GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
✉ AV. JORGE CHÁVEZ N° 154 - MIRAFLORES
☎ 219 3400

Informe N° 083-2024-GRT

Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 2

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 2[1], para el período mayo 2025 - abril 2029.

Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA"), Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (en adelante "CVC ENERGÍA") y Dirección Ejecutiva de Proyectos Olmos-Tinajones (en adelante "PEOT"), son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 2 y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda.

Para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico - económicos presentados por los TITULARES y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones, o la información presentada como parte de la subsanación no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin procedió a no aprobar dichos casos.

De los TITULARES, ENSA, ELOR, PEOT y CVC ENERGÍA, han presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 2, correspondiente al periodo 2025-2029.

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinergmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a las propuestas presentadas:

- Se ha incluido nuevas cargas que cuenten únicamente con el sustento documentado. Asimismo, en el formato "F-113" no se ha considerado

[1] Área de Demanda 2: Abarca el departamento de Lambayeque y parte de los departamentos de Cajamarca y Amazonas.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución Nº 081-2021-OS/CD.

Demandas Incorporadas con potencias menores que 200 kW debido a que son 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 2; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.

- Las sobrecargas en la transformación fueron atendidas mediante la rotación de transformadores, con puntuales adquisiciones de nuevas unidades. Para el efecto se realizó la proyección espacial de la potencia, en lo posible con base en los pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores, a fin de identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio.

- Se considera las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025, su modificatoria.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, dentro del PI 2025-2029, se aprueban:

ENSA

- En la SET Chiclayo Norte, tres celdas de alimentador de 10 kV y una celda de medición de 10 kV.
- En la SET Pampa Pañalá, un transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- En la SET Cutervo, un transformador 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.

ELOR

- En la SET Jaén, dos celdas de alimentador de 10 kV, una celda de medición de 10 kV y una celda de transformador de 10 kV.
- En la SET Bagua, dos celdas de alimentador de 10 kV, una celda de medición de 10 kV, una celda de transformador de 10 kV y dos celdas de línea 60 kV.
- En la SET Bagua Grande, dos celdas de alimentador de 10 kV, una celda de medición de 10 kV y una celda de transformador de 10 kV.
- En la SET Muyo, dos celdas de línea 60 kV y una celda de transformador de 60 kV.
- Línea 60 kV de SET Muyo a SET Chiriaco.
- En SET Chiriaco, una celda de línea transformador 60 kV, celdas de transformador de 22,9 kV, transformador 60/22,9 kV de 15 MVA, dos celdas de alimentador de 22,9 kV y celda de medición de 22,9 kV.
- LT 60 kV Bagua – Muyo.

CVC ENERGÍA

- Línea 220 kV de SET Felam a SET Sureños.
- Nueva SET Sureños 220/60/22,9 kV de 60/60/30 MVA que incluye: celda de línea transformador 220 kV, celda de transformador 60 kV,

celda de transformador 22,9 kV, dos celdas de alimentador de 22,9 kV y una celda de medición 22,9 kV.

- En la SET Felam, una celda de línea 220 kV.

De los elementos aprobados, los nuevos transformadores en las SET Cutervo y Pampa Pañalá remplazarán a los existentes, siendo que estos últimos quedarán como transformadores disponibles y reserva respectivamente.

En resumen, el PI 2025-2029 del Área de Demanda 2, se muestra en el siguiente cuadro:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 2
Periodo 2025-2029

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 2	**21 198 167**	**90,34**	**135**	**40**
ENSA	**2 324 578**	**0**	**60**	**6**
AT				
Celda				
Línea				
TP	911 476		30	1
MAT				
Celda				
Línea				
TP	1 134 908		30	1
MT				
Celda	278 195			4
CVC ENERGÍA	**7 531 935**	**21**	**60**	**9**
AT	**410 785**			
Celda	410 785			1
Línea				
TP				
MAT	**6 710 759**			
Celda	1 261 251			2
Línea	2 530 858	21		1
TP	2 918 650		60	1
MT	**410 391**			
Celda	410 391			4
ELOR	**11 341 653**	**69,34**	**15**	**25**
AT				
Celda	1 714 105			6
Línea	6 781 513	69,34		2
TP	1 333 974		15	1
MAT				
Celda				
Línea				
TP				
MT				
Celda	1 512 062			16

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN 6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS 6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES 8
2. UBICACIÓN 12
3. PROPUESTA INICIAL 17
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 17
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 19
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS 23
5. PROPUESTA FINAL 30
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 30
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 32
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN 37
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA 37
6.1.1 Información Base 38
6.1.1.1 Ventas de energía 38
6.1.1.2 Variables explicativas 38
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados 38
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres 39
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas 39
6.1.5 Proyección Global 40
6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico 41
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN 43
6.2.1 Consideraciones 44
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual 44
6.2.3 Análisis de Alternativas 47
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo 47
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo baja densidad 50
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Chota – Chongoyape – San Ignacio y San Ignacio Rural 55
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto 55
6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bagua – Jaén – Cutervo y Bagua – Jaén Rural 56
6.2.3.6 Sistema Eléctrico Olmos ..... **¡Error! Marcador no definido.**
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029 58
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029 58
6.2.4.2 Programación de Bajas 59
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025 61
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 62
8. ANEXOS 63
9. REFERENCIAS 208

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 2, 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")[2].

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

[2] **Artículo 8º**.- 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 42º.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

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

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE[4], la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, 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[5] de la Ley Nº 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)[6] del numeral 27.2 del Artículo 27° de la misma Ley Nº 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 y 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[7].

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

---

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(…)

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

(…)

[7] **Artículo 139º**.-

(…)

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

OSINERGMIN 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 OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio.

(…)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(…)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(…)

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

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

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

La base normativa antes citada, comprende para todos los casos, sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinergmin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: "Regulación Tarifaria", "Visita página de Regulación Tarifaria", "Procesos Regulatorios", "Electricidad", "Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT",

"En Proceso", "Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029".

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

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

Publicación del Proyecto de Resolución

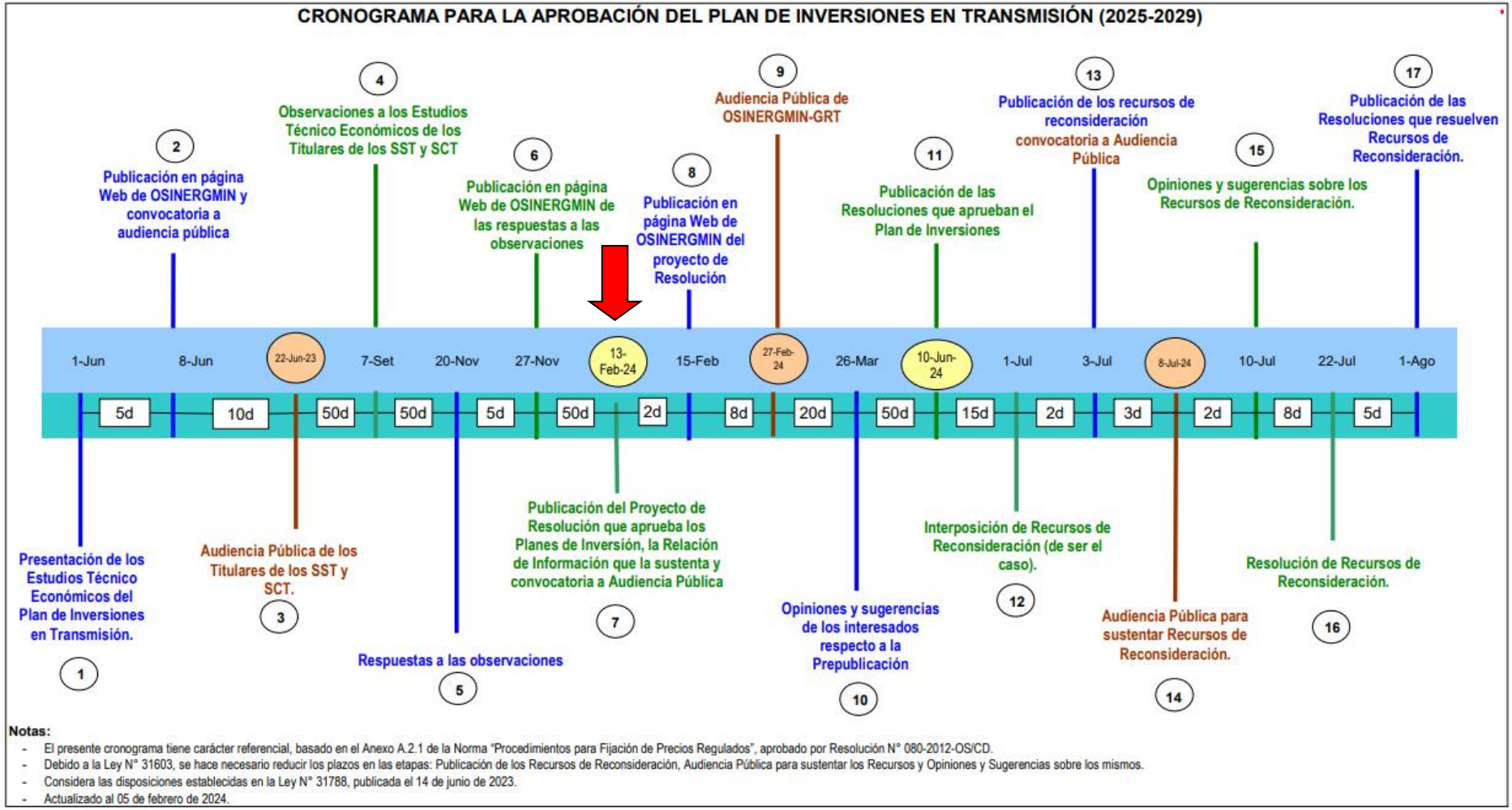
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024 Osinergmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en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

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

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

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señaliza 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 2 está circunscrita al departamento de Lambayeque, y parte de los departamentos de Cajamarca y Amazonas, los cuales se ubican en la región Norte del Perú.

