazo. Por lo tanto, solicita mantener los 35 MVA de capacidad de su propuesta y no los 50 MVA aprobados.
- Con relación a la capacidad de las celdas, señala que, están diseñadas para un transformador de 15 MVA. Al proponer un nuevo transformador de 50 MVA, se requiere cambiar la capacidad de las celdas. Por lo tanto, se deben reconocer celdas de transformación para 138 kV, 60 kV y 22,9 kV.
- En cuanto a la propuesta de rotar el actual transformador de potencia de la SET Cachimayo a la SET Tintaya Nueva, manifiesta que, el transformador de 138/60/22,9 kV de 20/20/9 MVA y tipo de conexión Ydy está diseñado para operar a una altitud de 3500 msnm y la SET Tintaya Nueva se encuentra a una altitud superior a los 4000 msnm y el núcleo de 60 kV no sería utilizado, mucho más aun considerando que es un núcleo de DELTA. Por lo tanto, sugiere se mantenga como reserva ante cualquier contingencia.
- En caso se mantenga la posición de OSINERGHMIN de trasladar este transformador, solicita: formular el procedimiento a seguir para el reconocimiento de los costos de traslado, seguros, obras civiles asociadas y/o requeridas para el transformador; y, encargar como responsable del traslado del transformador de Cachimayo a la empresa EGEMSA, debido a que es de su propiedad.
- Finalmente, solicita a OSINERGHMIN otorgar o trasladar la titularidad a la Empresa EGEMSA, quien actualmente es el dueño del transformador en operación en la SET Cachimayo.

### **Análisis de Osinerghmin**

La capacidad de 50 MVA del TP de la SET Cachimayo aprobado para el año 2025, está sustentada en la proyección de la demanda realizada por Osinerghmin, tal como se puede apreciar en el Formato F-202.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación									2
		Lado	kV		2022 -2	2023 -1	2024 0	2025 1	2026 2	2027 3	2028 4		
SET MAT/AT/MT CACHIMAYO	MAX DEM	HV	138		14.5	14.9	15.4	22.5	23.0	26.8	27.3	2	
	MAX DEM	MV	60		11	12	12	19	19	23	23		
TP-138/60/22.9 kV - 20/20/9MVA	MAX DEM	LV	22.9		3	3	4	4	4	4	4		
	P. INST. (MVA)	HV	138	2000	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	2	
	P. INST. (MVA)	MV	60	2000	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	2	
	P. INST. (MVA)	LV	22.9	2000	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	€	
	FACTOR DE USO	HV	138		0.72	0.74	0.77	1.12	1.15	1.34	1.37	1	
	FACTOR DE USO	MV	60		0.56	0.58	0.59	0.94	0.96	1.15	1.17	1	
	FACTOR DE USO	LV	22.9		0.37	0.38	0.39	0.40	0.42	0.43	0.45	C	

En ese sentido, considerar una potencia de 35 MVA para el TP de la SET Cachimayo, como la solicitada por ELSE, no cubriría la demanda de largo plazo, tal como se puede apreciar en el Formato F-203, realizado por Osinerghmin, donde la demanda del TP superaría los 35 MVA en el año 2045 y los 40 MVA en el año 2054.

Respecto al requerimiento de nuevas celdas de transformación en 138, 60 y 23 kV por restricciones de capacidad, ELSE no ha sustentado su propuesta. Además, cabe precisar que el incremento de la capacidad nominal de un transformador no implica, necesariamente la necesidad de cambiar las celdas de transformación de manera inmediata. En ese sentido, ELSE deberá evaluar la capacidad de las celdas en el momento que así lo requiera la demanda.

Sobre la observación que el TP de la SET Cachimayo tiene una altura de diseño de 3500 msnm, debemos señalar que, durante la visita técnica realizada a dicha SET se verificó que la placa de datos del TP muestra que la altura de diseño es de 4200 msnm, tal como se puede apreciar en la siguiente fotografía.

## Fotografía de la placa de datos del TP SET Cachimayo

TRANSFORMADOR REGULA

AÑO [ ] N° XA-192A001 TIPO TUC 15-(20)M / 145 / 72,5 / 24 RESFRIAMIENTO ON

DEVANADO	POTENCIA NOMINAL (kVA)	
	ONAN	ONAF (PREVISIÓN)
AT	15000	20000
MT	15000	20000
BT	7000	9000

Nº DE FASES 3

LÍMITE DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DE LOS DEVANADOS 65 °C

FRECUENCIA 60 Hz

IMPEDANCIAS A 75°C BASE		kVA		kV Y 60 Hz	
15000	132 / 60	132 / 22,9	132	22,9	22,9
7000	60 / 22,9	60 / 22,9	60	22,9	22,9

PESOS	PARTE ACTIVA	TANQUE Y ACCES.	ACEITE	TOTAL	TOTAL SIN ACEITE
kg	19041	15845	12654	47540	32100

ALTA TENSIÓN

FASES: U - V - W NEUTRO: W

C.B.C. TENSIÓN AMPERES AMPERES

ALTURA DE INSTALACION 4200 m.s.n.m.

CONMUTADOR BAJO CARGA

Respecto a la afirmación de que el grupo de conexión del TP de la SET Cachimayo es Ydy, éste no es un impedimento para que sea trasladado a la SET Tintaya, considerando que solo está previsto el uso del devanado en 22,9 kV.

Sin perjuicio de lo indicado, mediante el oficio N° 0467-2024-MTC/12.08 del 31 de mayo del 2024, la Dirección de Regulación, Promoción, y Desarrollo Aeronáutico del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, comunico a Osinerqmin que la construcción del Aeropuerto Internacional de Chinchero se estará culminando para el año 2026. En ese sentido, se requiere que el nuevo TP en 138/60/23kV de 50/50/50 MVA entre en operación en el año 2026.

Por lo tanto, se acepta únicamente la opinión de no rotar el TP en 138/60/23kV 20/20/9 MVA de la SET Cachimayo y se desestiman las demás opiniones.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge únicamente la opinión de no rotar el TP en 138/60/23kV 20/20/9 MVA de la SET Cachimayo a la SET Tintaya.

### **3. Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3 – SET Pisac**

ELSE reitera la solicitud de reemplazar el equipamiento existente de la SET Pisac, señalando que, si bien el TP tiene una antigüedad de 23 años y está dentro de los 30 años de vida útil y que el informe técnico de mantenimiento y los resultados de las pruebas realizadas indican que el transformador opera con normalidad, el transformador y su equipamiento de protección presentan fatiga y deterioros físicos, posiblemente debido al transporte a la zona en la época que se realizó el montaje, entre otros factores climáticos<sup>7</sup>.

### **Análisis de Osinerqmin**

Al respecto, debemos señalar que la solicitud fue evaluada en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT, en el que se indica: “que de acuerdo a los informes del Anexo 2.1, de la PROPUESTA FINAL de ELSE, las pruebas realizadas a los equipos y al aceite dieléctrico tienen valores aceptables, por lo que no justifica su renovación”.

Así también, con relación a las obligaciones de las concesionarias se indica, “de acuerdo a lo señalado en el inciso b) del artículo 31) de la LCE, los concesionarios de transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En ese sentido, queda claro la obligación que recae en la empresa ELSE, máxime, de aquellos Elementos que no han cumplido como mínimo su tiempo de vida útil y con el cual fueron considerados para el cálculo del reconocimiento tarifario, donde se remunera, además de la inversión, los costos de operación y mantenimiento que se realizó el montaje, entre otros factores climáticos”

<sup>7</sup> Adicionalmente ELSE adjunta fotografías de la SET Pisac.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por ELSE.

### **Conclusión**

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

#### **4. Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2 – Cambio de Conductor de la Línea LT 3302 (SET Quencoro – SET Oropeza – SET Huaro)**

ELSE señala que, el cambio de sección de conductor en los 11,44 km, son en diferentes vanos, no necesariamente contiguos; por lo que el reemplazo del conductor va requerir varios cortes de energía, y siendo un sistema eléctrico radial afectará el suministro de las SET's Oropeza y Huaro, por lo que propone ejecutar el proyecto en dos partes:

- El 50% dentro del PIT 2025-2029.
- El 50% en el PIT 2029-2033.

### **Análisis de Osinerghmin**

El cambio del conductor ha sido aprobado para el año 2029, fecha en la que se requiere para mantener las condiciones de operación. Por lo tanto, ELSE puede ejecutar el cambio del conductor por tramos, siempre que se concluya en su totalidad para el año 2029 (año programado).

