

---

# Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 12

*Período 2025-2029*

*(Proyecto)*

Lima, febrero 2024

# Resumen Ejecutivo

El presente informe describe 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 12<sup>1</sup>, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”) y Engie Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) en el Área de Demanda 12 (en adelante, “AD 12”), y que actualmente son remunerados por la demanda

Las empresas ELECTROSUR y ENEL GREEN POWER presentaron su Estudio Técnico – Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante “ESTUDIO”) para el AD 12 correspondiente al periodo 2025-2029; por su parte, la empresa ENGIE, indicó que no requiere de nuevas inversiones en el presente Plan de Inversiones en Transmisión.

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

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

---

<sup>1</sup> Área de Demanda 12: Abarca el departamento de Moquegua.  
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

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

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinermin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROSUR, ENGIE y ENEL GREEN POWER, se han considerado los siguientes criterios generales de planificación para el análisis Osinermin:

- Se ha incluido sólo las nuevas demandas que cuentan con el sustento correspondiente, esto para el caso de los TITULARES del Área de Demanda. Asimismo, en el formato "F-113" no se ha considerado demandas incorporadas con potencia menor a 200 kW, debido a que se trata de usuarios calificados como Usuarios Regulados.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 12; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del presente Plan.
- Las sobrecargas por déficit de capacidad (oferta) de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – *considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores* – para identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio

En consecuencia, de la aplicación de estos criterios generales y en base a los análisis realizados, ha resultado que no se avizora la necesidad de nuevos proyectos y/o reforzamientos para el periodo 2025-2029, por lo que no se requiere de nuevas inversiones para el AD 12.

Por lo expuesto, no corresponde aprobar nuevas instalaciones en el AD 12, para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 en el presente proceso regulatorio de aprobación del Plan de Inversiones.

## INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>4</b>
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS .....	4
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES .....	6
<b>2. UBICACIÓN</b> .....	<b>10</b>
<b>3. PROPUESTA INICIAL</b> .....	<b>14</b>
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	14
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	16
<b>4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS</b> .....	<b>19</b>
<b>5. PROPUESTA FINAL</b> .....	<b>24</b>
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	24
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	26
<b>6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN</b> .....	<b>29</b>
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA .....	29
6.1.1 Información Base .....	30
6.1.1.1 Ventas de energía .....	30
6.1.1.2 Variables explicativas .....	30
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados .....	30
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres .....	30
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas .....	31
6.1.5 Proyección Global .....	31
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW) .....	32
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN .....	34
6.2.1 Consideraciones .....	34
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual .....	35
6.2.3 Análisis de Alternativas .....	38
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Moquegua .....	38
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Ilo .....	43
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029 .....	44
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029 .....	44
6.2.4.2 Programación de Bajas .....	45
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025 .....	45
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>46</b>
<b>8. ANEXOS</b> .....	<b>48</b>
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL .....	49
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	119
ANEXO C DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES .....	136
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN .....	139
ANEXO E PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN .....	141
ANEXO F CUADROS COMPARATIVOS .....	143
<b>9. REFERENCIAS</b> .....	<b>145</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 12, para el período mayo 2025 - abril 2029.

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

---

## 1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas en cumplimiento del Artículo 43° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832<sup>3</sup>.

---

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

(...)

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

<sup>3</sup> **Artículo 43°.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE<sup>4</sup>, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2<sup>5</sup> de la Ley N° 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)<sup>6</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 (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM, N° 014-2012-EM, N° 018-2016-EM y N° 028-2016-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones<sup>7</sup>.

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

---

(...)

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

(...)

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

(...)

<sup>5</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>6</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>7</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 Osinerghmin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

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

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

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Determinación de Transformadores de Reserva en los SST y SCT, aprobado con 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”).

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

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: [www.gob.pe/osinerghmin](http://www.gob.pe/osinerghmin), en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.

### **Inicio del Proceso**

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

### **Primera Audiencia Pública**

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

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

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

### **Observaciones al Estudio**

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

### **Respuesta a Observaciones**

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

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

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

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

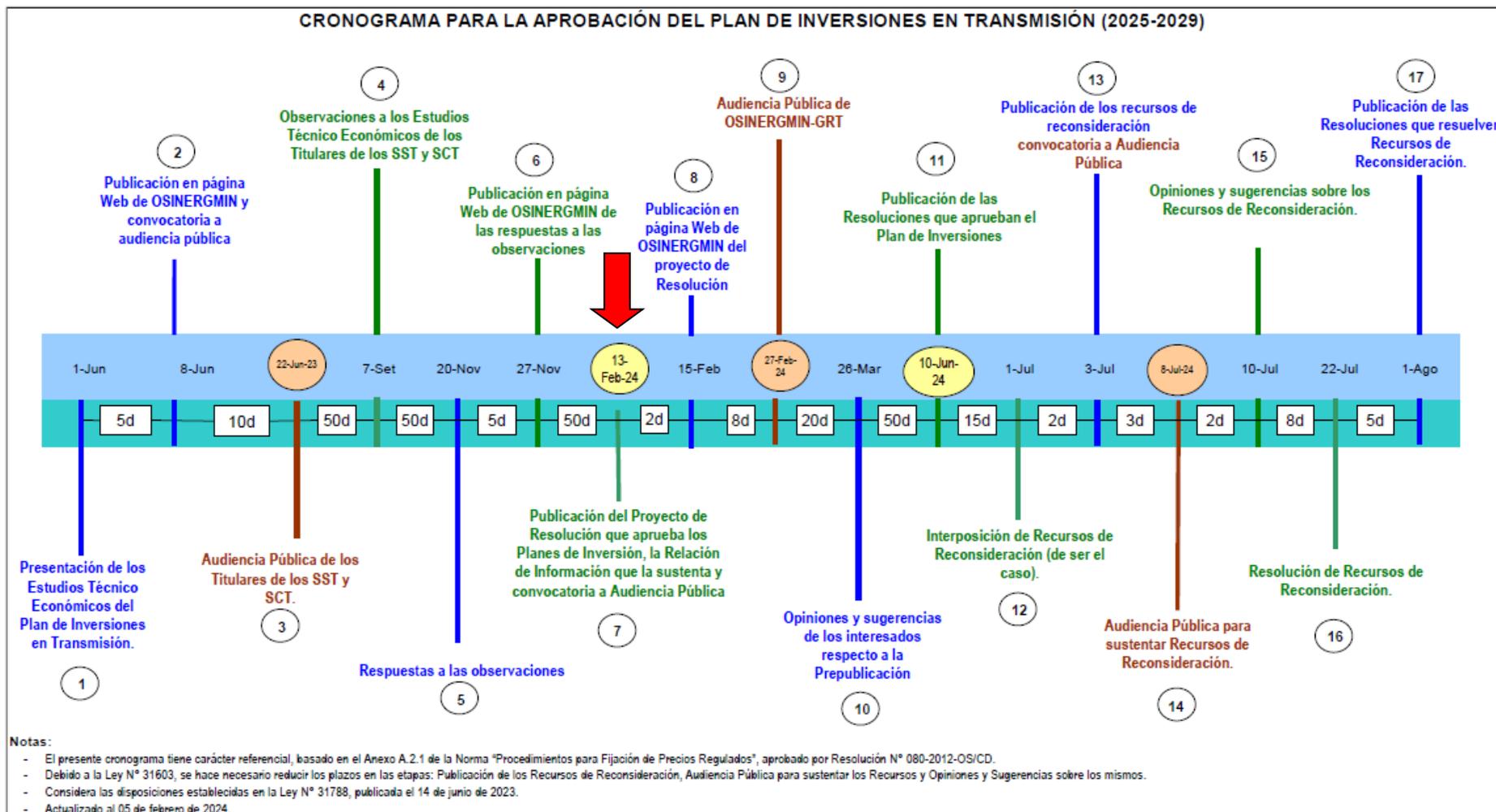
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024,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

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

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

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

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



## 2. Ubicación

El Área de Demanda 12 está circunscrita en el departamento de Moquegua, el cual se ubica en la región Sur Oeste del Perú.

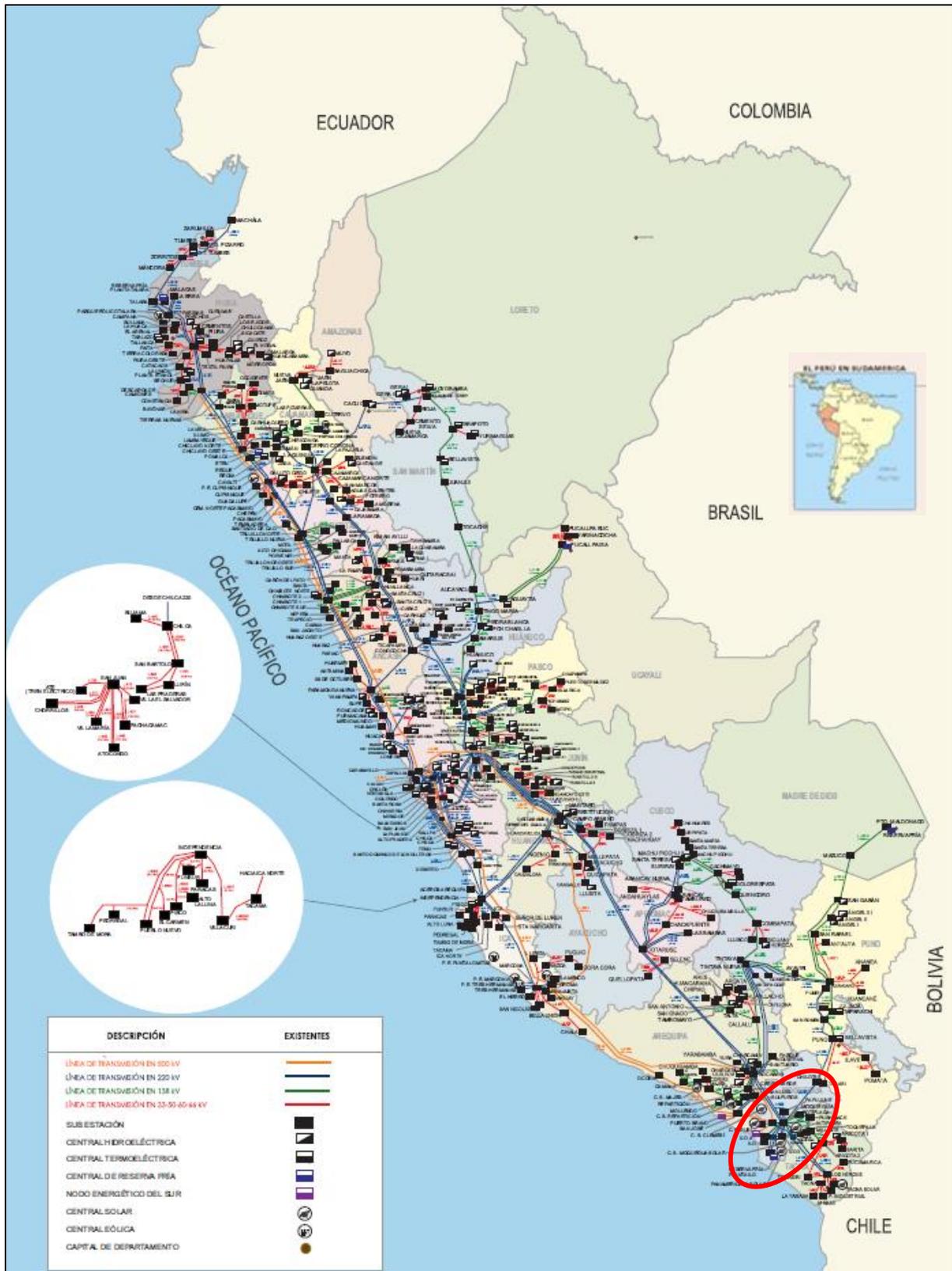
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES"): Electrosur S.A. (en adelante "ELECTROSUR") y Engie Energía Perú S.A. (en adelante "ENGIE").

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 12 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Ilo.
- Moquegua; Moquegua Rural.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 12.

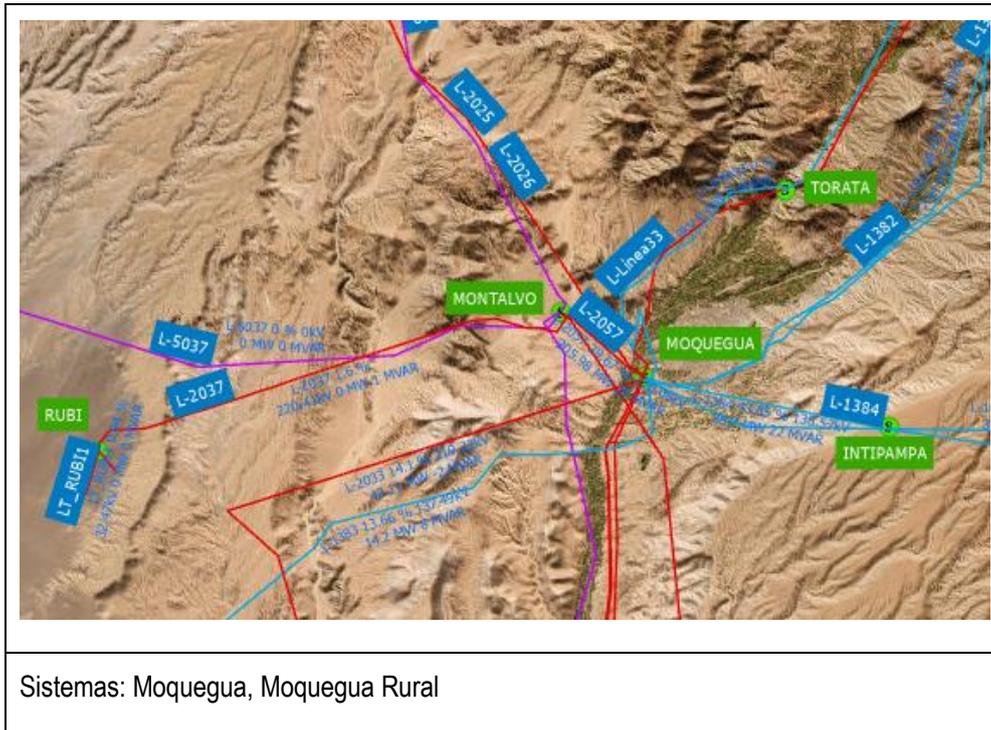
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 12

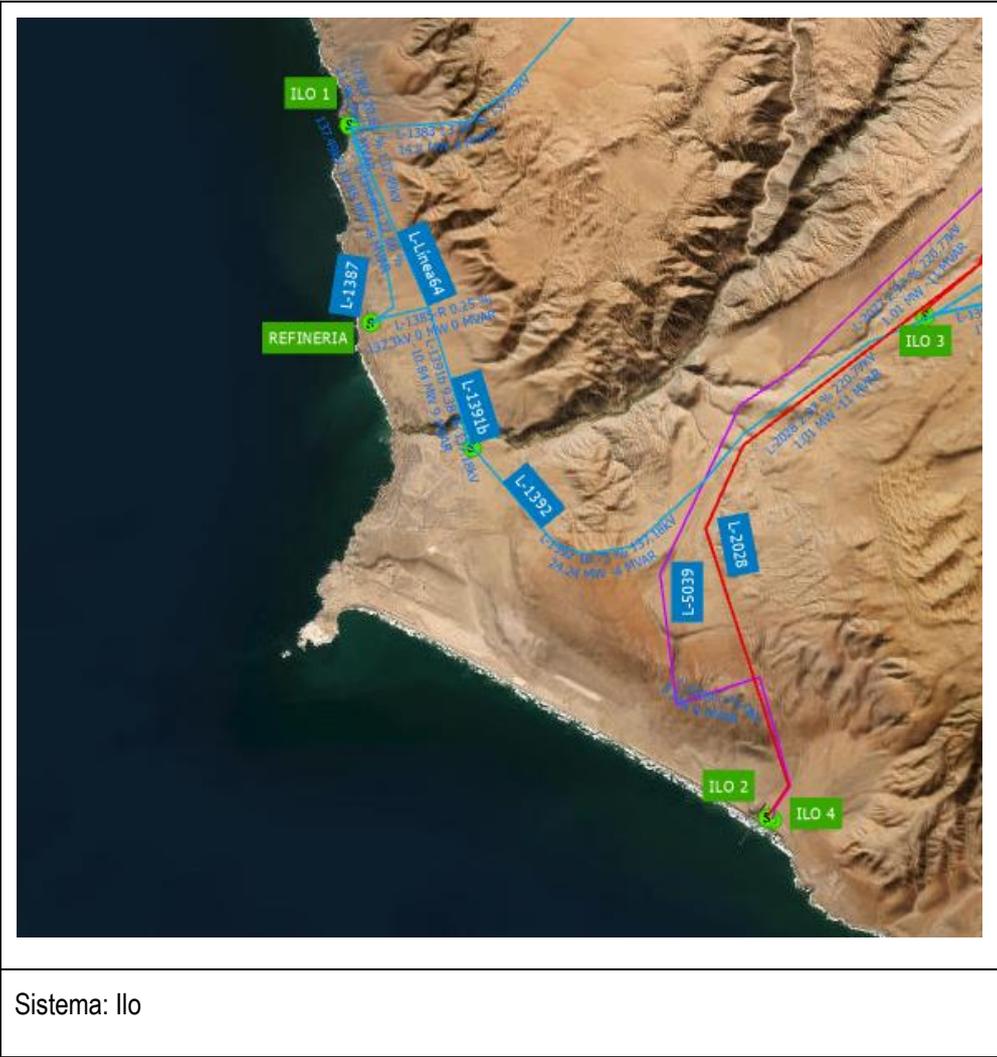


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2023

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 12.

Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 12





## 3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante cartas N° GE-0756-2023, ENG/392-2023 y EGP-PERG-256-2023, el 01 de junio de 2023, ELECTROSUR, ENGIE y ENEL GREEN, respectivamente, presentaron en forma independiente su Estudio Técnico-Económico que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029 (en adelante “PI 2025-2029”), en el Área de Demanda 12.

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

---

### 3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTROSUR señala que para la proyección de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 12 se aplicó el método de tendencias y el método econométrico. Agrega que, dicha proyección ha sido determinada por sistema eléctrico para luego, en forma global, extender al Área de Demanda. Se realizó el análisis de los datos históricos para establecer tendencias y parámetros estadísticos. Se seleccionó el modelo de proyección de la demanda por cada Sistema Eléctrico. Para ello, se tomó en cuenta que el modelo de proyección supere los estadísticos y los test de validación.

En la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, ELECTROSUR consideró las cargas concentradas en cada punto de suministro vigentes a diciembre del año 2022. En lo particular, las cargas de usuarios libres existentes consideraron aquellas, tomándolas luego como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), se ha considerado las demandas de las factibilidades mayores o iguales a 200 kW y fueron depuradas las menores a 200 kW.

Por su parte, ENGIE, en su PROPUESTA INICIAL, indicó que ha considerado la proyección de demanda de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 12 propuesta por ELECTROSUR que se realizó con información base del año 2021. Sin embargo, se ha verificado que sobre el archivo base de los formatos F-100 del Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025, ha

presentado su proyección de demanda, a los cuales incluye la demanda del proyecto Quellaveco actualizada al 2022.

De otro lado, ENEL GREEN no presenta la proyección de demanda de los formatos F-100 según lo establecido en la NORMA TARIFAS.

En el pronóstico de la demanda del Área de Demanda 12, ELECTROSUR incorporó las proyecciones de las demandas de los Usuarios Libres y las demandas adicionales a la proyección de la demanda de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga y por nivel de tensión.

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 ELECTROSUR.

**Cuadro N° 3.1**  
**PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ELECTROSUR**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	<b>266,38</b>	<b>44,83</b>
2023	266,63	47,94
2024	266,89	49,10
2025	268,32	49,78
2026	269,08	50,44
2027	269,34	50,80
2028	269,57	51,12
2029	<b>269,80</b>	<b>51,38</b>
2030	270,04	51,67
2031	270,28	51,92
2032	270,52	52,18
2033	270,77	52,45
2034	271,03	52,72
<b>TC</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,4%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

En el Cuadro N° 3.2 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ENGIE.

**Cuadro N° 3.2**  
**PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ENGIE**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	328,85	37,80

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2023	420,02	38,93
2024	421,89	40,35
2025	422,52	41,20
2026	422,90	41,88
2027	423,29	42,57
2028	423,52	42,98
2029	423,76	43,40
2030	424,01	43,83
2031	424,25	44,27
2032	424,51	44,72
2033	424,77	45,18
2034	425,03	45,65
<b>TC</b>	<b>2,2%</b>	<b>1,6%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de ENGIE.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

Del cuadro N° 3.2 se desprende que ENGIE propone un incremento de 28,86% en el año 2029 (423,76 MW) respecto de 2022 (328,85 MW) para el sistema eléctrico “Moquegua y Moquegua Rural” y un incremento de 14,83% en el año 2029 (43,40 MW) respecto de 2022 (37,80 MW) para el sistema eléctrico “Ilo”.

## 3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, los TITULARES presentaron principalmente los siguientes proyectos:

### **PROPUESTA INICIAL DE ELECTROSUR:**

Respecto al Sistema Eléctrico Moquegua – Moquegua Rural, ELECTROSUR señala que requiere realizar la reconfiguración de las redes MT por excesivas caídas tensión y cargabilidad de conductores dentro de la ciudad de Moquegua y alrededores, para lo cual requiere implementar tres celdas de alimentador en 10 kV, una celda de transformador en 10 kV y una celda de medición en 10 kV para la SET Moquegua.

Respecto al Sistema Eléctrico Ilo, señala que, el alimentador O-194 que se dirige a Villa Paraíso y Santa Rosa, el cual requiere ser dividido en 02 alimentadores una que ira hacia Villa paraíso y la otra hacia Santa Rosa. ELECTROSUR agrega que este alimentador tiene problemas de cargabilidad, el cual influye en las caídas de tensión.

Finalmente, ELECTROSUR señala que requiere un transformador de reserva de 138/23/10 kV de 25 MVA para la atención ante problemas de contingencia por la salida de uno de los transformadores de la SET Ilo, SET Moquegua o SET Moquegua Cuidad.

**PROPUESTA INICIAL DE ENEL GREEN:**

ENEL GREEN solicita se apruebe una línea de transmisión en 33 kV desde la Central Solar Rubí (CS Rubí) hasta el punto de alimentación T53, a partir del punto T53 hacia aguas abajo será un sistema de distribución en media y baja tensión financiado y ejecutado por la DGER del MINEM. Esta instalación servirá para electrificar los Asentamientos Humanos ubicados en las Pampas de Clemesí.

**PROPUESTA INICIAL DE ENGIE:**

ENGIE no ha previsto nuevas inversiones en transmisión en el Área de Demanda 12 para el periodo 2025-2029.

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

- ELECTROSUR considera ejecutar el 93,09% de las inversiones totales en el año 2025 y el 6,91% de las inversiones totales en el año 2026.
- ENEL GREEN considera ejecutar el 100,00% de su inversión total en el año 2025.
- ENGIE no plantea realizar inversiones en el presente periodo.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 - abril 2029, propuestos por los TITULARES, son los que se resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3-2  
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 12  
Plan de Inversiones SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
<b>Total Área de Demanda 12</b>	<b>1 710 738</b>	<b>3,70</b>	<b>25</b>	<b>8</b>
<b>ELECTROSUR</b>	<b>1 376 557</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>7</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	956 889	-	25	1
<b>MT</b>				
Celda	419 669	-	-	6
Compensador	-	-	-	-
<b>ENEL GREEN</b>	<b>334 181</b>	<b>3,70</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Línea	334 181	3,70	-	1
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MT</b>				
Celda	-	-	-	-
Compensador	-	-	-	-

## 4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante los Oficios N° 1532-2023-GRT y N° 1539-2023-GRT y Oficio N° 1535-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinergrmin remitió a ENGIE, ELECTROSUR y ENEL GREEN, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2]. Las observaciones realizadas por Osinergrmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2025-2029, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.1 del PROCEDIMIENTO.

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

Se indicó también que la absolución de las observaciones debía estar conformada por: 1°) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como han sido formuladas y, 2°) el Estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Se señaló, además, que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la Propuesta.

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

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

- En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTROSUR debe completar la información faltante donde corresponda.
- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTROSUR en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- ELECTROSUR, debe de considerar como parte de los criterios de planificación en la subtransmisión, que ante un problema o necesidad en el sistema eléctrico ver si las alternativas de solución, desde el punto de vista técnico- económico y operativo, se pueden dar a nivel de distribución con la finalidad de optimizar los recursos y activos de la empresa, evitando duplicidad y/o inversiones mayores en el nivel subtransmisión.
- ELECTROSUR ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.
- ELECTROSUR debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables

explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

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

Las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de ENEL GREEN, son las siguientes:

- ENEL GREEN no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 12 (AD 12). Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 ni F-100 y los formatos F-200 y F-300 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ENEL GREEN debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ENEL GREEN, no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.
- ENEL GREEN, en su ESTUDIO debe especificar y aclarar, si el proyecto solicitado busca que sea aprobado por el PI 2025-2029 para su íntegra remuneración de Costo de Inversión (CI) y COyM, por los usuarios de demanda del AD 12; puesto que de la visita técnica “in situ” manifestaron que su propuesta, solo pretende el reconocimiento del COyM. Asimismo, debe indicar, de ser el caso - que solo se requiera el reconocimiento del COyM - quien asumirá el costo total de la inversión y quién se encargará de la Operación y Mantenimiento (OyM) una vez ejecutado el proyecto.

- ENEL GREEN, debe confirmar que tipo de demanda (regulado y/o libre) se abastecerá en el área de influencia del proyecto solicitado e informar, de corresponder, sobre las coordinaciones que ha realizado con ElectroSur S.A. (ELECTROSUR) para la atención de dicha demanda.
- ENEL GREEN no ha presentado el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (en adelante, “NORMA TARIFAS y modificatorias”).
- ENEL GREEN debe enviar información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas de la proyección de demanda de usuarios regulados, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- ENEL GREEN debe presentar la proyección de la demanda de energía y potencia correspondiente, acompañando los datos básicos según los formatos establecidos en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de ENGIE, son las siguientes:

- Los formatos F-100 presentados por ENGIE corresponden a los formatos F-100 del PI 2021-2025, según lo indicado en su ESTUDIO. Al respecto, ENGIE debe elaborar la proyección de demanda considerando como Año Representativo el año 2022, y un periodo de proyección comprendido entre el 2023 y el 2054, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- ENGIE debe presentar la proyección de demanda de energía y potencia conforme al sustento documentario establecido en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- Los valores históricos hasta el año 2021 de las variables explicativas de la proyección de usuarios regulados deben desprenderse del proceso de modificación del PI 2021-2025. En cuanto a los valores de dichas variables del año 2022, deben ser obtenidos de las bases de datos del SICOM y SICLI o fuentes oficiales como el INEI y el BCRP, si fuera el caso.
- ENGIE debe seguir los criterios y metodologías para la proyección de demanda, presentar los formatos F-100 para el Área de Demanda 12 debidamente actualizados, cumpliendo con lo establecido en la NORMA TARIFAS: TÍTULO II/ CAPÍTULO PRIMERO y TÍTULO IV / CAPÍTULO TERCERO. Asimismo, debe presentar de manera complementaria las fuentes y archivos de cálculos que permitan sustentar y realizar la trazabilidad de la estimación de los valores consignados en los formatos de demanda, según corresponda.
- ENGIE debe presentar las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información

(hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

- En el numeral 3 de su Resumen Ejecutivo, ENGIE señala que “para la proyección de la demanda regulada hasta el año 2053 (año 30) se ha tomado como base la información presentada por ELECTROSUR en su última solicitud de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025”, al respecto, ENGIE debe considerar como información base la publicada por Osinermin en el proceso de modificación de Plan de Inversiones 2021-2025 aprobado con resolución N° 185-2022-OS/CD, la cual se encuentra en el siguiente link:

<https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/modificacion-plan-inversiones-2021-2025>.

- Respecto al archivo de flujo de carga (DigSilent), ENGIE debe indicar la fuente del archivo base utilizado para realizar su análisis eléctrico, se debe precisar que la última información disponible publicada por Osinermin corresponde a la modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 aprobado con resolución N° 185-2022-OS/CD, donde se realizó el análisis eléctrico correspondiente al área de demanda 12.

## 5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con cartas GE-1823-2023, BD EGXP 175–2023 y N° ENG/907-2023 las empresas ELECTROSUR, ENEL GREEN y ENGIE, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL.

Así mismo se ha considerado como parte de la PROPUESTA FINAL la información complementaria presentada por ELECTROSUR el 11 de enero del 2024 mediante carta N° GE-0043-2024. Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido consignada en la página Web de Osinergmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados - [Ver Referencia 3].

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

---

### 5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELECTROSUR presenta resultados distintos de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL, resultando mayor en todos los años de proyección, con un promedio de 0,18%. Dicha variación está explicada principalmente por el adelanto del año de ingreso de las nuevas demandas planteadas por ELECTROSUR.

ENEL GREEN no presenta la proyección de demanda de los formatos F-100, indicando que no son aplicables a su caso de estudio.

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 ELECTROSUR.

**Cuadro N° 5.1**  
**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ELECTROSUR**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	266,38	44,83
2023	268,16	47,29
2024	268,71	48,49
2025	269,28	49,20
2026	269,85	49,90
2027	270,15	50,30
2028	270,46	50,70
2029	270,76	51,05
2030	270,99	51,32
2031	271,23	51,57
2032	271,47	51,83
2033	271,72	52,09
2034	271,97	52,35
<b>TC</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,3%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

Del cuadro N° 5.1 se desprende que ELECTROSUR propone los siguientes incrementos de demanda:

- En el sistema eléctrico “Moquegua y Moquegua Rural”, un incremento de 1,64% en el año 2029 (270,76 MW) respecto de 2022 (266,38 MW). Asimismo, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha incrementado de 0,1% a 0,2%.
- En el sistema eléctrico “Ilo”, un incremento de 13,86% en el año 2029 (51,05 MW) respecto de 2022 (44,83 MW). Asimismo, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 ha disminuido de 1,4% a 1,3%.

Por su parte, ENGIE, en el Cuadro N° 5.2 muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL.

**Cuadro N° 5.2**  
**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 12 – ENGIE**  
**Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)**

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2022	390,58	44,83
2023	419,28	45,09
2024	419,54	45,37

Año	Moquegua y Moquegua Rural	Ilo
2025	419,80	45,64
2026	420,07	45,92
2027	420,33	46,20
2028	420,56	46,44
2029	420,79	46,68
2030	421,02	46,93
2031	421,26	47,18
2032	421,51	47,44
2033	421,76	47,71
2034	422,02	47,98
<b>TC</b>	<b>0,65%</b>	<b>0,57%</b>

**Notas:**

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de ENGIE.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) Incluye las demandas de la minera Southern Perú.

Del cuadro N° 5.2 se desprende que ENGIE propone un incremento de 7,73% en el año 2029 (420,79 MW) respecto de 2022 (390,58 MW) para el sistema eléctrico “Moquegua y Moquegua Rural” y un incremento de 4,12% en el año 2029 (46,68 MW) respecto de 2022 (44,83 MW) para el sistema eléctrico “Ilo”.