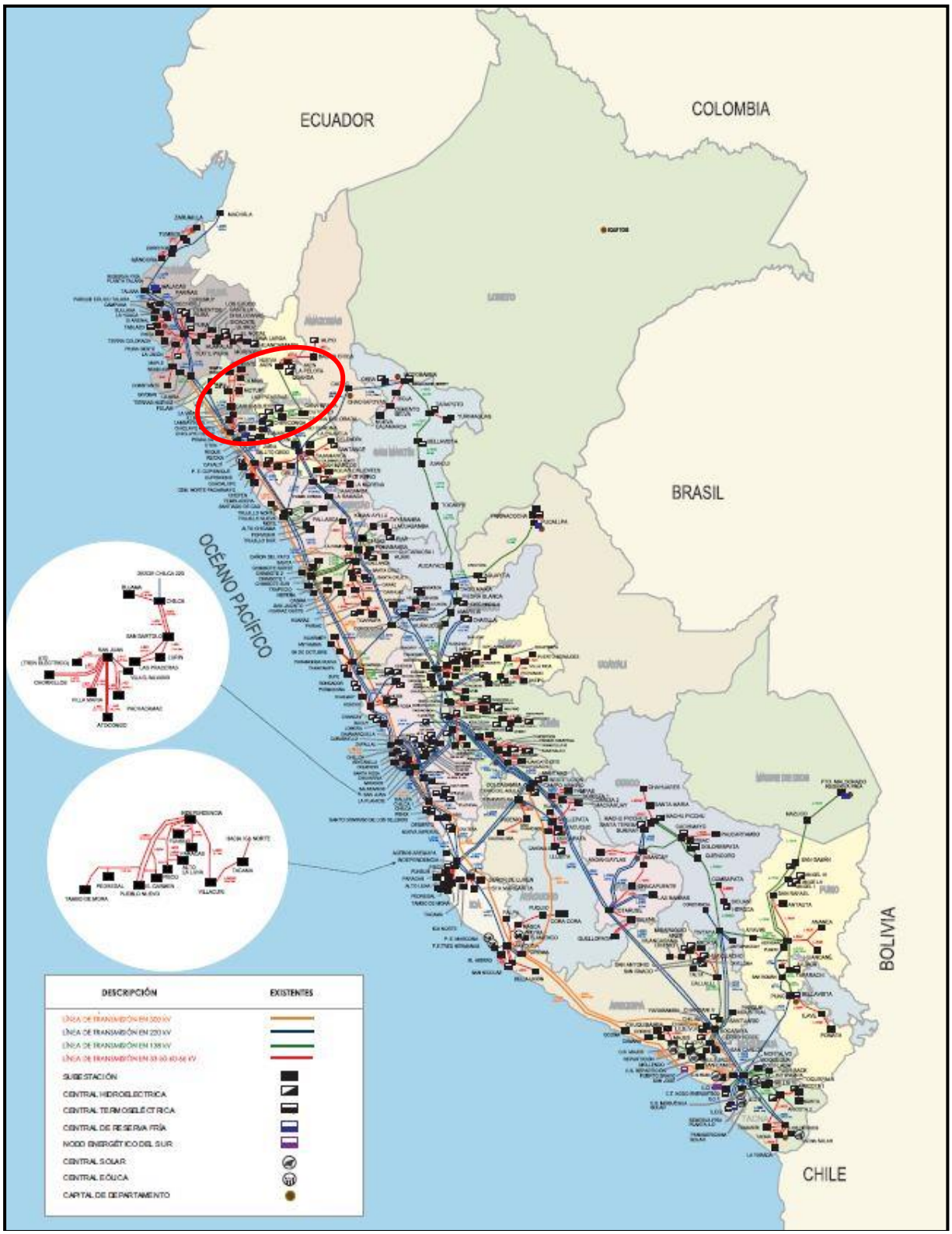
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES"): Electronorte S.A. (en adelante "ENSA"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA"), Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. (en adelante "CVC ENERGÍA"), Dirección Ejecutiva de Proyectos Olmos-Tinajones (en adelante "PEOT") y EMSEU S.A.C.

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 2 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Olmos – Motupe – Íllimo
- Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Niepos
- Cutervo, Querocoto
- Chongoyape, Chota, Chota Rural
- Utcubamba
- Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural, San Ignacio

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 2.

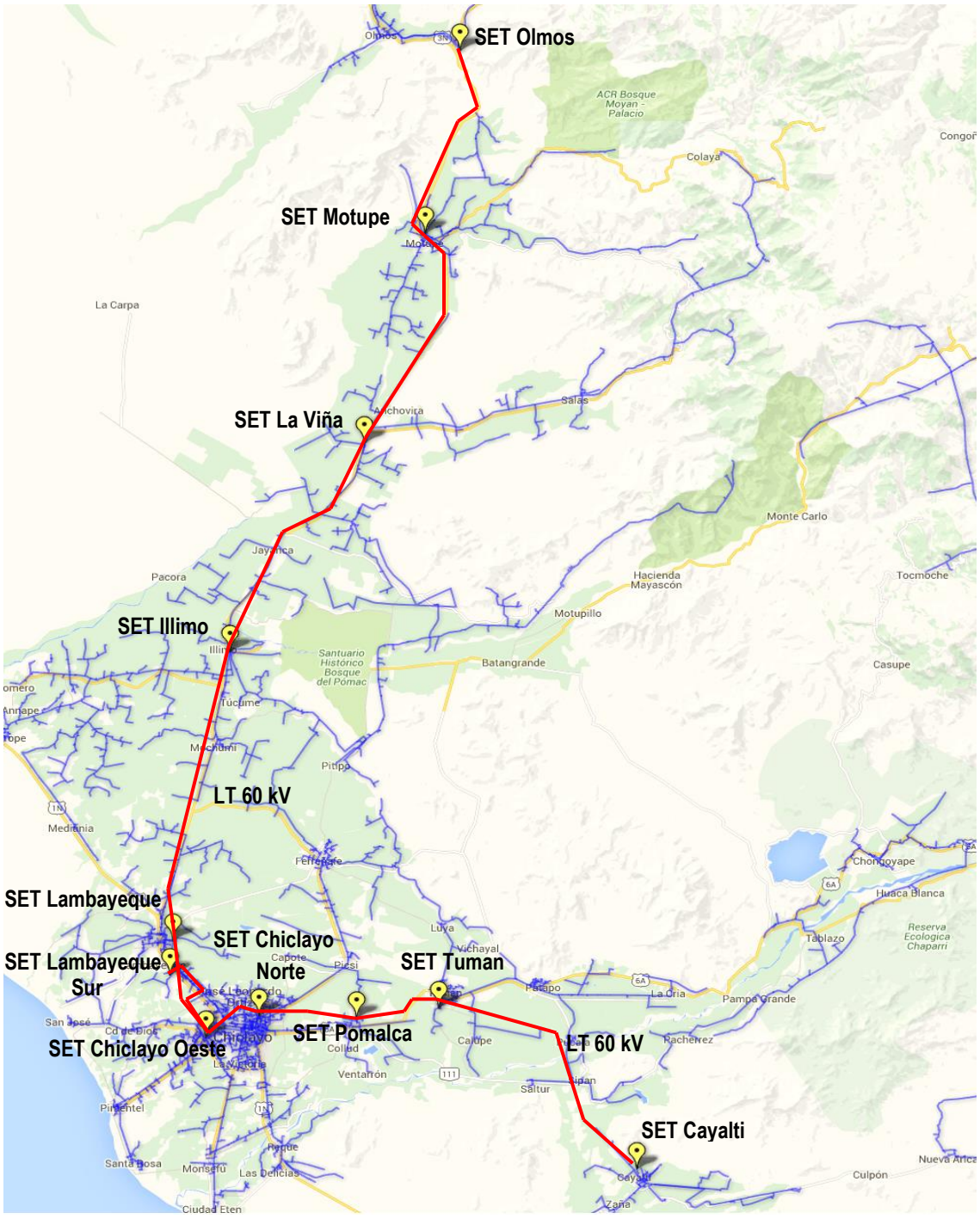
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 2



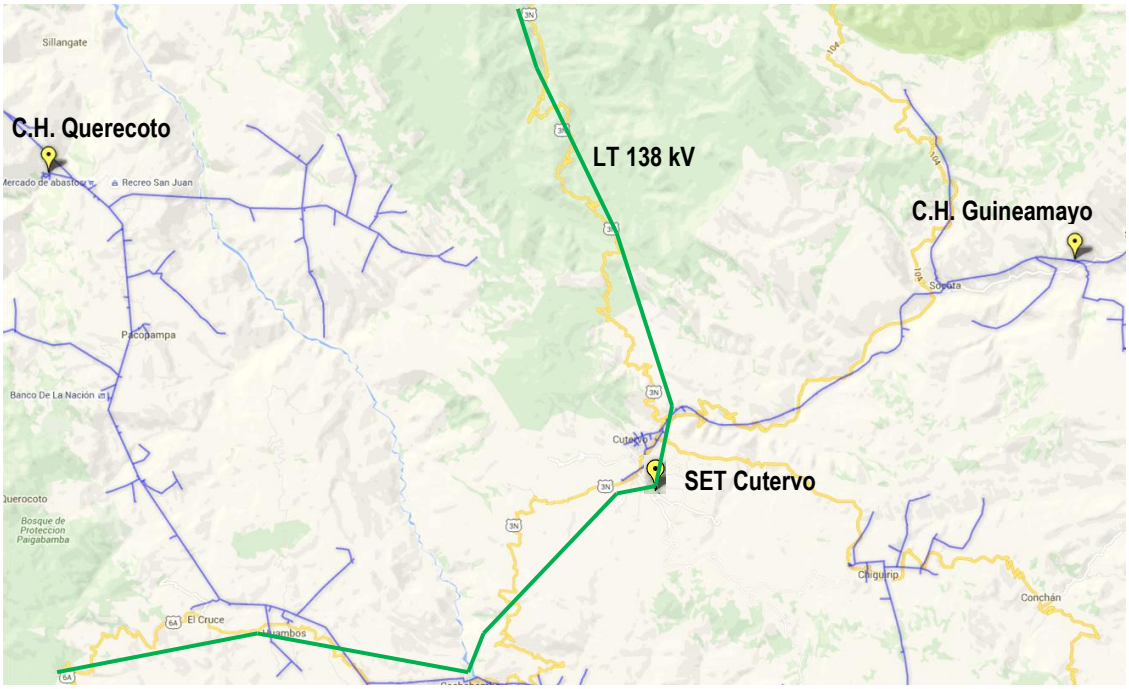
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2019

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 2.