Sin perjuicio de lo antes señalado, es necesario precisar que, ejecutar el cambio de sección del conductor por tramos no exonera a ELSE de la responsabilidad de mantener el cumplimiento de los indicadores de calidad de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y de la imposición de las sanciones respectivas en caso de su incumplimiento.

### **Conclusión**

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

#### **5. Sistema Eléctrico Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2 – SET Oropeza**

ELSE señala que acepta lo planteado por Osinerghmin respecto a la SET Oropeza, y que además ejecutará lo aprobado en el PI 2017-2021.

### **Análisis de Osinerghmin**

ELSE confirma lo indicado en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido al presente comentario.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, ELSE confirma lo indicado en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT.

#### **6. Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay–Andahuaylas – SET Abancay Nueva**

ELSE señala que, está de acuerdo con lo mencionado por Osinerghmin respecto a la sobrecarga en el devanado de 60 kV de la SET Tamburco, por lo que manifiesta su conformidad. Sin embargo, la solicitud de las celdas de transformación y alimentación en 22,9 kV en la SET Abancay Nueva parte de la necesidad de atender cargas aledañas a las mismas que actualmente se viene atendiendo desde la SET Tamburco, el cual permitirá mejorar la calidad del servicio (menos interrupciones) y la calidad del producto (mejores niveles de tensión); no obstante la necesidad mencionada, ELSE para este PI 2025-2029 desiste de este requerimiento y esperará la puesta en servicio del "Enlace 138 kV Abancay – Andahuaylas", para evaluar el comportamiento de su sistema eléctrico.

### **Análisis de Osinerghmin**

ELSE confirma lo indicado en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido al presente comentario.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, ELSE confirma lo indicado en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT.

**7. Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay–Andahuaylas – SET Andahuaylas**

ELSE manifiesta su conformidad con el proyecto de PI 2025 – 2029 respecto a la SET Andahuaylas.

**Análisis de Osinerghmin**

ELSE confirma lo indicado en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido al presente comentario.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, ELSE confirma lo indicado en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT.

**8. Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay–Andahuaylas – SET Chuquibambilla**

En cuanto a la capacidad del transformador aprobado para la SET Chuquibambilla, ELSE solicita mantener la capacidad del transformador de su propuesta (10/10/2 MVA), el mismo que se dimensiono conforme a su proyección de demanda, considerando además que el devanado de 10 kV es únicamente para compensación. En ese sentido, señala que la implementación de un nuevo transformador de 15/15/15 MVA estaría incrementando el costo de inversión innecesariamente.

En cuanto a la celda de 10 kV, ELSE menciona que el devanado de 10 kV solo es de compensación y actualmente no cuenta con celdas, por lo tanto, desestima el requerimiento.

**Análisis de Osinerghmin**

Sobre la solicitud de mantener la capacidad del TP en 10/10/2 MVA de la SET Chuquibambilla, como se indicó en el Informe Técnico N° 091-2024-GRT, por criterio de estandarización de la potencia de los transformadores, resulta conveniente aprobar un TP de 15 MVA.

Adicionalmente, considerando lo indicado por ELSE respecto a que el devanado de 10 kV es de compensación, se hace innecesario el tercer devanado, dado que la demanda actual es en 22,9 kV y la distribución de cargas es rural. Por lo indicado, tampoco se ve la necesidad del devanado en 10 kV a futuro, teniendo en cuenta que el desarrollo de la demanda actual es en 22,9 kV y no hay sustento técnico para migrar a futuro a tensiones inferiores. En ese sentido, es conveniente aprobar un TP 60/23 kV de 15/15 MVA. Sin perjuicio de lo antes indicado, dicho TP podrá tener el diseño previsto para que la compensación de armónicas sea interna al transformador.

Así también, luego de la revisión realizada por Osinerghmin, se observa que la celda en 60 kV de la SET Chuquibambilla es una celda de línea transformador, no a una celda de transformador como lo solicitado por ELSE. Por lo tanto, corresponde modificar la PREPUBLICACIÓN reemplazando la celda de transformador en 60 kV aprobada, por una celda de línea transformador en 60 kV.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, corresponde modificar la PREPUBLICACION reemplazando el TP aprobado por un TP 60/23 kV de 15/15 MVA y la celda en 60 kV aprobada por una celda de línea transformador en 60 kV.

9. **Sistema Eléctrico Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay–Andahuaylas – SET Chacapunte**

En cuanto a la capacidad del transformador aprobado para la SET Chacapunte, ELSE solicita mantener la capacidad del transformador de su propuesta (10/10/2 MVA), el mismo que se dimensiono conforme a su proyección de demanda, además menciona que el devanado de 10 kV es únicamente para compensación. En ese sentido, señala que la implementación de un nuevo transformador de 15/15/15 MVA implicaría un incremento en el costo de inversión.

**Análisis de Osinerghmin**

Ver análisis de Osinerghmin a la Observación 8 de ELSE, respecto al devanado de 10 kV y a la potencia estandarizada de 15 MVA.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, corresponde modificar la PREPUBLICACION reemplazando el TP aprobado por un TP 60/23 kV de 15/15 MVA.

10. **Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural – SET Chahuares**

En cuanto a la capacidad del transformador aprobado para la SET Chahuares, ELSE solicita mantener la capacidad del transformador de su propuesta (10/10/2 MVA), el mismo que se dimensiono conforme a su proyección de demanda, considerando además que el devanado de 10 kV tiene uso únicamente para compensación. En ese sentido, señala que la implementación de un nuevo transformador de 15/15/15 MVA estaría incrementando el costo de inversión.

**Análisis de Osinerghmin**

Ver análisis de Osinerghmin a la Observación 8 de ELSE, respecto al devanado de 10 kV y a la potencia estandarizada de 15 MVA.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, corresponde modificar la PREPUBLICACION reemplazando el TP aprobado por un TP 60/23 kV de 15/15 MVA.

11. **Sistema Eléctrico La Convención, Machupicchu y La Convención Rural – SET Suriray**

ELSE reitera la solicitud de implementar una celda de transformación en el lado de 22,9 kV y dos celdas de alimentación en 22,9 kV en la SET Suriray, debido a que permitirá descongestionar la SET Santa María y mejorar su índice de cargabilidad y mejorar la calidad de suministro y de producto, además de mitigar los potenciales conflictos sociales en el distrito de Santa Teresa como consecuencia de la interrupción de suministro o la duración de las mismas.

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, conforme a lo señalado en el Informe N° 091-2024-GRT, según el formato F-204 realizado por Osinerghmin, la SET Santa María cuenta con 3 alimentadores existentes, y de acuerdo con la proyección de demanda resulta que no se requerirán Celdas de Alimentador adicionales.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido a la presente opinión.

**Conclusión**

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

12. **Sistema Eléctrico la Convención, Machupicchu y la Convención rural – Línea de Transmisión de 138 kV SET Suriray – SET Uripata**

ELSE reitera la propuesta de la Línea de Transmisión de 138 kV SET Suriray – SET Uripata planteada en el PI 2025-2029, manifestando que dicho proyecto pueda ser considerando como un sistema SETA, el cual cumple con los criterios indicado en el ítem 4 del Informe Técnico N° DSE-STE-80–2018, el mismo que precisa lo siguiente:

*“Es un sistema de transmisión conformado principalmente por líneas de transmisión y transformadores de potencia que excedieron los indicadores de performance en transmisión de tasas de falla de líneas y componentes (TFL, TFC) e indisponibilidades de líneas y subestaciones (INDISL e INDISE), de acuerdo con lo establecido en el procedimiento N° 091-2006-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los sistemas de Transmisión”. Asimismo, son incluidos los transformadores de potencia sobrecargados y la congestión en líneas de transmisión, evaluadas mediante el Factor de Uso de las instalaciones de transmisión, y los sistemas de transmisión radiales con altas tasas de fallas e indisponibilidades.”*

Asimismo, señala que para el año 2018, se calificaron los SETA a nivel nacional, mediante los siguientes criterios:

- Desconexiones forzadas (fallas) de líneas de transmisión y transformadores reportados por las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras que operan sistemas de transmisión cuya duración superen los 3 minutos e interrumpan el suministro eléctrico de usuarios regulados y de responsabilidad de la propia concesionaria, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento N° 091-2006OS/CD de Osinerghmin.
- Indicadores de performance de Instalaciones de transmisión que transgreden las tolerancias de tasa de falla e indisponibilidad de líneas de transmisión y transformadores.
- Líneas congestionadas y transformadores sobrecargados (Cargabilidad >100%) evaluados al 4 trimestre de 2017.
- Líneas y transformadores a punto de sobrecargar (Cargabilidad >75% y <100%) evaluados al 4 trimestre de 2017.
- Sistemas de transmisión radiales que abastecen a sistemas eléctricos de distribución críticos.