## 5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Con relación a la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES presentaron en la PROPUESTA FINAL, principalmente los siguientes proyectos:

### **PROPUESTA FINAL DE ELECTROSUR:**

Respecto al Sistema Eléctrico Moquegua – Moquegua Rural, ELECTROSUR señala que requiere realizar la reconfiguración de las redes MT por excesivas caídas tensión y cargabilidad de conductores dentro de la ciudad de Moquegua y alrededores, para lo cual requiere implementar tres celdas de alimentador en 10 kV, una celda de transformador en 10 kV y una celda de medición en 10 kV para la SET Moquegua.

Respecto al Sistema Eléctrico Ilo, señala que, el alimentador O-194 que se dirige a Villa Paraíso y Santa Rosa, el cual requiere ser dividido en 02 alimentadores una que ira hacia Villa paraíso y la otra hacia Santa Rosa. ELECTROSUR agrega que este alimentador tiene problemas de cargabilidad, el cual influye en las caídas de tensión.

Finalmente, ELECTROSUR señala que requiere un transformador de reserva de 138/23/10 kV de 25 MVA para la atención ante problemas de contingencia por la salida de uno de los transformadores de la SET Ilo, SET Moquegua o SET Moquegua Cuidad.

**PROPUESTA FINAL DE ENEL GREEN:**

ENEL GREEN solicita se apruebe una línea de transmisión en 33 kV desde la Central Solar Rubí (CS Rubí) hasta el punto de alimentación T53, a partir del punto T53 hacia aguas abajo será un sistema de distribución en media y baja tensión financiado y ejecutado por la DGER del MINEM. Esta instalación servirá para electrificar los Asentamientos Humanos ubicados en las Pampas de Clemesí.

**PROPUESTA FINAL DE ENGIE:**

ENGIE no ha previsto nuevas inversiones en transmisión en el Área de Demanda 12 para el periodo 2025-2029.

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

- ELECTROSUR considera ejecutar el 93,09% de las inversiones totales en el año 2025 y el 6,91% de las inversiones totales en el año 2026.
- ENEL GREEN considera ejecutar el 100,00% de su inversión total en el año 2025.
- ENGIE no plantea realizar inversiones en el presente periodo.

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

**Cuadro N° 5-2  
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 12  
PLAN DE INVERSIONES SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
<b>Total Área de Demanda 12</b>	<b>1 717 185</b>	<b>3,70</b>	<b>25</b>	<b>8</b>
<b>ELECTROSUR</b>	<b>1 376 557</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>7</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	956 888	-	25	1
<b>MT</b>				
Celda	419 668	-	-	6
Compensador	-	-	-	-
<b>ENEL GREEN</b>	<b>340 628</b>	<b>3,70</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>AT</b>				
Celda	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Línea	340 628	3,70	-	1
Transformador	-	-	-	-
<b>MAT</b>				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
<b>MT</b>				
Celda	-	-	-	-
Compensador	-	-	-	-

## 6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTROSUR, ENEL GREEN y ENGIE tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinergmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.gob.pe/osinergmin/> [Ver Referencia – 4].

---

### 6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 12, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, ello considerando que en el Estudio presentado por ELECTROSUR se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- No se ha considerado todos los clientes libres existentes al año 2022 en el formato F-113.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

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

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 12, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

## **6.1.1 Información Base**

### **6.1.1.1 Ventas de energía**

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados del año 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM de ese año que dispone Osinerghmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

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

### **6.1.1.2 Variables explicativas**

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, número de clientes y la tarifa real promedio. El detalle se describe en el Anexo B del presente informe.

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

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

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

## **6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres**

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

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

### 6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

En el Área de Demanda 12, ELECTROSUR, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 13 cargas nuevas, de las cuales 11 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 12 se ha considerado únicamente dos (02) cargas nuevas como Demanda Incorporada, consignadas por ELECTROSUR, pues cumplen con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra el detalle de esas dos Demandas Incorporadas consideradas.

**Cuadro N° 6.1**  
**Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas o Incorporadas (MW)**

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ILO	ILO010	10	Hielera San Juan S.C.R.L.	-	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ILO	ILO010	10	Centro de Salud Pampa Inalámbrica	-	-	0,34	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

La revisión y validación de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentra en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades ELS”.

### 6.1.5 Proyección Global

Una vez incorporada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados a la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 12. Ver Cuadro N° 6.2. Esta se muestra por nivel de tensión.

**Cuadro N° 6.2**  
**Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 12 (GWh)**

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	2 605,72	-	138,11	2 743,83
2023	2 605,72	-	141,37	2 747,09
2024	2 605,72	-	146,27	2 751,99
2025	2 605,72	-	151,18	2 756,90
2026	2 605,72	-	154,78	2 760,51

Año	MAT	AT	MT	Total
2027	2 605,72	-	158,41	2 764,13
2028	2 605,72	-	162,05	2 767,77
2029	2 605,72	-	165,70	2 771,42
2030	2 605,72	-	168,53	2 774,25
2031	2 605,72	-	171,41	2 777,13
2032	2 605,72	-	174,35	2 780,07
2033	2 605,72	-	177,35	2 783,07
2034	2 605,72	-	180,41	2 786,14

**Notas:**

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de PROPUESTA Osinermin.  
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el periodo 2022-2034, resulta 0,13%.  
(3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT para el mismo periodo resulta 2,25%.

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

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

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

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 12.

**Cuadro N° 6.3**  
**Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico**  
**Proyección de la Demanda del Área de Demanda 12 (en MW)**

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
MOQUEGUA	10	10,1	10,3	10,6	10,9	11,2	11,5	11,8	12,1	12,3	12,6	12,8	13,1	13,3
MOQUEGUA	138	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0
ILO	10	12,6	12,9	13,4	13,9	14,1	14,4	14,6	14,9	15,1	15,3	15,5	15,7	15,9
ILO	22,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9
ILO3	138	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7
CT ILO2 10	6,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>TOTAL</b>		<b>429,3</b>	<b>429,9</b>	<b>430,8</b>	<b>431,7</b>	<b>432,3</b>	<b>433,0</b>	<b>433,6</b>	<b>434,3</b>	<b>434,8</b>	<b>435,3</b>	<b>435,8</b>	<b>436,4</b>	<b>436,9</b>

Fuente: Formato F-121 de PROPUESTA Osinermin.

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

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

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ELECTROSUR	PROPUESTA INICIAL ELECTROSUR
2022	429,34	311,21	311,21
2023	429,94	315,46	314,57
2024	430,81	317,20	315,99
2025	431,67	318,48	318,10
2026	432,32	319,75	319,52
2027	432,97	320,46	320,14
2028	433,62	321,16	320,68
2029	434,28	321,81	321,18
2030	434,79	322,32	321,70
2031	435,31	322,80	322,20
2032	435,83	323,30	322,70
2033	436,37	323,80	323,22
2034	436,92	324,32	323,75
<b>TC</b>	<b>0,15%</b>	<b>0,34%</b>	<b>0,33%</b>

Fuente: Formato F-121

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



Fuente: Formato F-121 de PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR.

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

---

## 6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones 2025-2029 en Transmisión para el AD 12, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en los ESTUDIOS de PROPUESTA FINAL, presentados por ELECTROSUR y ENEL GREEN, se ha identificado que:

- No se ha presentado el sustento necesario para las nuevas demandas incorporadas calificados como Clientes Libres, que se avizora atender en las subestaciones SET Ilo y SET Moquegua.
- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 12; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO. Al no considerar estas instalaciones, se incumple con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar, no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre del 2022.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no se justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. Los TITULARES, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES de esta Área de Demanda, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita el reconocimiento de COyM de una instalación de red primaria aérea en 33 kV, que califica como una Red de Distribución Primaria.
- No se ha presentado argumentos suficientes sobre la necesidad de disponer de un Transformador de Reserva 138/23/10 kV de 25 MVA, teniendo en cuenta que actualmente el AD 12, viene remunerando por un Transformador de Reserva 138/10 kV de 10 MVA.

### 6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que

estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.

- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la instalación de nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinerghmin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de estos, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo del 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Donde corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para el efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2029, y para los años 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello evaluando los ingresos necesarios para los primeros 10 años.

### 6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se 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 ELECTROSUR, las instalaciones del SST y SCT del AD 12, a diciembre de 2022, son las que figura en el ANEXO C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la actualización y/o modificación correspondiente.

Considerando la información existente del sistema de transmisión y considerando los proyectos aprobados en los Planes de Inversión, se procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño (oferta)

mediante el formato "F-202". Para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente con la SET (F-120 SET) en MVA por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente (oferta) en las SET's y sus demandas proyectadas (demanda) correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que se avizora las SET's a futuro.

Respecto a las congestiones en las líneas de transmisión y sobrecargas de los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 12, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia (análisis eléctricos) con el software DigSilent 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 acopiada por Osinerghmin.

Por otro lado, mediante las visitas técnicas "in situ", en el mes de agosto de 2023, a las instalaciones de ELECTROSUR se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos de suma importancia y urgencia que actualmente no han sido implementados en los años previstos aprobados en los PI 2017-2021 y PI 2021-2025, siendo el proyecto más urgente de ejecución: "Nueva SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV – 25/25/25 MVA + LT 138 kV Moquegua – Moquegua Ciudad" (MOQUEGUA CIUDAD) aprobado en el PI 2017-2021 con POC prevista para el año 2020. Cabe indicar que el proyecto MOQUEGUA CIUDAD se aprobó por crecimiento de demanda en el sistema eléctrico Moquegua – Moquegua Rural, debido a que se avizó que la capacidad de transformación sería insuficiente en el mediano plazo, sustentado mediante Informe Técnico N°092-2016 GART. En ese sentido, se hace de conocimiento a ELECTROSUR que cualquier problemática en la continuidad y calidad del servicio eléctrico que afecte a los usuarios del AD 12, por el incumplimiento de no ejecutar los proyectos del Plan de Inversiones, será responsabilidad de ELECTROSUR.

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

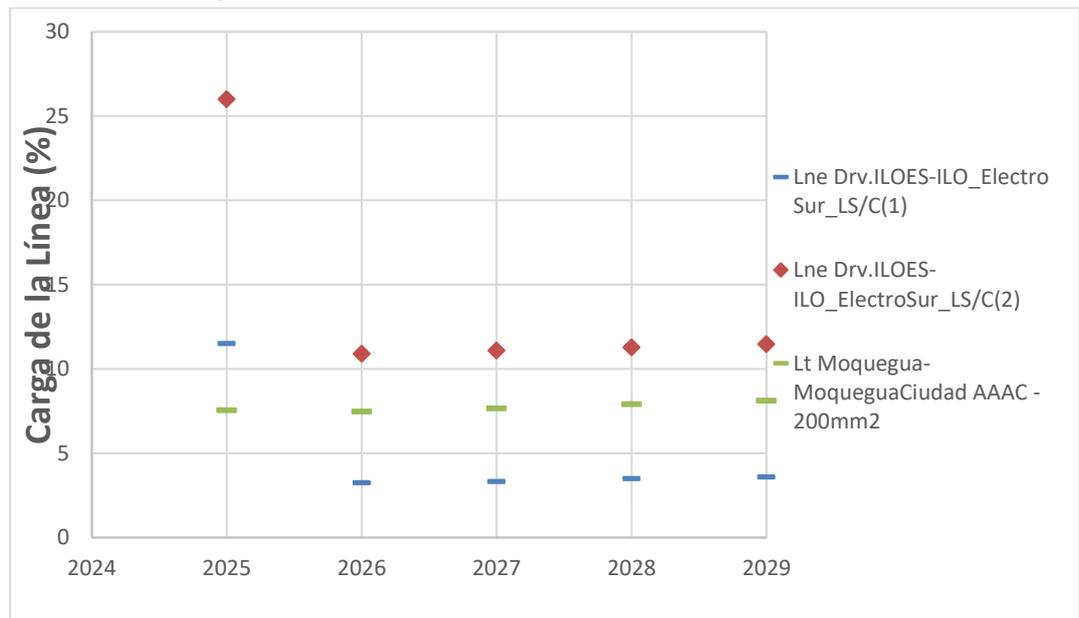
- **Sobrecarga en Transformadores**

Sobre el parque de transformadores de dos y tres devanados, en el período 2025-2029, no se avizoran sobrecargas hasta el año 2029. Asimismo, no se avizora sobrecarga en el parque de transformadores hasta el año 2034.

- **Congestiones en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al AD 12.

**Gráfica N° 6-2**  
**Cargabilidad en las principales líneas de transmisión (%)**

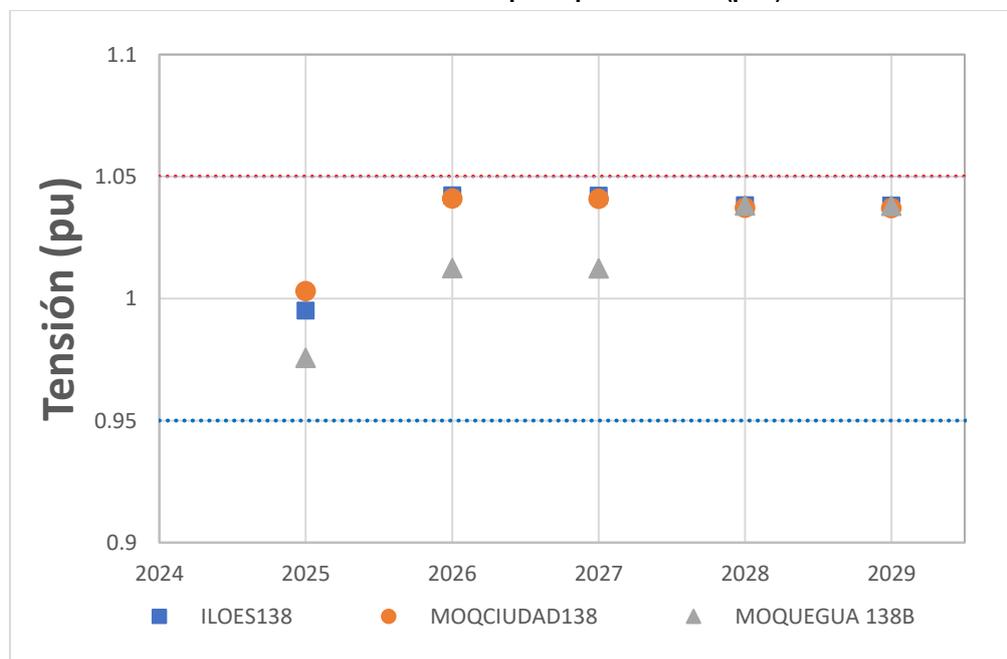


Asimismo, no se avizora sobrecarga en las líneas de transmisión hasta el año 2034.

- **Perfil de Tensión en barras MAT de subestaciones**

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

**Gráfica N° 6-3**  
**Perfil de tensiones de las principales barras (p.u.)**



Asimismo, no se avizora subtensiones (“caídas de tensión”) en las barras de MAT y MT hasta el año 2034.

### 6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la proyección de la demanda eléctrica en el AD 12, se procede a evaluar y analizar las inversiones necesarias para el periodo 2025-2029.

Los resultados del diagnóstico para los sistemas eléctricos en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD 12.pfd)* – sustentan que no se requiere de nuevas instalaciones por temas de crecimiento de demanda y confiabilidad.

A continuación, se realiza el análisis a partir de la revisión de la PROPUESTA FINAL enviada por los TITULARES:

#### 6.2.3.1 Sistema Eléctrico Moquegua

i. **Implementación de celdas en 10 kV en SET Moquegua: (03) celdas de alimentador, (01) celda de transformador y (01) celda de medición.**

ELECTROSUR argumenta su proyecto solicitado para el año 2025, debido a que necesita reconfigurar sus redes de distribución con la finalidad de mejorar la caída de tensión y sobrecargas en sus alimentadores de 10 kV. Asimismo, considera el proyecto “Nueva SET Moquegua Ciudad 138/23/10 kV de 25/25/25 MVA y celdas asociadas” (SET MOQUEGUA CIUDAD) a partir del año 2026.

Al respecto, el proyecto SET MOQUEGUA CIUDAD, fue aprobado en el PI 2017-2021 para entrar en POC en el año 2020 con el objetivo de asumir carga en 10 kV de la SET Moquegua 138/10 kV de 13 MVA y mejorar la cargabilidad, confiabilidad y perfil de tensión de sus alimentadores en 10 kV mediante la redistribución de sus redes. Asimismo, dicho proyecto dispone de capacidad en 23 kV para atender demandas que se encuentran a mayores distancias. En ese sentido, no se considera correcto que ELECTROSUR evalúe – *en su análisis en el Formato F-200* – un proyecto aprobado en un año (POC) en que no fue planificado en el Plan de Inversiones; por lo que corresponde señalar, que si bien el proyecto en la actualidad no ha sido ejecutado por ELECTROSUR en la POC prevista en el PI 2017-2021, no es parte del criterio de planificación considerar – *dentro del análisis del Diagnóstico y SER* – incumplimientos o retrasos de proyectos, que no han sido ejecutados en la POC prevista avizorada en el estudio de planificación de los Planes de Inversión.

Por otra parte, cabe señalar que en los Formatos F-204 no se avizora sobrecarga en los alimentadores de 10 kV en la SET Moquegua, que cuenta con (05) alimentadores en operación (remunerados por la demanda). En consecuencia, con la actual cantidad de celdas de alimentador en 10 kV y con el ingreso de nueva SET MOQUEGUA CIUDAD, se tiene capacidad suficiente para cubrir la demanda en el Sistema Eléctrico Moquegua, dentro del periodo vinculante y hasta el año 2034. Cabe señalar, que en el Plan 2017-2021 se aprobó cinco (05)

celdas de alimentador en 10 kV y (02) dos celdas de alimentador en 23 kV que deben ser instalados en la SET Moquegua Ciudad.

Por lo tanto, para el sistema eléctrico Moquegua se tendría en total diez (10) celdas de alimentador en 10 kV (entre SET Moquegua y SET Moquegua Ciudad), los cuales deben ser utilizados por ELECTROSUR con la finalidad de reconfigurar sus redes de distribución, no requiriéndose aprobar celdas de alimentador adicionales para el periodo 2025-2029.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

ii. **Implementación de una “LT 33 kV de SET Rubí – Estructura Aérea T53” en la zona de Pampas de Clemesí**

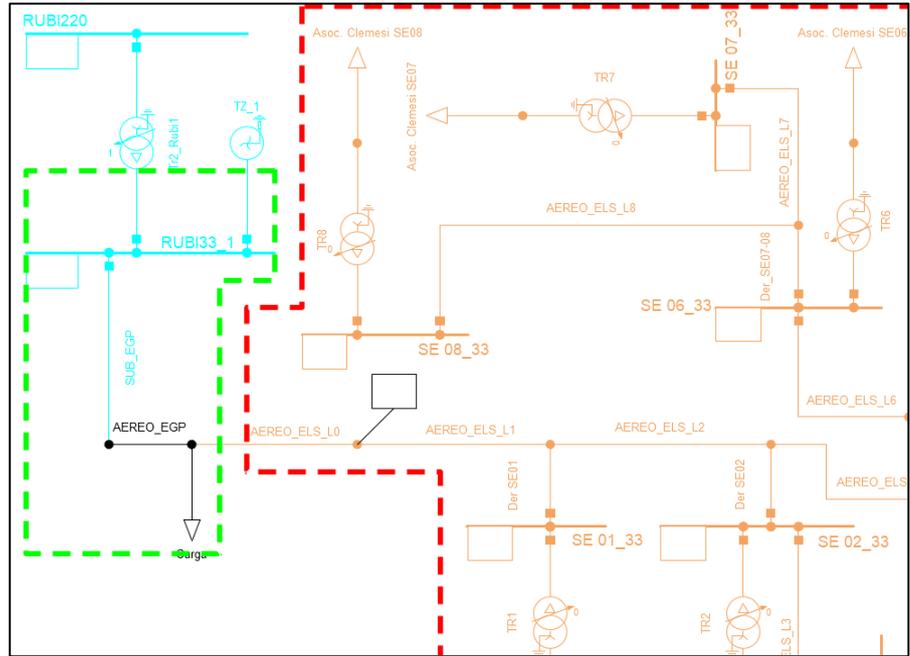
ENEL GREEN solicita para el año 2025, la evaluación de su proyecto denominado “LT 33 kV SE. Rubí – T53” en el Plan de Inversiones; y por ende tener un reconocimiento de COyM para luego sea traspasado a otra empresa.

Al respecto, debemos indicar que:

- El proyecto solicitado deviene de un proyecto de compromiso social de Electrificación Rural, que ha sostenido ENEL GREEN con los pobladores de la zona de Pampas de Clemesí.
- El proceso de Plan de Inversiones no es la instancia en donde corresponda evaluar y analizar el reconocimiento de Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de instalaciones de transmisión, siendo la etapa de evaluación de reconocimiento de COyM en el proceso regulatorio de Fijación de Peajes y Compensaciones.
- El proyecto solicitado configura un proyecto de Red de Distribución Primaria en 33 kV, debido que se enmarca en la definición del Capítulo I del Código Nacional de Electricidad, que menciona:

***“Red de Distribución Primaria.** - Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de Distribución Primarias, que partiendo de un Sistema de Generación o de un Sistema de Transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más Subestaciones de Distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la Subestación alimentada.” (Subrayado nuestro)*

En ese sentido, el proyecto presentado por ENEL GREEN partirá del Sistema de Generación Solar RUBÍ para alimentar directamente Subestaciones de distribución con salida en Baja Tensión (BT) para atención al usuario final representado por la población de “Pampas de Clemesí”:



Fuente: Archivo "BDD\_ENELG\_PIT.pfd". Red de Distribución Primaria en 33 kV que se conectará con Subestaciones de Distribución SED 33/380 kV

En ese sentido, se debe indicar que el proceso de Plan de Inversiones aprueba instalaciones de transmisión y no de distribución. Si bien, dentro del Plan de Inversiones existen LT 33 kV, estos sí forman parte de Elementos de Transmisión reconocidos por el Área de Demanda, debido a que alimentan SETs de subtransmisión con salida en Media Tensión (MT) a partir de celdas de alimentadores (último Elemento en la cadena de la Subtransmisión), para luego salir con alimentadores (donde empieza la distribución) o redes de distribución a Subestaciones de Distribución (SED).

- Se ha verificado, mediante Código Único de Inversiones N° 2465634, que el proyecto de Red de Distribución Primaria en 33 kV presentado por ENEL GREEN está incluido en el proyecto del Plan Nacional de Electrificación Rural de la DGER, clasificado como proyecto de DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

Código único de Inversiones	2465634	
Nombre de la inversión	CREACION E INSTALACION DE RED PRIMARIA EN 33KV Y REDES SECUNDARIAS EN 380/220V. PARA LA ELECTRIFICACION DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI EN EL DISTRITO DE MOQUEGUA - PROVINCIA DE MARISCAL NIETO - DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA	
Unidad(es) Productora(s)	red primaria	
<b>A. Datos de la fase de Formulación y Evaluación, modificados en la fase de Ejecución</b>		
<b>1. Responsabilidad funcional del proyecto de inversión</b>		
	Según el formato de Formulación y Evaluación	Fase de Ejecución
Función	ENERGÍA	ENERGÍA
División funcional	ENERGÍA ELÉCTRICA	ENERGÍA ELÉCTRICA
Grupo funcional	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Sector responsable	ENERGÍA Y MINAS	ENERGÍA Y MINAS
Tipología de proyecto	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tal es así, que en el Plan de Electrificación Rural (PNER) publicado el 31.12.2023 mediante Resolución Ministerial N° 528-2023-MINEM/DM, el proyecto de ENEL GREEN forma parte de la cartera

de proyectos del PNER de mediano plazo para ser ejecutado en el 2024.

- Por otra parte, ELECTROSUR mediante carta GE-0043-2024 de fecha 11.01.2024, ha presentado información complementaria a la Absolución de Observaciones presentado como parte de su PROPUESTA FINAL, al respecto aclara que el proyecto de Red de Primaria en 33 kV será elaborado por el MINEM en la cual mediante Resolución N°036-2023-MINEM/DGER fue incluido en la cartera de proyecto de Electrificación Nacional. Asimismo, ha presentado como evidencia la carta GE-0655-2023 de fecha 16.05.2023, emitida por ELECTROSUR al MINEM sobre la factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño para la electrificación de la población de Pampas de Clemesí, el cual indica que será la estructura de media tensión de la concesionaria ENEL GREEN, ello en base al compromiso que tienen en la zona:

<u>GE-0655-2023</u>		Expediente: 20220300012635
Señor(a)		
<b>ING. JAVIER STOCALLENKO PEÑA</b>		
JEFE DE ESTUDIOS (E) DIRECCIÓN DE PROYECTOS DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – MINEM		
<b>MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS</b>		
AV. LAS ARTES N° 260		
San Borja - Lima		
<u>Lima -</u>		
Asunto	:	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO ELECTRICO Y FIJACIÓN DEL PUNTO DE DISEÑO PARA ELECTRIFICACIÓN DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI
Referencia	:	a) OFICIO N° 269-2023 MINEM-DGER-DPRO-JEST b) PROYECTO CREACION E INSTALACIÓN DE RED PRIMARIA EN 33KV Y REDES SECUNDARIAS EN 380/220V PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI EN EL DISTRITO DE MOQUEGUA – PROVINCIA DE MARISCAL NIETO - DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA CUI N° 2465634 c) EGP-PERG-218-2022
De nuestra mayor consideración:		
Tengo a bien dirigirme a usted en atención al documento de la referencia, por el cual comunica la convocatoria a la reunión virtual/presencial para el 12 de mayo del 2023 a horas 15:00pm a fin de tratar los siguientes puntos:		
<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Factibilidad y punto de diseño.</li> <li>2.- Compromiso de Electosur de operación y mantenimiento del Sistema de Electrificación Rural (SER).</li> <li>3.- Compromiso de enel de suministro de energía.</li> </ol>		
Asimismo, hace de conocimiento que su representada se hará cargo del financiamiento del proyecto el cual <u>ya se encuentra en su Plan Nacional de Electrificación Rural 2023 y está incluido en su Cuadro Multianual de Necesidades 2023</u> en la Resolución N° 036-2023-MINEM/DGER con fecha 03 de febrero del 2023 en el ítem N° 942, <u>teniendo la DGER la Unidad Formuladora, la Unidad Ejecutora de Inversión y la Unidad Ejecutora Presupuestal.</u>		
Al respecto, en vista de los acuerdos consensuados en la <u>reunión virtual de fecha 12 de mayo de 2023 entre ENEL, Electosur S.A y su representada</u> , se comunica la <u>Factibilidad de Suministro y Fijación del Punto de Diseño en la estructura de media tensión con coordenadas Zona 19k, Este 267876 y Norte 8090342 de la concesionaria Enel Green Power Perú S.A; ello en base al compromiso asumido por Enel Green Power Perú S.A mediante documento EGP-PERG-218-2022 de fecha 27 de mayo de 2022.</u>		
La Fijación del Punto de Diseño tendrá validez de dos (02) años, contados a partir de la fecha de emisión del presente documento. Asimismo, le comunicamos que las instalaciones serán de uso exclusivo y no sujetas a ningún tipo de reembolso. Para un siguiente trámite hacer referencia al número de expediente N° 20220300012635.		
Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para reiterarle las muestras de mi consideración personal.		

Finalmente, ELECTROSUR manifiesta que el proyecto de Red primaria en 33 kV desde la SET Rubí hasta el punto de diseño fijado en la carta GE-0655-2023 (que sería hasta la estructura de MT de ENEL GREEN) , no ha sido materia de alguna transferencia o venta que haya aceptado por parte de ENEL GREEN. Asimismo, no existe ningún acuerdo con ENEL GREEN sobre la operación y mantenimiento (OyM) de dicha Red en 33 kV. Por lo que,

ELECTROSUR considera que le corresponde a ENEL GREEN hacerse cargo de la administración y OyM del proyecto a ser ejecutado (Red Primaria 33 kV SE. Rubí – T53).

Por lo expuesto, no corresponde analizar lo solicitado por ENEL GREEN dentro del alcance de un proceso regulatorio de Plan de Inversiones, debido a que: i) El Plan de Inversiones no es la instancia en donde corresponda evaluar y analizar el reconocimiento de COyM, siendo la etapa de evaluación de reconocimiento de COyM, a solicitud del titular, en el proceso regulatorio de Fijación de Peajes y Compensaciones; y, ii) El Plan de Inversiones evalúa y analiza mediante un estudio de planificación instalaciones necesarias de transmisión y/o subtransmisión, y no instalaciones de distribución.

**iii. Implementación de Transformador de Reserva 138/22,9/10 kV de 25 MVA en la SET Moquegua.**

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado por ELECTROSUR para el año 2025, debido a que actualmente se viene remunerando por la demanda del AD 12, un Transformador de Reserva 138/10 kV de 10 MVA en la SET Moquegua; y del cual en la visita "in situ" no se ha encontrado físicamente dicho Transformador, ni se obtuvo respuesta por parte de los operadores de ELECTROSUR sobre la ubicación y/o rotación de dicho Transformador, dicha afirmación es confirmada por ELECTROSUR a la observación del numeral 33) del ANEXO A del presente informe.

Asimismo, se verifica que actualmente se viene remunerando por la demanda del AD 12, dos Transformador de 138/10 kV de 10 MVA en la SET Ilo como capacidad disponible.

Por otra parte, sin perjuicio de lo mencionado, cabe indicar que la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT" (en adelante, NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA) aprobado mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD, no es de aplicación los criterios y metodología definidos en la citada Norma para transformadores mayores a 100 kV, por lo que, estos deberán sustentarse en base a un estudio de cargabilidad por demanda, económico y de confiabilidad.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

**Respecto a la PROPUESTA FINAL de ENGIE**

Si bien ENGIE envió su PROPUESTA FINAL donde indica que no se requiere proyectos dentro del periodo 2025-2029, Osinergmin ha revisado las instalaciones correspondientes a los sistemas eléctricos donde se encuentra la empresa ENGIE, confirmando que no se necesitan proyectos dentro del periodo 2025-2029.

Por lo tanto, no se aprueban instalaciones a cargo de la empresa ENGIE.