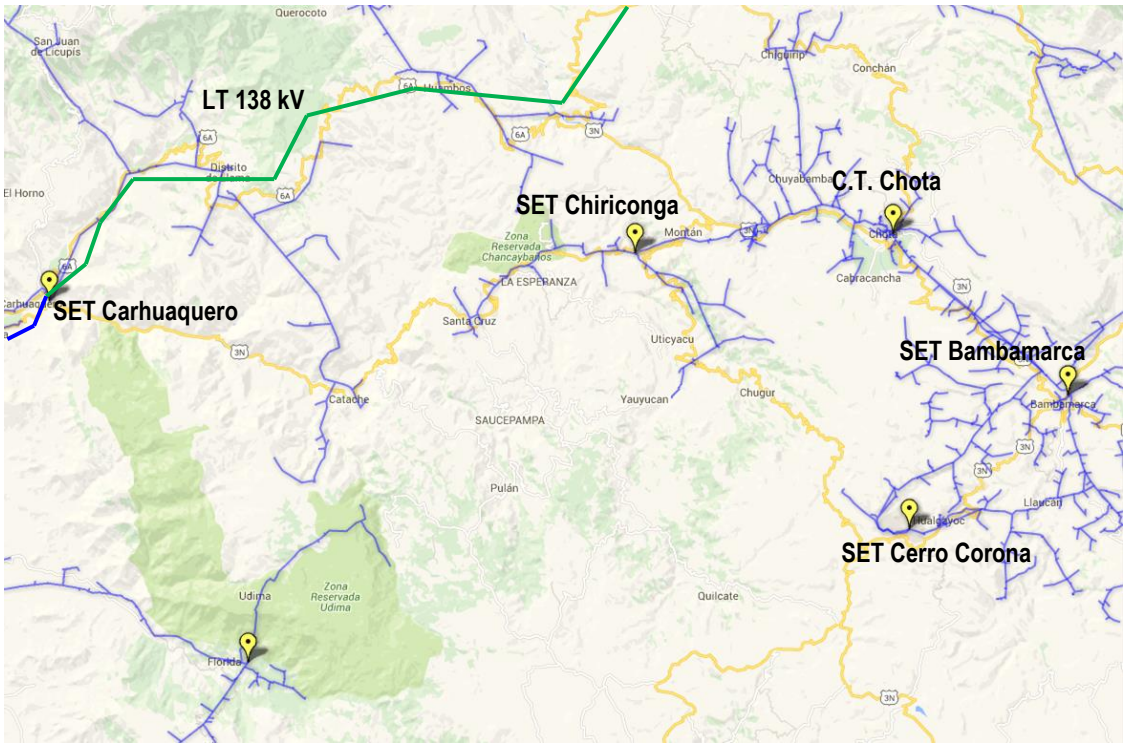
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 2.



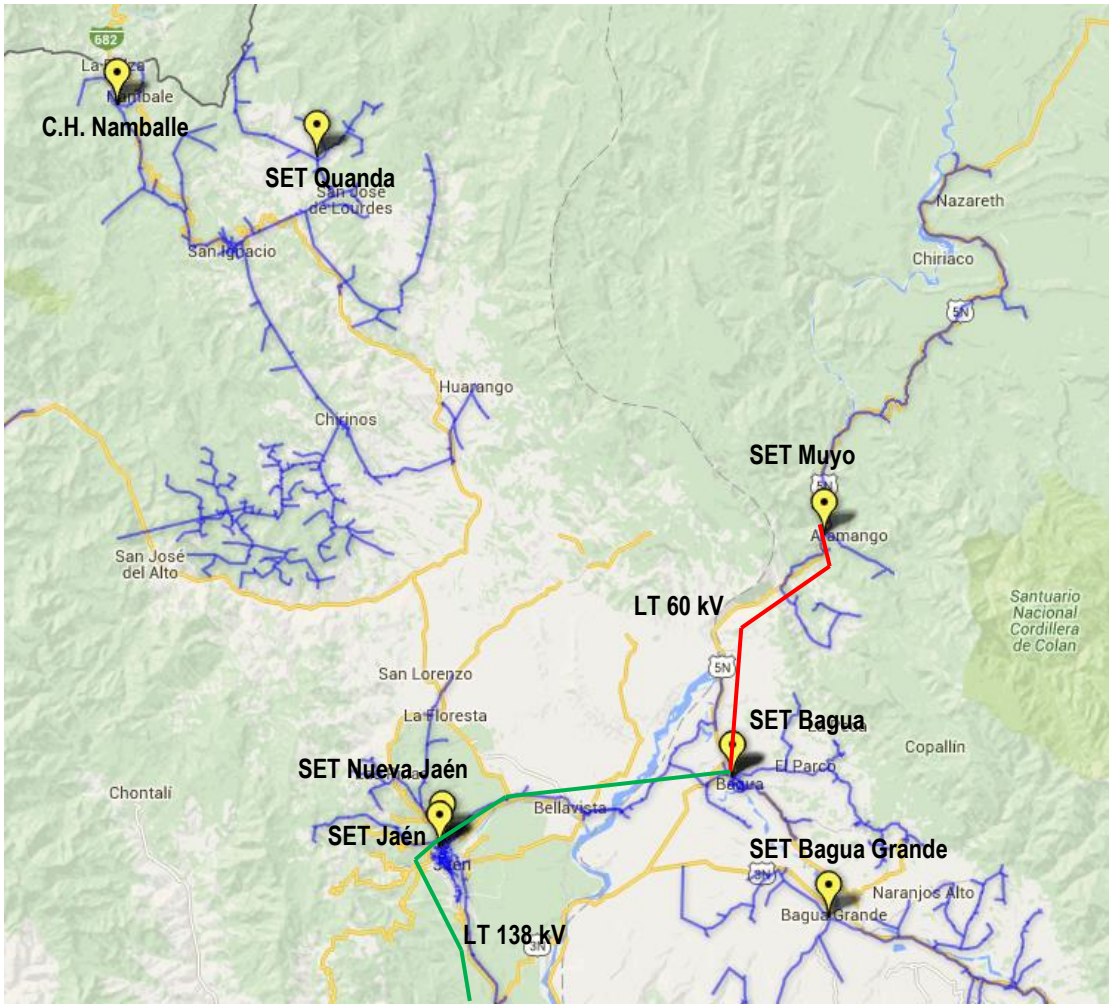
Sistemas: Chiclayo, Chiclayo Baja Densidad, Olmos, Niepos, Olmos-Motupe-Illimo



Sistema: Cutervo, Querocoto



Sistema: Chota, Chota Rural, Chongoyape



Sistemas: Bagua, Bagua-Jaén, San Ignacio

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante la carta ENSA-GT-APG-0525-2023, G-352-2023, CEV N°1694-2023/GG.GG, Oficio N° 870-2023-GR.LAMB/PEOT-GG, recibidas todas el 01 de junio de 2023, las empresas ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT presentaron en forma independiente un 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 2.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria remitida con carta ENSA-GT-APG-0805-2023 el 15 de agosto de 2023.

En adelante se refiere a todos estos documentos en conjunto o en forma independiente, como "PROPUESTA INICIAL" - [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

ENSA menciona que en la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados ha considerado modelos de tendencia y modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI, la población, los clientes y precio medio como variables explicativas para el periodo 2021-2051. En cuanto a la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Libres, señala que ha considerado la lista de Usuarios Libres hasta el año 2022. Con respecto a las demandas adicionales o factibilidades, ENSA indica que agregó las cargas futuras hasta el año 2023. La demanda proyectada de dichos usuarios, se tomó en forma escalonada hasta su máxima demanda, para luego mantenerse de forma constante.

ELOR, por su parte, afirma que ha proyectado la demanda de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 2 aplicando el método de tendencias y el método econométrico. Aclara que la proyección de demanda de estos usuarios ha determinado por sistema eléctrico. Añade que para los sistemas eléctricos ha considerado las demandas de las factibilidades mayores o iguales a 200 kW y fueron depuradas las menores a 200 kW.

Por su lado, CVC ENERGÍA menciona que en la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados ha considerado modelos de tendencia y modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI, la población, los clientes y precio medio como variables explicativas para el periodo 2023-2054. En relación a su proyección de ventas de energía de los Usuarios Libres menciona que, proviene principalmente de las solicitudes de ampliación de carga y/o solicitudes de nuevos suministros. Agrega que, la demanda registrada al año 2022, permanecerá constante hasta el año 30 y que ha considerado como Demanda Incorporada a los potenciales usuarios que han hecho su requerimiento de energía.

Finalmente, PEOT sostiene que la proyección de demanda global del Área de Demanda 2 que presenta en su PROPUESTA INICIAL ha sido determinada por ENSA porque es quien comercializa electricidad y cuenta con mayor presencia de instalaciones de transmisión en dicha Área de Demanda. Respecto de la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, indica que ha considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro y que ha tomado en cuenta las cargas de usuarios libres y mayores existentes constantes en el horizonte de evaluación, para ello han considerado información de los clientes libres existentes a diciembre del año 2022.

En síntesis, los TITULARES mencionan haber proyectado la demanda del Área de Demanda 2, incorporando la proyección de energías de Usuarios Regulados a la proyección de energías de Usuarios Libres y Demanda Incorporada, por barra MT, y utilizando los factores de carga determinados.

En el Cuadro N° 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL por los TITULARES.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Chiclayo	Chota, Chongoyape y Chota Rural	Chiclayo Baja Densidad	Cutervo y Querocoto	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	Chachapoyas, Chachapoyas Rural	Bambamarca y SER Bambamarca
2022	109,86	3,57	75,41	9,05	33,63	9,03	7,20
2023	119,63	3,99	84,80	10,22	33,04	9,29	7,41
2024	126,41	4,28	94,34	10,98	42,04	9,60	7,65
2025	133,34	4,57	101,29	11,76	45,34	9,92	7,91
2026	140,34	4,86	107,46	12,55	48,69	10,25	8,17
2027	150,66	5,30	114,08	13,77	51,68	10,56	8,42
2028	161,00	5,75	119,53	14,99	52,48	10,88	8,67
2029	171,35	6,20	124,68	16,22	53,30	11,19	8,92
2030	181,70	6,64	129,42	17,44	54,14	11,51	9,17
2031	192,07	7,09	134,18	18,67	55,00	11,82	9,43
2032	195,44	7,22	138,97	18,98	55,88	12,14	9,68
2033	198,83	7,34	140,70	19,30	56,78	12,46	9,93
2034	202,23	7,47	141,79	19,62	57,70	12,78	10,19
TC	**5,2%**	**6,3%**	**5,4%**	**6,7%**	**4,6%**	**2,9%**	**2,9%**

Notas:
(1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
(3) La demanda presentada para los sistemas eléctricos "Chiclayo", "Chota, Chongoyape y Chota Rural", "Cutervo y Querocoto", "Chachapoyas, Chachapoyas Rural" y "Bambamarca y SER Bambamarca" corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRONORTE.
(4) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", corresponde a la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA.
(5) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio" a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRO ORIENTE.

Del cuadro N° 3.1 se desprenden los siguientes incrementos de demanda:

- ENSA para el sistema eléctrico "Chiclayo", propone un incremento de 56,0% en el año 2029 (171,35 MW) respecto del año 2022 (109,86 MW).
- CVC ENERGÍA para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", propone un incremento de 65,3% en el año 2029 (124,68 MW) respecto del año 2022 (75,41 MW).
- ELOR para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio", propone un incremento de 58,5% en el año 2029 (53,30 MW) respecto del año 2022 (33,63 MW)

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA INICIAL de ENSA

La PROPUESTA INICIAL de ENSA considera como inversiones nuevos proyectos por demanda, por confiabilidad y por seguridad, entre los cuales se tienen:

Por Demanda:

- Nueva SET Mocupe, (TP- 30 MVA, 01 celda de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2027
- LT 60 kV Cayaltí - Mocupe, año 2027.
- Transformador 138/22,9/10 kV y celdas en SET Cutervo, (TP- 30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2027.