Añade que, los sistemas eléctricos de transmisión en alerta calificados para el año 2018, ocasionaron la mala calidad del suministro a los usuarios de los sistemas eléctricos de distribución, incrementado los indicadores de SAIFI y SAIDI.

Asimismo, señala que en el ítem 6 del Informe Técnico N° DSE-STE-80–2018, se considera evaluar como un proyecto de Sistema Eléctrico de Transmisión en Alerta las líneas de transmisión en 60 kV del Sistema Eléctrico la Convención – Convención Rural. En ese sentido, ELSE solicita incluir dentro de la evaluación la implementación del proyecto propuesto, considerando además que este proyecto brinda mayor calidad del servicio y calidad del producto al sistema eléctrico La Convención.

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, en el Informe Técnico N°091-2024-GRT se indicó que el sistema de suministro de las cargas del sistema eléctrico La Convención y La Convención Rural no son considerados como sistema crítico de acuerdo al Informe DSE-STE-532-2023, lo cual fue reiterado posteriormente en el informe DSE-SIE-143-2024, donde se señala lo siguiente:

**“B. Evaluación respecto a los opiniones y sugerencias de Electro Sur Este – Proyecto 138 kV Suriray - Uripata**

*De la evaluación de desconexiones del sistema Machupicchu – Santa Teresa – Santa María –Urpipata – Chahuares- Kiteni, al mes de abril de 2024, la línea L-6002 presentó una desconexión propia forzada con 0,2 horas de indisponibilidad, debido a falla por descargas atmosféricas, con el cual no se viene excediendo las tolerancias establecidas en el Procedimiento 091, por lo que no se considera como crítico.”*

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido a la presente opinión.

### **Conclusión**

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

### **13. Sistema Eléctrico Yauri y SER Tintaya Yauri – SET Tintaya**

En cuanto al traslado del transformador de la SET Cachimayo a la SET Tintaya, ELSE manifiesta lo siguiente:

- El transformador existente en la SET Cachimayo, el mismo que se propone trasladar, está diseñado para operar a una altitud de 3500 msnm y la SET Tintaya Nueva se encuentra a una altitud de 4066 msnm.
- La rotación del TP de 138/60/23 kV, 20/20/9 MVA y tipo de Conexión Ydy, no se considera como la mejor opción debido a que se tendrá el devanado de 60 kV sin ser utilizado y más aún que dicho devanado tiene configuración en Delta.
- La propuesta aprobada por Osinerghmin no está reconociendo los costos de traslado, seguros, loza de aproximación, ni pozo de contención, ni demás costos de las obras civiles asociadas, necesarias para la recepción del transformador en la SET Tintaya Nueva.
- Finalmente, en caso de mantenerse la alternativa de traslado el transformador, la responsabilidad de dicho traslado e instalación deberá corresponder al propietario de dicho activo, es decir a la empresa EGEMSA.

### **Análisis de Osinerghmin**

Respecto a la altura de instalación del TP, en la visita técnica se verificó la placa de datos del TP de la SET Cachimayo tiene una altura de instalación especificada de 4200 msnm.

Sobre el grupo de conexión del TP existente – Ydy – éste no resulta impedimento para el traslado a la SET Tintaya, porque solo está previsto el uso del devanado en 22,9 kV.

Sin perjuicio de lo indicado, en los datos de placa del TP de la SET Cachimayo, se observa que el transformador de potencia ya casi llegó a su vida útil (año de fabricación 2020) y, considerando las condiciones de trabajo a las que ha estado sometido (altitudes superiores a 3500 msnm con descargas atmosféricas), es conveniente aprobar un nuevo TP de 138/22,9 kV y 20/20 MVA en la SET Tintaya.

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

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se aprueba un TP 138/22,9 kV de 20 MVA en la SET Tintaya.

## Análisis de las Opiniones y Sugerencias de EGEMSA a la PREPUBLICACIÓN

### 1. Reprogramación de la fecha de Ejecución de la Renovación de celdas en la SET Dolorespata

EGEMSA propone se postergue la fecha de ejecución para el año 2028, debido a los plazos vinculados al cumplimiento de todo el proceso del ciclo del proyecto, enmarcado en el [invierte.pe](#) y la Ley de Contrataciones con el Estado que requieren una planificación más holgada para su adecuada, considerando que EGEMSA es una empresa del Estado.

Añade que, un periodo adicional permitirá una planificación más exhaustiva, asegurando la conformidad con los procedimientos legales y administrativos pertinentes, lo cual reducirá la posibilidad de contratiempos durante la ejecución del proyecto.

Por otro lado, manifiesta que, debido a la monumentalidad arqueológica de la ciudad de Cusco, resulta necesario coordinaciones con diversas entidades de la ciudad, principalmente con el Ministerio de Cultura para obtener la certificación necesaria y cumplir con otros requisitos, que harán consumir un tiempo importante del cronograma de ejecución.

Finalmente, EGEMSA señala que esta inversión deberá ser incluida en el PMI (Plan Multianual de Inversiones) y aprobada en su Directorio de febrero del año 2025.

#### Análisis de Osinerghmin

EGEMSA en su propuesta final solicitó la renovación para el año 2025, indicando que las el edificio de celdas donde está instalado todo el equipamiento existente de la SET Dolorespata es de propiedad de la misma empresa, por lo que no habría inconvenientes para la disponibilidad, gestión y permisos involucrados del espacio requerido. También, indicó que tiene decidido elaborar el plan de abandono de esta central térmica, previendo proceder con su desmantelamiento para el año 2024, tiempo suficiente para implementar las nuevas celdas en el año 2025.

Por último, sustentó el requerimiento de su propuesta en aspectos de obsolescencia de equipamiento (indisponibilidad de repuestos), seguridad eléctrica, dificultad para atender situaciones de reemplazo (emergencia).

No obstante, considerando que en el presente caso la solicitud de la renovación de los Elementos ha surgido por iniciativa de EGEMSA, se acoge la solicitud de realizar la renovación de los Elementos solicitados hasta el año 2028. Sin perjuicio de lo indicado, es necesario precisar que, este nuevo plazo no exonera a EGEMSA de la responsabilidad de mantener el cumplimiento de los indicadores de calidad de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y de la imposición de las sanciones respectivas en caso de su incumplimiento.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025 - 2029 a fin de considerar la puesta en operación de las nuevas celdas en la SET Dolorespata para el año 2028.

#### Conclusión

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

### 2. Inclusión de nuevas Celdas de medición y compensación

EGEMSA propone la inclusión de 4 nuevas celdas a las aprobadas por Osinerghmin en la PREPUBLICACION, las que se detalla a continuación:

- 02 celdas para Bancos de Capacitores existentes (Uno de 4x2,5 MVAR y otro de 3x3,75 MVAR).
- 01 celda para transformador de Puesta a tierra Zigzag.
- 01 celda de Medición de tensión de barra

Sustento de EGEMSA de las solicitudes de inclusión:

- 01 celda para BC de 4 x 2,5 MVAR: solicitada en la PROPUESTA INICIAL de Inversión de EGEMSA, como celda de compensación, se trata de una celda igual a las 09 celdas de alimentadores ya aprobadas, siendo la seguridad eléctrica la razón de su solicitud de cambio.
- 01 celda para BC de 3 x 3,75 MVAR: con motivo de la respuesta a la Observación N° 5 de Osinerghmin, EGEMSA plantea una relación de bajas donde se incluye esta celda. La razón es por la modularidad con las celdas de alimentadores y cumplir con la norma IEC 62271-200, manteniendo con ello un elevado grado de fiabilidad y de seguridad en la operación, (En audiencia pública del 22.06.23 se expuso algunos percances de corto circuito ocurridos en la barra de SEDO; la adecuación a la norma aleja estos peligros). Esta celda del año 2014 cumple con la capacidad de corto circuito, pero su adecuación a la nueva modularidad solicitada requeriría arreglos fuera de norma.
- 01 celda para Transformador de puesta a tierra Zig Zag: celda del año 2020 tiene 20 kAmp de poder de corte, las razones de su inclusión son igual a la anterior
- 01 Celda de Medición de tensión de barra: Estuvo solicitado en la PROPUESTA INICIAL de EGEMSA, como "Celda Medición 10 kV". Actualmente los transformadores de medida no tienen celda y están expuestos no cumpliendo con la normativa. Como celda en Baja no cuenta con celda. Al respecto existen opciones de celdas de alimentadores, bajo norma, que incluyen medición de tensión de barra, siendo esta opción la sugerida para tener la medición buscada.