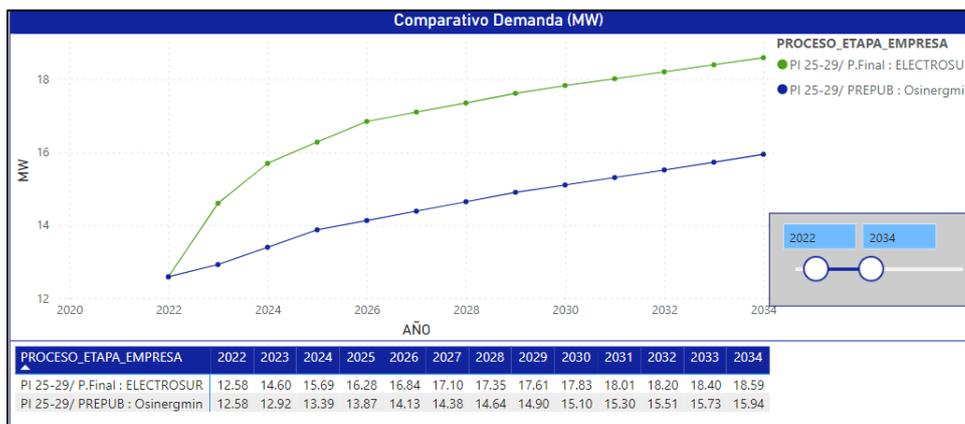
### 6.2.3.2 Sistema Eléctrico Ilo

#### iv. Implementación de (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Ilo.

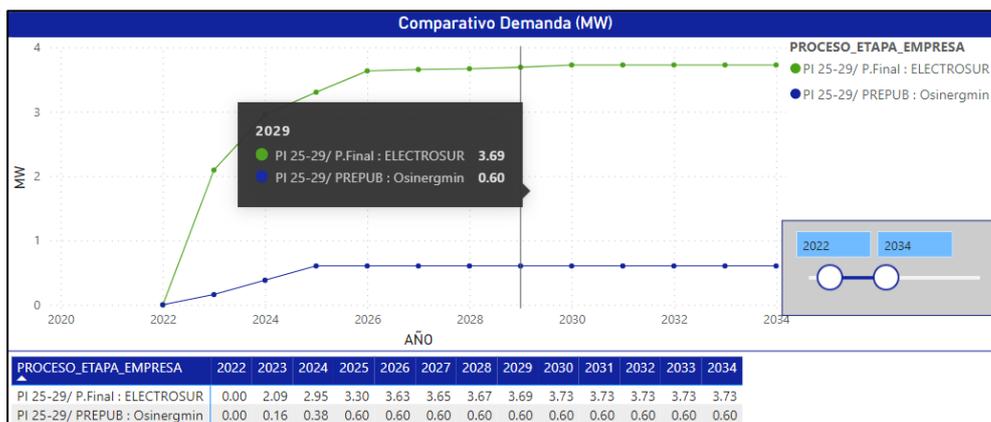
ELECTROSUR solicita su proyecto para el año 2026, debido al crecimiento de demanda en la SET Ilo originado por las nuevas factibilidades en 10 kV que presenta a partir del año 2023 y al 2026, por lo que propone dividir los alimentadores en 10 kV que van a “Villa Paraíso” y “Santa Rosa”, argumentando que tiene problemas de cargabilidad en las redes de Media Tensión (MT). Sin embargo, según el Formato F-204, con la actual cantidad de celdas en 10 kV – y la *proyección de demanda actualizada por Osinerghmin en la SET Ilo* – no se requieren nuevas celdas de alimentador:

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2025	2026	2027	2028	2029
			Demanda	10	13.87	14.13	14.38
SET MAT/IAT Ilo	Capacidad por Alimentador	10	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
	Alimentadores Existentes	10	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
	Alimentadores Necesarios	10	6.00	6.00	6.00	7.00	7.00
	Nuevos Alimentadores	10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROSUR; debido a que Osinerghmin ha considerado dos (02) de las seis (06) nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD 12 en la SET Ilo presentada en la PROPUESTA FINAL, por no estar debidamente sustentadas.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / Barra ILO 10 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / Barra ILO 10 kV. Elaboración Propia.



#### 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 12, no se han programado Bajas durante el periodo 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>8</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 División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía de Osinermin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta revisión del Regulador, tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS<sup>9</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 12, no se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que no se retiran Elementos de dicho Plan.

---

<sup>8</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 Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

<sup>9</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 Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

## 7. Conclusiones y Recomendaciones

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

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 12 para el período 2022-2034 es 0,1%, menor que el presentado por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL (0,3%).
- b) De la evaluación de las propuestas de inversión enviadas por los TITULARES, no se requiere implementarse proyectos en el período 2025-2029; por lo que no se considera inversiones para el Área de Demanda 12, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 12, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- d) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

[sbuenalaya]

/ncha - ksg



## 8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

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

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

### OBSERVACIONES GENERALES

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

#### Respuesta

#### ÁREA DE DEMANDA 09

- En esta área de demanda no se requiere implementación alguna

#### ÁREA DE DEMANDA 12

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

#### ÁREA DE DEMANDA 13

- Instalación de 02 celdas de alimentador de 10 kV para la SET VIÑAÑI
- Instalación de 03 celdas de alimentador de 10 kV para la SET YARADA
- Instalación de 01 transformador de tres devanados 33/22,9/10 kV de 2 MVA y celdas conexas en la SET TARATA

#### **Análisis de Osinergmin**

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

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

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

### Respuesta

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

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

### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTROSUR ha presentado información adicional sobre los proyectos solicitados, sin embargo, esta información en algunos casos es insuficiente para la aprobación de nuevos proyectos; la cual se detalla en el análisis de Osinergmin a las observaciones específicas. Asimismo, se verifica que no ha solicitado inversiones por temas de antigüedad para el AD 12.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

ELECTROSUR evalúa alternativas de solución que consideran complementaria proyectos de distribución como proyectos de transmisión. Sin embargo, ELECTROSUR no clasifica sus observaciones por temas de demanda, confiabilidad y/o seguridad

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

#### Respuesta

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

#### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTROSUR plantea alternativas de solución en las redes de distribución que complementarían sus solicitudes de proyectos en transmisión. Estas alternativas fueron analizadas para verificar la viabilidad de sus proyectos de transmisión.

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

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

#### Respuesta

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

#### **Análisis de Osinergmin**

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

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

6. ELECTROSUR debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

#### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR se evidencia que si bien ha cumplido con actualizar parte de la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas; aún existen inconsistencias en la información presentada de algunas variables debido a que no se han seguido todas las correcciones o indicaciones señaladas en las observaciones específicas.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 168-2019-OS/CD, la cual no está vigente. Por lo que, en la etapa de Pre-Publicación se debe usar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, en el formato F-113 se mantiene la observación en cuanto se tomó como año representativo el año 2021 y no el año 2022, para lo cual tiene que considerar el SICLI 2022.

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

9. Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se observa que para algunas cargas no se presenta las solicitudes de factibilidad de suministro que las sustentan. Al respecto, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinerghmin**

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

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

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinerghmin**

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

## Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

## Respuesta

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

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

## Análisis de Osinerghmin

Para el caso del Área de Demanda 12, ELECTROSUR no ha considerado proyectos para el largo plazo que ayuden a mejorar sus sistemas eléctricos.

## Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

## Respuesta

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

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

### **Análisis de Osinergmin**

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

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

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

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

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTROSUR ha adjuntado los archivos .kmz con información relacionada a los sistemas eléctricos Ilo y Moquegua, donde se muestra también sus redes de distribución eléctrica.

### Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

### Respuesta

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

### Análisis de Osinermin

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

### Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

## OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

#### 16. Variable PBI (AD 12)

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

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

Al respecto, ELECTROSUR debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 12 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

Osinermin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO; el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental y nacional correspondiente al año

2022. Ver <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

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

Luego ELECTROSUR debe analizar si dicha variable explicará las ventas de energía y analizar las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS. ELECTROSUR, debe adjuntar los archivos de trabajo que sustenten las fuentes de los datos históricos y proyectados de las variables explicativas (PBI, clientes, población y Tarifa Real).

### Respuesta

Se corrigió el PBI histórico nacional guiándose de la modificatoria, así mismo se obtiene la data del PBI departamental del año 2022 del enlace <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se tiene la descarga en el archivo sustento en el archivo PBI.xls En cuanto al PBI de los años 2023-2025, se hace uso de la Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) el cual se encuentra en la carpeta sustento y el archivo expectativas pbi.xlsx:

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI 1/			
Fecha de encuesta	Analistas Económicos	Sistema Financiero	Empresas No Financieras
31 de marzo de 2023	2.0%	2.0%	2.3%
28 de abril de 2023	1.9%	1.9%	2.3%
31 de mayo de 2023	1.9%	1.9%	2.3%
30 de junio de 2023	1.8%	1.8%	2.0%
31 de julio de 2023	1.2%	1.4%	2.0%
31 de agosto de 2023	1.0%	1.1%	1.9%
<b>Expectativas anuales de 2024</b>			
28 de febrero de 2023	2.6%	2.7%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.5%	2.7%	3.0%
28 de abril de 2023	2.5%	2.6%	3.0%
31 de mayo de 2023	2.7%	2.5%	3.0%
30 de junio de 2023	2.6%	2.5%	2.9%
31 de julio de 2023	2.5%	2.3%	2.9%
31 de agosto de 2023	2.6%	2.3%	2.6%
<b>Expectativas anuales de 2025</b>			
28 de febrero de 2023	3.0%	2.8%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.6%	2.8%	3.0%
28 de abril de 2023	2.6%	2.9%	3.0%
31 de mayo de 2023	3.0%	2.9%	3.0%
30 de junio de 2023	3.0%	2.7%	3.0%
31 de julio de 2023	2.9%	2.6%	3.0%
31 de agosto de 2023	3.0%	2.7%	3.0%

1/ Mediana.  
Fuente: Encuesta de expectativas macroeconómicas BCRP.  
Elaboración: Departamento de Indicadores de Actividad Económica.

### **Análisis de Osinerghin**

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROSUR, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable PBI del Área de Demanda 12 del año 2022 conforme a los criterios establecidos.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

### **17. Variable Población (AD 12)**

ELECTROSUR debe emplear los valores de población departamental del año 2022

estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD 12 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 12.

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

### Respuesta

Se obtiene la población a partir de las ventas registradas por cada departamento, donde los datos fueron obtenidos del siguiente enlace: <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/> el cual se descargó el archivo y se incorpora en la carpeta sustento con el archivo Población proyectado.xls; para los siguientes años se utilizó la población nacional proyectado y el mismo porcentaje para proyectar la población del área de la demanda 05, asimismo, se aclara que este mismo modelo se usó en la modificatoria y PIT anterior.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROSUR, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable Población del Área de Demanda 12 del año 2022 conforme a los criterios establecidos.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

## **18. Variable Tarifa Real (AD 12)**

El valor de la variable Tarifa Real del AD 12 del año 2022 no se ha construido sobre los valores de las Ventas de Energía (MWh) y facturación de la energía (miles de soles) que figuran en la base de datos del SICOM 2022. Asimismo, se observa que en el formato F-104 el valor del IPC empleado para la estimación de la Tarifa Real, no corresponden a la fuente citada (INEI). Al respecto, ELECTROSUR deberá corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizado.

### Respuesta

Se obtuvo el IPC de la página web <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se encuentra Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2009 que tiene los valores hasta el 2021 y otro del Índice Precio al consumidor con base a diciembre al

2021 del cual se obtiene el valor del 2022, por ello se estima el 2021 diciembre como valor 100 y con respecto a ese valor se obtiene el estimado a diciembre del 2022 para poder así tener la tarifa real.

### **Análisis de Osinerghin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores de facturación y ventas de energía considerados por ELECTROSUR no corresponden a los obtenidos en base al SICOM 2022. Por tanto, el valor obtenido de Tarifa Real es incorrecto.

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

## **19. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final (AD 12)**

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

En el formato F-106, se observa que el valor del coeficiente de determinación, así como el de los estadísticos t y F del modelo exponencial no guarda coherencia con los valores que se muestran en el workfile "ad12\_2025-2029.wf1" (E-Views) para dicha ecuación.

En el formato F-107, se observa que el valor del coeficiente de determinación, así como el de los estadísticos t y F de los modelos econométricos: modelo 1, modelo 4 y modelo 6, no guardan coherencia con los valores que se muestran en el workfile "ad12\_2025-2029.wf1" (E-Views) para dichas ecuaciones.

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

Asimismo, de la información presentada por ELECTROSUR, se observa que no se ha encontrado mayor sustento sobre la especificación del ajuste final de las proyecciones de las ventas de energía para el AD 12. Por lo que, debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

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

Considerando lo anterior, ELECTROSUR debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 12. Cabe indicar que esos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se

pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

### Respuesta

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

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

### **Análisis de Osinergmin**

En la PROPUESTA FINAL de ELECTROSUR, se evidencia lo siguiente:

- En los formatos F-106, F-107 y F-108 se consignan las proyecciones considerando todo el periodo de proyección hasta el año 2054.
- En el formato F-106, se mantiene la observación que el valor del coeficiente de determinación, así como el de los estadísticos t y F del modelo exponencial no guardan relación con los valores que se muestran en el workfile "ad12\_2025-2029.wf1" (E-Views) para dicha ecuación.
- En el formato F-107, se verifica que el valor del coeficiente de determinación, así como el de los estadísticos t y F de los modelos econométricos: modelo 1, modelo 4 y modelo 6, guardan relación con los valores que se muestran en el workfile "ad12\_2025-2029.wf1" (E-Views) para dichas ecuaciones.
- En relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados en la presente observación. No obstante, con fines de suavizar la curva se debió considerar la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054 (2,20%) en lugar de la tasa considerada para el periodo 2022-2023 (-1,01%).

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

## **20. Factores de expansión de pérdidas utilizados (AD 12)**

No se presenta el sustento de cómo se ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados para el Área de Demanda 12. Por lo que ELECTROSUR debe presentar el sustento respectivo.

Cabe señalar que, actualmente se encuentra en curso el proceso regulatorio del VAD 2023-2027, por lo que, una vez se cuente con la Resolución vigente, los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEPT para el Área de Demanda 12 deberán ser actualizados según corresponda.

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 168-2019-OS/CD, la cual ya no está vigente. Por lo que, para la etapa de Pre-Publicación, se debe utilizar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene vigencia hasta el 31/10/2027.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

#### **21. Registros de mediciones de cada 15 minutos (AD 12)**

En la hoja "Registros" del archivo "01\_F-100\_AD12\_2025-2029.xlsx", se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. Al respecto, se advierte que los valores presentados para la barra ILO 22,9 kV difieren considerablemente en el tercer cuatrimestre, a los valores reportados mediante la norma "Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión". Al respecto, se requiere a ELECTROSUR sustentar los valores consignados en su ESTUDIO, indicar la fuente de información y el motivo por el cual los valores presentados en el ESTUDIO difieren de lo reportado al sistema de información de Osinerghmin.

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

### **Respuesta**

**Se verificó y eliminó los valores atípicos de las barras del SE ILO. Y se ha actualizado los formatos F-100.**

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque no se presentó la justificación por el cual los registros consignados como parte de la propuesta difieren de lo reportado en el Sistema de Información de Osinerghmin.

De otro lado, no se precisa ni presenta la metodología efectuada ni los archivos de sustento para la depuración de datos atípicos.

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

#### **22. Sobre los Formatos F-100 (AD 12)**

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

demanda proyectada, este se encontrará comprendido a partir del año 2023 hasta el 2054.

#### [Respuesta](#)

Se ha actualizado la proyección de la demanda hasta el año 2054 (año 30).

#### **Análisis de Osinergmin**

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

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

### **23. Clientes libres existentes (AD 12)**

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

#### [Respuesta](#)

Se ha actualizado y corregido con la base de datos del SICLI 2022 con los clientes libres reportados que pertenecen al Área de Demanda 12.

#### **Análisis de Osinergmin**

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

#### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

### **24. Incorporación de nuevas demandas (AD 12)**

En los formatos F-100 se han incluido un total de 14 nuevas demandas a incorporar, sin embargo, en la documentación presentada, no se indica el año de ingreso comunicado por los nuevos clientes. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar la documentación respectiva.

Por otro lado, se observa que ELECTROSUR presenta en el formato F-113 dos (02) demandas con el mismo nombre "Mejoramiento y Ampliación de los Servicios de Salud en el Establecimiento de Salud Estratégico Centro de Salud Pampa Inalámbrica del Distrito de Ilo, Provincia de Ilo, Departamento de Moquegua" y con 2 valores de demanda requerida diferentes de 0,31 MW y 0,66 MW, conforme se muestra en la figura siguiente. Al respecto, ELECTROSUR debe revisar lo observado y corregir en caso corresponda. Cabe señalar que como sustento solo se está presentando documentación de la carga de 0,31 MW.

AREA DE DEMANDA: 12 <b>Cargas a revisar por ELECTROSUR</b>					
SISTEMA ELÉCTRICO	SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	Máxima Demanda (MW)
Ilo	Ilo	ILO010	Mejoramiento y Ampliación de los Servicios de Salud en el Establecimiento de Salud Estratégico Centro de Salud Pampa Inalámbrica del Distrito de Ilo, Provincia de Ilo, Departamento de Moquegua	10.0	0.31
Ilo	Ilo	ILO010	Construcción del Centro Recreacional del Niño y la Familia en el Distrito y Provincia de Ilo - Moquegua	10.0	0.29
Ilo	Ilo	ILO010	Mejoramiento y Ampliación de los Servicios de Salud del Hospital de Ilo II-1, Distrito de Ilo, Provincia de Ilo, Departamento de Moquegua	10.0	0.73
Ilo	Ilo	ILO010	FIJACIÓN DEL PUNTO DE DISEÑO PARA LA PLANTA DEL FRIGORIFICO DAVILA BUSTAMANTE JUAN ANDRES	10.0	1.77
Ilo	Ilo	ILO010	Mejoramiento y Ampliación de los Servicios de Salud en el establecimiento de Salud Estratégico Centro de Salud Pampa Inalámbrica del Distrito de Ilo, Provincia de Ilo, Departamento de Moquegua	10.0	0.66
Ilo	Ilo	ILO010	Instalación del Servicio Educativo Modelo del Nivel Primaria y Secundaria en el Asentamiento Humano Vista al Mar Mz. "C" del Centro Poblado Pampa Inalámbrica del Distrito de Ilo, Provincia de Ilo, Región Moquegua	10.0	0.24

Fuente: Formato F-113 de la propuesta de ELECTROSUR.

Cabe señalar que para el sustento de las nuevas demandas se debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas demandas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada.

Es preciso indicar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el mismo cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el plano de ubicación, cronograma de obra y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.

### Respuesta

Se adjunta la documentación de sustento de las nuevas cargas a incorporar en la proyección de la demanda

Respecto a las cargas remarcadas en el gráfico de la observación 24, son los equivalentes a la máxima demanda.

Asimismo, respecto a la factibilidad de 1 MW se adjunta los cuadros y plano de ubicación.

### **Análisis de Osinerghmin**

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

Respecto a las cargas remarcadas en el gráfico de la observación se verifica que para la PROPUESTA FINAL solo se considera la demanda de 0,66 MW.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

## **25. Mapas de Densidad de Carga (AD 12)**

No se presenta los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar todos los mapas de densidad de carga en Formatos AutoCAD correspondientes a los años "0", 1, 2, 3 y 4, así como de los años 10, 15, 20, 25 y 30, presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntar los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km<sup>2</sup>) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120, considerando lo establecido en el numeral 8.1.2, en el Artículo 36° (respecto al formato F-123) de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

#### Respuesta

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

#### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROSUR en su PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación de que no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga.

#### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

## **SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR**

### **26. Falta información general del sistema eléctrico existente**

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

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

#### Respuesta

Se adjunta los formatos F-001, F-002 y F-003 del AD 12 se presentan en el [archivo 00-F-000\\_A12.xls](#) del ANEXO 01 FORMATOS

#### **Análisis de Osinerghmin**

Si bien, ELECTROSUR envía un archivo con los formatos F-001, F-002 y F-003, esta información se encuentra incompleta. Por ejemplo, los formatos F-001 y F-002 se encuentran sin datos y el formato F-003 se encuentra incompleto.

#### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

## 27. Información del Parque de Transformadores

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

### Respuesta

Se adjunta el cuadro solicitado

Estado actual	ubicación	Rotado	Nivel de tensión			Potencia			POC	SERIE	SISTEMA
			TP	TS	TT	PP	PS	PT			
Operación	Moquegua	no	138	10.5		10	10				SCT
Reserva	Moquegua	no	138	10.5		10	10		2006		SST
Operación	Ilo	no	140	22.9	10.5	20/25	10/13.	10/13.	2003		SST

### Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que la información enviada por ELECTROSUR en la respuesta a la observación 27, no guarda relación con la información enviada por ELECTROSUR en el formato F-003 (Observación específica N° 26). Adicionalmente, tampoco guarda relación con los formatos F-202 y F-203, tampoco guarda relación con el archivo DigSilent enviado por el propio ELECTROSUR con sus sustentos de su ESTUDIO.

Por lo tanto, ELECTROSUR debe corregir la información enviada del parque de transformadores, con la finalidad que la cantidad de transformadores existentes guarden relación con los transformadores remunerados por el SST y SCT. En caso de no coincidir esta información ELECTROSUR debe indicar si estos transformadores fueron rotados, dados de Baja, etc.

Es necesario señalar que actualmente, se están remunerando seis transformadores, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Nivel de tensión	Potencia	Tipo	Estado según remuneración
Moquegua	138/10 kV	10 MVA	SST	Operando
Moquegua	138/10 kV	10 MVA	SST	Reserva
Ilo	138/10 kV	10 MVA	SST	Operando
Ilo	138/10 kV	10 MVA	SST	Operando
Ilo	138/23/10 kV	25 MVA	SCT	Operando
Ilo	138/23/10 kV	25 MVA	SCT	Operando

### Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

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

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

### Respuesta

Se adjunta los diagramas unifilares proyectados del sistema eléctrico de Ilo en la que incluye los elementos aprobados en el PIT 2021-2025, los cuales se encuentran en la carpeta SET ILO del ANEXO 03 DETERMINACIÓN DEL SER.

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

AÑO PES	NOMBRE DEL ELEMENTO	INSTALACIÓN	MÓDULO ESTÁNDAR	ESTADO	MOTIVO DE NO EJECUCIÓN	PLAN DE CONTINGENCIA
2023	Celda de Transformador 138 kV	SET Ilo	CE-138COC1ESBTR	Sin Avance	Retraso en el financiamiento del Proyecto	El TP 138/22.9/10.5 kV - 25 MVA asumirá las cargas hasta el año 2025 donde debe ingresar la otra Celda Transformador 138 kV

### Análisis de Osinergmin

Respecto a la solicitud de los esquemas unifilares, si bien ELECTROSUR envía sus diagramas unifilares, no se puede verificar a que año corresponde dichos esquemas unifilares.

Por otro lado, ELECTROSUR solo tiene una instalación aprobada en el PI 2021-2025, la cual indica su plan de contingencia debido a su retraso en la ejecución.

### Conclusión

Por las razones expuestas en los análisis anteriores, esta observación se considera como absuelta en parte.

## 29. Sobre el archivo de flujo de potencia (DigSilent)

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

- La información consignada en el archivo de flujo de potencia (DigSilent) no es coherente con la información plasmada en el ESTUDIO, en los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO. Además, ELECTROSUR no incluye en el archivo de flujo las propuestas del ESTUDIO. Al respecto, la concesionaria debe revisar toda la información y corregir donde corresponda.
- ELECTROSUR no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas, para

el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.

- El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Ilo (año 2026) se consigna una demanda de 16,78 MW para la barra Ilo\_010 en 10 kV, mientras que, en el archivo pfd. Se consigna en el caso de estudio "2026" para dicho año, se consigna una demanda de 15,31 MW. Al respecto, se solicita, que ELECTROSUR presente los cálculos que sustentan los valores de demanda que ha utilizado en la simulación de los flujos de potencia, ello debido a que no se ha podido verificar la procedencia de los valores de las demandas consignadas en el archivo DigSILENT. Asimismo, se solicita que ELECTROSUR verifique y corrija de ser necesario su ESTUDIO.

Name	Grid	Nom.L-L Volt. KV	U <sub>i</sub> , Magnitud... KV	u, Magnitud... p.u.	dv/dQ Sensitiv... p.u./Mvar	General Load, Activ... MW
ILO_010	AD_12	10.5	10.442484	0.994522	0.	15.31000042

- El archivo de flujo de potencia (Digsilent) debe ser coherente con la información plasmada en el informe, en los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO.
- Para el análisis de flujo de carga en su Área de Demanda se debe incluir el Sistema Principal y Garantizado de Transmisión, así como el Programa de Obras de Generación 2019-2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (elaborado por el COES), de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

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

- ELECTROSUR ha actualizado la información que presenta en su archivo de flujo, en relación a la información presentada en sus archivos de cálculo y ESTUDIO.
- ELECTROSUR en su archivo de flujo presenta los casos de estudio hasta el año 2050.
- La demanda que se encuentra en el archivo de flujo no coincide con la demanda del formato F-121 presentado por ELECTROSUR tanto para el Diagnóstico y el SER.
- El modelamiento del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 12 en el archivo de flujo se encuentra completo.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

### Sobre el requerimiento de Elementos por expansión de la demanda

#### **30. Celda de alimentador de 10 kV en SET Ilo**

ELECTROSUR solicita una nueva celda de alimentador en 10 kV, debido a que requiere dividir la actual celda de alimentador O-194 en dos circuitos, dado que, actualmente se tiene alta cargabilidad, la cual influye en la caída de tensión. Al respecto, se presenta las siguientes observaciones:

- Respecto a los problemas de cargabilidad: Según el formato F-204, la cantidad de celdas de alimentador en la SET Ilo son suficientes para cubrir la demanda dentro del periodo vinculante, por lo tanto, ELECTROSUR debe revisar la información en caso su solicitud sea por demanda o demostrar y justificar que no es posible realizar traslados de carga entre los alimentadores existentes entre 10 kV y 22,9 kV. Asimismo, debe enviar la fuente de información (.kmz) sobre la distribución de sus redes en MT existentes y proyectadas, considerando además los mapas de densidad de carga existente y proyectadas.
- De la revisión de las factibilidades para el alimentador "O-194" se verifica que la información presentada no cuenta con la documentación mínima requerida para ser considerada como una demanda incorporada. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas demandas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada. La documentación debe estar sustentada directamente por el mismo cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el plano de ubicación, cronograma de obra y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- ELECTROSUR debe justificar si existe espacio en la SET Ilo que permita la implementación de la celda solicitada, presentando sustento como registros fotográficos y planos donde se ubicaría el proyecto de implementación de la nueva celda.
- ELECTROSUR debe presentar mayor sustento que respalde sus solicitudes de incorporar nuevas celdas de media tensión por sobrecarga y caída de tensión. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los registros donde se sustente que estas instalaciones presentan caídas de tensión, sobrecargas y pérdidas mayores a la permisible, los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva de los alimentadores referidos, esto con el objetivo de verificar los datos de demanda considerados para cada alimentador en el cuadro que presenta en su ESTUDIO y archivo pfd "Ilo V0".
- ELECTROSUR debe evaluar otras alternativas de solución como el traslado de carga entre alimentadores, así también como posibles intervenciones en la MT (reforzamiento de la red troncal de los alimentadores existentes, implementación de bancos de condensadores en la red de distribución, uso de banco de reguladores de tensión en la red troncal de la red de distribución, entre otros) agotando así la posibilidad de soluciones a nivel de distribución para recién pasar a la transmisión.

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

### Respuesta

Respecto a los espacios para instalar una nueva celda en la SET Ilo, si existe espacio para la implementación de la celda alimentador 10 kV en la SET Ilo en la nueva caseta de celdas de 10 kV, tal como se muestra en la siguiente fotografía.



Se adjunta los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

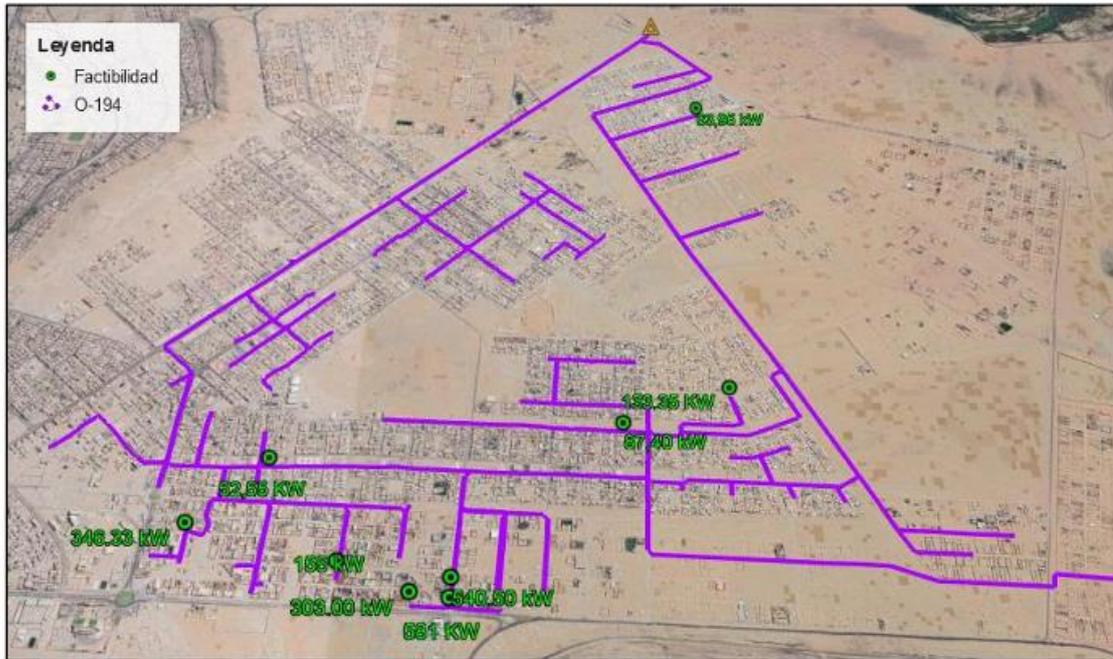
Se adjunta archivo KMZ con información gráfica de los alimentadores O 194 y O-393 (Celda Alimentador 10 kV) en la incluye la ubicación de las factibilidades otorgadas, longitudes y secciones de las redes existentes en la carpeta SET ILO del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER

En el alimentador O-194 de la SET Ilo se evaluó 05 alternativas que son las siguientes:

Alternativa 01: Se consideró las redes existentes e incluyendo las factibilidades en el alimentador O-194 se tiene problemas de caída tensión y cargabilidad.