Por Confiabilidad:

- Nueva SET Chimban 66/22,9/10 kV, (TP- 30 MVA, 01 celda de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2027.
- 02 celdas de línea de la SET Nueva Motupe, año 2026.
- 01 celda de línea de la SET Mórrope, año 2026.
- L.T. 60 kV SE Chota - SE Chimban, año 2027.
- L.T. 60 kV SE Nueva Motupe - SE 6036, año 2028.
- LT 220 kV Nueva Motupe – Tierras Nuevas, año 2028.
- LT 60 kV Lambayeque Norte - Mórrope, año 2028.

- L.T. 220 kV SE Reque - SE Nueva Pomalca, año 2028.
- Nueva SET Nueva Pomalca, (TP- 50 MVA, 02 celda de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2028.
- L.T. 60 kV SE Nueva Pomalca - SE Pomalca, año 2028.

Por Seguridad:

- Reemplazo de celdas SET Pomalca, (02 celdas de transformador, 01 celda de medición, 02 celdas de alimentador), año 2025.
- Reemplazo de celdas SET Tumán, (01 celda de medición, 03 celdas de alimentador), año 2025.
- Reemplazo de celdas SET La Viña, (01 celda de medición, 02 celdas de alimentador), año 2025.
- Cambio de tramo de L.T 60 kV Chiclayo Norte - Pomalca por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (nuevo tramo, aproximadamente, 2km), año 2025.

Por Renovación

- Reemplazo de las celdas de transformador en 60 y 10 kV, tres (03) celdas de alimentador y dos celdas de medición en la subestación Chiclayo Norte, año 2026.

PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA

La PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA considera como inversiones nuevas proyectos por demanda, entre los cuales se tienen:

- Línea de Transmisión 220kV Felam - Sureños - 20.9 km con 02 celdas de línea, año 2025.
- Nueva SET Sureños, de 220/60/23kV, (TP-60 MVA, 01 celda de transformador, 01 celda de medición, 03 celdas de alimentador), año 2025. Adicionalmente 03 celdas de alimentador para los años 2026, 2029 y 2032.

PROPUESTA INICIAL de ELOR

La PROPUESTA INICIAL de ELOR considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por Demanda:

- Una celda de alimentador 10 kV en SET Jaén, año 2026.
- Transformador 60/22,9/10 kV 30 MVA en SET Jaén, año 2026.
- Reconocimiento de instalación de dos celdas de alimentador en 22.9 kV en la SET Caclic, año 2025.

Por Seguridad:

- Dos celdas de alimentador 10 kV en SET Jaén, año 2026.
- Dos celdas de alimentador 10 kV en SET Bagua, año 2026.

- Dos celdas de línea 60 kV en SET Bagua, año 2026.

Por Confiabilidad:

- Una celda de alimentador 22,9 kV en SET Bagua Grande, año 2026.
- Nueva SET Seasme 138/33/22,9, año 2029.

PROPUESTA INICIAL de PEOT

La PROPUESTA INICIAL de PEOT considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por renovación:

- Cambio de dos celdas de transformador 10 - 22,9 kV y cinco celdas de alimentadores 10 y 22,9 kV en SET Íllimo, año 2028.
- Cambio de tres celdas de alimentador 10 kV en SET Lambayeque, año 2028.
- Cambio de Transformador 60/10 kV – 9MVA y dos celdas de transformador 60 y 10 kV SET Lambayeque, año 2029.
- LT 60 kV Chiclayo – Lambayeque, año 2025

Cuadro Nº 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 2
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 2	**94 136 810**	**367,86**	**260**	**118**
ENSA	**61 354 375**	**171,9**	**140**	**69**
AT				
Celda	7 975 936			14
Línea	13 935 314	99,9		6
Transformador	5 445 968		60	2
Banco				
MAT				
Celda	5 328 355			6
Línea	17 675 977	72		2
Transformador	6 830 188		80	2
Banco				
MT				
Celda	4 162 636			37
Banco				
ELOR	**23 549 068**	**171**	**45**	**23**
AT				
Celda	732 630			4
Línea				
Transformador	973 741		30	1
Banco				

MAT				
Celda	1 639 947			3
Línea	17 324 072	171		1
Transformador	1 557 035		15	1
Banco				
MT				
Celda	1 321 643			13
Banco				
CVC ENERGÍA	**6 935 940**	**20,9**	**60**	**12**
AT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda	1 281 255			2
Línea	2 196 836	20,9		1
Transformador	2 641 907		60	1
Banco				
MT				
Celda	815 942			8
Banco				
PEOT	**2 297 427**	**4,06**	**15**	**14**
AT				
Celda				
Línea	172 149	4,06		1
Transformador	725 860		15	1
Banco				
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	1 399 418			12
Banco				

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante Oficios N° 1511-2023-GRT, N° 1536-2023-GRT, N° 1543-2023-GRT y N° 1516-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinergmin remitió a ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinergmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del PI 2025-2029, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.1 del PROCEDIMIENTO.

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

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

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

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

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

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO debe incluir un resumen de la relación de proyectos a darse de Baja que resulta del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se presenta la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja. Por ejemplo, para las celdas que solicita cambiar en la SET Chiclayo Norte, ENSA debe completar la información faltante e indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.

- ENSA no presenta los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permita evaluar su solicitud de sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los Formatos de Información General F-000. En ese sentido, ENSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

- ENSA presenta 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, ENSA debe completar el periodo de proyección estar comprendido hasta el año 2054.

- Los valores históricos de las variables explicativas empleadas en la proyección de demanda regulada deben ser consideradas incluso hasta el año 2022 (Año Representativo). Los valores hasta el año 2021 deben ser tomados de los planes de inversión anteriores o en su defecto del proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025), por ser históricos.

- Varios de los formatos F-100 presentan información incompleta en cuanto no se ha consignado los valores de las proyecciones de algunas cargas como los nombres de los usuarios libres, así también se ha verificado errores en la selección de celdas para cuantificar los totales de las cargas proyectadas por nivel de tensión. Revisar formatos F-110 al F-112. Además, falta completar la información en el archivo F-100, en cuanto ENSA no ha presentado un formato F-121 auxiliar donde se evidencien las demandas que van a los archivos de flujo.

- ENSA 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.

- ENSA no presenta la totalidad de los registros de energía de cada 15 minutos y de los presentados no realiza la depuración de datos atípicos. Al respecto, ENSA debe sustentar la necesidad de la depuración o de lo contrario, corrija y adjunte el proceso de depuración mencionada con archivos de sustento.

- En relación a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, ENSA debe presentar el sustento de la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

- ENSA en su diagnóstico (formato F-202) no está considerando los proyectos aprobados en los Planes de Inversión anteriores, ni en sus respectivas modificaciones. Por ejemplo, no es tomado en cuenta la SET Chiclayo Centro, por ello, la SET Chiclayo Oeste presenta sobrecargas, siendo que estas fueron solucionadas con los traslados de carga realizadas en el Plan de Inversiones 2021-2025.

- De acuerdo a lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, se solicita que ENSA presente los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

- ENSA presenta en su ESTUDIO cuadros correspondientes al diagnóstico de subestaciones en el periodo 2021-2025, en dichos cuadros se muestran información de la máxima demanda, el factor de uso y la potencia instalada de las subestaciones. Sin embargo, esta información no se encuentra vinculada con los formatos F-100 y F-200. Al respecto ENSA debe presentar los archivos de sustento debidamente validados y vinculados que justifiquen la información que presentan en su ESTUDIO.

- Tanto en el Resumen Ejecutivo como en el Volumen III: “Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar”, se menciona incluir proyectos en el proceso de modificación del PI 2025-2029. En ese sentido, ENSA debe validar y definir si las solicitudes corresponden al presente proceso o están en evaluación para el siguiente.

- En el Volumen III: “Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar" del Informe, en la sección 5.1 “Implementación de Transformadores, hace mención de un grupo de transformadores que entrarían hasta el 2029 para solucionar problemas de sobrecarga; sin embargo, en la sección 6.7 “Plan de Inversiones en Transmisión”, en la cual se hace mención de todos los elementos solicitados, los transformadores antes mencionados no figuran. Como ejemplo se tiene a los Transformadores de la SE Pomalca, SE Viña, SE Pampa Pañalá, Chiclayo Oeste. Por lo tanto, ENSA debe complementar el Volumen III.

- El esquema unifilar del archivo de flujo no guarda relación con los archivos de sustento: diagrama unifilar (.dwg), y formato F-200. Por ejemplo, en el formato F-200 no se considera la totalidad de las SET’s del sistema eléctrico Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural y la SET Tierras Nuevas, pero están incluidas en el archivo “.pfd”.

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

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO no se presenta de manera clara la relación de proyectos a darse de Baja, que resultaría producto del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se incluye la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja; por ejemplo, las celdas de la SET Moyobamba. En ese sentido, se requiere que se complete la información faltante o, en caso contrario, se indique, con el sustento debido, el destino de dichos Elementos.

- ELOR no ha presentado todos los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, ELOR debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

- ELOR presenta 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 año 2054.

- ELOR 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.

- ELOR no presenta los documentos que justifican la demanda (ampliación de carga de nuevos Usuarios Libres y Demandas Incorporadas), por lo que el sustento de la Proyección de Demanda está incompleto.

- Sobre los factores de expansión de pérdidas equivalentes en Media Tensión y Baja Tensión, no se ha evidenciado el sustento de su cálculo. Al respecto, ELOR debe justificar dichos cálculos y, en su efecto, emplear los factores de expansión de pérdidas vigentes.

- En cuanto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, se debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, tal como se indica en el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.

- No se cumple con lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, ya que el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Por ejemplo, solicitan la SET Seasme para el año 2029; sin embargo, en los archivos “PFD” no se observa dicho proyecto. Al respecto, ELOR debe presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

- De acuerdo a lo requerido en el numeral 12.1.8.c de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO debe considerar un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SETs.

- Si bien ELOR en su ESTUDIO presenta metodologías y criterios para realizar la planificación de sus sistemas de transmisión, no los aplica en su propuesta de Plan de Inversiones.

- ELOR presenta archivos de sustento que no corresponden con lo propuesto en su ESTUDIO. Por ejemplo, formatos F-200, F-300, F-400, archivos de flujo, etc. Al respecto, ELOR debe corregir donde corresponda en cumplimiento de la NORMA TARIFAS.

- Se observa que los mapas de densidad de carga no han sido presentados, ni en formatos pdf, ni en los formatos de AutoCAD según lo requerido en la NORMA TARIFAS.

- ELOR indica que para la valorización de sus alternativas de planeamiento ha considerado la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), actualizada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD. Al respecto, ELOR debe considerar la última actualización de la BDME aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.

- Se requiere que ELOR sustente sus solicitudes empleando adecuadamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. Esto es, el criterio de confiabilidad que se refiere a la redundancia bajo el criterio de N-1, para una demanda superior a los 30 MW; mientras que el criterio de seguridad corresponde a líneas del SST que no cumplan con las distancias de seguridad o con los anchos mínimos de faja de servidumbre.