La adición de estas celdas en "formato" Modular contribuirá significativamente a la eficiencia y estabilidad del sistema, permitiendo un mejor control y seguridad para el personal.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, EGEMSA solicita se incluyan adicionalmente a las celdas aprobadas en la SET Dolorespata, dos celdas de compensación, una celda de medición y una celda para el TP de aterramiento, sustentando su pedido por modularidad, es decir, por la dificultad que implicaría enlazar las celdas aprobadas (del tipo GIS) a las celdas existentes.

Del análisis realizado se determina lo siguiente:

- En relación a la celda de aterramiento, se debe mencionar que, un Transformador de Puesta a Tierra Zig-Zag no forma parte de los elementos que se aprueban en un Plan de Inversiones. Por esta razón, no resulta pertinente aprobar una celda para este elemento.
- En el caso de la celda de medición, se debe mencionar que, considerando la solicitud de una celda de acoplamiento (Opinión 3 de EGEMSA) y debido a que habrán ocasiones en las que la SET Dolorespata operará en configuración de dos secciones de barra, corresponde aprobar dos (02) celdas de medición en 10 kV.
- En el caso de la celda de compensación, actualmente se viene remunerando el BC de 3 x 3,75 MVAR y en el análisis eléctrico se ha validado que solo es necesario uno de los bancos, por lo que corresponde incluir solo una celda de compensación.

Adicionalmente, es necesario mencionar que, en tanto EGEMSA ha propuesto y sustentado la Baja de la Celda del Banco de Compensación de 3 x 3,75 MVAR, se procede a aprobar dicha Baja. Se precisa que EGEMSA no tendrá derecho a solicitar ninguna compensación por la falta de recuperación de la inversión realizada para la implementación de este Elemento del SCT a dar de Baja.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto el PI 2025 – 2029 a fin de incluir las celdas mencionadas en el presente análisis.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, se aprueba la renovación por cambio de tecnología de 1 celda de compensación en 10 kV, y se aprueban 2 celdas de medición.

### 3. Modificación de la Configuración de la Barra

EGEMSA, señala que a raíz de la Observación general N°7 donde Osinergmin solicita realizar coordinaciones entre EGEMSA y ELSE por la superposición de solicitudes y en la búsqueda de una solución moderna y segura. En ese sentido, plantea en conjunto la mejora en la disposición de “Barra única” a “Barra partida” en 10,5 kV de la SET Dolorespata. En la figura siguiente se muestra la propuesta de inclusión a la PREPUBLICACION.

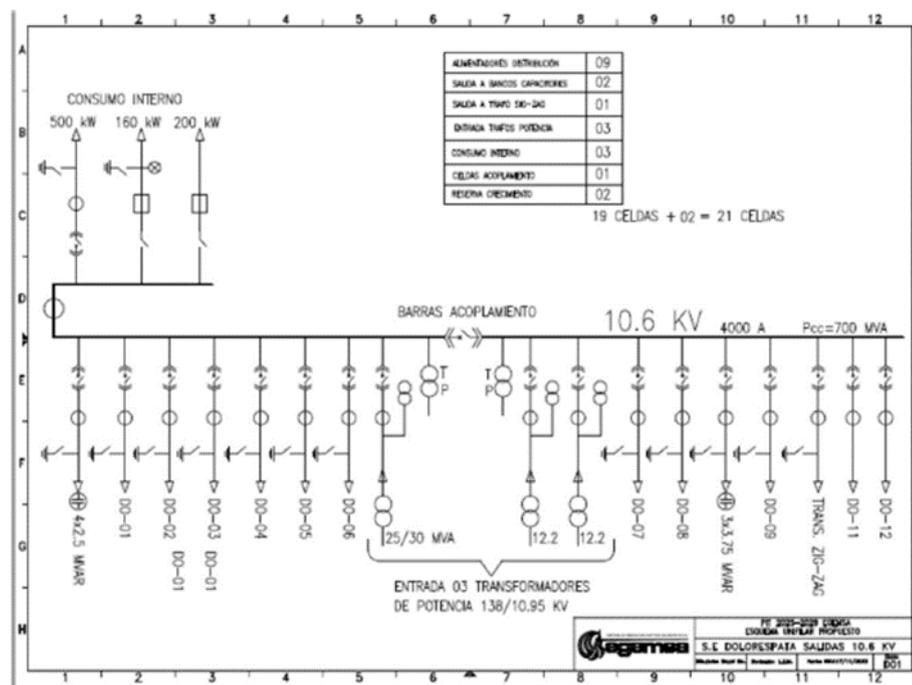


Figura N°2. Esquema unifilar de Barra partida

EGEMSA, señala que la propuesta del diagrama unifilar tiene las siguientes ventajas:

- Posibilidad de dividir las cargas en dos partes, una atendida por un transformador de 25/30 MVA y la otra por los 02 transformadores de 12,2 MVA. En operación normal estaría cerrado el interruptor de acoplamiento y se abriría en casos de contingencia o ampliaciones en la cantidad de celdas como se viene a futuro.
- Facilita la etapa de montaje de las celdas nuevas y remoción de las antiguas.
- Los transformadores de medida de tensión de barra (en ambos segmentos de barra) podrían instalarse aprovechando las nuevas celdas de alimentador u otra celda como la de los bancos de condensadores.
- Esta alternativa de barra partida ha sido compartido con la Gerencia de Operaciones de ELSE, mostrando ellos su acuerdo.

Como consecuencia, de aprobarse esta mejora, EGEMSA señala que se tendría que adicionar:

- 01 celda de acoplamiento con Interruptor de potencia, el cual puede incluir un juego de Transformadores de medida (solicitado ya líneas arriba) para un lado de la Barra, mientras que para el otro lado de la barra se tendría que equipar también

transformadores de medida, cubriendo de ese modo la medición en ambas barras de 10,5 kV.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, de acuerdo al sustento alcanzado por EGEMSA, el seccionamiento de la barra en el presente caso mejorará la operatividad y de maniobra de la SET Dolorespata, por lo que resulta conveniente aprobar una Celda de Acoplamiento en 10 kV. Asimismo, EGEMSA deberá evaluar la configuración normal más adecuada para la SET Dolorespata (Acople abierto o cerrado), considerando que dos Transformadores en 138/10 kV tienen potencias iguales de 12,2 MVA y el tercer TP 138/10 kV, tiene más del doble (30 MVA) de potencia.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto el PI 2025 – 2029 a fin de incluir la celda mencionada en el presente análisis.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente la opinión aprobando la celda de compensación.

## **4. Sustento de la tecnología GIS de las celdas**

En la absolución a la Observación General N°10, EGEMSA planteó la adopción de la Tecnología GIS por razones de espacio; adjuntándose una vista isométrica y de planta de la disposición actual de celdas. Las razones que sustenta esta alternativa son:

- Mayor seguridad.
- Ahorro de espacio en la sala de celdas del edificio de control que permitirá el mejor uso del área. Durante la respuesta a las observaciones se incluyó la figura de la disposición actual.
- Permitirá la incorporación de nuevos alimentadores de la distribuidora, la cual tiene en cartera las salidas DO-10, DO-11 y DO-12.
- Se prescribe el mando motorizado para el seccionamiento y puesta a tierra de las celdas de los 09 alimentadores para la distribuidora, además de la seguridad, evitará tener que recurrir a personal presente en sitio. Este tipo de solicitudes es frecuente por parte de la distribuidora hacia EGEMSA por ser ella titular de las celdas.
- Mayor flexibilidad de operación con barra partida.

### **Análisis de Osinerghmin**

La tecnología de las celdas que están aprobadas en la PREPUBLICACION para la SET Dolorespata de EGEMSA, en el proyecto del PI 2025-2029 son del tipo GIS.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido al presente comentario.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se confirma la tecnología aprobada en el PI 2025-2029.