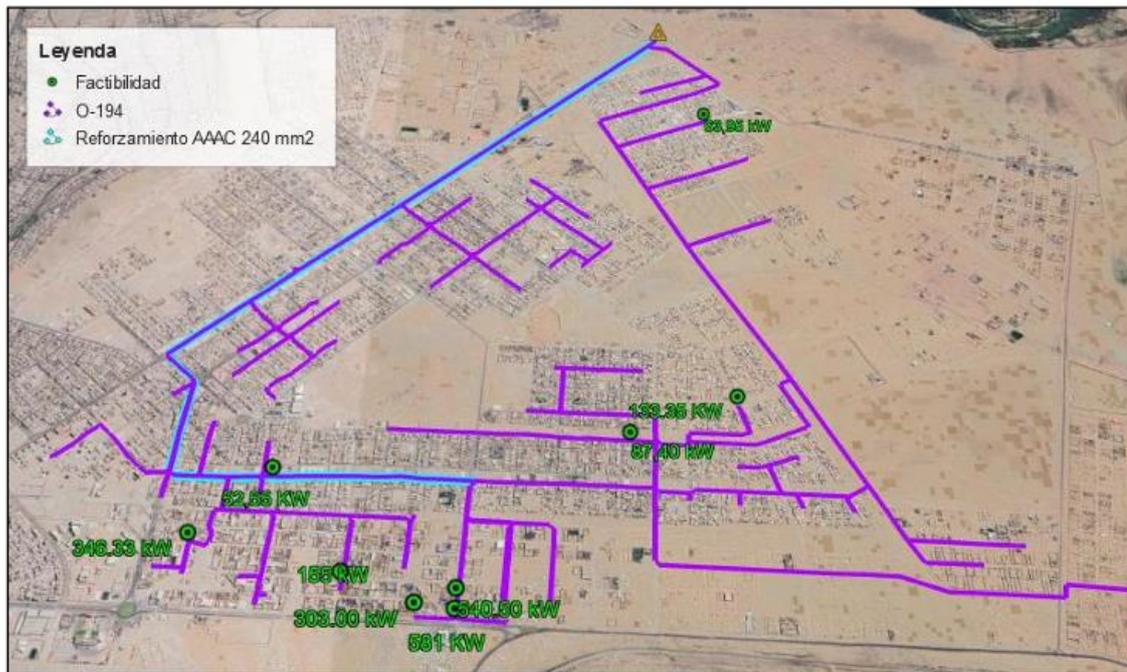
Año	Alimentador	P (kW)	Q (KVAR)	Perdidas (kW)	Tmax (kV)	Tmin (kV)	Tmin (kV) Peaje Ilo	Cargabilidad (%)
2023 (0)	O-194	5,581.67	1,474.93	380.69	10.37	9.23	9.28	120.61
2026 (3)	O-194	6,969.19	2,049.75	698.61	10.39	8.76	8.86	159.80

En la evaluación del año 2023 se incluyó 06 factibilidades que corresponden a los años 2021, 2022 y para la evaluación del año 2026 se incluyó 09 factibilidades que corresponden a los años 2021, 2022 y 2023.



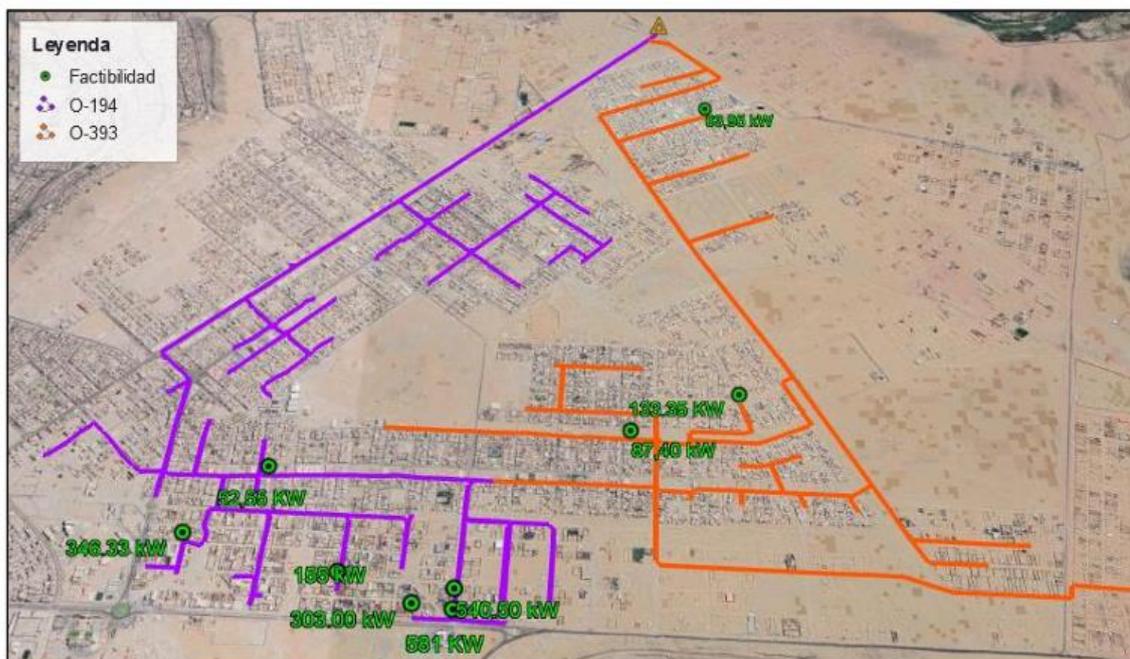
Alternativa 02: Se consideró las redes existentes, incluyendo las factibilidades y el reforzamiento de la troncal del alimentador O-194 con conductor AAAC 240 mm<sup>2</sup> – 5.12 km se puede visualizar que aún persiste el problema de caída de tensión y la cargabilidad se encuentra cerca del límite de los valores permisibles.

Año	Alimentador	P (kW)	Q (kVAR)	Perdidas (kW)	Tmax (kV)	Tmin (kV)	Tmin (kV) Peaje Ilo	Cargabilidad (%)
2026 (3)	O-194	6,969.19	2,049.76	304.17	10.30	9.41	9.50	87.62



Alternativa 03: Según los resultados obtenidos en la alternativa anterior de plantea la división del alimentador O-194 objetivo de brindar un servicio eléctrico de calidad, en esta alternativa se consideró las redes existentes e incluye las factibilidades de lo cual se puede observar que se tiene problemas de caída de tensión y cargabilidad en el alimentador O-194.

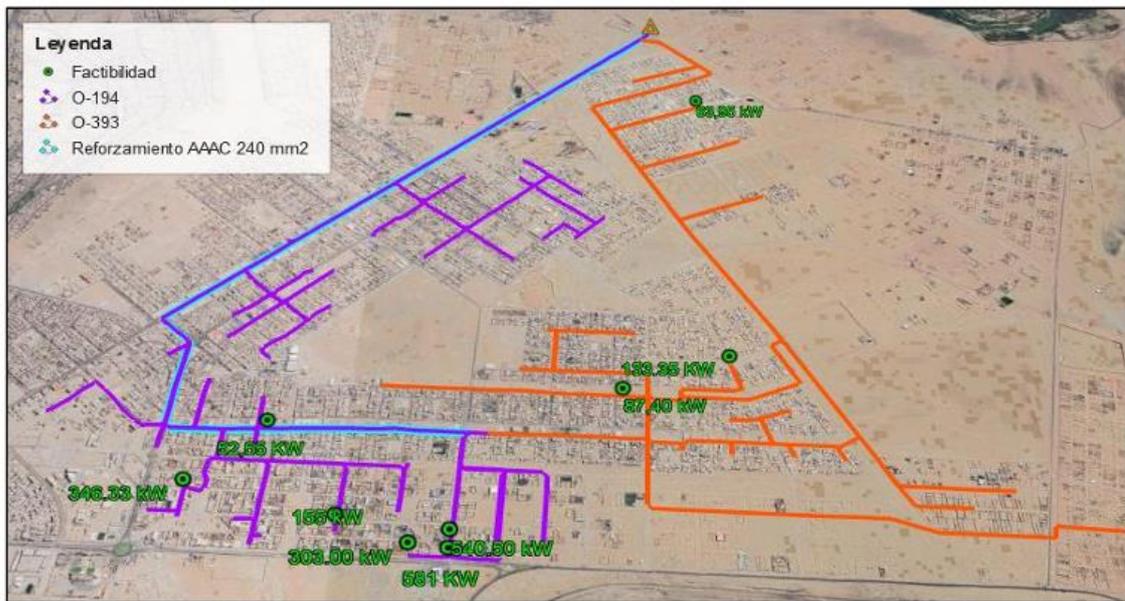
Año	Alimentador	P (kW)	Q (kVAR)	Perdidas (kW)	Tmax (kV)	Tmin (kV)	Tmin (kV) Peaje Ilo	Cargabilidad (%)
2026 (3)	O-194	5,212.46	1,476.62	418.67	10.31	<b>9.02</b>	-	<b>116.53</b>
2026 (3)	O-393	1,756.73	573.14	21.06	10.31	10.12	10.14	39.73



Alternativa 04: Esta alternativa considera lo planteado en la alternativa 03 y el

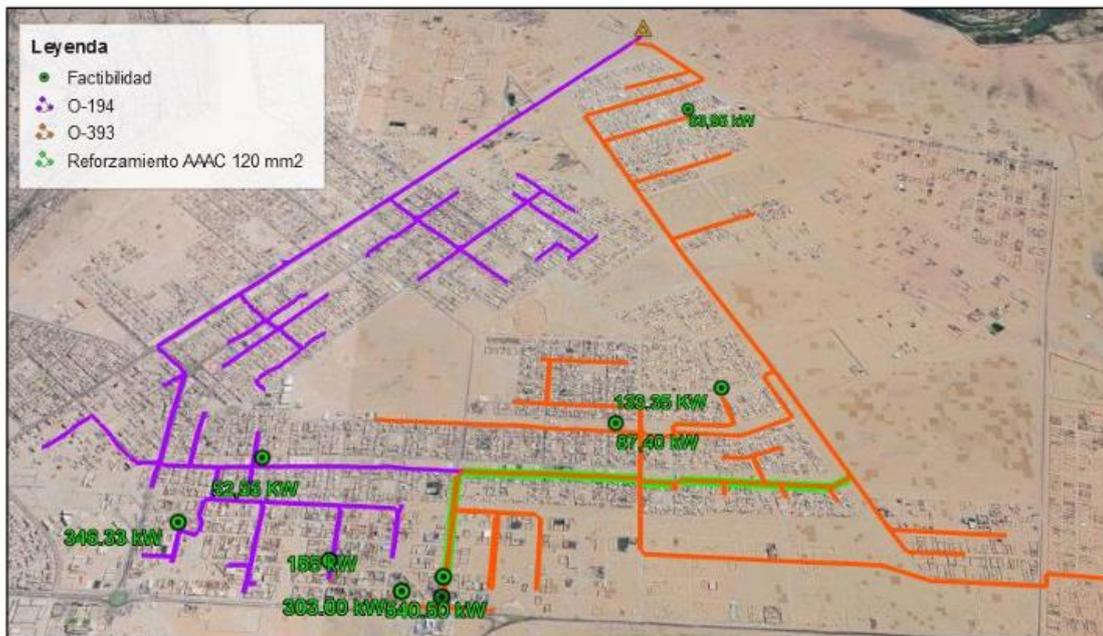
reforzamiento de la troncal del alimentador O-194 con conductor AAAC 240 mm<sup>2</sup> – 5.12 km del cual se puede observar que en el alimentador O 194 la caída de tensión y la cargabilidad se encuentran al límite de los valores permisibles.

Año	Alimentador	P (kW)	Q (kVAR)	Perdidas (kW)	Tmax (kV)	Tmin (kV)	Tmin (kV) Peaje Ilo	Cargabilidad (%)
2026 (3)	O-194	5,212.46	1,476.63	196.90	10.32	9.56	-	86.26
2026 (3)	O-393	1,756.73	573.14	21.02	10.32	10.13	10.15	39.69

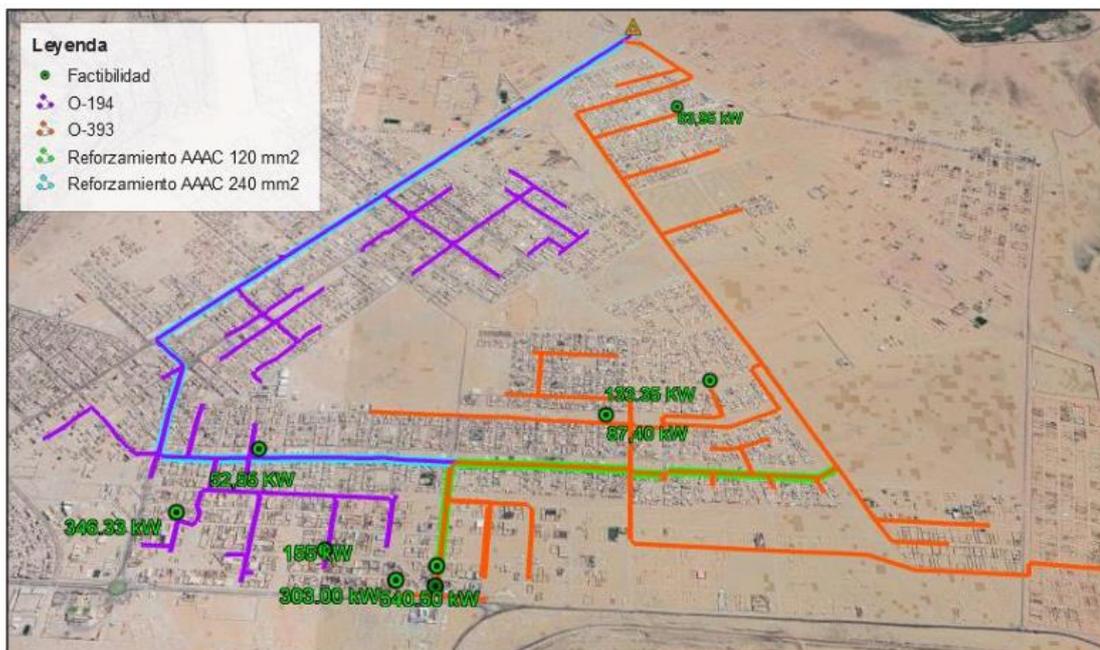


Alternativa 05: Esta alternativa considera para el año 2026 el reforzamiento de la troncal del alimentador O-393 con conductor AAAC 120 mm<sup>2</sup> – 2.13 km y transpaso de carga del alimentador O-194 al O-393 y para la evaluación del año 2053 (Año 30) se consideró lo mencionado anteriormente y el reforzamiento de la troncal del alimentador O-194 con conductor AAAC 240 mm<sup>2</sup> – 5.12 km de lo cual se puede concluir que en el año 2026 y 2053 no tiene problemas de caída de tensión y cargabilidad.

Año	Alimentador	P (kW)	Q (kVAR)	Perdidas (kW)	Tmax (kV)	Tmin (kV)	Tmin (kV) Peaje Ilo	Cargabilidad (%)
2026 (3)	O-194	3,342.38	715.28	112.28	10.33	9.83	-	57.67
2026 (3)	O-393	3,626.82	1,334.48	93.14	10.33	9.84	9.96	53.32
2053 (30)	O-194	5,406.29	1,046.17	160.61	10.32	9.82	-	73.73
2053 (30)	O-393	5,053.55	1,713.10	171.97	10.32	9.69	9.82	71.96



Alternativa 05: Año 2026 (Año 03).



Alternativa 05: Año 2053 (Año 30).

### Análisis de Osinergmin

Respecto a la cargabilidad de las celdas, según el formato F-204, ELECTROSUR no absolvió el comentario, debido a que según el Formato F-204, existen 8 celdas de alimentador en 10 kV, sin embargo, hasta el año 2029 solo se requerirían 7 celdas. Por lo tanto, ELECTROSUR no sustenta técnicamente, la imposibilidad de realizar traslados de carga entre estas celdas, con el fin de optimizar el uso de las celdas existentes.

Respecto a las nuevas cargas identificadas y propuestas por ELECTROSUR, se verifica que los documentos que sustentan las factibilidades son del año 2021 y no se cuenta

con la información mínima necesaria para evaluar y justificar esas cargas. Además, no se ha presentado estado de avance de esas cargas, ni documentación actualizada que evidencia que el requerimiento de esas cargas continúa.

Respecto a la existencia de espacios en la SET Ilo para la implementación de una celda en 10 kV, ELECTROSUR envía imagen de donde va estar colocada la nueva celda proyectada, donde se aprecia que, según las imágenes enviadas, existe espacio para una celda de alimentador adicional.

Por otro lado, si bien ELECTROSUR ha evaluado cinco alternativas como mejora de sus redes de media tensión, sin embargo, ninguna de estas alternativas contempla el traslado de cargas a las otras celdas.

Finalmente, ELECTROSUR ha enviado un archivo kmz donde se muestra las redes existentes en media tensión que salen de la SET Ilo.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

### **Sobre el requerimiento de elementos por seguridad y confiabilidad**

#### **31. Celdas en 10 kV para la SET Moquegua**

ELECTROSUR, solicita 03 celdas de alimentador en 10 kV, una celda de medición en 10 kV y una celda de transformador en 10 kV en la SET Moquegua por temas de confiabilidad, para realizar la reconfiguración de las redes MT. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROSUR debe enviar el diagrama unifilar de la SET Moquegua, donde se identifique los Elementos que son de su propiedad, propiedad de Engie, Redinter u otra empresa propietaria de instalaciones en dicha subestación. Adicionalmente, debe presentar el diagrama unifilar de sus sistema eléctrico, actual y proyectado.
- En el ESTUDIO aplica indistintamente los términos SET Moquegua y SET Montalvo, no obstante, en la visita técnica “in situ” se confirmó que la solicitud está orientado a SET Moquegua. En ese sentido, ELECTROSUR debe actualizar su ESTUDIO con el fin de evitar confusiones.
- ELECTROSUR debe presentar mayor sustento que respalde sus solicitudes de incorporar nuevas celdas de media tensión por sobrecarga y caída de tensión. Al respecto, ELECTROSUR debe presentar los valores de los registros donde se sustente que estas instalaciones presentan caídas de tensión, sobrecargas y pérdidas mayores a la permisible, los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva de los alimentadores referidos, esto con el objetivo de verificar los datos de demanda considerados para cada alimentador en el cuadro que presenta en su ESTUDIO y archivo (.pdf) “Moquegua V0”.
- En el PI 2017-2021 se aprobó la SET Moquegua Ciudad con la finalidad de liberar la demanda en la SET Moquegua y alimentar las futuras cargas desde esta subestación. Al respecto, ELECTROSUR debe aclarar y sustentar que incluso con la entrada de la SET Moquegua Ciudad se hace necesario instalar las celdas solicitadas en 10 kV en la SET Moquegua para alimentar sus demandas.
- Del ESTUDIO se verifica que la cargabilidad y caídas de tensión presentes en el alimentador “O-486”, ocurren principalmente debido su longitud 38 km de red. Al

respecto, se sugiere a ELECTROSUR evaluar otras alternativas de solución en MT, tales como, la instalación de reguladores de tensión, la instalación de bancos de capacitores, el reforzamiento de la red troncal del alimentador, entre otros.

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

### Respuesta

Respecto al uso del término "SET MONTALVO", se actualizo en el informe por el nombre de SET MOQUEGUA, con la finalidad de evitar confusiones.

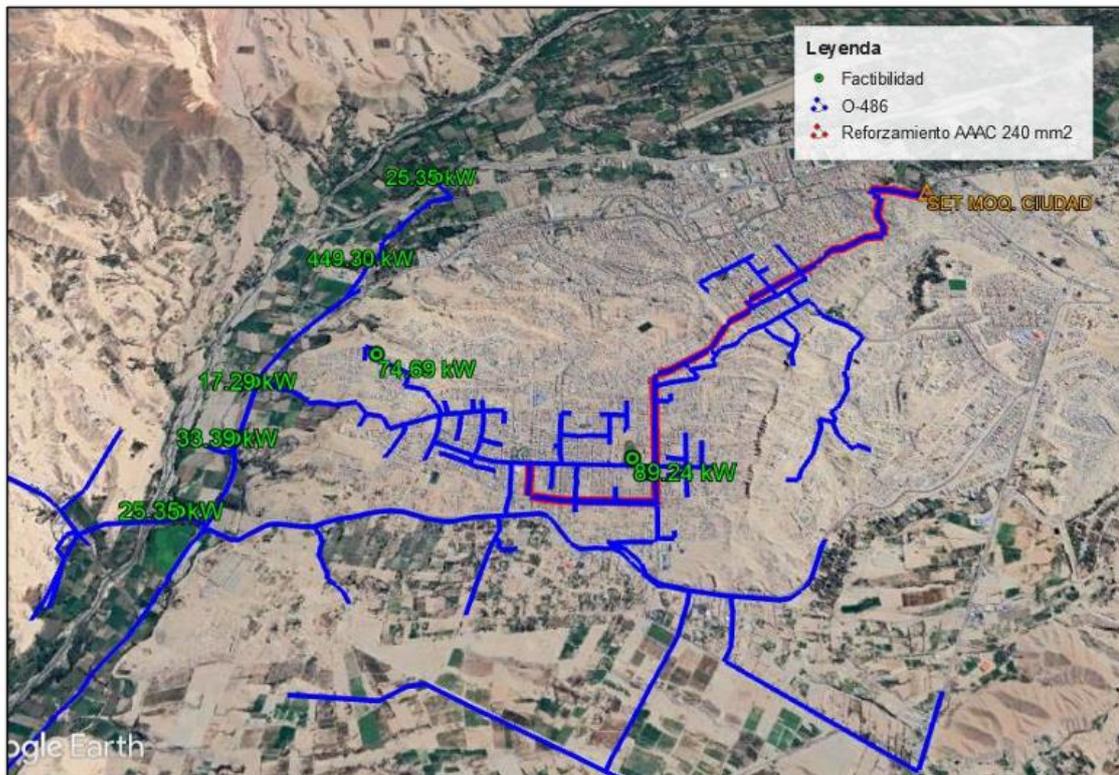
Se adjunta el diagrama unifilar del sistema eléctrico de Moquegua actual y proyectado en la carpeta SET MOQUEGUA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER

Se adjunta los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Si bien es cierto se aprobó en la antigua ubicación alto zapata la nueva SET MOQUEGUA CIUDAD y desde esa alimentan a todas las cargas de la ciudad Moquegua, sin embargo existirán cargas que serán alimentadas por 03 alimentadores que su radio de acción es mayor 7 km (O-483, O-781 y O-782) en el cual en el largo plazo se incrementaran la caída de tensión, ya que en el alimentador O-782 ya cuenta con un regulador instalado 10/22.9 a 15 km de la SET Moquegua por lo se hace necesario a mediano a largo plazo se cuenten con celdas en 10 Kv en la SET Moquegua a fin de reducir las distancias de cada de los alimentadores, mejorando así el perfil de tensión y también mejoraría los valores del SAIDI y SAIFI en distribución, ya que existen dos puntos de alimentación se podrán hacer mantenimientos en cada una de la SET independientes tanto en la SET Moquegua y SET Moquegua Ciudad permitiendo que se atienda una mayor cantidad de clientes cuando se efectuó un corte programado o fuerza mayor mejorando así la percepción del cliente, ya que se tendrían dos puntos de suministro diferentes que servirán para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, asimismo a futuro se tendrán alimentadores en 22.9 kV.

Respecto al problema de cargabilidad y caída de tensión en el Alimentador O 486 y por sugerencia del Osinergmin se evaluó el alimentador O-486 con reforzamiento de la troncal con conductor AAAC 240 mm<sup>2</sup> – 5 km por lo que se pudo verificar que el problema de cargabilidad y caída de tensión persiste.

Alimentador	P (kW)	Q (Kvar)	Perdidas (kW)	Tmax (kV)	Tmin (kV)	Cargabilidad (%)
O-481 (22.9 kV)	1,157.92	545.19	15.79	24.03	23.55	13.31
O-482	1,700.24	525.96	18.94	10.49	10.26	41.25
O-483	1,475.69	330.81	16.05	10.49	10.30	51.72
O-484 (Incluye O-781)	4,581.57	1,060.21	126.67	10.49	9.92	77.25
O-485 (Incluye O-484)	297.86	59.23	0.68	10.49	10.44	7.89
O-486 (Incluye O-782)	3,990.75	1,078.29	219.06	10.49	<b>9.22</b>	<b>85.50</b>
O-487 (22.9 kV)	386.16	172.39	0.27	24.03	23.99	4.33



Se adjunta archivo KMZ con información gráfica de los alimentadores del sistema eléctrico Moquegua en la incluye la ubicación de las factibilidades otorgadas, longitudes y secciones de las redes existentes, asimismo se adjunta el archivo pfd en la carpeta SET MOQUEGUA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

### Análisis de Osinergmin

Al respecto, si bien ELECTROSUR envía el diagrama unifilar de la SET Moquegua, no se distingue cuáles son las instalaciones que corresponden a ELECTROSUR, Redinter u otra empresa que tenga instalaciones en dicha subestación.

Respecto al uso del término indistinto de SET Moquegua y SET Montalvo, aun en el informe aparecen cuadros que hacen referencia a la SET Montalvo. Por otro lado, respecto a los registros de mediciones cada 15 minutos, ELECTROSUR envía información de estos registros en la carpeta "Perfiles de carga alimentadores 2023".

Adicionalmente, del informe de ELECTROSUR se infiere que con la entrada de la SET Moquegua Ciudad se pueden redistribuir las redes entre la SET Moquegua y Moquegua Ciudad. Adicionalmente, indican que requieren celdas de alimentador 10 kV en la SET Moquegua, sin embargo, la SET Moquegua (indistintamente SET Montalvo en su informe) cuenta con cinco celdas de alimentador remuneradas por la demanda, por lo que, considerar tres celdas adicionales tendría ocho celdas de alimentador en 10 kV.

Finalmente, ELECTROSUR ha enviado un archivo kmz donde se muestra las redes existentes en media tensión que salen de la SET Moquegua y futura SET Moquegua Ciudad.

### Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

### 32. Respeto a conexión del proyecto en 33 kV solicitado por Enel Green Power

Respecto al proyecto "Creación e Instalación de Red Primaria en 33 kV y Redes Secundarias en 380/220 V para la Electrificación de los Asentamientos Humanos ubicado en las Pampas de la Clemesi en el distrito de Moquegua, provincia Mariscal Nieto, departamento Moquegua", la empresa Enel Green Power solicita para el PI 2025-2029 una línea de transmisión en 33 kV, con la finalidad de darle un punto de alimentación a este proyecto desde la SET Rubí.

Al respecto, se tiene las siguientes consultas:

- Aclarar si este proyecto se encuentra dentro de la zona de responsabilidad técnica de ELECTROSUR. De ser el caso, debe precisar si ELECTROSUR a desistido sobre su prioridad para ejecutar el proyecto de electrificación rural dentro de su ZRT.
- ELECTROSUR debe informar si ha realizado coordinaciones con la empresa Enel Green Power con la finalidad de brindarle conexión desde la SET Rubí.
- ELECTROSUR ha evaluado otras alternativas de conexión para este proyecto, de ser el caso precisar cuáles fueron las alternativas evaluadas y porque no se solicitaron por el Plan de Inversiones.
- ELECTROSUR, debe mencionar que participación tiene en el proyecto que pretende ejecutar Enel Green Power. Asimismo, se solicita su opinión sobre el proyecto solicitado por Enel Green Power.

#### Respuesta

El proyecto en mención se encuentra fuera del área de concesión, razón por el cual la Dirección General de Electrificación Rural ha priorizado ejecutar dicho proyecto. En cuanto proyecto de electrificación rural dentro de su ZRT el MINEM efectuara el proyecto que posteriormente entregara a Electrosur para su operación y mantenimiento.

Si se realizó las coordinaciones con la empresa Enel Green Power el cual ellos tendrán su alimentación desde la SET Rubi y que garantizarán el suministro de energía continuo.

Electrosur no ha evaluado otras alternativas para la conexión para este proyecto en vista que los puntos de conexión SET Ilo y SET Moquegua están alejados de las pampas de Clemesi.

Electrosur solo ha efectuado coordinaciones con Enel Green Power en el cual Enel Green Power como compromiso de su responsabilidad social se ha comprometido con la población de Pampas Clemesi, al suministro de energía eléctrica, por lo que ellos efectuaran una línea 33 kV hasta un punto cercano de la población y de ese punto en adelante el MINEM mediante la DGER efectuara la electrificación de dicha zona y posteriormente será entregado a Electrosur para su operación y mantenimiento.

Participación financiera no, sin embargo, al estar dentro de nuestra área de responsabilidad técnica, se participará en las revisión, inspección y otorgamiento de conformidad de Expediente Técnico y Obra.

#### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTROSUR ha respondido las observaciones realizadas, concluyendo que el proyecto de la Red Primaria en 33 kV desde el sistema de

generación de la Central Solar Rubí (SET Rubí) hasta la Estructura T53, es un proyecto de compromiso social que tiene ENEL GREEN con la población de Clesesí, por lo que a partir de la Estructura T53 en adelante, se integrará con el proyecto de Electrificación Rural de la DGER.

Asimismo, mediante ELECTROSUR mediante carta GE-0043-2024 de fecha 11.01.2024, ha presentado información complementaria a la presente observación, complementando que el proyecto de Red de Primaria en 33 kV será elaborado por el MINEM en la cual mediante Resolución N°036-2023-MINEM/DGER fue incluido en la cartera de proyecto de Electrificación Nacional. Asimismo, ha presentado como evidencia la carta GE-0655-2023 de fecha 16.05.2023, emitida por ELECTROSUR al MINEM sobre la factibilidad de suministro y fijación de punto de diseño para la electrificación de la población de Pampas de Clesesí, el cual indica que será la estructura de media tensión de la concesionaria ENEL GREEN, ello en base al compromiso que tienen en la zona:

<u>GE-0655-2023</u>		Expediente: 20220300012635
Señor(a)		
<b>ING. JAVIER STOCALENKO PEÑA</b>		
JEFE DE ESTUDIOS (E) DIRECCIÓN DE PROYECTOS DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL – MINEM		
<b>MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS</b>		
AV. LAS ARTES N° 260		
San Borja - Lima		
<u>Lima.-</u>		
<b>Asunto</b>	:	<b>FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO ELECTRICO Y FIJACIÓN DEL PUNTO DE DISEÑO PARA ELECTRIFICACIÓN DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI</b>
<b>Referencia</b>	:	a) OFICIO N° 269-2023 MINEM-DGER-DPRO-JEST b) PROYECTO CREACION E INSTALACIÓN DE RED PRIMARIA EN 33KV Y REDES SECUNDARIAS EN 380/220V PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE LOS ASENTAMIENTOS HUMANOS UBICADO EN LAS PAMPAS DE LA CLEMESI EN EL DISTRITO DE MOQUEGUA – PROVINCIA DE MARISCAL NIETO - DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA CUI N° 2465634 c) EGP-PERG-218-2022
De nuestra mayor consideración:		
Tengo a bien dirigirme a usted en atención al documento de la referencia, por el cual comunica la convocatoria a la reunión virtual/presencial para el 12 de mayo del 2023 a horas 15:00pm a fin de tratar los siguientes puntos:		
<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Factibilidad y punto de diseño.</li> <li>2.- Compromiso de Electrosur de operación y mantenimiento del Sistema de Electrificación Rural (SER).</li> <li>3.- Compromiso de enel de suministro de energía.</li> </ol>		
<p>Asimismo, <u>hace de conocimiento que su representada se hará cargo del financiamiento del proyecto el cual va se encuentra en su Plan Nacional de Electrificación Rural 2023 y está incluido en su Cuadro Multianual de Necesidades 2023 en la Resolución N° 036-2023-MINEM/DGER con fecha 03 de febrero del 2023 en el ítem N° 942, teniendo la DGER la Unidad Formuladora, la Unidad Ejecutora de Inversión y la Unidad Ejecutora Presupuestal.</u></p>		
<p>Al respecto, en vista de los acuerdos consensuados en la <u>reunión virtual de fecha 12 de mayo de 2023 entre ENEL, Electrosur S.A. y su representada</u>, se comunica la <u>Factibilidad de Suministro y Fijación del Punto de Diseño en la estructura de media tensión con coordenadas Zona 19k, Este 267876 y Norte 8090342 de la concesionaria Enel Green Power Perú S.A.; ello en base al compromiso asumido por Enel Green Power Perú S.A. mediante documento EGP-PERG-218-2022 de fecha 27 de mayo de 2022.</u></p>		
<p>La Fijación del Punto de Diseño tendrá validez de dos (02) años, contados a partir de la fecha de emisión del presente documento. Asimismo, le comunicamos que las instalaciones serán de uso exclusivo y no sujetas a ningún tipo de reembolso. Para un siguiente trámite hacer referencia al número de expediente N° 20220300012635.</p>		
Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para reiterarle las muestras de mi consideración personal.		