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

- CVC ENERGÍA presenta formatos que están vacíos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, deberá completar la información o justificar las razones por las que no se consigna lo establecido por la NORMA TARIFAS.

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

- Los datos correspondientes al año 2022 de todas las variables explicativas que usaron en las proyecciones de demanda regulada no han podido ser validados, toda vez que el año 2022 corresponde al Año representativo y, por tanto, el dato de ese año debe ser considerado histórico y no estimado. En ese sentido, CVC ENERGÍA deberá corregir las proyecciones de las ventas de energía.

- Para la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

- El diagnóstico de las instalaciones de transmisión debe realizarse con las instalaciones aprobadas en los planes de inversión, tal como se señala en el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, el caso de la SET Mórrope.

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

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO debe incluir un resumen de la relación de proyectos a darse de Baja que resulta del planeamiento propuesto, requeridos en el PI 2025-2029. Asimismo, en el ESTUDIO debe incluir Elementos candidatos a Baja, por ejemplo, el transformador de la SET Lambayeque que solicita cambiar. En ese sentido, PEOT debe completar la información faltante o indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.

- PEOT no ha presentado los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos de información general F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, se requiere que PEOT presente los formatos de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

- PEOT no ha presentado el sustento documentario de la proyección de demanda de su propuesta. Asimismo, respecto a los formatos F-100, debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas, la cual además debe presentarse en un workfile (archivo de E-Views); 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.

- Los registros de ventas de energía presentados por PEOT para el año 2022 no corresponden a los de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no están debidamente estimadas. Por lo tanto, PEOT debe corregir los valores de ventas y calcular la proyección de demanda.

- PEOT no ha presentado el sustento de la determinación de los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo que PEOT debe adjuntar los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, PEOT debe tener en cuenta las nuevas cargas propuestas por las empresas Electronorte S.A., Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. y Electro Oriente S.A. para el Área de Demanda 2 (AD2) en el PI 2025-2029.

- PEOT solicita el cambio de elementos por antigüedad; sin embargo, a fin de validar la obsolescencia de tales, se requiere informes detallados de las últimas fallas presentadas y de los respectivos mantenimientos realizados, así como, el detalle de los problemas en la operación de las subestaciones.

- PEOT en el formato F-305, no señala explícitamente el Titular a asignar los Elementos solicitados, por lo tanto, PEOT debe verificar y corregir el formato F-305.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con Cartas N° GT-APG-1235-2023, Nº G-747-2023, N° CEV 3844-2023/GG.GG y Oficio N° 1921-2023-GR.LAMB/PEOT-GG recibidas todas el 20 de noviembre de 2023, las empresas ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a sus PROPUESTAS INICIALES, las mismas que conjuntamente con la información complementaria que se acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL.

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

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

5.1 Proyección de la Demanda

La proyección de demanda presentada por los TITULARES en la PROPUESTA FINAL difiere de los valores presentados en la PROPUESTA INICIAL, debido, entre otros, a la actualización de las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023-2025 con la última encuesta del BCRP.

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

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Chiclayo	Chota, Chongoyape y Chota Rural	Chiclayo Baja Densidad	Cutervo y Querocoto	Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio	Chachapoyas, Chachapoyas Rural	Bambamarca y SER Bambamarca
2022	109,77	4,05	78,30	8,95	33,63	9,03	5,06
2023	120,92	4,49	90,82	10,09	33,13	9,29	5,21
2024	128,44	4,79	102,88	10,84	41,95	9,60	5,38
2025	136,11	5,09	110,30	11,60	45,25	9,92	5,56
2026	143,85	5,40	117,09	12,37	48,67	10,25	5,75
2027	155,80	5,87	124,06	13,59	51,74	10,58	5,93
2028	167,56	6,34	129,39	14,78	52,99	10,90	6,11
2029	179,41	6,81	134,43	15,99	54,27	11,23	6,29
2030	191,38	7,28	138,88	17,21	55,12	11,56	6,48
2031	203,45	7,76	143,36	18,44	55,99	11,91	6,68
2032	207,35	7,92	147,87	18,79	56,87	12,27	6,88
2033	211,37	8,08	149,86	19,16	57,78	12,63	7,08
2034	215,51	8,25	151,21	19,53	58,70	13,01	7,29
TC	**5,8%**	**6,1%**	**5,6%**	**6,7%**	**4,8%**	**3,1%**	**3,1%**

Notas:
(1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
(3) La demanda presentada para los sistemas eléctricos "Chiclayo", "Chota, Chongoyape y Chota Rural", "Cutervo y Querocoto", "Chachapoyas, Chachapoyas Rural" y "Bambamarca y SER Bambamarca" corresponde a la PROPUESTA FINAL de ENSA.
(4) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", corresponde a la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA.
(5) La demanda presentada para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio" a la PROPUESTA FINAL de ELOR.

Del cuadro N° 5.1 se desprenden los siguientes incrementos de demanda:

- ENSA para el sistema eléctrico "Chiclayo", propone un incremento de 63,4% en el año 2029 (179,41 MW) respecto del año 2022 (109,77 MW).

- CVC ENERGÍA para el sistema eléctrico "Chiclayo Baja Densidad", propone un incremento de 71,7% en el año 2029 (134,43 MW) respecto del año 2022 (78,30 MW).

- ELOR para el sistema eléctrico "Bagua - Jaén, Bagua - Jaén Rural, San Ignacio", propone un incremento de 61,4% en el año 2029 (54,27 MW) respecto del año 2022 (33,63 MW).

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

PROPUESTA FINAL de ENSA

La PROPUESTA FINAL de ENSA considera como inversiones nuevos proyectos por demanda, por confiabilidad y por seguridad, entre los cuales se tienen:

Por Demanda:

- Transformador 138/22,9/10 kV y celdas en SET Cutervo, (TP-30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2028.
- Implementación en la SET Chiclayo Norte por TP 6004, (TP- 30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2029.
- Implementación en la SET Chiclayo Oeste por TP 6018, (TP- 40 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2028.
- Implementación en la SET Chiclayo Oeste por TP 6001, (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.
- Implementación en la SET Chiclayo Oeste por TP 6002, (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.
- Implementación en la SET Lambayeque Sur, (TP- 40 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2026.
- Transformador 60/22,9/10 kV y celdas en SET Illimo (PEOT), (TP-15 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2026.
- Implementación de celdas en la SET Lambayeque 10 (PEOT), (01 celda de transformador, 01 celda de medición, 01 celda de alimentador), año 2025.
- Transformador 60/22,9/10 kV y celdas en SET La Viña (PEOT), (TP-15 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celda de alimentador), año 2026.
- Implementación en la SET Cayaltí, (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2026.
- Implementación en la SET Pampa Pañalá, (TP- 30 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2029.
- Reemplazo de Transformador y celdas SET Pomalca (TP- 30 MVA, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2025

Por Confiabilidad:

- Nueva SET Chimban 60/22,9/10 kV (TP- 30 MVA, 01 celda de línea, 02 celdas de transformador, 02 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.
- Nueva SET Olmos 60/22,9/10 kV (TP-15 MVA, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 02 celdas de alimentador), año 2028
- Nueva SET Nueva Pomalca (TP- 100 MVA, 02 celdas de línea, 03 celdas de transformador, 03 celdas de medición, 01 celda de alimentador), año 2029.Implementación de celdas 60 kV en Nueva Motupe (01 celda de línea y 01 celda de medición), año 2029.
- L.T. 60 kV SE Chota - SE Chimban, año 2029.
- L.T. 60 kV SE Nueva Motupe - SE 6036, año 2026.
- L.T. 220 kV SE Reque - SE Nueva Pomalca, año 2029.
- L.T. 60 kV SE Olmos – SE Nueva Olmos, año 2028.
- L.T. 60 kV SE Nueva Pomalca - SE Pomalca, año 2029.

Por Seguridad:

- Reemplazo de celdas SET Tumán (02 celdas de alimentador y 02 celdas de medición), año 2025.
- Reemplazo de celdas SET La Viña (02 celdas de alimentador y 01 celda de medición), año 2025.
- Cambio de tramo de L.T 60 kV Chiclayo Norte - Pomalca por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (nuevo tramo, aproximadamente, 2km), año 2025.

Por Renovación

- Reemplazo de las celdas de transformación en 60 y 10 kV del transformador TP 6003 de 17,5 MVA, una celda de medición y tres (03) celdas de alimentador en la subestación Chiclayo Norte, año 2025.

PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA

La PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA considera como inversiones nuevas proyectos por demanda, entre los cuales se tienen:

- Línea de Transmisión 220kV Felam - Sureños - 20.9 km con 04 celdas de línea, 02 celdas de línea – seccionamiento, 01 celda de transferencia y 02 celdas de acople longitudinal, año 2025.
- Nueva SET Sureños, de 220/60/23kV, (TP-60 MVA, 01 celda de transformador, 01 celda de medición, 03 celdas de alimentador), año 2025. Adicionalmente 02 celdas de alimentador para los años 2026, 2029.
- Segundo circuito de la LT 220kV Felam-Tierras Nuevas - 28.15km y 03 celdas de línea, año 2025

PROPUESTA FINAL de ELOR

La PROPUESTA FINAL de ELOR considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por Seguridad:

- Un transformador 60/22.9/10 kV – 20 MVA (reserva) de la SET Jaén, año 2026.

Por calidad de producto y suministro

- Una celda de alimentador en 10 kV de la SET Bagua Grande, año 2026.
- LT 138 kV Nueva Jaén – Nuevo Seasme, año 2029

Por Confiabilidad:

- Una celda de alimentador 22,9 kV en SET Bagua Grande, año 2026.

Por renovación:

- Dos celdas de alimentador, una celda de transformador, una celda de medición en 10 kV en la SET Jaén, año 2026.
- Dos celdas de alimentador, una celda de transformador y una celda de medición en 10 kV de la SET Bagua, año 2026.

Una celda de alimentador, una celda de transformador y una celda de medición en 10 kV de la SET Bagua Grande, año 2026.Dos celdas de línea 60 kV en SET Bagua, año 2026.Por reconocimiento:

- Reconocimiento de instalación de dos celdas de alimentador en 22.9 kV en la SET Caclic, año 2025.