## **5. Sobre la reubicación del transformador de 15/15/7 MVA propiedad de EGEMSA de la SET Cachimayo**

EGEMSA solicita no reubicar el TP 15/15/7 MVA de la SET Cachimayo, debido a que no cuenta con la capacidad para garantizar su fiabilidad y operatividad en las condiciones de destino propuestas.

Añade que, tal como se aprecia en el Formato F-200, el requerimiento de un nuevo transformador en la SET Tintaya Nueva no se justifica por sobrecarga:

IDENTIFICACIÓN DE LAS SET 's EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO																	
10																	
NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSION		Año Fabricación	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
		Lado	KV														
SET MATAMIT TINTAYA TP-132/10 KV - 25MVA	MAX DEM	LV	10		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	P. INST. (MVA)	LV	10	1990	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	FACTOR DE USO	LV	10		0.21	0.22	0.23	0.23	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27	0.28	0.29

Asimismo, agrega que, un Elemento que supere como mínimo su tiempo de vida útil, no es causal inmediata de renovación ya que se debe presentar el sustento técnico adecuado que motive la renovación de dicho Elemento, lo cual no se ha justificado en el Informe N°091- 2024-GRT.

Es crucial priorizar la integridad y la eficiencia de los equipos existentes, evitando acciones que puedan comprometer su funcionamiento y generar potenciales riesgos operativos.

En ese sentido, EGEMSA sugiere que el transformador indicado quede como contingencia en la SET Cachimayo para los niveles de tensión de 60 kV y 22,9 kV.

**Análisis de Osinerqmin**

Al respecto, EGEMSA no está considerando que el transformador que atiende al Sistema Eléctrico Yauri es de distribución por lo que no se visualiza en el formato F-200. Adicionalmente, se debe considerar que ELSE no está solicitando la renovación del transformador antes mencionado.

Sin perjuicio de lo indicado, los datos de placa del TP de la SET Cachimayo, indican que el transformador de potencia ya casi llegó a su vida útil (año de fabricación 2020) y, considerando las condiciones de trabajo a las que ha estado sometido (altitudes superiores a 3500 msnm con descargas atmosféricas), se considera conveniente no rotar dicho transformador a la SET Tintaya.

**Conclusión**

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

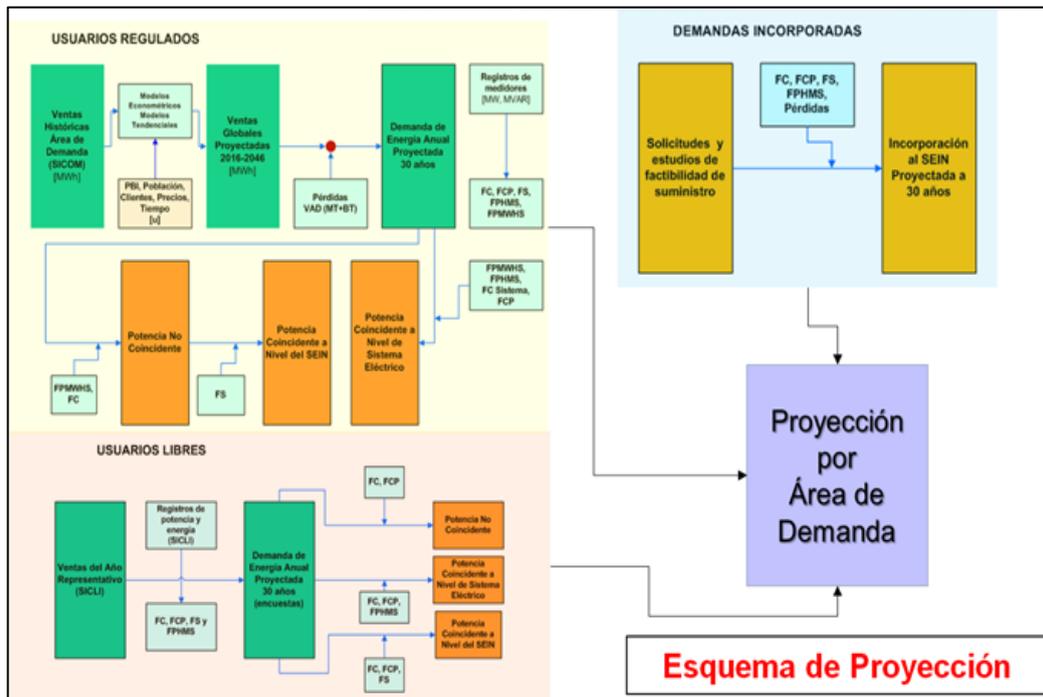
# **Anexo B**

## **Metodología para la Proyección de la Demanda**

## METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología aplicada en el presente estudio está basada en lo señalado en la Norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (“NORMA TARIFAS”) aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD. La Figura N° 1 presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

**Figura N°1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda**



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

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

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

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

#### B.1.1 Ventas de Energía

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

#### B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Apurímac, Cusco y Madre de Dios, está en millones de soles del año

2007, es calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 10 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 10 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 10 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI de cada departamento con las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

### **B.1.3 Población**

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 10 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 10 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 10 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía de cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

### **B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)**

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 10 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 10 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinerghmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 10.

### **B.1.5 Tarifa Real**

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 10 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 10 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. La tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 10. Para así obtener la Tarifa Real que fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC de las ciudades representativas que están en el Área de Demanda, en este caso, Moquegua. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

## **B.2 Proyección de Variables**

---

## B.2.1 Variables explicativas

### B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 10 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Asimismo, en la proyección del PBI de los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>.

Para el periodo 2026-2054 se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento futuro del PBI del Área de Demanda 10, en ella se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional, el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,54%.

**Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 10**

Dependent Variable: PBI10				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 17:05				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-546.7744	476.4525	-1.147595	0.2635
PBIPERU	0.009782	0.004080	2.397400	0.0254
PBI10(-1)	0.748706	0.114779	6.523021	0.0000
D2020	-2359.044	678.8057	-3.475285	0.0021
R-squared	0.985438	Mean dependent var	10859.90	
Adjusted R-squared	0.983452	S.D. dependent var	4575.735	
S.E. of regression	588.6187	Akaike info criterion	15.73407	
Sum squared resid	7622383.	Schwarz criterion	15.92763	
Log likelihood	-200.5429	Hannan-Quinn criter.	15.78981	
F-statistic	496.2514	Durbin-Watson stat	1.667371	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 10 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento es de 3,52% durante el periodo 2022-2054.

**Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 10**

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	15 731,51	
2023	17 717,86	12,6%
2024	18 475,70	4,3%
2025	19 210,05	4,0%
2026	19 931,65	3,8%
2027	20 648,69	3,6%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2028	21 367,46	3,5%
2029	22 092,77	3,4%
2030	22 828,43	3,3%
2031	23 577,41	3,3%
2032	24 342,12	3,2%
2033	25 124,51	3,2%
2034	25 926,23	3,2%
2035	26 748,70	3,2%
2036	27 593,12	3,2%
2037	28 460,63	3,1%
2038	29 352,23	3,1%
2039	30 268,90	3,1%
2040	31 211,55	3,1%
2041	32 181,11	3,1%
2042	33 178,45	3,1%
2043	34 204,46	3,1%
2044	35 260,04	3,1%
2045	36 346,10	3,1%
2046	37 463,54	3,1%
2047	38 613,32	3,1%
2048	39 796,38	3,1%
2049	41 013,71	3,1%
2050	42 266,31	3,1%
2051	43 555,20	3,0%
2052	44 881,45	3,0%
2053	46 246,15	3,0%
2054	47 650,42	3,0%
		<b>3,52%</b>

### B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3.

**Figura N° 3: Modelo de proyección de Clientes del Área de Demanda 10**

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	88246.40	9534.154	9.255818	0.0000
@TREND	19604.46	629.1196	31.16173	0.0000
R-squared	0.974901	Mean dependent var		343104.3
Adjusted R-squared	0.973897	S.D. dependent var		157595.9
S.E. of regression	25461.86	Akaike info criterion		23.19894
Sum squared resid	1.62E+10	Schwarz criterion		23.29493
Log likelihood	-311.1857	Hannan-Quinn criter.		23.22748
F-statistic	971.0537	Durbin-Watson stat		0.077792
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 10 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento es de 2,14% durante el periodo 2022-2054.