Finalmente, ELECTROSUR manifiesta que el proyecto de Red primaria en 33 kV desde la SET Rubí hasta el punto de diseño fijado en la carta GE-0655-2023 (que sería hasta la estructura de MT de ENEL GREEN), no ha sido materia de alguna transferencia o venta que haya aceptado por parte de ENEL GREEN. Asimismo, no existe ningún acuerdo con ENEL GREEN sobre la operación y mantenimiento (OyM) de dicha Red en 33 kV. Por lo que, ELECTROSUR considera que le corresponde a ENEL GREEN hacerse cargo de la administración y OyM del proyecto ejecutado (Red Primaria 33 kV SE.Rubí – T53).

## Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

### 33. Sobre los Transformadores de Reserva

ELECTROSUR señala en su ESTUDIO, que para la determinación de los transformadores de reserva ha utilizado el modelo considerado en la norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", con lo cual, propone incluir 3 Transformadores de Reserva en 138/22,9/10,5 kV de 25 MVA (en SET Moquegua). Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- Según el numeral 5.2 de la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT" (en adelante, NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA) aprobado mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD, no será de aplicación los criterios y metodología definidos en la citada Norma para transformadores mayores a 100 kV, por lo que, estos deberán sustentarse en base a un estudio de cargabilidad por demanda, económico y de confiabilidad.
- Sin perjuicio de ello, ELECTROSUR debe precisar de manera clara su pedido de transformador de reserva, toda vez que en su solicitud de reserva de transformador indica que requiere el reemplazo del transformador existente de 138/10 kV de 10/13 MVA de la SET Moquegua (Por la creciente demanda y retraso en la ejecución de la SET Moquegua Ciudad) por uno de 138/23/10 kV de 25 MVA y que, el transformador de la SET Moquegua (existente) pasaría a reserva. Sin embargo, en su solicitud consignada en el resumen ejecutivo y el F-305 indica que la reserva sería el transformador de 138/23/10 kV de 25 MVA. Por tanto, ELECTROSUR debe aclarar y/o corregir su solicitud de reserva.
- ELECTROSUR señala que, el Sistema Eléctrico de Moquegua no tiene confiabilidad debido al retraso en la ejecución del proyecto SE T Moquegua Ciudad (que incluye un TP 138/23/10 kV – 25 MVA) aprobado en el PI 2017-2021, por lo que, ante una falla en el transformador de SET Moquegua de 138/10 kV de 10/13 MVA, la ciudad de Moquegua no tendría respaldo. Al respecto, ELECTROSUR debe aclarar su pedido, sustentando que incluso con el ingreso de la SET Moquegua Ciudad es necesario instalar un transformador de reserva.

Además, se observa que de los archivos de liquidaciones de Osinermin, actualmente se viene remunerando por un transformador de reserva en la SET Moquegua en 138/10 kV de 10 MVA como parte del Sistema Secundario de Transmisión, por tanto, ELECTROSUR debe remitir información de dicho transformador, como por ejemplo: su ubicación actual, su estado de operatividad, registros fotográficos de Tp y datos de placa, caso contrario que el Tp haya superado su vida útil de 30 años y presente deficiencias a causa de la antigüedad, ELECTROSUR podrá pedir su renovación y Baja remunerativa.

Por tanto, con la existencia de dicho Transformador de Reserva que se le viene remunerando como SST para el AD 12, el sistema eléctrico Ilo-Moquegua contaría con Capacidad de Reserva ante una contingencia en la SET Moquegua.

- Finalmente, debido al comunicado de Engie que indica que la barra en 10 kV no soportaría la carga, cual es el plan de contingencia que plantea ELECTROSUR, si plantea repotencia la barra, conectarse desde otro punto, u otra solución que plantea realizar.

### Respuesta

El pedido de un transformador de reserva fue elaborado bajo Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT" (en adelante, NORMA DE TRANSFORMADORES DE RESERVA) aprobado mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD

Electrosur está solicitando el TP 138/22,9/10,5 kV – 25 MVA como transformador de reserva cuyo lugar de instalación del TP de reserva sería en la SET Ilo asimismo dicho transformador se daría como TP de reserva para reemplazar en casos de contingencia a algún transformador que falle bien el set ILO, SET Moquegua o SET Moquegua Ciudad, es decir servirá como plan de contingencia para cualquier TP que salga de servicio dentro del área de demanda 12 ya que por ejemplo en la SET Ilo, SET Moquegua ciudad se tendrán solo transformador en 25 MVA que podrá reemplazar a los transformadores que habrán en dichas subestaciones que contarán con los 03 niveles de tensión 138/22,9/10,5 kV.

Respecto al transformador de reserva en la SET Moquegua en 138/10 kV de 10 MVA que actualmente se viene remunerando no se ubica en al SET Moquegua.

Electrosur iniciara coordinaciones con Engie para ver otros puntos de conexión.

### **Análisis de Osinergmin**

Respecto a la solicitud de transformadores de reserva, se debe indicar que, como parte de la PROPUESTA FINAL, ELECTROSUR no adjuntó informe de sustento de la metodología que utilizó para determinar la necesidad de un transformador de reserva. Por lo tanto, no se cuenta con información de la metodología aplicada por ELECTROSUR para considerar un transformador de reserva de 138/22,9/10,5 kV de 25 MVA.

Adicionalmente, si bien en su ESTUDIO señala que se está considerando como reserva un transformador de 138/22,9/10,5 kV de 25 MV, no queda claro la ubicación de este transformador, debido a que en el numeral 8.2.1 señala que se instalará en la SET Ilo, por otro lado, en el numeral 9.2 señala que se instalará en la SET Moquegua. Complementariamente, ELECTROSUR no sustenta la necesidad de un transformador de reserva incluso con el ingreso de la SET Moquegua Ciudad.

Respecto al transformador de reserva de 138/10 kV de 10 MVA que se viene remunerando como parte del SST, ELECTROSUR indica que no se ubica en la SET Moquegua, sin embargo, no presenta sustento de la ubicación actual de dicho transformador y cuál es su estado (operativo, inoperativo, reserva, etc.). Por lo tanto, ELECTROSUR debe enviar información respecto a la ubicación de ese transformador y su necesidad de uso en el sistema, de no ser necesario deberá evaluar su Baja remunerativa.

En caso no existir ese transformador, ELECTROSUR debe enviar sustento que evidencie que ese transformador nunca fue parte de las instalaciones del AD12, para que el regulador analice su exclusión de la lista de Elementos que son parte del SST.

Adicionalmente, actualmente en la SET Ilo se encuentran instalados dos transformadores de 138/22,9/10 kV – 25 MVA (Instalaciones parte del SCT); sin embargo, se vienen remunerando dos transformadores adicionales de 138/10 kV que son parte del SST. Al respecto, al igual que el caso anterior, ELECTROSUR debe enviar

sustento del estado (operativo, inoperativo, reserva, etc.) de estos transformadores con la finalidad que el regulador pueda evaluar su Baja remunerativa.

Finalmente, respecto al comunicado de Engie que indica que la barra en 10 kV no soportaría la carga, ELECTROSUR no sustenta cuál es su plan de contingencia que plantea realizar con la finalidad que el proyecto planteado por ELECTROSUR no afecte las instalaciones existentes en la zona.

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

### **34. Inconsistencias en los formatos F-200**

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

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

- Los datos del formato F-121 que se encuentra en el archivo "02\_F-200\_AD12\_2025-2029.xls", no coincide con los datos del formato F-121 del archivo "01\_F-100\_AD12\_2025-2029.xls".
- Respecto al formato F-203, se debe tener en cuenta que la SET Moquegua Ciudad estaba planificado para el 2019, sin embargo, ELECTROSUR lo está considerando para el año 2026, por lo tanto, se debe corregir donde corresponda.
- En el Formato F-206 no se muestran los parámetros del transformador de reserva solicitado.
- El formato F-209, se encuentra incompleto, por ejemplo, las columnas "tecnología", "tipo de celda" y "tipo de barra" se encuentran en blanco.
- El formato F-211, se está considerando el pedido del transformador de reserva de 138/22,9/10,5 kV de 2 MVA para el año 2029, sin embargo, en sus ESTUDIO lo solicita para el año 2025.

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

### Respuesta

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

### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTROSUR actualizó su formato F-200; sin embargo, existen algunos formatos los cuales no se actualizó la información, por ejemplo:

- En el Formato F-206 no se muestran los parámetros del transformador de reserva solicitado.

- El Formato F-209, se encuentra incompleto, por ejemplo, las columnas “tecnología”, “tipo de celda” y “tipo de barra” se encuentran en blanco.

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

### **35. Inconsistencias en los formatos F-300**

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

- La Base de Datos de Módulos Estándares a utilizar es la aprobada con Resolución N° 041-2023, por lo que se debe actualizar los archivos considerando dicha Base de Datos.
- En la hoja “Indirectos SE”, se debe considerar los datos establecidos en el Anexo C del informe que sustenta la Resolución N° 145-2022-OS/CD.
- En el formato F-302, se está considerando los costos de obras civiles en 10 kV para la SET Ilo y la SET Moquegua, sin embargo, según el numeral 16.1.1. de la NORMA TARIFAS estas obras civiles se consideran para subestaciones nuevas. Por lo tanto, ELECTROSUR debe sustentar la necesidad de estas instalaciones.

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

### Respuesta

Se actualizó los formatos F-300, además para los costos indirectos se ha considerado lo establecido en la Resolución N° 145-2022-OS/CD.

### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que ELECTROSUR ha corregido sus formatos F-300, considerando la Base de Datos 041-2023-OS/CD; sin embargo, en el formato F-302 aun sigue considerando los costos de las obras comunes en 10 kV, sin sustentar el motivo de la inclusión.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

## Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ENEL GREEN POWER

### OBSERVACIONES GENERALES

1. ENEL GREEN no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 12 (AD 12). Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 ni F-100 y los formatos F-200 y F-300 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ENEL GREEN debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el artículo 30° de la NORMA TARIFAS.

#### Respuesta

Los formatos F-000 y F-100 corresponde a las instalaciones de SST y SCT existentes a la fecha, lo cual no procede, por cuanto no se trata de una empresa transmisora ni distribuidora, por lo que no se cuenta con instalaciones existentes.

Lo referente a los formatos F-200 y F-300 se están respondiendo en las observaciones específicas.

#### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se verifica que ENEL GREEN no adjuntó los formatos de demanda F-100 en el entendido que no procede, según manifiesta.

#### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación no procede.

2. ENEL GREEN, no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.

#### Respuesta

El proyecto presentado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, tal como se indica en el informe correspondiente, se trata de la creación e Instalación de una red de transmisión en 33 Kv. Para la Electrificación de los Asentamientos Humanos Ubicado en las Pampas de La Clemesi en el Distrito de Moquegua – Provincia de Mariscal Nieto – Departamento de Moquegua”, comprende el Distrito Moquegua, Provincia Mariscal Nieto y Departamento de Moquegua, para una carga de 1000 Kw.

Por lo tanto, no es procedente ni necesario, técnica ni económicamente, efectuar alternativas para el año 30, ni flujos de carga para los años intermedios, por cuanto la demanda final del proyecto ha sido determinada, de acuerdo a lo descrito en el Volumen II de proyección de la demanda y las instalaciones materia del proyecto deben atender adecuadamente a dicha demanda. No existe la necesidad de prever crecimientos futuros adicionales en la zona de estudio.

En las observaciones específicas se incluye mayor explicación al respecto.

### **Análisis de Osinerghmin**

Se verifica que ENEL GREEN considera que no es procedente realizar el análisis de alternativas y otras actividades que contempla el capítulo II de la NORMA TARIFAS. Al respecto, cabe indicar, que cualquier inversión en subtransmisión debe alinearse a los Formatos, criterios y metodologías estipulados en la NORMA TARIFAS, con la finalidad que se evalué si no hay otra mejor alternativa de solución a nivel de sistema eléctrico dentro del AD 12, considerando todas las instalaciones de los SSTD y SCTD.

No obstante, se verifica que el proyecto analizado por ENEL GREEN no califica como un proyecto de Subtransmisión (Línea de Transmisión 33 kV), debido a que según su configuración y alcance se trata de una Red Primaria de Distribución en 33 kV que se conecta directamente a una SED para atender en Baja Tensión al Usuario Final, por lo que, lo evaluado por ENEL GREEN corresponde a un sistema de distribución eléctrica que no compete su análisis dentro de un proceso de Plan de Inversiones. El análisis se detalla en el numeral 6.2.3.1) ítem ii).

### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación no procede.

3. ENEL GREEN, debe desarrollar en su ESTUDIO los antecedentes que originaron la propuesta de inversión que solicita que se apruebe por el PI 2025-2029.

### Respuesta

En los tres volúmenes del estudio presentado, se menciona en varios acápites los antecedentes que han originado la propuesta de inversión.

A manera de resumen, se indica que la Asociación de Productores Agropecuarios Pampas de Moquegua (A.P.A. Pampas de Moquegua) tiene como objetivo producir cultivos para el consumo y venta. Actualmente ocupan terrenos del Estado no registrados. La principal vía de acceso a la localidad es desde la Carretera Panamericana.

Es importante resaltar que la falta de electricidad perjudica a los pobladores de la zona de estudio porque existe la pérdida de alimentos y las carnes para su venta que necesitan un proceso de mejoramiento de conservación. En muchas ocasiones las carnes tienen que ser saladas y los demás alimentos tienen que ser almacenados, por lo general, de manera inadecuada. Este manejo inadecuado de alimentos, por consiguiente, resulta una alta incidencia en enfermedades estomacales.

Las localidades de las Pampas Clemesi, Asociación de Productores Agropecuarios de Pampas de Moquegua, Agrupación Poblacional los Ficus y Asociación Irrigación Clemesi del distrito de Moquegua, consideradas en el presente proyecto, hasta la fecha no han contado con suministro de energía eléctrica confiable, segura, de calidad y aun precio asequible, ésta siempre ha sido obtenida por medio de paneles solares y/o alquiler de pequeños generadores a combustible, que por el alto costo de operación, siempre se ha limitado a eventos especiales.

De acuerdo con lo descrito, se plantea el proyecto, conformado por la Línea de Transmisión. E. Rubí – T53, con una tensión de 33 kV, la cual será utilizada para la posterior electrificación del centro poblado “CLEMESI”.

### **Análisis de Osinerghmin**

Se verifica que el proyecto realizado por ENEL GREEN esta conformado por una Red Primaria en 33 kV de la SE Rubí – Estructura T53, en donde a partir de dicha estructura se integrará con un proyecto de Electrificación Rural para la atención de la demanda eléctrica de la población de Pampas de Clemesí.

No obstante, el proyecto planteado por ENEL GREEN en el presente Plan de Transmisión, corresponde a un proyecto de Red de Distribución Primaria, por lo que, lo solicitado en este proceso resulta improcedente, dado que el alcance del Plan de Inversiones no es aprobar instalaciones y/o sistemas de Distribución.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, esta observación no procede.

4. ENEL GREEN, en su ESTUDIO debe especificar y aclarar, si el proyecto solicitado busca que sea aprobado por el PI 2025-2029 para su íntegra remuneración de Costo de Inversión (CI) y COyM, por los usuarios de demanda del AD 12; puesto que de la visita técnica “in situ” manifestaron que su propuesta, solo pretende el reconocimiento del COyM. Asimismo, debe indicar, de ser el caso - que solo se requiera el reconocimiento del COyM - quien asumirá el costo total de la inversión y quién se encargará de la Operación y Mantenimiento (OyM) una vez ejecutado el proyecto.

### Respuesta

El Objetivo del PIT pretende reconocer sólo el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) del proyecto. Con respecto a la inversión, este será asumido por ENEL GENERACIÓN PERÚ como ayuda social al centro poblado CLEMESI. ENEL GENERACION PERÚ asumirá el costo de operación y mantenimiento hasta el traspase futuro a otra empresa.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, cabe precisar que el Plan de Inversiones tiene como alcance aprobar inversiones de subtransmisión necesarias para el Área de Demanda, cumpliendo con Formatos, metodología y criterios de la NORMA TARIFAS. Asimismo, cabe precisar que el reconocimiento del COyM de instalaciones de subtransmisión no aprobadas en un Plan de Inversiones, corresponden ser evaluadas en el proceso regulatorio de Peajes y Compensaciones de los SST y/o SCT.

En ese sentido, al ser parte de un proyecto de distribución es improcedente aprobar lo solicitado. Asimismo, se hace de conocimiento, que si la pretensión de traspase estaba orientado a hacerse a ELECTROSUR, dicha empresa ha manifestado su posición en la información complementaria mediante carta GE-0043-2024 de fecha 11.01.2024 en el documento “Información complementaria .pdf” (página 3).

### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, la observación no procede.

5. ENEL GREEN, debe confirmar que tipo de demanda (regulado y/o libre) se abastecerá en el área de influencia del proyecto solicitado e informar, de corresponder, sobre las coordinaciones que ha realizado con Electrosur S.A. (ELECTROSUR) para la atención de dicha demanda.

### Respuesta

Siendo el objetivo del proyecto el suministro de energía eléctrica a un poblado del tipo rural, se trata de cargas que, por su magnitud, obviamente serán clientes regulados. Es importante aclarar que el término regulado o libre no es un tipo de demanda sino una opción tarifaria que pueden solicitar los usuarios, a partir de los 200 kW de demanda.

### **Análisis de Osinergmin**

ENEL GREEN aclara que el término regulado o libre no es aplicable, pues se trata de una opción tarifaria.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, la observación no procede.

6. ENEL GREEN no ha presentado el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (en adelante, “NORMA TARIFAS y modificatorias”).

### Respuesta

Esta observación es muy general y no precisa cuál es el contenido mínimo que Osinergmin considera que no se ha presentado. Se contestará las observaciones específicas al respecto.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se verifica ENEL GREEN contesta las observaciones específicas relacionadas a la presente observación.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

7. ENEL GREEN debe enviar información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas de la proyección de demanda de usuarios regulados, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

### Respuesta

Como adelanto a la respuesta a las observaciones específicas sobre este tema. Debemos indicar que los cálculos, formatos, etc, a que se refiere la observación, no corresponden a zonas rurales y son historia de demanda de energía, potencia y caracterización de las cargas, por cuanto se trata de una zona no electrificada.

En la Norma Tarifas, se establece, entre otras cosas y en relación con la demanda, lo siguiente:

7.2.2. Las proyecciones deben ser elaboradas de manera sustentada y documentada mediante métodos y modelos de proyección que tomen en cuenta las estadísticas de **consumo histórico de electricidad, la evolución de la población, la evolución del número de clientes y complementariamente aplicarse metodologías que**

**consideren otros valores explicativos como índices macroeconómicos relevantes y de desarrollo urbano y otras variables que expliquen el comportamiento de la demanda eléctrica.**

9.1.2. Etapa 2: **Caracterización espacial de la carga en el área de demanda: - Se determinará la densidad de carga en cuadrículas de 1 km<sup>2</sup> y se identificarán las SET existentes**, los Usuarios Mayores y las demandas nuevas, por cada sistema eléctrico, utilizando el formato F-125.

9.1.3. a Usuarios Menores:

- Se deberán evaluar diversos modelos, con base en los métodos econométrico y/o de tendencias. De preferencia se debe aplicar el método de tendencias. Para los casos en los que no se cuente con suficientes datos históricos se complementará con el método econométrico.
- El método econométrico se efectuará para diferentes combinaciones de las variables independientes consideradas y su correlación con el comportamiento de la demanda.
- Se seleccionará el modelo de proyección de la demanda por cada Área de Demanda. Para ello se tomarán en cuenta los siguientes criterios:
  1. La calidad y cantidad de datos históricos,
  2. Los indicadores estadísticos que permitan asumir que el modelo es representativo.

9.1.3. Demandas Nuevas:

Se considerarán como demandas nuevas a las reconocidas en el Estudio de Fijación de las Precios en Barra vigentes y **aquellas que cuenten con solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas, sustentadas documentadamente.**

**La proyección de estas demandas debe estar sustentada en los estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales o Gobiernos Locales, entre otros. Para la validación de dichas proyecciones de demanda se deberá considerar su grado de similitud con las tasas de crecimiento del Área de Demanda al que se incorpore.**

De todo lo indicado, se concluye que, en aplicación de lo establecido en la Norma Tarifas, se puede concluir lo siguiente:

- Para la zona a servir con el proyecto propuesto, no se cuenta con consumo histórico de electricidad, la evolución de la población, la evolución del número de clientes ni índices macroeconómicos relevantes.
- Si se cuenta con variables que expliquen el comportamiento de la demanda eléctrica, por aplicación del criterio de similitud histórica y geográfica.
- En cuanto a la caracterización espacial de la carga en el área de demanda, no es procedente la determinación de densidad de carga en cuadrículas de 1 km<sup>2</sup>, ni la identificación de las SET existentes, por tratarse de una zona rural y actualmente no electrificada.
- No se puede aplicar el método econométrico por cuanto no se cuenta con las

variables independientes a nivel de un centro poblado y por lo tanto no tienen correlación con el comportamiento de la demanda.

- La demanda nueva, materia del proyecto, cuenta con solicitud de factibilidad de suministro.
- La proyección de la demanda del proyecto está sustentada en los estudios de factibilidad de suministro y en estudios de instituciones de la DGER, del Ministerio de Energía y Minas.
- Para la proyección de demanda se ha considerado su grado de similitud con las tasas de crecimiento del Área de Demanda y otras áreas consideradas similares.

Por todo lo expuesto, en el estudio se ha aplicado el método de similitud histórica y geográfica, que se explica en el informe presentado. Se agregará más detalles al respecto.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, se verifica que ENEL GREEN no adjuntó los formatos de demanda F-100 ni su documentación vinculada (fuentes, Workfile, y entre otros) de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias. De lo que manifiesta en las observaciones 1 y 5 no procede esta observación.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, la observación no procede.

8. ENEL GREEN debe presentar un Resumen Ejecutivo que contenga los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de las intervenciones.

### Respuesta

Se incluirá en el Resumen Ejecutivo todo lo indicado.

### **Análisis de Osinerghmin**

Se verifica que ha incluido lo solicitado.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

9. ENEL GREEN debe presentar la proyección de la demanda de energía y potencia correspondiente, acompañando los datos básicos según los formatos establecidos en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias

### Respuesta

Se ha presentado los datos básicos de la proyección de la demanda, según los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, en lo que es procedente y aplicable para el caso materia del estudio, de acuerdo a la metodología aplicada, según se ha descrito en la respuesta a la observación 7.

A continuación, se presenta un detalle de la metodología utilizada para la determinación de la demanda eléctrica a atender por el proyecto.

## 1. TÉCNICAS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Una forma de clasificar las técnicas de proyección consiste en hacerlo en función de su carácter, esto es:

- 1) Modelos de series de tiempo
  - 2) Modelos causales.
  - 3) Modelos de carácter subjetivo.
- ◆ **LOS MODELOS DE PRONÓSTICO CAUSALES EN PARTICULAR EL ECONOMETRICO**, parten del supuesto de que el grado de influencia de las variables que afectan al comportamiento del mercado permanece estable.
  - ◆ **LOS MODELOS DE SERIES DE TIEMPO** se utilizan cuando el comportamiento que asuma el mercado a futuro puede determinarse en gran medida por lo sucedido en el pasado, y siempre que esté disponible la información histórica en forma confiable y completa.
  - ◆ **LOS MÉTODOS DE CARÁCTER SUBJETIVO** se basan principalmente en opiniones de expertos. Su uso es frecuente cuando:
    - El tiempo para elaborar el pronóstico es escaso.
    - No se dispone de todos los antecedentes mínimos necesarios.
    - Los datos disponibles no son confiables para predecir algún comportamiento futuro.

En este caso, con la opinión del especialista a cargo del estudio, se aplica el método de similitud histórica y geográfica, que consiste en considerar que el comportamiento de la demanda en cuanto a magnitud y características de carga será similar al que se presenta en zonas de características geográficas, sociales y culturales semejantes. Esta metodología es la que se utiliza la DGER para la estimación de la demanda en proyectos de electrificación de nuevas zonas, en lo que se llama ampliación de la frontera eléctrica.

También es el método que se utiliza en la norma de la DGE-MEM: "CALIFICACIÓN ELÉCTRICA Y FACTORES DE DISEÑO PARA LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN"

## 2. PRINCIPALES CRITERIOS A CONSIDERAR AL ESCOGER METODOLOGÍA PARA PRONÓSTICO DE DEMANDA

La selección de las técnicas de proyección depende de:

1. La precisión deseada del pronóstico.
2. El costo del procedimiento.
3. Los beneficios del resultado.
4. Los períodos futuros que se desee pronosticar.
5. El tiempo disponible para hacer el estudio.

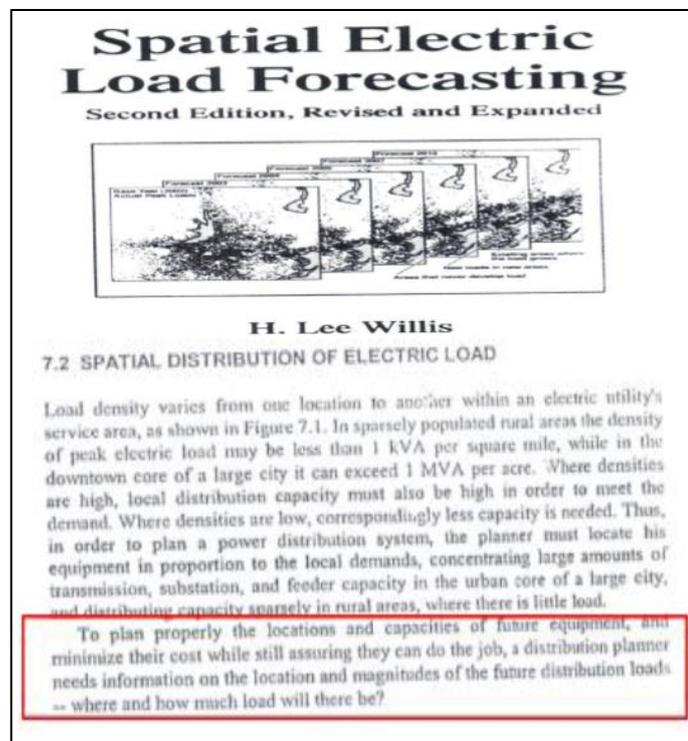
La validez de los resultados de la proyección está íntimamente relacionada con la calidad de los datos de entrada que sirvieron de base para el pronóstico. **Las fuentes de información de uso más frecuente son las series históricas oficiales de organismos públicos y privados, las opiniones de expertos y el resultado de encuestas especiales, entre otras.**

Por lo expuesto, el método de tendencias, se considerará aplicable siempre y cuando se cuente con una serie de datos históricos de 15 datos como mínimo.

Para la aplicación del método econométrico, se exigirá series históricas de 30 datos como mínimo, tanto de las variables independientes, como de la demanda.

### 3. CRITERIOS BÁSICOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ZONAS A ELECTRIFICAR

Los procedimientos conocidos y utilizados para la planificación del desarrollo de sistemas eléctricos, contenidos incluso en bibliografía especializada al respecto contienen criterios básicos, los cuales se resumen a continuación, para mejor entendimiento de la metodología empleada para el proyecto de ENEL GENERACIÓN PERÚ.



Class	kW/mile <sup>2</sup>
Rural residential	360
Single family homes	2200
Apartments/condos	3100
Retail market commercial	2800
Office/professional	3900
Institutional	4400
High-rise commercial	14500
Warehouses	1300
Light industry	3300
Heavy Industry	7800

**CHAPTER 1**  
**PLANNING AND DESIGN CRITERIA**

**E102 LOAD FORECASTING**

A basic requirement for load forecasting and distribution system planning for a particular area is knowledge of the use of the land in that area. Land use is determined by many factors, some of which are the characteristics of the terrain, the location with respect to population centers, zoning, infrastructure, and the economic conditions which affect the value of the land.

After development starts the load density is affected by the class of customers and the customer density. Political boundaries and zoning determine to a large extent the characteristics of land development. For instance, if a residential section is zoned for one-acre lots, the load density will be different from that of a section zoned for one-half-acre lots.

**E102 LOAD FORECASTING (CONT'D)**

Forecasting future demands through the evaluation of land use is believed to be a better approach than multiplying the present loads by growth factors. If growth factors are used they should be determined by land use data rather than by historical data and trend lines. To estimate land use, close cooperation with governmental authorities and zoning boards is required. Zoning regulations may be modified as the character of an area changes. Thus, frequent review of these regulations is necessary.

Estimated land use, either existing or future, should be broken down into categories which reflect the type of customer and the customer density. Typical classifications are single family residential, multiple family residential, commercial, and industrial. These classifications may be further subdivided as necessary. For example, each class could be subdivided based on a below or above average level of use or on the season of peak demand.

Classification of an area based on land use as applied in distribution system planning is illustrated in Figure 1. In this example, seven classifications of land use are shown. They range in load density from single family residential to heavy industrial.

Figure 1. STUDY AREA SHOWING LAND USE

Un resumen de la traducción de estos y otros criterios para la estimación de la demanda eléctrica en una determinada zona, es la siguiente:

- La proyección de la demanda define el “Problema del planeamiento T&D” es el

primer paso en el proceso de planeamiento y es en muchas maneras el más importante.

- El modelo más utilizado es el que efectúa un análisis espacial, en el que se define donde, qué tipo y cuántos consumidores se ubicarán en cada área.
- En una ciudad o región, la tierra es destinada a uso residencial, comercial, industrial, oficinas, etc. Cada uno de estos tipos o clases tienen características predecibles.
- Los aspectos políticos y la zonificación determinan en gran medida las características del desarrollo de la zona.

#### **4. POBLACIÓN BENEFICIADA: ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES AGROPECUARIOS DE PAMPAS DE MOQUEGUA**

De acuerdo a los conceptos y criterios expuestos, en el caso específico del proyecto de ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. "Creación e Instalación de Red Primaria en 33 kV para la Electrificación de los Asentamientos Humanos Ubicado en las Pampas de La Clemesi en el Distrito de Moquegua – Provincia de Mariscal Nieto – Departamento de Moquegua", se ha considerado como metodología más adecuada la que se ha descrito en el volumen II del proyecto y sobre la cual se expone a continuación detalles adicionales al respecto.