PROPUESTA FINAL de PEOT

La PROPUESTA FINAL de PEOT considera como inversiones los siguientes proyectos:

Por renovación:

- Cambio de dos celdas de transformador 10, 22,9 kV y cinco celdas de alimentadores 10 y 22,9 kV en SET Íllimo, año 2028.
- Cambio de tres celdas de alimentador 10 kV en SET Lambayeque, año 2028.
- Cambio de Transformador 60/10 kV – 9MVA y dos celdas de transformador 60 y 10 kV SET Lambayeque, año 2029.
- LT 60 kV Chiclayo – Lambayeque, año 2025

Cuadro N.º 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 2
PLAN DE INVERSIONES SCT

	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total, Área de Demanda 2	**122 279 178**	**315,41**	**585**	**202**
ENSA	**81 905 508**	**91,3**	**465**	**138**
AT				
Celda	13 814 616			32
Línea	11 111 519	79,3		5
Transformador	29 046 595		335	12
Banco				
MAT				
Celda	4 602 046			5
Línea	3 192 309	12		1
Transformador	9 653 913		130	2
Banco				
MT				
Celda	10 484 510			81
Banco				
ELOR	**23 766 696**	**171**	**45**	**29**
AT				
Celda	739 848			4
Línea				
Transformador	973 066		30	1
Banco				
MAT				
Celda	1 577 565			3
Línea	17 324 072	171		1
Transformador	1 497 807		15	1
Banco				
MT				
Celda	1 654 337			19
Banco				
CVC ENERGÍA	**14 309 548**	**49,05**	**60**	**21**
AT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MAT				
Celda	5 462 969			10

Línea	5 911 362	49,05		2
Transformador	2 248 116		60	1
Banco				
MT				
Celda	687 101			8
Banco				
PEOT	**2 297 426**	**4,06**	**15**	**14**
AT				
Celda	291 881			1
Línea	172 149	4,06		1
Transformador	725 860		15	1
Banco				
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
MT				
Celda	1 107 536			11
Banco				

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ENSA, ELOR, PEOT y CVC ENERGÍA tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación se ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL que se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

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

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda de electricidad del Área de Demanda 2, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible. Ello considerando que, en el Estudio presentado por ENSA, CVC ENERGÍA, ELOR y PEOT se ha observado ciertas falencias:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados por ENSA y ELOR no son los valores vigentes según la Resolución N° 223-2023-OS/CD.

- El ajuste final de la proyección de las ventas de energía de Usuarios Regulados no ha seguido los criterios sugeridos por Osinergmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.

- 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.

En la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir también 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 de electricidad realizada del Área de Demanda 2, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

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

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

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, número de Clientes, Población y la Tarifa real 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 de este informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

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 Osinergmin, conforme los criterios descritos en el Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Dicho ello, en el Área de Demanda 2, ENSA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 271 cargas nuevas, de las cuales ninguna fue seleccionada por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el debido sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En el caso de CVC ENERGÍA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 27 cargas nuevas, de las cuales seis no fueron seleccionadas por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

ELOR, por su parte, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 37 cargas nuevas, de las cuales ninguna fue seleccionada por Osinergmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 21 cargas de CVC ENERGÍA que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra la relación de las demandas nuevas consideradas para la proyección del Área de Demanda 2.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Asica Farms S.A.C. - Fundo Los Algarrobos	1,6	3,1	4,8	4,8	4,8	4,8
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Arena Verde S.A.C.	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agro Visión Perú S.A.C.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Empresa Saludable en Tratamiento y Técnicas Agrarias S.A.C.	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agroinversiones Olmos S.A.C.	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agro Latam S.A.C. - Fundo Terranova	0,8	1,3	1,9	2,7	3,2	3,7
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agro Latam S.A.C. - Fundo Zorgal	0,9	1,3	2,2	3,1	4,5	5,4
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Damper Agrícola Olmos S.A.C. - Fundo Daosac	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Inka's Berries	0,5	0,8	1,3	1,8	2,5	3,0
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Trapani Cultivares Perú S.A.C. - Fundo Trapani II	0,6	0,9	1,5	2,0	2,9	3,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Trapani Cultivares Perú S.A.C. - Fundo Trapani	1,5	2,5	4,0	4,0	4,0	4,0
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Corporación Agrícola La Hacienda S.A.C. - Fundo Ancol	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2	1,4
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Comercial Haros S.R.L. - Fundo La Colmena 1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Comercial Haros S.R.L. - Fundo La Colmena 2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	CORPRO AC S.A.C. 1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	CORPRO AC S.A.C. 2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agrícola Inveragro S.A.C. 1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Agrícola Inveragro S.A.C. 2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Silvateam Peru S.A.C.	0,3	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Packing Alaya S.A.C.	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
T. NUEVAS	TNUEVAS023	22,9	Maximo Napoleon Jimenez Terry	0,5	0,8	1,4	1,9	2,7	3,3

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinergmin

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

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 2. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6.2:

Cuadro Nº6-2
Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 2 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	-	-	1 342,71	1 342,71
2023	-	-	1 380,37	1 380,37
2024	-	-	1 442,75	1 442,75
2025	-	-	1 497,54	1 497,54
2026	-	-	1 562,32	1 562,32
2027	-	-	1 616,97	1 616,97
2028	-	-	1 678,21	1 678,21
2029	-	-	1 732,27	1 732,27
2030	-	-	1 778,63	1 778,63

Año	MAT	AT	MT	Total
2031	-	-	1 825,60	1 825,60
2032	-	-	1 873,20	1 873,20
2033	-	-	1 917,43	1 917,43
2034	-	-	1 946,62	1 946,62

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

6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 2.

Cuadro Nº 6-3
Máxima Demanda a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 2 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CHICLAYO OESTE	10	11,3	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,0	13,2	13,4	13,7	13,9
CHICLAYO OESTE	10A	11,4	11,7	12,1	12,4	12,8	13,2	13,6	14,1	14,4	14,7	15,0	15,4	15,7
CHICLAYO OESTE	10B	11,6	11,9	12,2	12,6	13,0	13,4	13,8	14,2	14,6	14,9	15,2	15,6	15,9
CHICLAYO OESTE	22,9	16,9	17,3	17,8	18,3	18,8	19,4	19,9	20,5	20,9	21,4	21,8	22,3	22,8
CHICLAYO NORTE	10	20,6	21,0	21,5	22,1	22,6	23,2	23,8	24,4	24,8	25,3	25,8	26,3	26,8
CHICLAYO NORTE	10A	11,6	11,9	12,2	12,6	12,9	13,3	13,7	14,1	14,4	14,7	15,0	15,3	15,6
CHICLAYO NORTE	10B	12,0	12,2	12,5	12,8	13,2	13,5	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7
LAMBAYEQUE	10	4,6	4,6	4,7	4,8	4,8	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3
LAMBAYEQUE SUR	10	9,7	9,9	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,1	11,2	11,4	11,5	11,7
CARHUAQUERO	22,9	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,7
CAYALTI	22,9	5,4	5,4	5,5	5,6	5,7	5,7	5,8	5,9	6,0	6,0	6,1	6,1	6,2
ILLIMO	10	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6
ILLIMO	10A	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4
ILLIMO	22,9	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
ILLIMO	22,9A	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1
MOTUPE	10	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
MOTUPE	22,9	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3
NUEVA MOTUPE	22,9	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
OCCIDENTE	22,9	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
OLMOS	10	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
OLMOS	22,9	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0	6,2	6,3	6,4
POMALCA	22,9	6,9	7,0	7,2	7,4	7,5	7,7	7,9	8,1	8,3	8,4	8,6	8,8	8,9
TUMÁN	22,9	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
LA VIÑA	10	7,6	7,6	7,6	7,7	7,8	7,8	7,9	7,9	8,0	8,0	8,1	8,1	8,2
LA VIÑA	10A	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0
PAMPA PAÑALÁ	22,9	8,7	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0
TIERRAS NUEVAS	22,9	16,3	18,5	24,8	29,2	35,0	38,9	43,9	47,4	50,9	54,5	58,0	60,8	60,8
CUTERVO	13,2	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6
CUTERVO	22,9	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7	7,9	8,1	8,3	8,5	8,6	8,8
NUEVA JAÉN	22,9	5,9	6,0	6,2	6,3	6,5	6,7	6,8	7,0	7,2	7,3	7,4	7,6	7,7
JAÉN	10	9,7	9,9	10,2	10,5	10,8	11,2	11,5	11,9	12,1	12,4	12,7	13,0	13,3
JAÉN	22,9	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7	7,9	8,2	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4
BAGUA	10	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6
BAGUA	22,9	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7
MUYO	22,9	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3
BAGUA GRANDE	10	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
BAGUA GRANDE	22,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
CACLIC	22,9	9,0	9,3	9,5	9,8	10,1	10,4	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,1	12,4
TOTAL		**240,7**	**247,7**	**259,2**	**269,3**	**281,2**	**291,4**	**302,7**	**312,7**	**321,3**	**330,0**	**338,8**	**347,0**	**352,5**

Fuente: Formato F-121 de Osinergmin

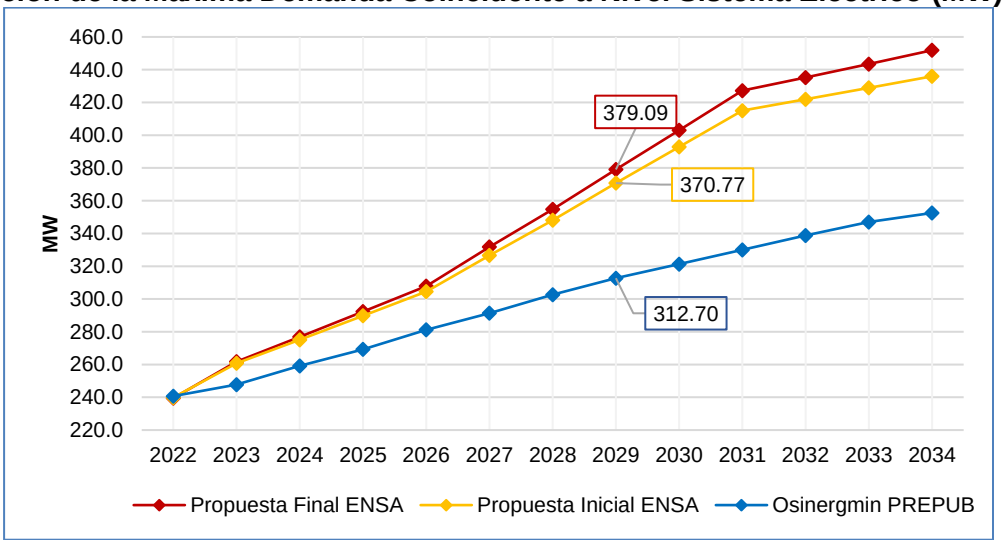
En el Cuadro N° 6.4 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinergmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRONORTE.

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

Año	PROPUESTA Osinergmin	PROPUESTA FINAL ENSA	PROPUESTA INICIAL ENSA
2022	240,72	239,48	239,85
2023	247,73	261,77	260,76
2024	259,17	276,88	275,11
2025	269,30	292,32	289,78
2026	281,22	307,88	304,57
2027	291,35	331,81	326,62
2028	302,67	354,77	348,11
2029	312,70	379,09	370,77
2030	321,28	403,05	392,87
2031	329,98	427,23	414,99
2032	338,79	435,20	421,96
2033	347,01	443,41	428,94
2034	352,55	451,87	435,94
TC	**3,2%**	**5,4%**	**5,1%**

Fuente: Formato F-121

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



Nota: La proyección de la demanda efectuada por Osinergmin difiere de la PROPUESTA FINAL de ENSA debido principalmente a los aspectos indicados en el numeral 6.1 del presente informe.