**Tabla N° 2: Proyección del número de Clientes del Área de Demanda 10**

Año	Clientes	Δ%
2022	622 346	
2023	617 567	-0,8%
2024	637 171	3,2%
2025	656 776	3,1%
2026	676 380	3,0%
2027	695 985	2,9%
2028	715 589	2,8%
2029	735 193	2,7%
2030	754 798	2,7%
2031	774 402	2,6%
2032	794 007	2,5%
2033	813 611	2,5%
2034	833 216	2,4%
2035	852 820	2,4%
2036	872 425	2,3%
2037	892 029	2,2%
2038	911 634	2,2%
2039	931 238	2,2%
2040	950 842	2,1%
2041	970 447	2,1%
2042	990 051	2,0%
2043	1 009 656	2,0%
2044	1 029 260	1,9%
2045	1 048 865	1,9%
2046	1 068 469	1,9%
2047	1 088 074	1,8%
2048	1 107 678	1,8%
2049	1 127 283	1,8%
2050	1 146 887	1,7%
2051	1 166 492	1,7%
2052	1 186 096	1,7%
2053	1 205 700	1,7%
2054	1 225 305	1,6%
		<b>2,14%</b>

### B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 10 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 ([https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones\\_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf](https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf)). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-

2030, respectivamente. Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 10 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) de cada departamento.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable con una tasa de crecimiento de 0,91% durante el periodo 2022-2054.

**Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 10**

Año	Población	Δ%
2022	1 027 092	
2023	1 033 639	0,6%
2024	1 040 254	0,6%
2025	1 046 938	0,6%
2026	1 052 220	0,5%
2027	1 057 556	0,5%
2028	1 062 949	0,5%
2029	1 068 397	0,5%
2030	1 073 904	0,5%
2031	1 084 449	1,0%
2032	1 095 128	1,0%
2033	1 105 946	1,0%
2034	1 116 903	1,0%
2035	1 128 003	1,0%
2036	1 139 249	1,0%
2037	1 150 644	1,0%
2038	1 162 191	1,0%
2039	1 173 892	1,0%
2040	1 185 751	1,0%
2041	1 197 771	1,0%
2042	1 209 956	1,0%
2043	1 222 309	1,0%
2044	1 234 833	1,0%
2045	1 247 533	1,0%
2046	1 260 411	1,0%
2047	1 273 472	1,0%
2048	1 286 719	1,0%
2049	1 300 158	1,0%
2050	1 313 791	1,0%
2051	1 327 624	1,1%
2052	1 341 661	1,1%
2053	1 355 906	1,1%
2054	1 370 364	1,1%
		<b>0,91%</b>

#### **B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real**

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 10 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener

constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se encontrará estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4765 soles por kWh.

### B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

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

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo (2022).

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

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

Donde:

- %p : porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.
- FC : factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).
- FCP : factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).
- h : número de horas del Año Representativo (2022).

#### B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

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

##### B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

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

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

grado de ajuste de cada modelo.

**Tabla N° 4: Modelos Tendenciales de ventas de energía**

MÉTODO:	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial	
ECUACIÓN:	VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T <sup>2</sup>	VENTAS C T T <sup>2</sup> T <sup>3</sup>	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)	
(R <sup>2</sup> )	0,9504	0,9733	0,6919	0,9742	0,9927	0,7831	
<b>ESTADISTICO t:</b>							
Variable 1	Valor	5,40	373,57	-0,93	8,47	17,09	80,10
	Prob,	0,0000	0,0000	0,3637	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	21,90	30,16	7,49	3,14	-4,55	9,50
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0044	0,0001	0,0000
Variable 3	Valor				4,69	9,05	
	Prob,				0,0001	0,0000	
Variable 4	Valor					-7,67	
	Prob,					0,0000	
<b>ESTADISTICO F:</b>							
Valor	479,42	909,67	56,15	452,27	1047,85	90,28	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA de Osinerghmin

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 obtenidas con todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 6,53%.

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

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2022	653 414,42	741 278,80	527 806,17	707 505,17	656 831,74	528 749,06
2023	675 389,51	789 676,13	534 239,83	742 961,33	663 832,83	539 143,12
2024	697 364,59	841 233,27	540 447,71	779 416,10	666 375,38	549 366,05
2025	719 339,68	896 156,53	546 445,11	816 869,46	664 069,60	559 426,43
2026	741 314,77	954 665,67	552 245,84	855 321,42	656 525,68	569 332,13
2027	763 289,85	1 016 994,80	557 862,39	894 771,98	643 353,84	579 090,42
2028	785 264,94	1 083 393,35	563 306,09	935 221,13	624 164,28	588 707,99
2029	807 240,03	1 154 126,98	568 587,27	976 668,89	598 567,20	598 191,05
2030	829 215,11	1 229 478,74	573 715,35	1 019 115,24	566 172,80	607 545,35
2031	851 190,20	1 309 750,14	578 698,96	1 062 560,19	526 591,30	616 776,25
2032	873 165,29	1 395 262,38	583 546,01	1 107 003,75	479 432,90	625 888,73
2033	895 140,37	1 486 357,63	588 263,79	1 152 445,89	424 307,79	634 887,47
2034	917 115,46	1 583 400,38	592 859,02	1 198 886,64	360 826,19	643 776,81
2035	939 090,55	1 686 778,96	597 337,90	1 246 325,99	288 598,30	652 560,84
2036	961 065,63	1 796 907,02	601 706,18	1 294 763,93	207 234,33	661 243,40
2037	983 040,72	1 914 225,23	605 969,19	1 344 200,48	116 344,47	669 828,10

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2038	1 005 015,81	2 039 203,03	610 131,89	1 394 635,62	15 538,93	678 318,31
2039	1 026 990,89	2 172 340,49	614 198,88	1 446 069,36	-95 572,08	686 717,26
2040	1 048 965,98	2 314 170,36	618 174,47	1 498 501,69	-217 378,35	695 027,95
2041	1 070 941,07	2 465 260,16	622 062,68	1 551 932,63	-350 269,69	703 253,26
2042	1 092 916,15	2 626 214,46	625 867,26	1 606 362,16	-494 635,89	711 395,88
2043	1 114 891,24	2 797 677,29	629 591,75	1 661 790,30	-650 866,75	719 458,37
2044	1 136 866,32	2 980 334,76	633 239,43	1 718 217,03	-819 352,05	727 443,19
2045	1 158 841,41	3 174 917,75	636 813,42	1 775 642,36	-1 000 481,60	735 352,62
2046	1 180 816,50	3 382 204,86	640 316,63	1 834 066,29	-1 194 645,20	743 188,88
2047	1 202 791,58	3 603 025,53	643 751,81	1 893 488,81	-1 402 232,63	750 954,05
2048	1 224 766,67	3 838 263,36	647 121,56	1 953 909,94	-1 623 633,69	758 650,13
2049	1 246 741,76	4 088 859,62	650 428,31	2 015 329,66	-1 859 238,18	766 279,02
2050	1 268 716,84	4 355 817,05	653 674,39	2 077 747,99	-2 109 435,90	773 842,53
2051	1 290 691,93	4 640 203,86	656 861,98	2 141 164,91	-2 374 616,63	781 342,40
2052	1 312 667,02	4 943 157,98	659 993,15	2 205 580,42	-2 655 170,18	788 780,29
2053	1 334 642,10	5 265 891,68	663 069,86	2 270 994,54	-2 951 486,34	796 157,78
2054	1 356 617,19	5 609 696,32	666 093,97	2 337 407,26	-3 263 954,91	803 476,39
	2,31%	6,53%	0,73%	3,81%		1,32%

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA Osinerghmin

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. No obstante, la tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (2,31%) es la que se considerará en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

### B.3.1.2 Proyecciones Econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado por Osinerghmin ha considerado una ecuación lineal, donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI y CLIENTES.