##### **4.1 POBLACIÓN BENEFICIADA: ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES AGROPECUARIOS DE PAMPAS DE MOQUEGUA**

Población Beneficiada

ITEM	ASOCIACIONES	N° DE VIVIENDAS
01	Asociación de Productores Agropecuarios de Pampas de Moquegua	184
02	Agrupación Poblacional los Ficus	183
03	Asociación Irrigación Clemesi Moquegua	174
04	Asociación Irrigación Clemesi Moquegua	352
TOTAL		893

En este cuadro se aprecia que los beneficiarios en su totalidad tanto directos e indirectos son 893, siendo los beneficiarios directos 314 (número de acometidas en los planos) y 579 los beneficiarios indirectos el cual viene a ser la proyección de acuerdo a la habilitación catastral de la zona.

##### **4.2 POTENCIALES USOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

Es importante resaltar que la falta de electricidad perjudica a los pobladores de la zona de estudio porque existe la pérdida de alimentos y las carnes para su venta que necesitan un proceso de mejoramiento de conservación. En muchas ocasiones las carnes tienen que ser saladas y los demás alimentos tienen que ser almacenados, por lo general, de manera inadecuada. Este manejo inadecuado de alimentos, por consiguiente, resulta una alta incidencia en enfermedades estomacales.

Las localidades de las Pampas Clemesi, Asociación de Productores Agropecuarios de Pampas de Moquegua, Agrupación Poblacional los Ficus y Asociación Irrigación

Clemesi del distrito de Moquegua, consideradas en el presente proyecto, hasta la fecha no han contado con suministro de energía eléctrica confiable, segura, de calidad y aun precio asequible, ésta siempre ha sido obtenida por medio de paneles solares y/o alquiler de pequeños generadores a combustible, que por el alto costo de operación, siempre se ha limitado a eventos especiales.

En el siguiente cuadro se detalla los posibles usos productivos de energía en la zona de estudio, se consideró la cantidad de usuarios de acuerdo al trabajo de campo y las cargas especiales consideradas en el documento esquila de Ordenamiento Urbano de Clemesi – Moquegua 2018-2028/MPMN.

**Cuadro de Cargas potenciales**

Asentamientos Humanos		Cargas de Uso General	
Descripción	Cant. de Viv.	Descripción	Cant.
- Asociación de Productores Agropecuarios de Pampas de Moquegua	184		0
- Agrupación Poblacional los Ficus	183		0
- Asociación Irrigación Clemesi Moquegua	526	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Centro de Salud</li> <li>- Educación Inicial, Primaria Secundaria y Superior.</li> <li>- Museo y Biblioteca,</li> <li>- Iglesia</li> <li>- Terminal Terrestre</li> <li>- Centro de Convenciones</li> <li>- Albergue - Asilo</li> <li>- Comisaria</li> <li>- Centro Comercial</li> <li>- Mercado de abastos</li> <li>- Piscina Municipal</li> <li>- Coliseo Cerrado</li> <li>- Track Center</li> <li>- Estación de Bombeo</li> </ul>	19
<b>TOTAL</b>	<b>893</b>		<b>19</b>

Fuente: Elaboración Propia

### 4.3 ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La zona del proyecto no cuenta con sistema de distribución de energía eléctrica y por lo tanto no cuenta con datos históricos de demanda ni parámetros para la aplicación del método econométrico.

Por lo tanto, se ha aplicado el método de similitud histórica y geográfica, con zonas de similares características a las del proyecto; con parámetros definidos en otros estudios elaborados y relacionados con la electrificación rural.

La metodología utilizada para la estimación de la demanda tipos de clientes (domésticos, comercial, agroindustrial y cargas especiales).

### 4.4 DEMANDA DE USO RESIDENCIAL

La información utilizada es en resumen la siguiente:

#### 4.4.1 NORMA DE LA DGE/MEM “CALIFICACIÓN ELÉCTRICA Y FACTORES DE DISEÑO PARA LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN”

Considerando las demandas efectivas promedio calculadas, se plantea que la Norma de Calificación Eléctrica establezca los valores de demanda de diseño que se presenta

en el siguiente cuadro:

Tipo de Uso	Costa	Sierra	Selva
Administración Pública	453	87	157
Comercial Menor	209	117	153
Construcción	282	122	123
Educación y Deportes	268	43	168
Ganadería	241	280	129
Localidad Rural	300	300	300
Industria Liviana	325	147	189
Minería e Hidrocarburos	186	192	221
Residencial	402	185	327
Salud	317	92	125
Servicios	579	77	132
Uso Agrícola	420	513	395
Uso General	225	196	279
Vivienda Taller	170	100	178

Por lo tanto, para el caso que nos ocupa debe considerarse una demanda unitaria de diseño, es decir final, de 185 W, correspondiente a cargas residenciales en zonas de sierra.

#### **4.4.2 DISTRILUZ: SERVICIO DE ASESORAMIENTO PARA EL CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE LA LGER**

Con la información recibida de parte de las empresas se ha efectuado un análisis estadístico de los principales parámetros, a nivel de sistemas, empresas y Distriluz, los cuales cederán ser utilizados cuando se efectúen los estudios correspondientes para los proyectos y obras para fines de reforzamiento, ampliación, remodelación o mejora dirigidas a la confiabilidad, calidad, sostenibilidad y capacidad de los SER.

A continuación, se presenta un resumen del análisis y resultados obtenidos consolidados a nivel Distriluz:

Nombre Sistema	# SED TOTAL	Potencia Nominal kVA	Promedio	Maxima Demanda KW	Promedio	Consumo kWh-2020	Promedio	# Usuarios	Consumo kWh-2020/Usuario	Maxima Demanda KW/Usuario	F.U.	Año puesta en servicio promedio
HDNA	4.852	64.306	13.3	12.920	2.66	37.910.321	7.813	167.307	226.59	0.08	20%	2013
ENOSA	2.718	40.211	14.8	16.287	5.99	75.333.250	27.716	127.133	592.55	0.13	41%	1991
ENSA	1.495	25.681	17.2	14.954	10.01	91.489.327	61.197	117.614	776.56	0.13	58%	2012
<b>DISTRILUZ</b>	<b>5.065</b>	<b>130.198</b>	<b>14.4</b>	<b>44.171</b>	<b>4.87</b>	<b>204.732.898</b>	<b>22.585</b>	<b>412.254</b>	<b>496.62</b>	<b>0.11</b>	<b>34%</b>	<b>2006</b>

Consumo kWh-2020/Usuario		Maxima Demanda KW/Usuario		F.U.	
Media	531.90	Media	0.11	Media	0.40
Error tipico	161.63	Error tipico	0.02	Error tipico	0.11
Mediana	592.55	Mediana	0.13	Mediana	0.41
Moda	#N/A	Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación e	279.95	Desviación e	0.03	Desviación est:	0.19
Varianza de l	78.374.78	Varianza de l	0.00	Varianza de la r	0.04
Curtosis	#DIV/0!	Curtosis	#DIV/0!	Curtosis	#DIV/0!
Coefficiente d-	0.93	Coefficiente d-	1.73	Coefficiente de -	0.21
Rango	549.97	Rango	0.05	Rango	0.38
Minimo	226.59	Minimo	0.08	Minimo	0.20
Maximo	776.56	Maximo	0.13	Maximo	0.58
Suma	1,595.70	Suma	0.33	Suma	1.19
Cuenta	3.00	Cuenta	3.00	Cuenta	3.00
Nivel de conf	695.45	Nivel de conf	0.07	Nivel de contar	0.47

INTERVALO DE CONFIANZA		INTERVALO DE CONFIANZA		INTERVALO DE CONFIANZA	
Nivel de Co	95.00%	Nivel de Co	95.00%	Nivel de Conf	95.00%
q=	0.05	q=	0.05	q=	0.05
t <sub>α</sub> =	4.3027	t <sub>α</sub> =	4.3027	t <sub>α</sub> =	4.3027
LI	LS	LI	LS	LI	LS
- 163.55	1,227.35	0.04	0.18	- 0.08	0.87

Nombre Sistema	Consumo kWh-2020/Usuario	Maxima Demanda KW/Usuario	F.U.
HDNA	En Intervalo	En Intervalo	En Intervalo
ENOSA	En Intervalo	En Intervalo	En Intervalo
ENSA	En Intervalo	En Intervalo	En Intervalo
<b>DISTRILUZ</b>	<b>En Intervalo</b>	<b>En Intervalo</b>	<b>En Intervalo</b>

Es decir que, en promedio ponderado para el Grupo DISTRILUZ, se obtiene:

Nombre Sistema	Consumo kWh-2020/Usuario	Maxima Demanda KW/Usuario	F.U.
HDNA	226.59	0.08	20%
ENOSA	592.55	0.13	41%
ENSA	776.56	0.13	58%
<b>DISTRILUZ</b>	<b>496.62</b>	<b>0.11</b>	<b>34%</b>

#### 4.4.3 DEMANDA PROMEDIO DE USO RESIDENCIAL

Como resultado de los cálculos efectuados, se tiene que la demanda promedio unitaria para uso residencial es la siguiente:

FUENTE	DEMANDA PROMEDIO (W/USUARIO)
NORMA-DGE/MEM	185
DISTRILUZ	110
<b>PROMEDIO</b>	<b>148</b>

#### 4.5 DEMANDA DE LOS POTENCIALES USOS DE LA ENERGÍA

De acuerdo al documento de la municipalidad Provincial Mariscal Nieto, Esquema de Ordenamiento Urbano Clemesi – Moquegua 2018 – 2028, tienen proyectado equipamiento urbano nuevo en donde harán crecer la demanda actual del sistema eléctrico, dentro de los cuales se encuentran la implementación de las indicadas cargas especiales, con los valores de drenada eléctrica que se indica:

Cargas Especiales	Cantidad	P.U. (KW)	TOTAL (kW)
Centro de Salud	1	50	50
Educación Inicial, Primaria, Secundaria y Superior.	4	50	200
Museo, Biblioteca e Iglesia	3	50	150
Terminal Terrestre	1	50	50
Albergue - Asilo	2	40	80
Comisaría	1	50	50
Centro Comercial, Track Center	2	90	180
Mercado de abastos	1	60	60
Estación de Bombeo	1	40	40
		<b>TOTAL</b>	<b>860</b>

#### 4.6 DEMANDA TOTAL DEL PROYECTO

A partir de los cálculos mostrados u correspondientes valores unitarios establecidos, se tiene que la demanda total a considerar en la zona del proyecto será la siguiente:

TIPO DE USUARIO	DEMANDA UNITARIA (W)	CANTIDAD DE USUARIOS	DEMANDA TOTAL (KW)
RESIDENCIAL	148	893	132.16
ALUMBRADO PÚBLICO			6.6082
USOS PRODUCTIVOS			860
<b>TOTAL</b>			<b>998.77</b>

De acuerdo con los resultados obtenidos, para el dimensionamiento de equipos y materiales especificados en el proyecto se ha considerado una demanda definitiva de 1000 KW.

#### Análisis de Osinergmin

Al respecto, es preciso señalar que la proyección de la demanda de energía y potencia correspondiente deben ser presentados según los formatos establecidos en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias. Asimismo, en línea con lo que manifiesta ENEL GREEN POWER en las observaciones 1, 5 y 7, esta observación tampoco procede.

#### Conclusión

Por la razón expuesta en el análisis anterior, la observación no procede.

## OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

10. En el documento "RESUMEN EJECUTIVO.pdf", en la sección 3.2 Análisis y Proyección de la Demanda, ENEL GREEN ha señalado lo siguiente:

- Que la zona del proyecto no cuenta con sistema de distribución de energía eléctrica por lo que han considerado el análisis del Sistema Eléctrico de Moquegua por la similitud y proximidad al proyecto.

- Que han realizado un estudio de mercado eléctrico para cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica del sistema eléctrico para las localidades a electrificar para un horizonte de 20 años.
- Que para el estudio de mercado eléctrico se obtuvo información (técnica y comercial) de ELECTROSUR y del INEI (registros de población, tasa de crecimiento, etc.).
- Que la metodología empleada para la proyección de la demanda considera una tasa de crecimiento lineal, tipos de clientes, demanda histórica, etc.
- Que la proyección de demanda se realizó por subestación de distribución.

Sin embargo, de la revisión de la información presentada por ENEL GREEN, se observa que no ha presentado los documentos que evidencien haber realizado la proyección de demanda; tampoco ha presentado el ESTUDIO ni los formatos F-100 "Formatos de Demanda"; sino únicamente un Resumen Ejecutivo sin mayor sustento.

Al respecto, ENEL GREEN debe presentar la proyección de demanda de energía y potencia, acompañando los datos básicos según los formatos establecidos en el Título IV, Capítulo Tercero de la NORMA TARIFAS y modificatorias. Para ello, ENEL GREEN debe realizar la proyección de demanda de todo el Área de Demanda 12, tomando en cuenta los criterios y etapas establecidas en el Capítulo Primero "Proyección de Demanda" de la NORMA TARIFAS y modificatorias, y presentar los resultados de dicha proyección en los formatos F-100. Por otro lado, debe presentar todos los documentos (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) que sustenten los valores presentados en dichos formularios.

En ese sentido, se solicita a ENEL GREEN presente todos los contenidos del ESTUDIO, incluyendo formularios, fuentes de información, cálculos y metodologías aplicadas; con la finalidad de justificar y sustentar la proyección de demanda en el Área de Demanda 12, de acuerdo con las exigencias de la NORMA TARIFAS y modificatorias.

### Respuesta

Tal como se ha indicado en la respuesta a las observaciones 7, 8 y 9, se ha empleado el método más conveniente y aplicable para una zona que se va a electrificar. Esto se hace con valores para los parámetros de la caracterización de la carga, de manera similar a la metodología que utiliza la DGER, para la elaboración de los proyectos de electrificación rural.

Se entregará mayor detalle de la metodología utilizada, los análisis y cálculos correspondientes.

### **Análisis de Osinerghmin**

Conforme a lo solicitado, ENEL GREEN POWER no ha presentado todos los contenidos del ESTUDIO, incluyendo formularios, fuentes de información, cálculos y metodologías aplicadas; con la finalidad de justificar y sustentar la proyección de demanda en el Área de Demanda 12, de acuerdo con las exigencias de la NORMA TARIFAS y modificatorias. Asimismo, en línea con lo que manifiesta ENEL GREEN POWER en las observaciones 1, 5, 7 y 9, esta observación tampoco procede.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta en el análisis anterior, la observación no procede.

## SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER) / FORMATOS F-200 Y F-300

### 11. Respecto a las coordinaciones con ElectroSur y DGER

- ENEL GREEN debe indicar y presentar documentación sobre el estado actual de las coordinaciones y/o comunicaciones que haya realizado con los representantes de ELECTROSUR con la finalidad de analizar posibles puntos de conexión del proyecto de electrificación rural, distinto al planteado por ENEL GREEN con la salida desde la SE Rubí.

Por otra parte, de la visita técnica “in situ”, ENEL GREEN manifestó que, una vez ejecutado el proyecto, éste sería transferido a ELECTROSUR para su OyM. Al respecto, ENEL GREEN debe presentar alguna documentación y/o coordinación en donde se manifieste la intención e interés de de ELECTROSUR para asumir dicha transferencia. Asimismo, debe indicar a partir de qué Elemento se hará cargo ELECTROSUR para la OyM.

- ENEL GREEN, manifiesta que el proyecto que solicita se complementará con el proyecto que actualmente viene realizando el MINEM mediante la DGER. En ese sentido, debe presentar las coordinaciones y/o documentación sobre la situación actual con el MINEM (DGER); así como la participación que tiene frente al proyecto solicitado.

#### Respuesta

Adjuntamos correos de comunicaciones sostenidas con ELECTROSUR para visitar las instalaciones del proyecto (ver ANEXO 1), en donde se le explicó el alcance de construcción de la LT 33 kV S.E. Rubí – T53.

Asimismo, adjuntamos el OFICIO N° 219-2023-MINEM/DGER/DPRO-JEST (ver ANEXO 2), donde la DGER nos comunica el cronograma tentativo para realizar la creación e instalación de red primaria en 33 kV y redes secundarias 380/220 V.

#### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, como bien señala ENEL GREEN el proyecto realizado y presentado en el presente Plan de Inversiones corresponde a una Red Primaria en 33 Kv que corresponde a un proyecto de distribución, tal como se puede verificar con Código único de Inversiones (CUI) 2465634 que se describe en el Asunto del Oficio N° 219-2023-MINEM/DGER/DPRO-JEST.

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

### 12. Sobre la Línea de Transmisión 33kV CS Rubí-Torre 53 y las instalaciones asociadas

- La empresa para sustentar la propuesta no efectúa un análisis técnico normativo integral, para el potencial de demanda eléctrica que pretende atender desde sus instalaciones, por lo que ENEL GREEN debe presentar archivos gráficos de redes colindantes en formatos (kml, kmz o shape), esquemas (planos legibles) y los mapas de densidad de carga (indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS) de la demanda eléctrica que se pretende a atender.

- Sin perjuicio de lo anterior, no se ha evaluado conectar dicha carga (no sustentada) con soluciones a nivel de distribución, considerando las redes más cercanas de la empresa ELECTROSUR, está pudiendo ser con un transformador elevador y/o redes en 22,9kV con una sección que cumpla con la calidad de servicio eléctrico adecuado. ENEL GREEN debe considerar que la demanda existente es de tipo rural, y que las demandas futuras no están sustentadas en base a establecido en la NORMA TARIFAS y los criterios considerados en la evaluación de nuevas demandas y/o cargas incorporadas.
- Considerando la configuración del modelamiento del proyecto solicitado, ENEL GREEN debe confirmar quien será el responsable de la OyM del TP 220/33 kV (SET Rubí) del cual se alimentará la demanda que se propone beneficiar. Asimismo, debe indicar quien asumirá el COyM de dicho Tp.
- ENEL GREEN, debe confirmar si el suministro de energía eléctrica para la zona de influencia de la demanda a atender con el proyecto, será abastecida a partir de las horas de generación de la CS Rubí a costo cero en beneficio social a la zona de influencia. De no ser el caso, ENEL GREEN, debe confirmar que el consumo de la demanda por la generación de la CS Rubí y de lo que se consume del SEIN, tendrá un costo y que los usuarios de la zona tienen de conocimiento que tendrán que asumir el costo de energía consumida.

Por lo expuesto, ENEL GREEN deberá aclarar, detallar y/o reformular su solicitud dentro del presente proceso del PI 2025-2029.

### Respuesta

❖ En primer lugar, no se entiende a qué se refiere lo de “un análisis técnico normativo integral, para el potencial de demanda eléctrica que pretende atender”.

La DGER no tiene previsto, dentro del PNER a corto y mediano plazo, ningún proyecto de electrificación cercano a la zona del proyecto.

Para mayor detalle de lo indicado, se tiene que en el PNER no se menciona ningún proyecto en la zona, tal como se muestra en el siguiente cuadro de dicho documento:

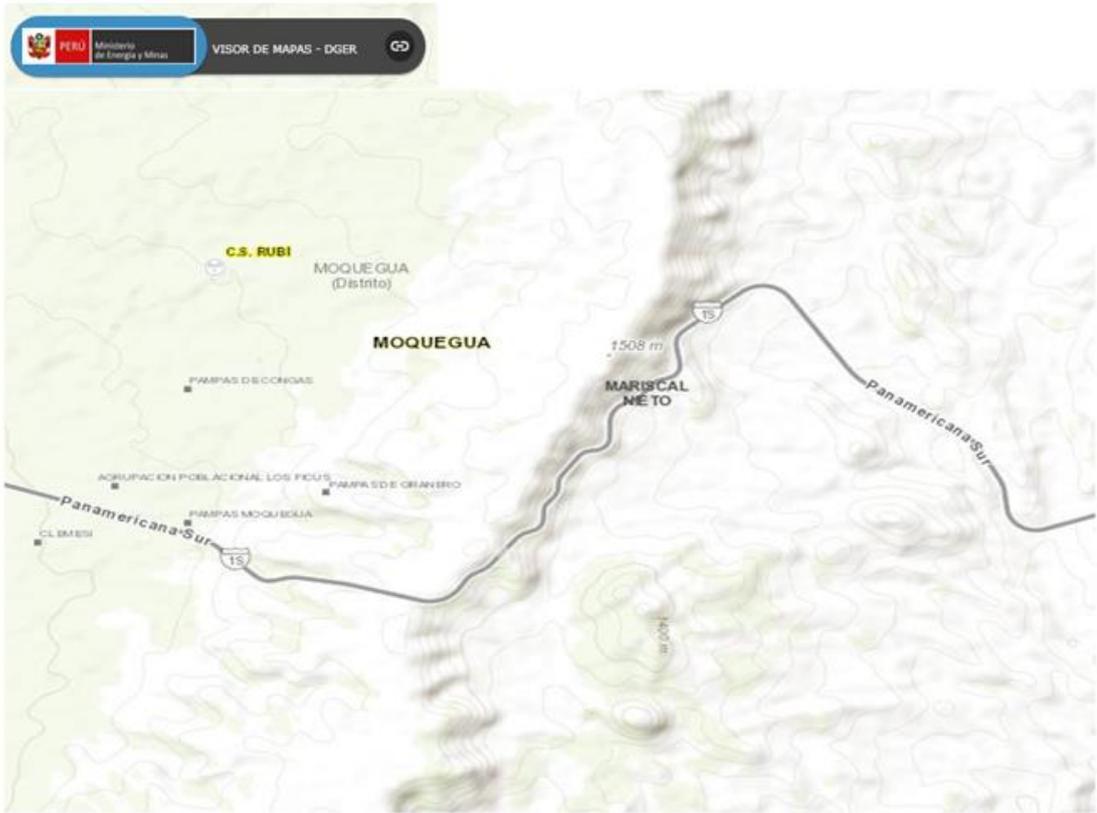
**Tabla 2 PNER POTENCIAL IMPACTO DE LA ELECTRIFICACIÓN DE LAS ZONAS IDENTIFICADAS EN MATRIZ ENERGÉTICA**

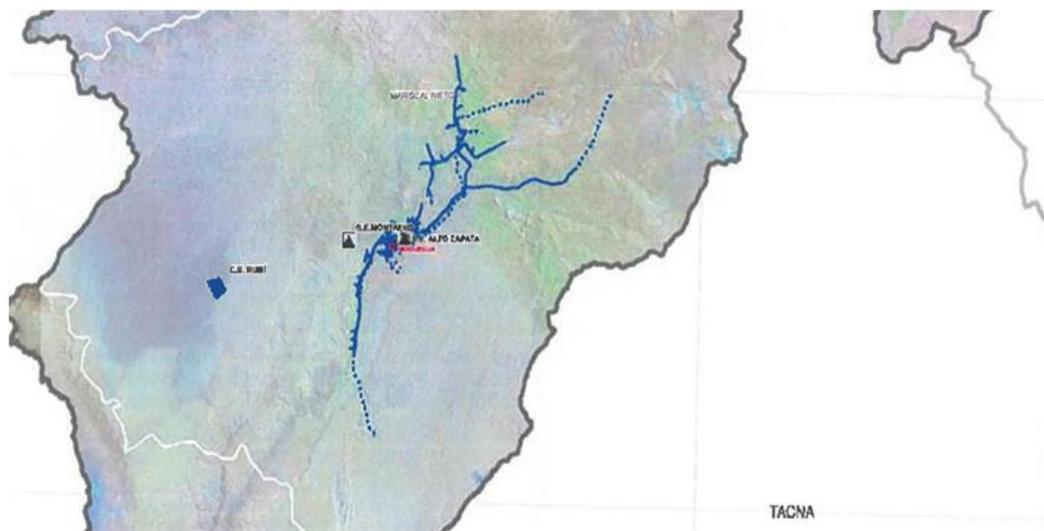
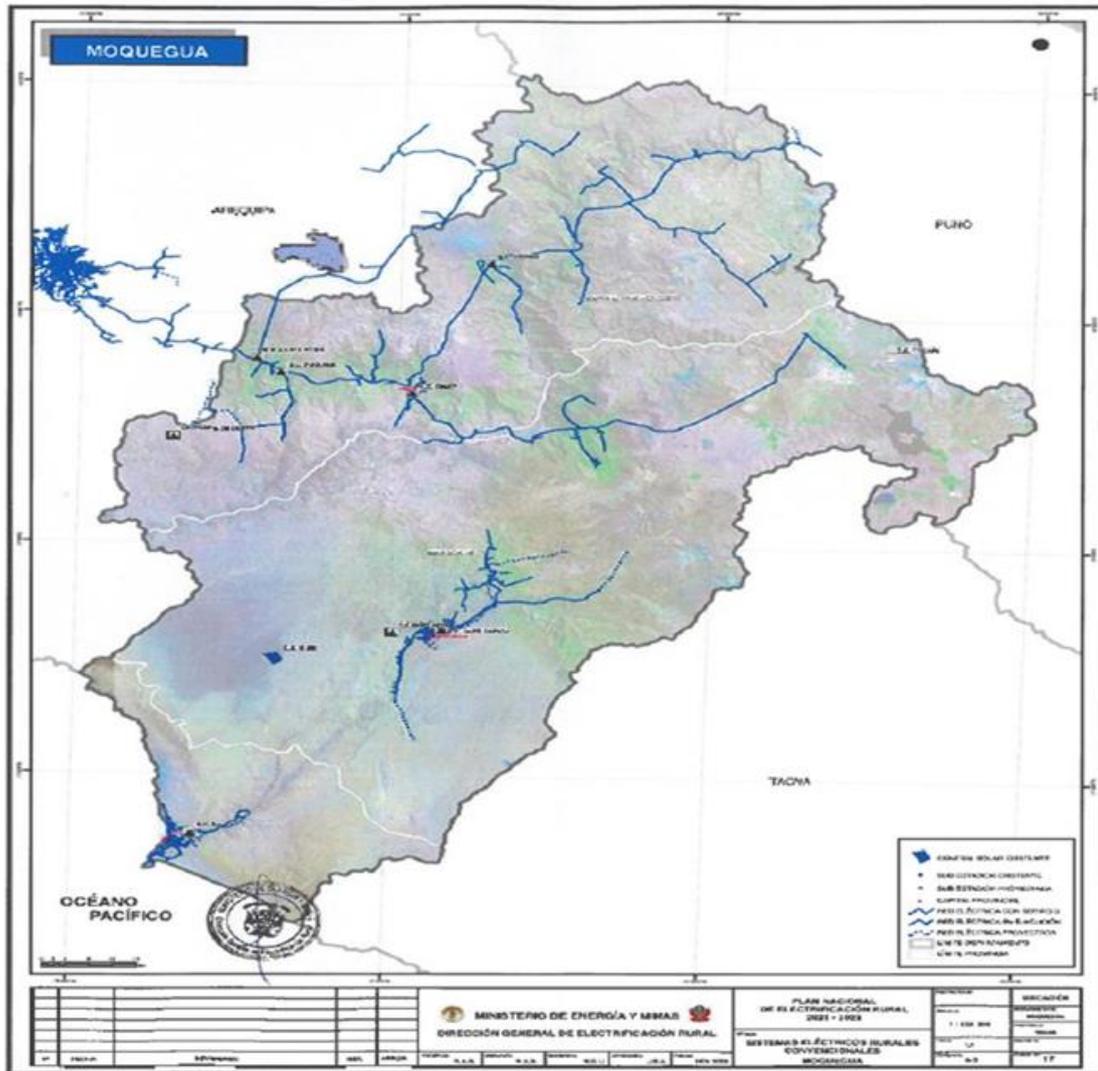
Región	Distrito	Puntaje	Viviendas que tiene alumbrado eléctrico	Viviendas que no tiene alumbrado eléctrico	Porcentaje de viviendas con electricidad	Porcentaje hogares que no tiene refrigeradora o congeladora	Porcentaje hogares que no tiene computadora/ Laptop/ Tablet	Porcentaje hogares que no tiene teléfono celular	Porcentaje de hogares que no tiene conexión a internet
Moquegua	Puquima	95.91	64	912	6.56	95.25	97.37	52.12	98.69

❖ En cuanto a la presentación de archivos gráficos de redes colindantes en formatos (kml, kmz o shape), esquemas (planos legibles), tal como se expone en el estudio y se expresó en la audiencia privada, **no existen redes colindantes que puedan considerarse involucradas y mucho menos como alternativa de suministro de energía eléctrica a la zona en estudio.**

Para mayor ilustración, se presenta los mapas de redes existentes en la zona del

estudio:





❖ Osinergmin se contradice al indicar por un lado que “ENEL GENERACIÓN PERÚ debe considerar que la demanda existente es de tipo rural”, mientras que, por otro lado, solicita los mapas de densidad de carga, lo cual no procede para zonas rurales, por la dispersión de las cargas.

❖ En cuanto a que ENEL GENERACIÓN PERÚ, debe confirmar si el suministro de energía eléctrica para la zona de influencia de la demanda a atender con el proyecto, será abastecida a partir de las horas de generación de la CS Rubí a costo cero en beneficio social a la zona de influencia,

El costo del servicio de electricidad que será cobrado al centro poblado CLEMESI será el indicado en la Regulación Tarifaria dada para este tipo de consumidor, independientemente de la producción de la C.S.F. Rubí.

### **Análisis de Osinerghmin**

ENEL GREEN afirma que la DGER no tiene previsto, dentro del PNER a corto y mediano plazo, ningún proyecto de electrificación cercano a la zona del proyecto. Al respecto, cabe señalar que en el Plan de Nacional de Electrificación Rural, publicado el 31.12.2023 mediante Resolución Ministerial N°528-2023-MINEM/DM, el proyecto de ENEL GREEN forma parte de la evaluación del proyecto del PNER de mediano plazo para ser ejecutado en el 2024, denominado “CREACIÓN E INSTALACIÓN DE RP EN 33KV Y RS EN 380/220V PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE LOS AA.HH UBICADOS EN LAS PAMPAS DE CLEMESI – MOQUEGUA – MARISCAL NIETO – MOQUEGUA”.

Respecto a los otros puntos observados, se verifica que ha respondido a lo observado.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

### **Respecto a los Formatos**

#### **13. Inconsistencias en los formatos F-200**

Se ha detectado que ENEL GREEN ha presentado de manera incompleta, los formatos F-200; por ejemplo, los formatos F-201, F-202, F-203, F-204, F-208, F-209 y F-212. Al respecto, se requiere que presente de manera completa los formatos F-200 de acuerdo a las consideraciones descritas en la NORMA TARIFAS.

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

- ENEL GREEN en los formatos F-206 y F-210 presenta información de los parámetros eléctricos pero esta información como la longitud no se detallan en su ESTUDIO. Al respecto, se solicita que ENEL GREEN actualice dicho formato de acuerdo con su ESTUDIO.
- El formato F-207 ENEL GREEN no presenta los cálculos justificados para la selección del conductor óptimo. Al respecto, se solicita que ENEL GREEN presente dicho archivo debidamente vinculado y validado
- En los formatos F-200, se han identificado inconsistencias referido a la solicitud de ENEL GREEN, la empresa menciona que “La Línea de Transmisión S.E. Rubí – T53 comprende un tramo de instalación subterránea y aérea a tensión nominal de 33 kV, 60 Hz, trifásico, conductor de aluminio AAAC 70mm<sup>2</sup> para la red aérea. Sin embargo, en los formatos F-200 solo se considera el tramo aéreo. Al respecto, ENEL GREEN debe presentar dichos formatos de acuerdo con su ESTUDIO.