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinergmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 2, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por los TITULARES:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 2; 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, estaría incumpliendo 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 de 2022.

- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER, Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados, Los TITULARES al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.

- 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 trasformadores, 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, estarían incumpliendo el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

6.2.1 Consideraciones

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

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre subestaciones, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.

- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras 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 Osinergmin.

- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.

- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo 2025.

- La configuración de barras de las nuevas SET, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.

- 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 2021 al 2025, y para los años 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello evaluar los ingresos necesarios para los 10 primero años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones

que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 2, a diciembre de 2022, son las que figura en el Anexo C; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se procedió a identificar las SET existentes que superan la capacidad de diseño mediante el formato "F-202"; para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las SET y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las SET en el futuro.

- **Sobrecarga de Transformadores**

Respecto a los transformadores de dos devanados no presentan sobrecarga en el año 2034.

Los transformadores de tres devanados que presentan sobrecarga en el año 2034 como se muestra en el Cuadro N°6-4 son:

Cuadro Nº 6-5
Sobrecarga en transformadores de tres devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
CUTERVO	CUTER138	CUTER22.9	CUTER13.2	10	10	3	1,03	0,65	1,26
PAMPA PAÑALA	PAMPA060	PAMPA22.9	PAMPA010	25	16	20	0,80	1,23	0,00
CHICLAYO CENTRO	CHICE060	CHICE22.9	CHICE010	30	30	30	1,03	0,27	0,77
NUEVA JAEN	NJAEN138	NJAEN060	NJAEN023	50	50	35	1,00	0,80	0,29
TIERRAS NUEVAS	TNUEV220	TNUEV060	TNUEV023	60	60	60	1,38	0,56	0,83

Fuente: Formatos F-202 de Osinergmin

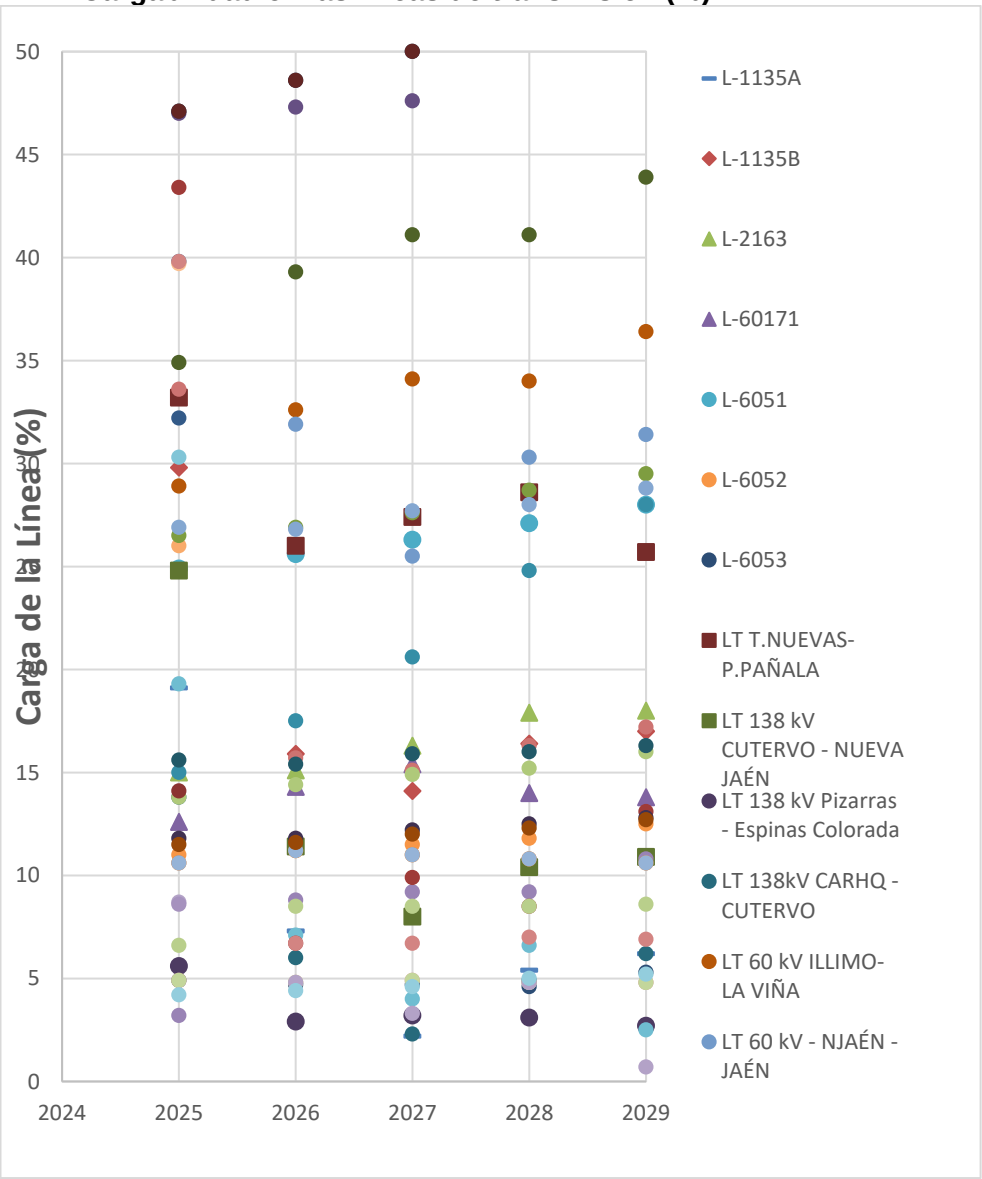
Del cuadro anterior, la sobrecarga de los transformadores de tres devanados de las SET Cutervo, Tierras Nuevas y Pampa Pañalá se efectúa dentro del periodo del PI 2025-2029.

Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 2, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent hasta el año 2025; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas durante los meses de julio y agosto 2023.

La demanda utilizada para este fin, corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Producto de dicha evaluación, se tiene que, con relación a las líneas de transmisión, estas no presentarían mayores inconvenientes en el período 2025-2029, conforme se muestra en la gráfica siguiente.

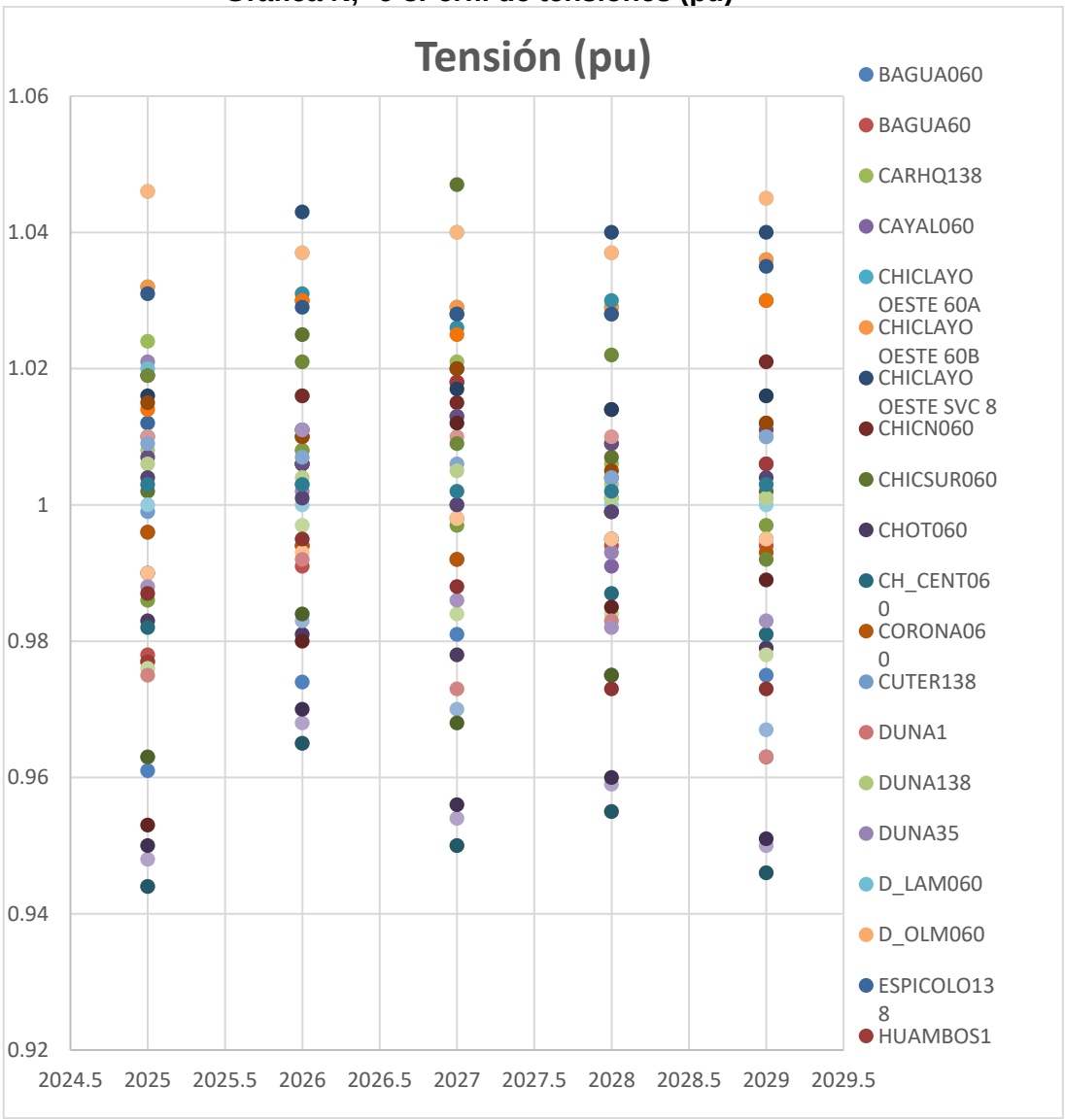
Gráfica Nº 6-2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



Nota: Conforme se observa en el gráfico anterior, las Líneas de Transmisión presentan baja cargabilidad,

Como resultado general del diagnóstico, conforme se indicó en los párrafos anteriores, el sistema eléctrico del Área de Demanda 2 en el período (2021-2025), las barras no presentan caída de tensión por debajo del permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Gráfica N,° 6-3Perfil de tensiones (pu)



Nota: Las barras mostradas en la gráfica se encuentran dentro de los límites permitidos (0,95 y 1,05 p.u.)

En este contexto, el planeamiento de la expansión de la transmisión está referido a la atención de la demanda proyectada al año 2030.