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

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

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo4	Modelo5 (seleccionado)	Modelo 6
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA10) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C TARIFA PBI CLIENTES AR(1)	VENTAS C PBI CLIENTES(-1) D2020 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) D2020	VENTAS C PBI CLIENTES	VENTAS C PBI POBLACIÓN TARIFA
R <sup>2</sup>	0,9959	0,9964	0,9978	0,9620	0,9949	0,9868
ESTADÍSTICO F:						
Valor	1351,34	1151,57	1849,83	304,08	2320,50	573,97
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADISTICO t:						
Variable   Valor	1,52	-1,00	-2,77	7,41	-5,07	-9,53

	Prob,	0,1439	0,3269	0,0117	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	3,98	0,59	5,32	23,96	7,35	16,53
	Prob,	0,0006	0,5607	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 3	Valor	5,62	4,84	12,36	1,60	16,39	7,19
	Prob,	0,0000	0,0001	0,0000	0,1225	0,0000	0,0000
Variable 4	Valor	8,19	11,35	-1,86			4,10
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0777			0,0004
Variable 5	Valor	2,71	2,01	2,84			
	Prob,	0,0128	0,0570	0,0100			
Variable 6	Valor		2,98	2,67			
	Prob,		0,0071	0,0147			

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 5, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,68%.

**Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 10 (en MWh)**

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	621 511,76	650 749,68	667 016,04	543 047,66	650 562,48	644 068,85
2023	647 094,04	674 466,39	699 135,92	615 734,93	670 883,90	706 807,12
2024	669 610,12	699 495,42	704 318,78	643 591,12	695 610,67	734 393,61
2025	691 774,00	724 201,86	729 289,15	670 645,63	720 052,38	761 368,09
2026	713 740,06	748 733,29	754 106,23	697 287,62	744 339,45	786 734,23
2027	735 623,43	773 202,07	778 868,44	723 815,18	768 571,14	812 017,51
2028	757 510,87	797 694,47	803 651,35	750 458,62	792 823,71	837 400,61
2029	779 467,84	822 276,82	828 513,07	777 396,19	817 155,77	863 020,22
2030	801 544,63	847 001,23	853 499,21	804 768,92	841 613,36	888 988,59
2031	823 779,86	871 908,70	878 645,69	832 688,80	866 232,71	919 805,95
2032	846 203,51	897 032,09	903 981,30	861 246,42	891 042,86	951 192,74
2033	868 839,31	922 398,41	929 529,71	890 517,06	916 067,69	983 209,76
2034	891 706,17	948 030,19	955 310,62	920 564,20	941 327,09	1 015 904,00
2035	914 819,56	973 946,82	981 341,05	951 443,20	966 838,20	1 049 319,51
2036	938 192,06	1 000 165,13	1 007 635,71	983 202,67	992 615,89	1 083 494,04
2037	961 834,45	1 026 700,38	1 034 207,99	1 015 887,26	1 018 673,66	1 118 462,12
2038	985 755,93	1 053 566,58	1 061 070,14	1 049 538,35	1 045 023,86	1 154 255,61
2039	1 009 964,73	1 080 777,00	1 088 233,81	1 084 195,61	1 071 678,26	1 190 904,04
2040	1 034 468,26	1 108 344,44	1 115 710,18	1 119 897,48	1 098 648,12	1 228 437,61
2041	1 059 273,29	1 136 281,27	1 143 510,11	1 156 681,54	1 125 944,41	1 266 884,83
2042	1 084 386,13	1 164 599,73	1 171 644,31	1 194 585,11	1 153 577,93	1 306 274,77
2043	1 109 812,71	1 193 311,92	1 200 123,39	1 233 645,36	1 181 559,38	1 346 635,37
2044	1 135 558,95	1 222 430,28	1 228 958,23	1 273 900,54	1 209 899,74	1 387 995,21
2045	1 161 630,45	1 251 967,19	1 258 159,68	1 315 388,96	1 238 609,96	1 430 384,59
2046	1 188 032,63	1 281 935,16	1 287 738,71	1 358 149,45	1 267 701,09	1 473 831,39
2047	1 214 771,03	1 312 347,19	1 317 706,68	1 402 222,34	1 297 184,62	1 518 367,15
2048	1 241 851,01	1 343 216,34	1 348 075,06	1 447 648,46	1 327 072,09	1 564 021,82
2049	1 269 278,04	1 374 556,19	1 378 855,72	1 494 470,12	1 357 375,50	1 610 829,02

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2050	1 297 057,37	1 406 380,36	1 410 060,61	1 542 730,09	1 388 106,89	1 658 818,99
2051	1 325 194,46	1 438 703,12	1 441 702,20	1 592 473,04	1 419 278,86	1 708 026,79
2052	1 353 694,63	1 471 538,88	1 473 793,15	1 643 744,33	1 450 904,15	1 758 486,06
2053	1 382 563,46	1 504 902,75	1 506 346,66	1 696 591,46	1 482 996,11	1 810 231,88
2054	1 411 806,41	1 538 810,05	1 539 376,18	1 751 062,81	1 515 568,29	1 863 300,67
	<b>2,60%</b>	<b>2,73%</b>	<b>2,65%</b>	<b>3,73%</b>	<b>2,68%</b>	<b>3,38%</b>

Fuente: Formato F-107 de la PROPUESTA Osinerghin.

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 5), este presenta una bondad de ajuste ( $R^2$ ) de 99,49%, cada una de las variables explicativas muestra significancia individual estadística a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

**Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía**

Dependent Variable: ENE10				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 17:11				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-33343.00	6573.221	-5.072551	0.0000
PBIAD10	12.13644	1.651203	7.350060	0.0000
CLIAD10	0.792133	0.048334	16.38877	0.0000
R-squared	0.994855	Mean dependent var	367738.3	
Adjusted R-squared	0.994427	S.D. dependent var	178911.8	
S.E. of regression	13356.71	Akaike info criterion	21.94187	
Sum squared resid	4.28E+09	Schwarz criterion	22.08585	
Log likelihood	-293.2152	Hannan-Quinn criter.	21.98468	
F-statistic	2320.503	Durbin-Watson stat	0.809364	
Prob(F-statistic)	0.000000			

### Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,53% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

**Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 10 (MWh)**

Año	Ajuste final	TC
2022	666 708,32	-
2023	687 534,09	3,12%
2024	712 874,53	3,69%
2025	737 922,85	3,51%
2026	762 812,67	3,37%
2027	787 645,76	3,26%
2028	812 500,23	3,16%
2029	837 436,18	3,07%
2030	856 774,16	2,31%
2031	876 558,70	2,31%
2032	896 800,10	2,31%
2033	917 508,92	2,31%
2034	938 695,93	2,31%
2035	960 372,20	2,31%
2036	982 549,01	2,31%
2037	1 005 237,93	2,31%
2038	1 028 450,78	2,31%
2039	1 052 199,66	2,31%
2040	1 076 496,94	2,31%
2041	1 101 355,29	2,31%
2042	1 126 787,67	2,31%
2043	1 152 807,33	2,31%
2044	1 179 427,84	2,31%
2045	1 206 663,06	2,31%
2046	1 234 527,20	2,31%
2047	1 263 034,77	2,31%
2048	1 292 200,63	2,31%
2049	1 322 040,00	2,31%
2050	1 352 568,40	2,31%
2051	1 383 801,77	2,31%
2052	1 415 756,37	2,31%
2053	1 448 448,87	2,31%
2054	1 481 896,30	2,31%
		<b>2,53%</b>

Fuente: Formato F-108

### **Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos**

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 10) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

### **B.3.2 Proyección de Ventas de Usuarios Libres y Demandas Incorporadas**

### **B.3.2.1 Clientes Libres**

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga se emplee y reporte encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 10, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

### **B.3.2.2 Demandas Incorporadas**

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

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

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo cliente libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos de mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

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

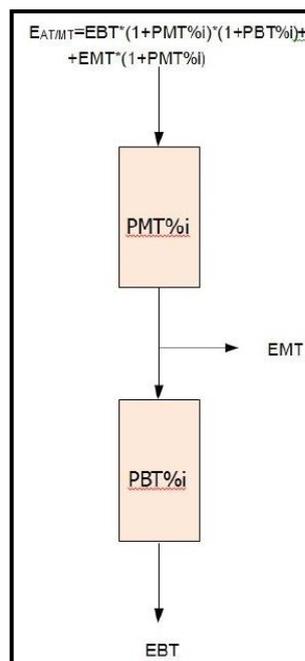
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores.