Al respecto, se solicita que ENEL GREEN revise la información consignada en los formatos F-200, actualice y/o corrija donde corresponda.

### Respuesta

❖ Se indica que se ha detectado que ENEL GENERACIÓN PERÚ ha presentado de manera incompleta, los formatos F-200; por ejemplo, los formatos F-201, F-202, F 203, F- 204, F-208, F-209 y F-212. Sin embargo, **no se precisa en qué parte de dichos formatos se ha detectado dicha falencia.**

❖ La longitud de la línea de transmisión proyectada se indica en el formato F – 207, F - 210 y F -211.

❖ En cuanto a la selección del conductor óptimo, en primer lugar, de acuerdo a lo establecido en la Norma Tarifas, solo se puede utilizar aquellos considerados en los módulos estándares de inversión establecidos por Osinergmin. A partir de lo indicado, tal como se indica en el informe y en el archivo 02-SER\_205\_EGP, se ha considerado como alternativas la utilización de conductor de 70 mm<sup>2</sup> y de 120 mm<sup>2</sup>, habiendo resultado como la alternativa de mínimo costo la correspondiente a la sección de 70 mm<sup>2</sup>.

❖ **F201 CAPACIDAD OPTIMA DE SETs URBANAS:** Como su nombre lo indica, el formato F-201 está asociado a la presentación de la capacidad óptima de SETs urbanas. **Este formato no corresponde ser entregado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, ya que esta información no está asociada a lo requerido por ENEL GENERACIÓN PERÚ en su estudio PIT.**

❖ **F202 IDENTIFICACIÓN DE LAS SET´s EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO:** Como su nombre lo indica, el formato F-202 está asociado a las SETs cuya capacidad de diseño es superada por la proyección de demanda. **Este formato no corresponde ser entregado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, ya que esta información no está asociada a lo requerido por ENEL GENERACIÓN PERÚ en su estudio PIT, por cuanto no hay SETs existentes.**

❖ **F203: REDISTRIBUCIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE LAS SET´s.** Como su nombre lo indica, el formato F-203 está asociado a la redistribución de la proyección de la máxima demanda de las SETs. **Este formato no corresponde ser entregado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, ya que esta información no está asociada a lo requerido por ENEL en su estudio PIT.**

❖ **F204: DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE NUEVOS ALIMENTADORES MT** Como su nombre lo indica, el formato F-204 está asociado a la determinación de la cantidad de nuevos alimentadores MT. **Este formato no corresponde ser entregado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, ya que esta información no está asociada a lo requerido por ENEL en su estudio PIT, el cual contiene una línea de transmisión en 33 KV, pero no SETs ni alimentadores de MT.**

❖ **F208: ESTADÍSTICA DE FALLAS E ÍNDICES DE DESEMPEÑO.** Como su nombre lo indica, el formato F-208 está asociado a la muestra de la estadística de fallas e índice de desempeño. **Este formato no corresponde ser entregado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, ya que esta información no está asociada a lo requerido por ENEL GENERACIÓN PERÚ en su estudio PIT, en el cual no se analiza instalaciones existentes.**

❖ **F209: EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIONES - MAT/AT(/MT) - AT/MT.** Como su nombre lo indica, el formato F-209 está asociado a la muestra del equipamiento de subestaciones. **Este formato no corresponde ser entregado por ENEL**

**GENERACIÓN PERÚ, ya que esta información no está asociada a lo requerido por ENEL GENERACIÓN PERÚ en su estudio PIT, en el cual no se incluye SETs.**

❖ **F212: DIAGRAMA UNIFILAR DE ALTERNATIVAS.** Enel Generación Perú adjuntará el diagrama Unifilar de las alternativas.

❖ En cuanto al pequeño tramo subterráneo que se debe instalar desde la celda de salida en 33 kV y la primera estructura, no es considerable en el costo de inversión y mucho menos en los costos de OYM. Por otro lado, los montos de los módulos de inversión de transmisión, para línea de transmisión de instalación subterránea se establecen considerando una longitud promedio de 3kms. Por lo tanto, no existe un módulo para el caso de un tramo tan corto como el que es materia del proyecto.

ENEL GENERACIÓN PERÚ completará los formatos con las inversiones asociadas al tramo subterráneo mencionado en el Estudio.

En los formatos que no aplican al caso del proyecto presentado, se incluirá la frase: **NO APLICA.**

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, se verifica que al tratarse de un proyecto de distribución gran parte de los Formatos no corresponderían debido a que el proyecto evaluado por ENEL GREEN forma parte de un proyecto de Distribución de Electrificación Rural por lo que su planeamiento considera otros alcances y criterios de análisis.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

#### **14. Inconsistencias en los formatos F-300**

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

- La Base de Datos de Módulos Estándares a utilizar es la aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD, por lo que se debe actualizar los archivos considerando esa Base de Datos.
- En los formatos F-301 y F-305, se observan inconsistencias referido a la solicitud de ENEL GREEN, la empresa menciona que “La Línea de Transmisión S.E. Rubí – T53” comprende un tramo de instalación subterránea y aérea a tensión nominal de 33 kV, 60 Hz, trifásico, conductor de aluminio AAAC 70mm<sup>2</sup> para la red aérea. Sin embargo, en los formatos F-300 solo se considera el tramo aéreo. Al respecto, ENEL GREEN debe revisar y corregir donde corresponda.

### Respuesta

Osinerghmin indica que no se ha usado la Base de Datos de Módulos Estándares de la Resolución N° 041-2023-OS/CD. Esta resolución corresponde al levantamiento de Recursos de Reconsideración de dicho Estudio, ENEL GENERACIÓN PERÚ había usado la base de datos correspondiente a la Publicación con levantamiento de observaciones. Al respecto, se usará la base de datos de esta última resolución.

En cuanto al tramo subterráneo, la observación es repetitiva respecto a la anterior.

## Análisis de Osinerghmin

De la revisión al formato F-300 se verifica que, ENEL GREEN ha actualizado la información en función a la Base de Datos de Módulos Estándares de la Resolución N° 041-2023-OS/CD.

### Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

#### 15. Sobre el archivo de flujo de potencia (Digsilent)

- ENEL GREEN debe presentar el archivo (.pfd) con el diagnóstico del Área de Demanda 12, y el análisis dentro del periodo PI 2025-2029.
- ENEL GREEN debe presentar el diagnóstico en el periodo de 10 años, 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.
- ENEL GREEN debe de indicar la fuente y procedencia de los datos de pérdidas de las alternativas para su evaluación y precisar la trazabilidad de estos, debido a que en el archivo de flujo. pfd se verifica que solamente presenta un caso de estudio y en la evaluación de pérdidas se presentan datos de pérdidas desde el año 2022 al 2032.
- ENEL GREEN no presenta el formato F-212 con los diagramas de flujos de potencia de los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 correspondientes a la alternativa seleccionada, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

### Respuesta

❖ En la NORMA TARIFAS, **Artículo 12°.- Criterios Generales para la Determinación del SER**, se establece en el numeral 12.2. que el estudio de planeamiento debe abarcar todas las instalaciones de SST y SCT que alimenten una misma Área de Demanda, incluyendo las SET MAT/AT y las líneas MAT que se requieran.

En el caso materia del proyecto, no existen instalaciones de SST y SCT que alimenten la zona involucrada, por lo cual no procede efectuar y presentar un diagnóstico ni análisis dentro del periodo PI 2025-2029, de instalaciones que no existen.

❖ El proyecto presentado por ENEL GENERACIÓN PERÚ, tal como se indica en el informe correspondiente, se trata de la creación e Instalación de una red de transmisión en 33 kV. para la Electrificación de los Asentamientos Humanos Ubicado en las Pampas de La Clemesi en el Distrito de Moquegua – Provincia de Mariscal Nieto – Departamento de Moquegua”, comprende el Distrito Moquegua, Provincia Mariscal Nieto y Departamento de Moquegua, para una carga de 1000 kW.

❖ Por lo tanto, no es procedente ni necesario, técnica ni económicamente, efectuar alternativas para el año 30, ni flujos de carga para los años intermedios, por cuanto la demanda final del proyecto ha sido determinada, de acuerdo a lo descrito en el Volumen II de proyección de la demanda y las instalaciones materia del proyecto deben atender adecuadamente a dicha demanda.

Teniendo en cuenta que se trata del suministro de energía a una población específica, con la demanda establecida en base a las cargas que se estima existirán, el proyecto desarrollado está configurado y dimensionado para atender dicha demanda final y, por

lo tanto, para los años intermedios. Por lo expuesto, no es necesario presentar el formato F-212 con los diagramas de flujos de potencia de los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30.

Cualquier demanda adicional, correspondiente a nuevas zonas a electrificar, tendrá que ser materia de nuevos proyectos, los cuales no son materia de lo planteado por ENEL.

❖ Lo que se establece en la NORMA TARIFAS, debe ser aplicado con el análisis de los casos que se presentan. A casos especiales, el analista debe aplicar criterios, metodologías y análisis especiales.

❖ En el informe se ha presentado el archivo (.pfd), con los flujos de potencia de las alternativas consideradas para el proyecto presentado, con toda la información requerida.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se verifica que al tratarse de un proyecto de distribución gran parte de los Formatos no corresponderían debido a que el proyecto evaluado por ENEL GREEN forma parte de un proyecto de Distribución de Electrificación Rural por lo que su planeamiento considera otros alcances y criterios de análisis.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

## Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ENGIE

### OBSERVACIONES GENERALES

1. Los formatos F-100 presentados por ENGIE corresponden a los formatos F-100 del PI 2021-2025, según lo indicado en su ESTUDIO. Al respecto, ENGIE debe elaborar la proyección de demanda considerando como Año Representativo el año 2022, y un periodo de proyección comprendido entre el 2023 y el 2054, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS y modificatorias.

#### [Respuesta](#)

Se adjunta los formatos F100 actualizados según lo requerido.

#### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 se verifica el año representativo considerado es 2022. Sin embargo, la proyección de demanda se ha realizado hasta el año 2052 incumpliendo el horizonte de estudio de 30 años para la proyección de demanda.

#### Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

2. ENGIE debe presentar la proyección de demanda de energía y potencia conforme al sustento documentario establecido en el Título IV de la NORMA TARIFAS y modificatorias.

#### [Respuesta](#)

Se adjunta nueva versión actualizada según lo requerido.

#### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha consignado los sustentos en relación a las variables explicativas. Sin embargo, en los formatos F-100 no se ha presentado los clientes libres existentes correspondientes al 2022.

#### Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

3. Los valores históricos hasta el año 2021 de las variables explicativas de la proyección de usuarios regulados deben desprenderse del proceso de modificación del PI 2021-2025. En cuanto a los valores de dichas variables del año 2022, deben ser obtenidos de las bases de datos del SICOM y SICLI o fuentes oficiales como el INEI y el BCRP, si fuera el caso.

#### [Respuesta](#)

[Se adjunta nueva versión del Estudio considerando lo indicado.](#)

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores históricos hasta el año 2021 corresponden a los del proceso de modificación del PI 2021-2025. Por otro lado, se observa que para las variables explicativas del año 2022 del PBI y Clientes no corresponden de acuerdo a los criterios establecidos.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

4. ENGIE debe seguir los criterios y metodologías para la proyección de demanda, presentar los formatos F-100 para el Área de Demanda 12 debidamente actualizados, cumpliendo con lo establecido en la NORMA TARIFAS: TÍTULO II/ CAPÍTULO PRIMERO y TÍTULO IV / CAPÍTULO TERCERO. Asimismo, debe presentar de manera complementaria las fuentes y archivos de cálculos que permitan sustentar y realizar la trazabilidad de la estimación de los valores consignados en los formatos de demanda, según corresponda.

### **Respuesta**

[Se adjunta los formato F100 actualizados y las fuentes y archivos de cálculos requeridos.](#)

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENGIE se evidencia que si bien se ha cumplido con seguir los criterios y metodologías para la proyección de demanda; aún existen inconsistencias en la información presentada.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

5. ENGIE debe presentar las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

### **Respuesta**

[En la nueva versión de Estudio se considera lo requerido.](#)

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENGIE se evidencia que si bien se ha cumplido con presentar las fuentes y cálculos empleados; aún existen inconsistencias en la información presentada.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

6. ENGIE debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores históricos y proyectados de las variables explicativas, la cual debe presentarse en un workfile (archivo E-Views) que será empleado para la posterior proyección de las ventas de energía; 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.

#### Respuesta

Se adjunta lo requerido.

#### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENGIE se evidencia que si bien se ha cumplido con actualizar y corregir parte de la información de las fuentes, cálculos y metodologías empleadas; aún existen inconsistencias en la información presentada para la proyección de las variables referidas.

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

7. En el numeral 3 de su Resumen Ejecutivo, ENGIE señala que “para la proyección de la demanda regulada hasta el año 2053 (año 30) se ha tomado como base la información presentada por ELECTROSUR en su última solicitud de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025”, al respecto, ENGIE debe considerar como información base la publicada por Osinerghmin en el proceso de modificación de Plan de Inversiones 2021-2025 aprobado con resolución N° 185-2022-OS/CD, la cual se encuentra en el siguiente link:

<https://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/modificacion-plan-inversiones-2021-2025> .

#### Respuesta

Se actualiza el Estudio con la información referida.

#### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 la proyección de demanda se ha realizado hasta el año 2052 incumpliendo el horizonte de estudio de 30 años para la proyección de demanda.

#### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

8. Respecto al archivo de flujo de carga (DigSilent), ENGIE debe indicar la fuente del archivo base utilizado para realizar su análisis eléctrico, se debe precisar que la última información disponible publicada por Osinerghmin corresponde a la modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 aprobado con resolución N° 185-2022-OS/CD, donde se realizó el análisis eléctrico correspondiente al área de demanda 12.

### Respuesta

Se actualizó el archivo de flujo de carga tomando como fuente el archivo "BD SEIN-GRT - AD12 - Mod PI 21-25.pfd" según lo indicado.

### **Análisis de Osinergmin**

Se verifica que el archivo de flujo presentado por ENGIE contiene la red base que corresponde a la modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

9. El archivo de flujo de carga que forma parte del ESTUDIO presenta las siguientes inconsistencias:
- El archivo de flujo DigSilent (.pfd) no presenta el diagnóstico del Área de Demanda, ni el análisis del periodo 2025-2034. ENGIE deberá actualizar el diagnóstico en el periodo de 10 años, asimismo no presenta 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.

### Respuesta

Se adjunta el archivo de flujo DigSilent con la información requerida.

- ENGIE deberá reformular el ordenamiento de los casos de estudio, escenarios de operación y variaciones con el objetivo de poder realizar el análisis para todo el periodo de evaluación y no solo para el año de ingreso.

### Respuesta

Se adjunta el archivo de flujo DigSilent actualizado según lo requerido.

- ENGIE no presenta el formato F-212 con los diagramas de flujos de potencia de los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 correspondientes a la alternativa seleccionada, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

### Respuesta

Según los resultados del diagnóstico, no se presentan sobrecargas en el periodo de evaluación, por lo tanto no fue necesario analizar alternativas. La información requerida se encuentra en el archivo de flujo DigSilent que se adjunta.

- En el archivo de flujo de potencia se observa que las demandas que se incorporan en las barras no tienen coherencia con las presentadas en el formato F-121. Al respecto, ENGIE deberá presentar un formato F-121 auxiliar donde se evidencien las demandas que van cargadas al archivo de flujo correspondiente (el referido formato F-121 auxiliar suele estar dentro de los formatos F-200).

### Respuesta

En la nueva versión se actualizó el archivo de flujo DigSilent según la información incluida en el formato "F-121 auxiliar" requeridos.

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

#### Respuesta

Se adjunta el archivo incluyendo los proyectos requeridos.

Al respecto, se requiere que ENGIE revise y realice la actualización y/o corrección del archivo de flujo de potencia, en función a las observaciones realizadas verificando que se guarde relación con el informe, formatos y otros documentos presentados, con la finalidad que pueda sustentar que no requiere inversiones en el periodo de análisis del PI 2025-2029.

#### Respuesta

Se adjunta una versión actualizada del archivo de flujo incluyendo lo requerido.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión al archivo de flujo presentado se verifica que:

- ENGIE ha actualizado la información presentada en el archivo de flujo, modelando los casos de estudio para el Diagnóstico, Contingencias y SER. Además, que guarda relación con lo presentado en sus formatos y en el ESTUDIO.
- ENGIE ha realizado el modelamiento de los casos de estudio tanto para el Diagnóstico (hasta el 2033) como para el SER (hasta el 2052).
- ENGIE en el formato F-100 ha presentado una pestaña "F-121 auxiliar", donde se identifica la trazabilidad de los valores de demanda que utiliza en su archivo de flujo.
- El modelamiento del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 12 en el archivo de flujo se encuentra completo.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

## **OBSERVACIONES ESPECÍFICAS**

### **PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

#### **10. Variable PBI**

Los valores de la variable PBI del AD 12 del periodo 2014-2021 no son los valores aprobados en la modificación del proceso del PI 2021-2025, así tampoco el valor correspondiente al año 2022 no se evidencia en el formato F-104 ni en el archivo

“Volumen I Proyección de Demanda\_rev1.pdf”.

Al respecto, ENGIE debe corregir los valores históricos del periodo 2014-2021 de modo que se desprendan de Planes de Inversión anteriores. Asimismo, debe incluir en el formato F-104 el valor histórico de la variable PBI del AD 12 del año 2022.

Para ello, ENGIE debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 12 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

Osinerghmin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO; el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental correspondiente al año 2022. Ver: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> .

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

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

### Respuesta

Se adjunta el Estudio incluyendo lo requerido en esta observación.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque el valor de la variable PBI del Área de Demanda 12 no corresponde según los criterios establecidos.

### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

## **11. Variable Clientes**

Sobre la variable Clientes, se ha observado lo siguiente:

- La información presentada en el formato F-104 está incompleta (igual que aquella presentada en el archivo “Volumen I Proyección de Demanda\_rev1.pdf”; ya que no se presenta el valor histórico de la variable Clientes en el Año Representativo (2022).
- Los valores históricos del periodo 2013-2021 que se muestran en el formato F-104 no son los valores que se aprobaron en la modificación del PI 2021-2025; además no son coherentes con los que se muestran en la Tabla 3. Número de Clientes Regulados Área de Demanda 12 del archivo “Volumen I Proyección de Demanda\_rev1.pdf”.
- En el ítem 1.3.1.4 Clientes, del archivo “Volumen I Proyección de Demanda\_rev1.pdf”, ENGIE indica que la cantidad de Clientes proviene de la Base

de datos del SICOM 1998 al 2022; sin embargo, la información presentada no corresponde a dicha base de datos.

- ENGIE no presenta ningún archivo, hoja de cálculo ni workfile de sustento, donde se evidencie la proyección de la variable Clientes.

Al respecto, ENGIE debe corregir la información histórica del periodo 2013-2021 de modo que sea coherente con los valores aprobados en la modificación del PI 2021-2025. Asimismo, debe incluir en el formato F-104 y en los demás archivos que forman parte del ESTUDIO, el valor de la variable Clientes del AD 12 para el año 2022, el cual debe coincidir con el de la Base de Datos del SICOM 2022.

Por tanto, ENGIE debe considerar los criterios seguidos en la modificación del PI 2021-2025, proyectando dicha variable mediante un modelo tendencial lineal y obteniendo así valores estimados para el periodo 2023-2054.

### Respuesta

Se adjunta el formato F-104 actualizado con lo requerido.

Se actualiza el ítem 1.3.1.4 con la información de la base de datos SICOM.

En la nueva versión se consideró la proyección de la demanda regulada presentada por ELECTROSUR en su propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 donde se incluye el archivo requerido.

Se actualizó los archivos de demanda según lo indicado.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se verifican las correcciones efectuadas. Sin embargo, el valor obtenido por ENGIE de la variable Clientes al año 2022 (61 855) no corresponde al de la base de datos del SICOM (61 843).

### **Conclusión**

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

## **12. Variable Población**

Respecto a la variable Población, se ha observado lo siguiente:

- En el formato F-104 no se ha consignado el valor correspondiente al Año Representativo (2022).
- El valor histórico para el año 2018 en el formato F-104 no es el valor aprobado en el PI 2021-2025.
- ENGIE no ha presentado ningún archivo ni hoja de cálculo de sustento, donde se evidencie la proyección de la variable Población.

Al respecto, ENGIE debe corregir el valor histórico del año 2018 de modo que sea el valor aprobado en el PI 2021-2025 e incluir el valor del año 2022 en los archivos que forman parte del ESTUDIO.

Para obtener el valor de la Población de 2022, ENGIE debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/> ) y calcular la población del AD 12 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 12.

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

### Respuesta

Se adjunta el formato F-104 incluyendo el valor correspondiente al año 2022.

Se actualiza el formato F-104 con la información aprobada en el PI 2021 -2025 según lo requerido.

Se consideró la proyección de la población publicada por el INEI según se indica en el formato F-104.

En la nueva versión se consideró la proyección de la demanda regulada presentada por ELECTROSUR en su propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 donde se incluye los datos requeridos.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se verifican las correcciones efectuadas.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

## **13. Variable Tarifa Real**

Respecto a la variable Tarifa Real, se observan lo siguiente:

- La serie de valores históricos de la variable en el formato F-104 se encuentra incompleta, en tanto no consigna el valor correspondiente al Año Representativo (2022).
- Los valores históricos comprendidos en el periodo 2018-2021 consignados en el formato F-104 no son valores que se hayan desprendido de la modificación del PI 2021-2025.

- En el ítem 1.3.1.5 del archivo "Volumen I Proyección de Demanda\_rev1.pdf", ENGIE indica que para el cálculo de los valores empleó los valores de IPC departamental obtenidos del INEI; sin embargo, no adjunta la fuente ni archivo de cálculo que evidencie haber realizado dicha acción.
- ENGIE no ha presentado archivo, hoja de cálculo de sustento, donde se evidencie la proyección de dicha variable.

Al respecto, ENGIE debe corregir los valores históricos 2018-2021 toda vez que sean los aprobados en la modificación del PI 2021-2025. Asimismo, debe incluir en el F-104 y en los demás archivos que forman parte del ESTUDIO el valor correspondiente al año 2022, el cual debe ser calculado en función de la facturación de la energía en miles de soles, las ventas de energía en MWh y el Índice de Precios al consumidor (IPC) de los departamentos que conforma el AD 12. Por otro lado, ENGIE deberá presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado dicha acción, justificando los valores empleados en dicho cálculo.

#### Respuesta

Se hacen las correcciones requeridas.

Se adjunta la fuente de cálculo.

En la nueva versión se consideró la proyección de la demanda regulada presentada por ELECTROSUR en su propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 donde se incluye la información requerida.

#### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se verifican las correcciones efectuadas.

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

#### **14. Ventas de energía**

En el formato F-105, el valor consignado para las ventas de energía de usuarios regulados del año 2018 no ha sido obtenido del PI 2021-2025. Al respecto, ENGIE debe corregir dicho valor de manera que sea el aprobado en el proceso referido.

#### Respuesta

Se actualiza el valor consignado según lo requerido.

#### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, en el formato F-105 se verifica la corrección indicada.

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

#### **15. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final**

En los formatos F-106 y F-107 se observa que ENGIE ha presentado información incompleta en tanto no se está considerando todo el periodo de proyección del presente proceso PI 2025-2029. Por lo que se debe consignar en los formatos F-106 y F-107 los valores de las proyecciones de las ventas de energía mediante modelos tendenciales y econométricos respectivamente; indicando el valor proyectado correspondiente al Representativo (“Año 0”) y los valores del periodo 2023-2054; para ello se solicita que ENGIE reestime los modelos presentados considerando toda la información histórica de las ventas de energía de usuarios regulados y de las variables explicativas del AD 12 (1996-2022).

Asimismo, las proyecciones de los modelos tendenciales y econométricos deben estar sustentados con un workfile (archivo E-Views) a fin de que permita validar dichas estimaciones y evaluar su consistencia estadística. En el workfile debe evidenciarse los modelos analizados y sus respectivas proyecciones; además se debe fundamentar la especificación del modelo elegido de manera que cumpla con la significancia de sus variables y las pruebas de validación (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.

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

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

### Respuesta

En la nueva versión se consideró la proyección de la demanda regulada presentada por ELECTROSUR en su propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 donde se incluye la información requerida.

Se adjunta el formato F-108 con lo requerido.

### **Análisis de Osinerghmin**

En la PROPUESTA FINAL de ENGIE, se evidencia lo siguiente:

- En los formatos F-106 y F-107 se consignan las proyecciones solo hasta el año 2052.
- En relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados en la presente observación.

### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

## **16. Factores de caracterización y los pulsos de energía cada 15 minutos**

Los factores de caracterización y la información de la carga consignados por ENGIE en los formatos F-101, F-102 y F-103 presentan las siguientes inconsistencias:

- Los valores consignados en el Formato F-101 han sido determinados con información del año 2021.
- Los registros de energía y potencia cada 15 minutos presentados por ENGIE en la pestaña "Registros (F-102)" de los formatos F-100 no corresponden al Año Representativo (2022).

No se ha evidenciado la metodología ni los criterios que sustenten la depuración de datos atípicos en los registros de los medidores de energía y potencia cada 15 minutos.

Por lo anterior, los valores consignados en los formatos F-101, F-102 y F-103 no están debidamente sustentados. Al respecto, ENGIE debe incluir los criterios y metodología, así como los archivos de sustento que evidencien la depuración de datos atípicos; y corregir la información consignada en los formatos F-101, F-102 y F-103.

#### Respuesta

Se adjunta el formato F-101 actualizado con la información del año 2022.

Se adjunta el formato F-102 actualizado con la información del año 2022.

En la nueva versión se consideró la proyección de la demanda regulada presentada por ELECTROSUR en su propuesta de Plan de Inversiones 2025 2029 donde se incluye la información requerida.

#### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los formatos F-101 y F-102 han sido obtenidos en base a información del año 2022.

#### **Conclusión**

Se considera ABSUELTA la observación.

#### **17. Clientes libres existentes**

ENGIE debe actualizar el formato F-113 en base a la información reportada en el Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Asimismo, ENGIE debe considerar que, para la totalidad de clientes libres atendidos en el AD 12, el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

#### Respuesta

Se actualizó el formato F-113 con lo indicado.

#### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ENGIE en su PROPUESTA FINAL, en el formato F-113 se mantiene la observación que la información presentada no corresponde a información del SICLI 2022.

#### **Conclusión**

Se considera NO ABSUELTA la observación.

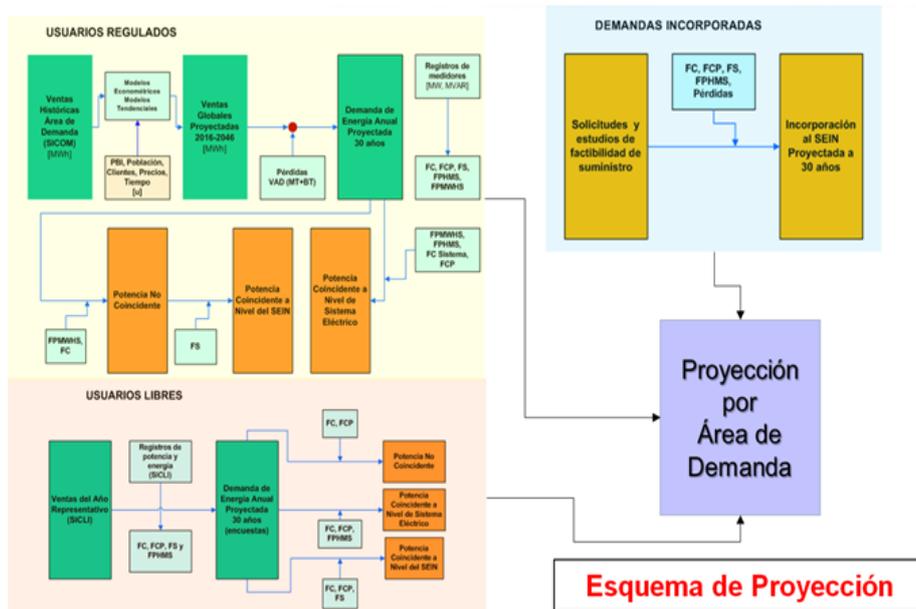
# **Anexo B**

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

# METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI del departamento de Moquegua, 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 12 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 12 del 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 12 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental con las ventas de energía en ese departamento.

### **B.1.3 Población**

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 12 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 12 del Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 12 se calculó mediante ponderaciones en función de las ventas de energía en cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

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

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 12 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 12 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinermin en su portal web institucional. 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 12.

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

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 12 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 12 del Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 12. Luego, dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental se obtuvo la Tarifa Real. El IPC es calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

## **B.2 Proyección de Variables**

### **B.2.1 Variables explicativas**

### B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 12 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

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

Asimismo, en la proyección de esta variable para los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 12, se observa que este se encuentra ligado a una función del PBI de la misma Área de Demanda con un rezago, a una función de su comportamiento en el tiempo y un evento particular en el año 2008 el cual se representa por una variable dicotómica (D2008<sup>10</sup>). Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 93,62%.

**Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 12**

Dependent Variable: LOG(PBI12)				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 12:17				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.436626	1.333642	2.576872	0.0172
LOG(PBI12(-1))	0.593458	0.160623	3.694719	0.0013
LOG(@TREND)	0.085732	0.041987	2.041860	0.0533
D2008	0.120022	0.057281	2.095300	0.0479
R-squared	0.936191	Mean dependent var	8.915763	
Adjusted R-squared	0.927490	S.D. dependent var	0.208405	
S.E. of regression	0.056119	Akaike info criterion	-2.782052	
Sum squared resid	0.069285	Schwarz criterion	-2.588498	
Log likelihood	40.16667	Hannan-Quinn criter.	-2.726315	
F-statistic	107.5928	Durbin-Watson stat	1.981827	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 12 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, en donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 0,21%:

**Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 12**

<sup>10</sup> Evento de crecimiento del PBI del Área de Demanda 12 en respuesta al crecimiento económico del país durante el año 2008 (pese a la situación que atravesaba la economía mundial), estuvo principalmente asociado al aumento de la demanda interna, la cual fue creciendo a ritmos superiores a los del PBI nacional, reflejando el dinamismo del consumo privado y de la inversión tanto privada como pública.