#### B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 10 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



#### B.5 Integración y conversión de energía en potencia

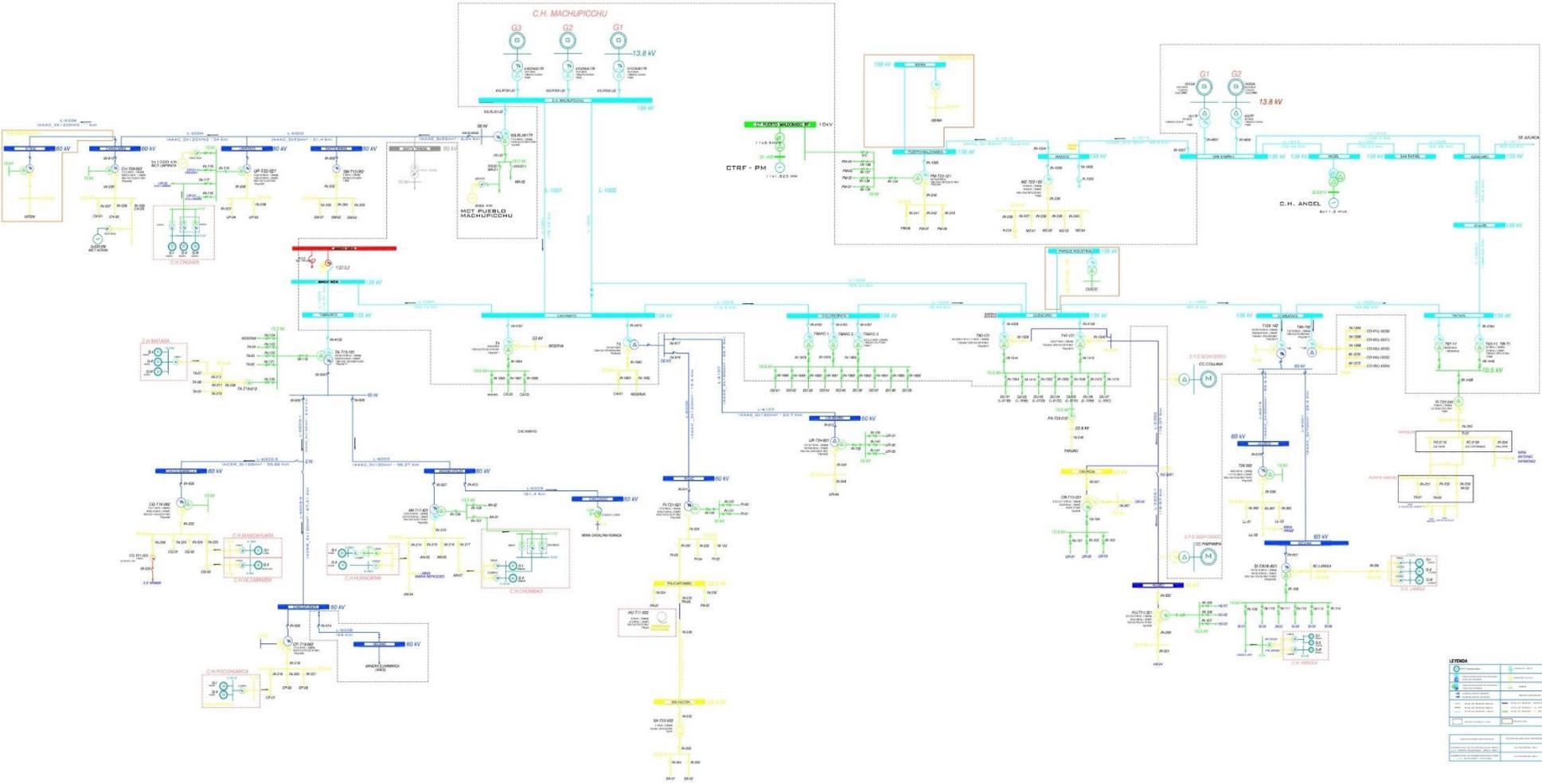
La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios en BT y MT agrupados por barra de MT.

Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

## **Anexo C**

# **Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares**

Área de Demanda 10 (año 2023)



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



**Anexo E**  
**Plan de Inversiones 2021-2025 determinado por**  
**Osinergmin**

**PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)**  
**Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 10**

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (*)
1	2028	EGEMSA	Renovación de Celdas de Transformador (3), Compensación (1) y Alimentador (9) e implementación de Celdas de Acoplamiento (1) y Medición (2), en 10 kV	SET Dolorespata	1 008 383
2	2026	ELSE	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la SET de Cachimayo - TP 138/60/23kV de 50 MVA	SET Cachimayo	1 380 486
3	2026	ELSE	Implementación del TP 138/22,9 kV de 20 MVA + Celda de Transformador 138 kV y Celda de Transformador 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV	SET Tintaya	1 461 628
4	2029	ELSE	Reforzamiento de la LT 33 kV Quencoro-Oropeza de 11,44 km	Línea	156 472
5	2025	ELSE	2 celdas de transformador (138 kV y 33 kV)	SET Quencoro	426 010
6	2029	ELSE	Renovación del TP 60/22,9 kV de 15 MVA y 1 celda de línea transformador 60 kV y 1 celda de transformador en 22,9 kV	SET Chuquibambilla	972 274
7	2029	ELSE	Renovación del TP 60/22,9 kV de 15 MVA y 2 celdas de transformador (60 kV y 22,9 kV)	SET Chahuares	962 786
8	2029	ELSE	Renovación del TP 60/22,9 kV de 15 MVA y 2 celdas de transformador (60 kV y 22,9 kV)	SET Chacapunte	962 786
9	2029	ELSE	Renovación de 3 celdas de transformador (60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV)	SET Andahuaylas	417 005

(\*) 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.

**PROGRAMACIÓN DE BAJAS**  
**Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 10**

Programación de Bajas AD10				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Celda Convencional de Transformador 23 kV	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Celda Convencional de Transformador 10 kV	SET Andahuaylas
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Celda convencional de Transformador 23 kV	SET Chuquibambilla
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Celda convencional de Transformador 23 kV	SET Chacapunte
10	ELSE	2029	Transformador 60/22,9/10 kV - 7 MVA	SET Chahuares
10	ELSE	2029	Celda convencional de Línea Transformador 60 kV	SET Chahuares

Programación de Bajas AD10				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
10	ELSE	2029	Celda convencional de Transformador 23 kV	SET Chahuares
10	EGEMSA	2028	3 Celdas Tipo interior de Transformador en 10 kV	SET Dolorespata
10	EGEMSA	2028	9 Celdas Tipo interior de Alimentador 11,5 kV	SET Dolorespata
10	EGEMSA	2028	Celda Tipo interior de Compensación 10 kV	SET Dolorespata

## **Anexo F**

# **Cuadros Comparativos**

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029**  
**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA**  
**ÁREA DE DEMANDA 10**

Año	ELSE AD 10		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	-	-	793	-
2023	-	-	814	2,62%
2024	889	-	841	3,40%
2025	921	3,63%	869	3,25%
2026	954	3,59%	896	3,13%
2027	988	3,56%	923	3,03%
2028	1 023	3,52%	950	2,94%
2029	1 059	3,49%	977	2,87%
2030	1 095	3,46%	998	2,16%
2031	1 133	3,44%	1 020	2,16%
2032	1 172	3,41%	1 042	2,17%
2033	1 211	3,39%	1 065	2,17%
2034	1 252	3,37%	1 088	2,17%

**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 ELSE corresponde a la PROPUESTA FINAL.
- (3) ELSE no consignó valores de demanda de los años 2022 y 2023.

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025 – 2029**  
**COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 10 (USD)**

Año	Propuesta Inicial ELSE(A)	Propuesta Final ELSE(B)	Osinergmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	1 362 763	0	426 011	-69%	-
2026	5 119 300	0	2 842 114	-44%	-
2027	32 186 328	2 056 458	0	- 100%	- 100%
2028	4 395 076	2 049 187	0	- 100%	- 100%
2029	14 142 597	10 674 923	3 471 324	- 75%	- 67%
<b>TOTAL</b>	<b>57 206 063</b>	<b>14 780 568</b>	<b>6 739 961</b>	<b>- 88%</b>	<b>- 54%</b>

Año	Propuesta Inicial EGEMSA(A)	Propuesta Final EGEMSA(B)	Osinergmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	965 555	953 942	0	-100%	- 100%
2026	0	0	0	-	-
2027	0	0	0	-	-
2028	0	0	1 008 383	-	-
2029	0	0	0	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>965 555</b>	<b>953 942</b>	<b>1 008 383</b>	<b>4%</b>	<b>- 6%</b>

## 9. Referencias

- [1] Estudios Técnico-Económicos presentados por los TITULAR como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025 – 2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por 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.osinerghmin.gob.pe](http://www.osinerghmin.gob.pe) en la ruta: “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Transmisión”, “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”.