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	10 279,12	-
2023	9 283,57	-9,7%
2024	9 359,38	0,8%
2025	9 433,00	0,8%
2026	9 504,55	0,8%
2027	9 574,14	0,7%
2028	9 641,89	0,7%
2029	9 707,90	0,7%
2030	9 772,27	0,7%
2031	9 835,08	0,6%
2032	9 896,42	0,6%
2033	9 956,37	0,6%
2034	10 014,98	0,6%
2035	10 072,34	0,6%
2036	10 128,49	0,6%
2037	10 183,50	0,5%
2038	10 237,41	0,5%
2039	10 290,28	0,5%
2040	10 342,15	0,5%
2041	10 393,06	0,5%
2042	10 443,05	0,5%
2043	10 492,16	0,5%
2044	10 540,42	0,5%
2045	10 587,86	0,5%
2046	10 634,52	0,4%
2047	10 680,43	0,4%
2048	10 725,61	0,4%
2049	10 770,08	0,4%
2050	10 813,88	0,4%
2051	10 857,02	0,4%
2052	10 899,53	0,4%
2053	10 941,42	0,4%
2054	10 982,73	0,4%
		<b>0,21%</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 12**

Dependent Variable: CLI12				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 11:30				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	20435.62	423.8733	48.21161	0.0000
@TREND	1522.545	27.96965	54.43561	0.0000
R-squared	0.991634	Mean dependent var		40228.70
Adjusted R-squared	0.991299	S.D. dependent var		12135.70
S.E. of regression	1131.994	Akaike info criterion		16.97254
Sum squared resid	32035247	Schwarz criterion		17.06852
Log likelihood	-227.1292	Hannan-Quinn criter.		17.00108
F-statistic	2963.236	Durbin-Watson stat		0.538391
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 12 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, en donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 1,78%.

**Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 12**

Año	Cientes	Δ%
2022	61 843	-
2023	61 544	-0,5%
2024	63 067	2,5%
2025	64 589	2,4%
2026	66 112	2,4%
2027	67 635	2,3%
2028	69 157	2,3%
2029	70 680	2,2%
2030	72 202	2,2%
2031	73 725	2,1%
2032	75 247	2,1%
2033	76 770	2,0%
2034	78 292	2,0%
2035	79 815	1,9%
2036	81 337	1,9%
2037	82 860	1,9%
2038	84 383	1,8%
2039	85 905	1,8%
2040	87 428	1,8%
2041	88 950	1,7%
2042	90 473	1,7%
2043	91 995	1,7%
2044	93 518	1,7%
2045	95 040	1,6%
2046	96 563	1,6%
2047	98 085	1,6%
2048	99 608	1,6%
2049	101 131	1,5%

Año	Cientes	Δ%
2050	102 653	1,5%
2051	104 176	1,5%
2052	105 698	1,5%
2053	107 221	1,4%
2054	108 743	1,4%
		<b>1,78%</b>

### B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 12 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 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 12.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, en donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 1,21%.

**Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 12**

Año	Población	Δ%
2022	197 337	-
2023	199 189	0,9%
2024	201 059	0,9%
2025	202 946	0,9%
2026	204 562	0,8%
2027	206 191	0,8%
2028	207 833	0,8%
2029	209 489	0,8%
2030	211 157	0,8%
2031	213 980	1,3%
2032	216 841	1,3%
2033	219 740	1,3%
2034	222 678	1,3%
2035	225 656	1,3%
2036	228 673	1,3%
2037	231 730	1,3%
2038	234 828	1,3%
2039	237 968	1,3%
2040	241 150	1,3%
2041	244 374	1,3%

Año	Población	Δ%
2042	247 641	1,3%
2043	250 952	1,3%
2044	254 307	1,3%
2045	257 707	1,3%
2046	261 153	1,3%
2047	264 645	1,3%
2048	268 183	1,3%
2049	271 769	1,3%
2050	275 402	1,3%
2051	279 084	1,3%
2052	282 816	1,3%
2053	286 597	1,3%
2054	290 429	1,3%
		<b>1,21%</b>

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

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 12 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4303 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 polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

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

**Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 12**

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> )	0,9624	0,9399	0,8160	0,9671	0,9928	0,8699	
<b>ESTADISTICO t:</b>							
Variable 1	Valor	16,03	282,57	0,88	10,38	22,72	117,03
	Prob,	0,0000	0,0000	0,3899	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	25,31	19,77	10,53	8,63	-0,68	12,93
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,5040	0,0000
Variable 3	Valor				-1,85	8,24	
	Prob,				0,0773	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,03	
	Prob,					0,0000	
<b>ESTADISTICO F:</b>							
Valor	640,38	391,04	110,89	352,70	1051,89	167,12	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghin)

En la Tabla N° 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 4,96%.

**Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 12 (en MWh)**

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	114 281,84	126 885,52	97 784,00	110 797,49	102 151,85	100 620,32
2023	117 492,10	133 184,22	98 798,31	113 139,35	99 638,84	102 242,44
2024	120 702,36	139 795,58	99 777,01	115 416,88	96 130,44	103 832,42
2025	123 912,63	146 735,15	100 722,54	117 630,09	91 560,15	105 391,97
2026	127 122,89	154 019,19	101 637,05	119 778,97	85 861,44	106 922,66
2027	130 333,16	161 664,83	102 522,54	121 863,52	78 967,82	108 425,93
2028	133 543,42	169 689,99	103 380,77	123 883,74	70 812,79	109 903,10
2029	136 753,68	178 113,54	104 213,37	125 839,64	61 329,84	111 355,40
2030	139 963,95	186 955,23	105 021,84	127 731,22	50 452,46	112 783,96
2031	143 174,21	196 235,84	105 807,54	129 558,47	38 114,15	114 189,84
2032	146 384,48	205 977,14	106 571,70	131 321,39	24 248,41	115 573,99
2033	149 594,74	216 202,00	107 315,49	133 019,98	8 788,73	116 937,35
2034	152 805,00	226 934,44	108 039,95	134 654,25	-8 331,40	118 280,75
2035	156 015,27	238 199,64	108 746,07	136 224,19	-27 178,48	119 604,99
2036	159 225,53	250 024,06	109 434,76	137 729,81	-47 819,01	120 910,80
2037	162 435,80	262 435,45	110 106,84	139 171,09	-70 319,51	122 198,89
2038	165 646,06	275 462,95	110 763,12	140 548,06	-94 746,47	123 469,91
2039	168 856,33	289 137,15	111 404,30	141 860,69	-121 166,40	124 724,48
2040	172 066,59	303 490,14	112 031,07	143 109,00	-149 645,80	125 963,17
2041	175 276,85	318 555,63	112 644,07	144 292,99	-180 251,18	127 186,53
2042	178 487,12	334 368,98	113 243,89	145 412,64	-213 049,05	128 395,09
2043	181 697,38	350 967,32	113 831,07	146 467,98	-248 105,91	129 589,32
2044	184 907,65	368 389,61	114 406,15	147 458,98	-285 488,27	130 769,69
2045	188 117,91	386 676,76	114 969,61	148 385,66	-325 262,62	131 936,64
2046	191 328,17	405 871,69	115 521,91	149 248,01	-367 495,48	133 090,59
2047	194 538,44	426 019,48	116 063,49	150 046,04	-412 253,34	134 231,93
2048	197 748,70	447 167,42	116 594,74	150 779,73	-459 602,73	135 361,03
2049	200 958,97	469 365,16	117 116,07	151 449,11	-509 610,13	136 478,27
2050	204 169,23	492 664,82	117 627,84	152 054,15	-562 342,05	137 583,97
2051	207 379,49	517 121,08	118 130,38	152 594,87	-617 865,01	138 678,47
2052	210 589,76	542 791,38	118 624,02	153 071,27	-676 245,50	139 762,06
2053	213 800,02	569 735,96	119 109,08	153 483,33	-737 550,03	140 835,06
2054	217 010,29	598 018,10	119 585,85	153 831,07	-801 845,10	141 897,75
	<b>2,02%</b>	<b>4,96%</b>	<b>0,63%</b>	<b>1,03%</b>		<b>1,08%</b>

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

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

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

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado responde a una ecuación de regresión potencial, donde las ventas de energía están explicadas por las variables CLIENTES y TARIFA REAL con un rezago. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 12

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5 (seleccionado)	Modelo 6	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA12) LOG(CLIENTES)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA12) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1))	VENTAS C PBIA12 CLIENTES	VENTAS C PBIA12 CLIENTES TARIFA	LOG(VENTAS) C LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1))	LOG(VENTAS) C LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1)) AR(1)	
R <sup>2</sup>	0,9684	0,9780	0,9634	0,9669	0,9769	0,9849	
<b>ESTADÍSTICO F:</b>							
Valor	367,50	325,95	315,50	224,04	486,58	341,35	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
<b>ESTADÍSTICO t:</b>							
Variable 1	Valor	-4,62	-0,43	-3,61	0,28	0,41	0,28
	Prob.	0,0001	0,6747	0,0014	0,7801	0,6847	0,7840
Variable 2	Valor	2,38	1,04	1,96	0,72	29,37	3,93
	Prob.	0,0254	0,3089	0,0613	0,4802	0,0000	0,0008
Variable 3	Valor	8,62	11,00	9,24	8,94	-4,43	-1,37
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,1836
Variable 4	Valor		-3,26		-1,57		5,07
	Prob.		0,0035		0,1297		0,0001
Variable 5	Valor						3,28
	Prob.						0,0035

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 5, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,16%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 12 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	123 007,24	117 556,21	118 832,15	116 621,01	116 002,36	109 284,83
2023	117 764,83	114 650,69	115 362,73	114 753,19	114 890,68	108 546,36
2024	121 008,53	117 991,48	118 264,74	117 799,37	118 364,14	111 392,50
2025	124 256,08	121 344,42	121 160,28	120 842,71	121 855,99	114 242,45
2026	127 507,40	124 709,26	124 049,68	123 883,36	125 365,91	117 096,17
2027	130 762,46	128 085,78	126 933,31	126 921,49	128 893,55	119 953,60
2028	134 021,21	131 473,77	129 811,49	129 957,22	132 438,61	122 814,68
2029	137 283,64	134 873,04	132 684,52	132 990,71	136 000,80	125 679,34
2030	140 549,72	138 283,41	135 552,69	136 022,06	139 579,81	128 547,54
2031	143 819,44	141 704,71	138 416,26	139 051,40	143 175,37	131 419,22
2032	147 092,77	145 136,74	141 275,48	142 078,83	146 787,22	134 294,31
2033	150 369,70	148 579,37	144 130,57	145 104,46	150 415,09	137 172,77
2034	153 650,21	152 032,41	146 981,74	148 128,36	154 058,74	140 054,53
2035	156 934,25	155 495,71	149 829,17	151 150,63	157 717,93	142 939,54
2036	160 221,81	158 969,13	152 673,06	154 171,35	161 392,42	145 827,76
2037	163 512,86	162 452,51	155 513,55	157 190,58	165 081,99	148 719,12
2038	166 807,37	165 945,72	158 350,81	160 208,40	168 786,43	151 613,57
2039	170 105,30	169 448,60	161 184,98	163 224,86	172 505,52	154 511,07
2040	173 406,62	172 961,03	164 016,19	166 240,02	176 239,06	157 411,57
2041	176 711,30	176 482,87	166 844,56	169 253,94	179 986,85	160 315,02

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2042	180 019,30	180 014,00	169 670,22	172 266,68	183 748,71	163 221,37
2043	183 330,60	183 554,28	172 493,27	175 278,26	187 524,44	166 130,59
2044	186 645,15	187 103,61	175 313,81	178 288,76	191 313,87	169 042,62
2045	189 962,93	190 661,85	178 131,94	181 298,19	195 116,82	171 957,42
2046	193 283,90	194 228,89	180 947,75	184 306,61	198 933,13	174 874,96
2047	196 608,02	197 804,62	183 761,32	187 314,05	202 762,63	177 795,19
2048	199 935,26	201 388,94	186 572,75	190 320,55	206 605,15	180 718,07
2049	203 265,59	204 981,73	189 382,09	193 326,14	210 460,55	183 643,57
2050	206 598,98	208 582,89	192 189,43	196 330,85	214 328,66	186 571,65
2051	209 935,39	212 192,32	194 994,83	199 334,71	218 209,35	189 502,28
2052	213 274,78	215 809,92	197 798,36	202 337,75	222 102,47	192 435,41
2053	216 617,14	219 435,59	200 600,08	205 340,00	226 007,88	195 371,02
2054	219 962,43	223 069,25	203 400,04	208 341,48	229 925,44	198 309,07
	<b>1,83%</b>	<b>2,02%</b>	<b>1,69%</b>	<b>1,83%</b>	<b>2,16%</b>	<b>1,88%</b>

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinermin)

De acuerdo a la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 5), este presenta una bondad de ajuste ( $R^2$ ) de 97,69%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual según los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal según el test "F". Ver Figura N° 4.

**Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 12**

Dependent Variable: LOG(ENE12)				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 12:56				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.286106	0.695626	0.411293	0.6847
LOG(CLIAD12)	1.218790	0.041503	29.36648	0.0000
LOG(TARAD12(-1))	-0.551476	0.124411	-4.432711	0.0002
R-squared	0.976912	Mean dependent var		11.14782
Adjusted R-squared	0.974904	S.D. dependent var		0.379135
S.E. of regression	0.060062	Akaike info criterion		-2.678723
Sum squared resid	0.082970	Schwarz criterion		-2.533558
Log likelihood	37.82340	Hannan-Quinn criter.		-2.636921
F-statistic	486.5843	Durbin-Watson stat		1.004436
Prob(F-statistic)	0.000000			

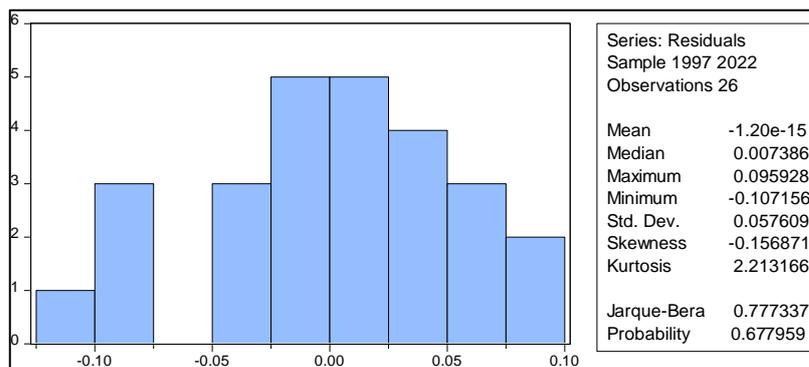
### Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 12 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

#### Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del Test de Jarque-Bera >5% (67,79%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos

Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F–statistic > 5% (30,57%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	1.248340	Prob. F(2,23)	0.3057	
Obs*R-squared	2.545967	Prob. Chi-Square(2)	0.2800	
Scaled explained SS	1.208514	Prob. Chi-Square(2)	0.5465	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 17:34				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.004085	0.020549	-0.198777	0.8442
LOG(CLIAD12)^2	-8.45E-05	0.000116	-0.728302	0.4738
LOG(TARAD12(-1))^2	0.001231	0.000998	1.233534	0.2298
R-squared	0.097922	Mean dependent var	0.003191	
Adjusted R-squared	0.019480	S.D. dependent var	0.003584	
S.E. of regression	0.003549	Akaike info criterion	-8.335914	
Sum squared resid	0.000290	Schwarz criterion	-8.190749	
Log likelihood	111.3669	Hannan-Quinn criter.	-8.294112	
F-statistic	1.248340	Durbin-Watson stat	1.672200	
Prob(F-statistic)	0.305709			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (12,29%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	2.320742	Prob. F(2,21)	0.1229	
Obs*R-squared	4.706380	Prob. Chi-Square(2)	0.0951	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/04/23 Time: 17:35				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.181326	0.665503	0.272464	0.7879
LOG(CLIAD12)	-0.011665	0.040384	-0.288865	0.7755
LOG(TARAD12(-1))	-0.016070	0.118479	-0.135639	0.8934
RESID(-1)	0.476899	0.228001	2.091652	0.0488
RESID(-2)	-0.070012	0.234904	-0.298046	0.7686
R-squared	0.181015	Mean dependent var	-1.20E-15	
Adjusted R-squared	0.025017	S.D. dependent var	0.057609	
S.E. of regression	0.056884	Akaike info criterion	-2.724566	
Sum squared resid	0.067951	Schwarz criterion	-2.482625	
Log likelihood	40.41936	Hannan-Quinn criter.	-2.654896	
F-statistic	1.160371	Durbin-Watson stat	1.858557	
Prob(F-statistic)	0.356365			

### 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 2,18% 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 12 (en MWh)**

Año	Ajuste final	TC
2022	105 794,85	-
2023	108 081,05	2,16%
2024	111 348,63	3,02%
2025	114 633,52	2,95%
2026	117 935,40	2,88%
2027	121 253,96	2,81%
2028	124 588,91	2,75%
2029	127 939,96	2,69%
2030	130 529,72	2,02%
2031	133 171,91	2,02%
2032	135 867,59	2,02%

Año	Ajuste final	TC
2033	138 617,83	2,02%
2034	141 423,74	2,02%
2035	144 286,44	2,02%
2036	147 207,10	2,02%
2037	150 186,87	2,02%
2038	153 226,96	2,02%
2039	156 328,59	2,02%
2040	159 493,01	2,02%
2041	162 721,47	2,02%
2042	166 015,29	2,02%
2043	169 375,78	2,02%
2044	172 804,29	2,02%
2045	176 302,21	2,02%
2046	179 870,93	2,02%
2047	183 511,89	2,02%
2048	187 226,54	2,02%
2049	191 016,39	2,02%
2050	194 882,96	2,02%
2051	198 827,79	2,02%
2052	202 852,47	2,02%
2053	206 958,63	2,02%
2054	211 147,89	2,02%
		<b>2,18%</b>

Fuente: Formato F-108 (PROPUESTA Osinergmin)

### 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 12) 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 considerando la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas; y, en caso no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes en todo el periodo proyectado. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

En el Área de Demanda 12, 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:

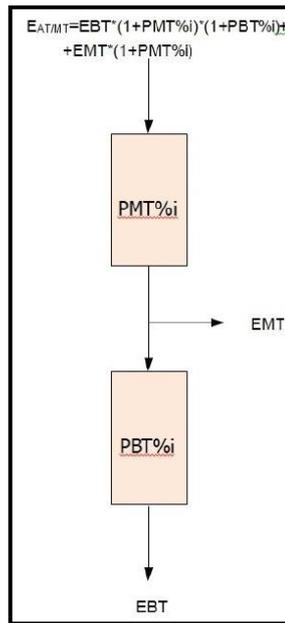
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta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

### **B.4 Integración de Pérdidas**

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 12 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**

### Diagrama Unifilar SET Ilo

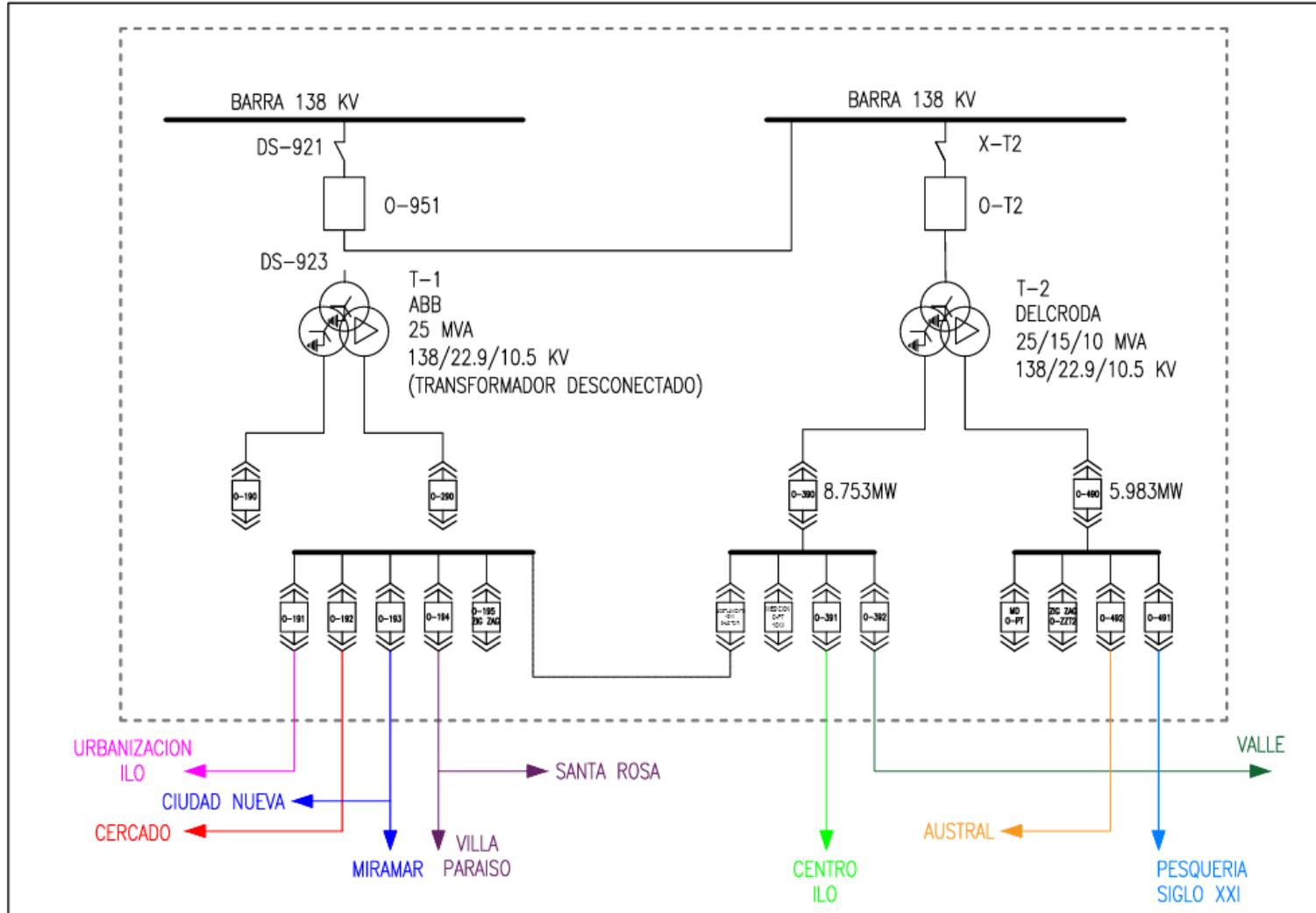
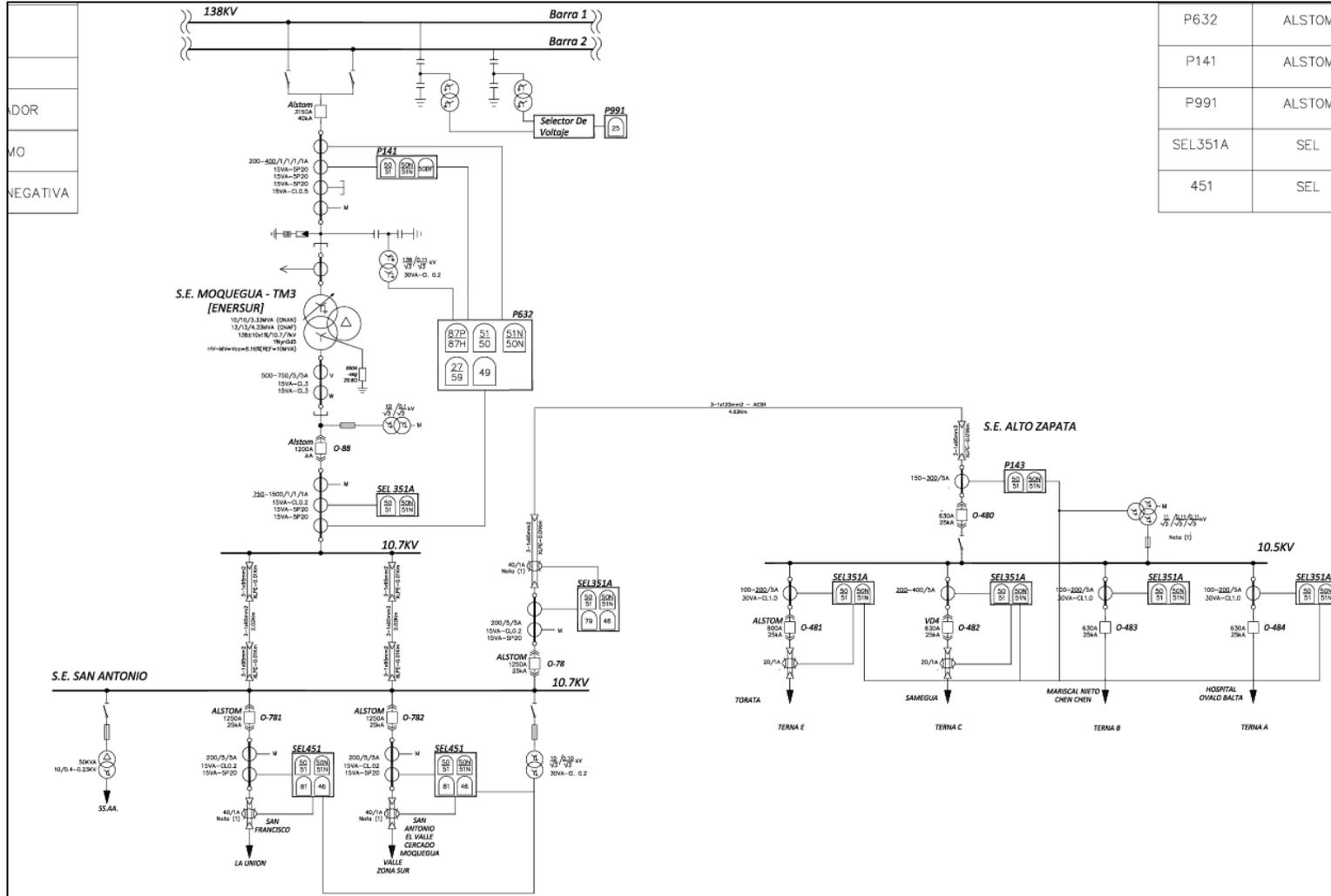
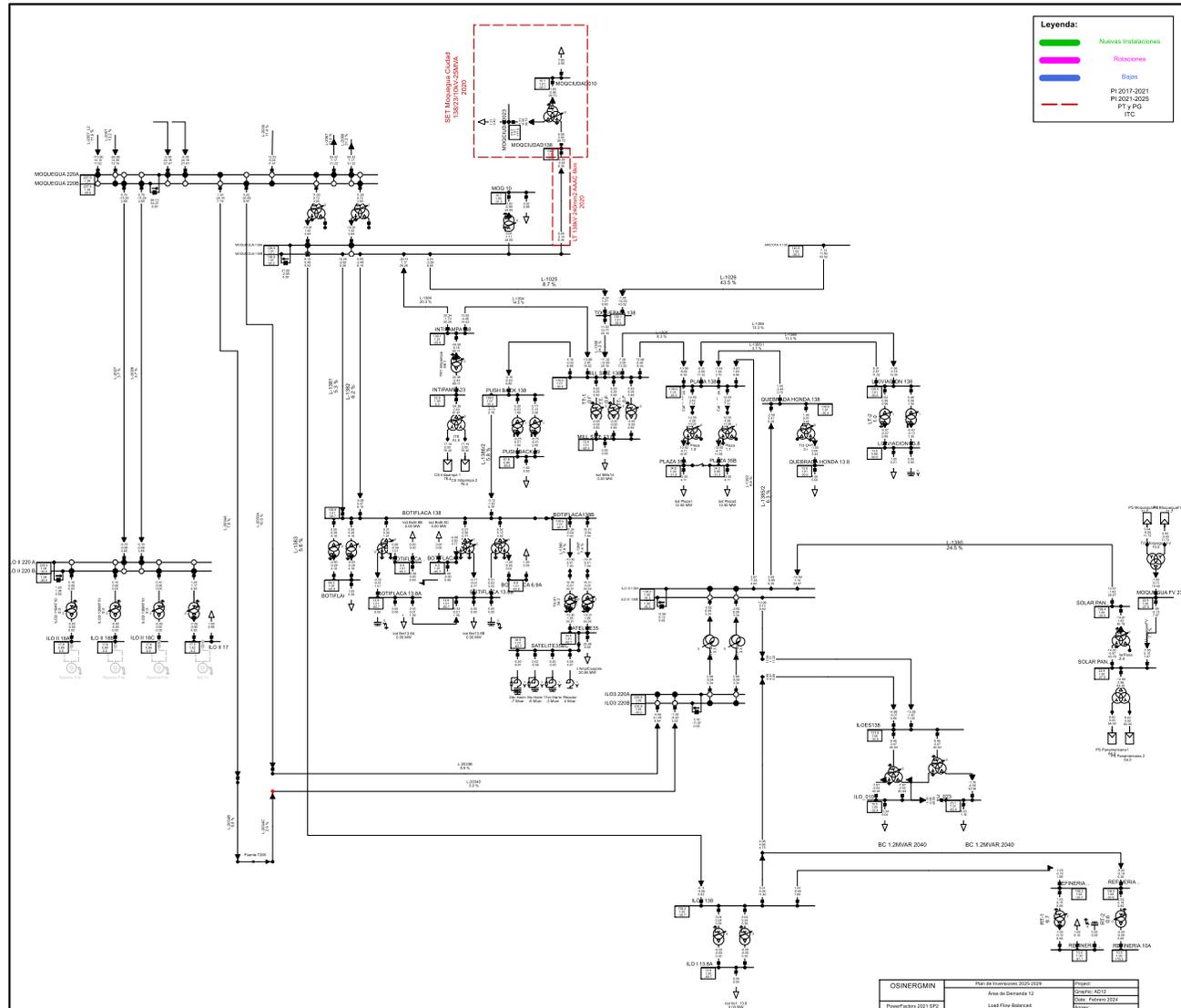


Diagrama Unifilar SET Moquegua



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

### Área de Demanda 12 (año 2029)



**Anexo E**  
**Plan de Inversiones 2025-2029**  
**determinado por Osinergmin**

**PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)**  
**Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 12**

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD
-	-	-	-	-	-

NOTA: Conforme al análisis realizado, en el periodo 2025-2029, no se requieren proyectos de inversión dentro del Área de Demanda 12.

**PROGRAMACIÓN DE BAJAS**  
**Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 12**

Programación de Bajas AD12				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
-	-	-	-	-

NOTA: Conforme al análisis realizado, en el periodo 2025-2029, no se requieren dar de baja instalaciones dentro del Área de Demanda 12.

# **Anexo F**

## **Cuadros Comparativos**

**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)  
ÁREA DE DEMANDA 12**

Año	ELECTROSUR		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	133,77	-	138,11	-
2023	158,14	18,21%	141,37	2,36%
2024	168,27	6,41%	146,27	3,46%
2025	175,63	4,37%	151,18	3,36%
2026	182,93	4,15%	154,78	2,38%
2027	186,89	2,17%	158,41	2,34%
2028	190,85	2,12%	162,05	2,30%
2029	194,57	1,95%	165,70	2,26%
2030	197,49	1,50%	168,53	1,71%
2031	200,26	1,40%	171,41	1,71%
2032	203,08	1,41%	174,35	1,72%
2033	205,96	1,42%	177,35	1,72%
2034	208,90	1,43%	180,41	1,73%

Notas:

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

**Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029  
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 12  
(USD)**

Año	Propuesta Inicial ELECTROSUR (A)	Propuesta Final ELECTROSUR (B)	Osinerghmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	1 281 381	1 281 381	-	-	-
2026	95 177	95 177	-	-	-
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 376 558</b>	<b>1 376 558</b>	-	-	-

## 9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

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