6.2.3 Análisis de Alternativas

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chiclayo

- **SET Lambayeque Sur**

En relación al cambio del transformador 60/22,9/10 kV de 25/16/20 MVA por uno de 30/30/30 MVA y celdas asociadas (transformador, medición y alimentadores) solicitado por ENSA, se debe señalar que, en el Plan de Inversiones del periodo 2021-2025 (PI 2021-2025) se aprobó la SET Mórrope para descargar las SET Lambayeque, Lambayeque Sur e Íllimo, así como para tomar carga de la zona de Olmos-CVC ENERGÍA. Con los traslados de carga mencionados, la SET Lambayeque Sur no se sobrecargaría hasta el año 2039.

En el supuesto que la SET Mórrope no sea implementada, en el año 2029 se estaría presentando sobrecarga en el transformador existente; sin embargo, ENSA tiene la obligación de implementar la SET Mórrope que permitirá descargar el 15% de la carga de la SET Lambayeque Sur, por lo que no se requiere el cambio del transformador. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el cambio del transformador y las celdas solicitadas.

Cabe señalar que, la SET Mórrope fue aprobada en el PI 2021-2025 para que entre en operación el año 2021, sin embargo, a la fecha no se encuentra ejecutado.

- **SET Lambayeque**

En relación al cambio de transformador por uno nuevo por parte de PEOT y a la rotación del transformador desde la SET Chiclayo Oeste por parte de ENSA y celdas asociadas (transformador, medición y alimentador), se debe precisar tal como se mencionó en el análisis anterior, la SET Mórrope se aprobó para descargar a las SET Lambayeque, Lambayeque Sur y a la SET Íllimo. Con los traslados de carga mencionados, la SET Lambayeque no se sobrecargaría hasta el año 2048.

PEOT en su solicitud señala que la solución al problema de sobrecarga en el transformador de la SET Lambayeque, depende de la nueva SET Mórrope, cuya implementación es asignada a ENSA. No obstante, en el supuesto que la nueva SET Mórrope no se implemente hasta después del año 2025, la SET Lambayeque debería ser reforzada con un transformador de mayor capacidad, con el fin de atender un mayor crecimiento de demanda. Al respecto, Osinergmin está de acuerdo con este análisis; sin embargo, el análisis se tiene que realizar considerando a la SET Mórrope, en tanto es un proyecto del PI 2021-2025.

En el supuesto que la SET Mórrope no entre en servicio, en el año 2025 se presenta sobrecarga en el transformador existente; sin embargo, la existencia de la SET Mórrope descarga el 15% de la carga de la SET Lambayeque, por lo que no se requiere el cambio del transformador. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el cambio del transformador y las celdas solicitadas.

En relación a la solicitud de PEOT sobre la renovación de celdas MT, menciona que adjunta en anexo a la PROPUESTA FINAL del ESTUDIO, el archivo “Informe de Trabajo IN-101-10 kV.pdf”; sin embargo, no se encuentra en todo su Estudio dicho informe.

Menciona también, que solicita la renovación porque son “recloser” los que vienen operando en lugar de celdas de alimentador. Al respecto, se debe mencionar que, la Base de Datos de Módulos Estándares (BDME) del año 2008 considera en su estructura los “recloser” como equipamiento para celdas de alimentador al exterior, por lo que no es una justificación pedir el cambio de los Elementos solo porque ahora la BDME no contenga tal equipamiento, debido a que estos equipos deben estar preparados para cumplir por lo menos la vida útil de 30 años.

En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 el cambio de las celdas solicitadas por PEOT.

- **SET Chiclayo Oeste**

En relación al cambio de los transformadores, uno de 60/22,9/10 kV de 30/20/25 MVA y dos de 60/10 kV de 17,5 MVA por uno de 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA y dos de 60/10 kV de 30 MVA y celdas asociadas, se debe señalar que, los traslados de carga hacia la SET Chiclayo Centro y Chiclayo Sur aprobados en los planes de inversión, permite que la demanda proyectada de la subestación al año 2030 sea de 39,57 MVA en 10 kV, teniendo una capacidad de 60 MVA con los tres transformadores existentes en el devanado de10 kV suficiente para atender la demanda hasta el año 2049.

En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 la solicitud del cambio de los transformadores y sus celdas asociadas (celdas de transformador, medición y alimentadores).

- **SET Chiclayo Norte**

Con respecto al reemplazo de las celdas de transformador de 60 y 10 kV, solicitadas por ENSA, se debe señalar que, estas ya fueron aprobadas junto con el transformador (TP6003) en el PI 2021-2025. En ese sentido, las celdas de transformador solicitadas no se incluyen en el PI 2025-2029.

En relación a las celdas de alimentador y medición de 10 kV, ENSA presenta imágenes de las placas donde se puede observar que ya cumplieron su tiempo de vida útil pero no presenta los informes que detallen los problemas en su operación. Sin embargo, en la visita de campo se apreció el mal estado de las celdas, el cual quedaban rastros de quemadura debido a una falla presentada anteriormente. En ese sentido, se considera razonable incluir en el PI 2025-2029 las tres celdas de alimentador de 10 kV y la celda de medición en 10 kV; asimismo, la Baja de las existentes.

En relación a la solicitud de reemplazo de la celda de medición de 60 kV, no se encuentra el sustento de la necesidad de este Elemento, asimismo, este equipo no se observa dentro de los Elementos reconocidos, por ello, no se incluye en el PI 2025-2029.

En relación del cambio del transformador 60/10 kV de 17,5 MVA (TP 6004) solicitada por ENSA, se debe mencionar que, con la transferencia de carga hacia la SET Chiclayo Centro, se tendría una demanda de 45,25 MVA en el año 2030, para una capacidad instalada de tres transformadores de 77,5 MVA, dos de 30 MVA y uno de 17,5 MVA, los cuales son suficientes para atender dicha demanda, incluso hasta el año 2054. En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 el transformador y sus celdas solicitadas.

- **LT Chiclayo Oeste - Lambayeque**

En relación a la solicitud de la renovación de la LT Chiclayo Oeste – Lambayeque, PEOT señala que, por la alta corrosión y salinidad, el desgaste del conductor y ferretería es crítico, ocasionando desconexiones de la línea; en consecuencia, la vida útil no es de 30 años. Al respecto, se debe señalar que, las instalaciones de transmisión se remuneran tanto la inversión como la operación y mantenimiento, para garantizar la operatividad de las instalaciones por el periodo de 30 años. No se advierte que PEOT haya presentado

información que evidencie que se ha realizado un correcto mantenimiento a las instalaciones en cuestión.

Asimismo, PEOT señala que, la implementación del cambio del conductor sin estar aprobado en un Plan de Inversiones, pueden ser reconocidas hasta con una antigüedad de dos años, por lo que están dentro del plazo para solicitar el reconocimiento de su inversión; sin embargo, no ha indicado el sustento técnico normativo que respalde su afirmación. Al respecto, se debe señalar que, el proceso para el reconocimiento de las instalaciones de transmisión se inicia con el Plan de Inversiones, previo a la ejecución de los proyectos. El estado crítico de las instalaciones se debe sustentar en un proceso de Plan de Inversiones o su modificatoria y no a criterio subjetivo del Titular.

Además, cada dos años se tiene la oportunidad de solicitar inversiones, en el proceso regular del Plan de Inversiones o en la modificatoria, por lo que no se acepta hacer primero la inversión y luego solicitar su reconocimiento. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el reconocimiento del cambio de LT Chiclayo Oeste – Lambayeque.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Chiclayo baja densidad

- **Nueva SET Pomalca**

En relación a la solicitud de la nueva SET Pomalca por confiabilidad N-1 en las líneas Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte, solicitada por ENSA, se debe señalar que, la SET Chiclayo Centro se aprobó en el Plan de Inversiones para el periodo 2017-2021(PI 2017-2021) con el objetivo de descargar el 20% de la carga de la SET Chiclayo Norte y la SET Chiclayo Oeste en 10 kV y el 30% de Chiclayo Oeste en 22,9 kV. En se sentido, con los traslados de carga mencionados se evaluó la contingencia N-1 (LT Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte), y como resultado, se obtuvo que en el año 2029 la sobrecarga en la otra terna de la LT Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte es de 4,58 %, lo cual es una sobrecarga que pueden soportar las líneas en contingencia, sin que se haya demostrado lo contrario.

En ese sentido, se cumple el criterio N-1 en el ramal Chiclayo Oeste-Chiclayo Norte, por lo que no sería necesario aprobar la Nueva SET Pomalca en el PI 2025-2029.

- **SET Nueva Olmos**

En relación de la SET Nueva Olmos, solicitado por ENSA, se debe señalar que, esta subestación no forma parte de la PROPUESTA INICIAL presentada por ENSA, siendo presentada como información complementaria dentro de la valorización de los transformadores. En ese sentido, este pedido es improcedente, el Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Sin perjuicio de lo antes señalado, se debe indicar que, en la SET Olmos no se observa sobrecarga, debido a que para el año 2030 tendría una demanda de 4,10 MVA y 1,84 MVA de 22,9 y 10 kV respectivamente, y el transformador existente de 60/22,9/10 kV de 9/9/3 MVA, con lo que garantizaría el suministro incluso hasta el año 2051. Asimismo, en el Estudio de ENSA no se observa caídas de tensión.

En el mismo sentido, ENSA no presenta el respectivo análisis eléctrico que fundamente que la ubicación de la nueva subestación solucionaría los problemas mencionados. Asimismo, no presenta el análisis de alternativas que verifique que el proyecto solicitado es la mejor alternativa técnico económica.

- **SET Íllimo**

En relación a la solicitud de ENSA sobre el reemplazo de uno de los transformadores existentes por uno de mayor capacidad, se debe señalar que, la demanda proyectada en dicha SET al año 2030 es de 10,19 MVA, que puede ser cubierta con los dos transformadores existentes de 60/22,9/10 kV, uno de 6,25/6,25/3,13 MVA y el otro de 9/9/3 MVA, incluso hasta el año 2039.

Asimismo, tal como se mencionó en anteriores análisis, la SET Mórrope se aprobó para descargar a las SET Lambayeque, Lambayeque Sur y a la SET Íllimo. En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 el cambio del transformador y las celdas solicitadas.

En relación a la solicitud de PEOT sobre la renovación de celdas MT, cuya motivación, según la empresa, no es por razones operativas o fallas, sino, por la falta de confiabilidad, al ser celdas conformadas con equipos “recloser” en lugar de celdas de alimentadores completas conformadas por; interruptor, pararrayos, seccionador de barra, seccionador de línea, transformador de corriente, entre otros, de acuerdo a las características técnicas reconocidas en la BDME. Al respecto, se debe mencionar que la BDME del año 2008 consideraba en su estructura a los “recloser” como equipamiento para celdas de alimentador al exterior, por lo que no es una justificación pedir el cambio de los elementos solo porque ahora la BDME no contenga tal equipamiento, debido a que estos equipos deben estar preparados para cumplir por lo menos la vida útil de 30 años. Además, el mismo PEOT indica que el sustento no es por razones operativas o fallas.

Por otro lado, menciona que en el presente año realizó la reparación de dos tanques del recloser y que adjunta un Informe, al respecto, se ha revisado toda la documentación presentada, y no se observa dicho informe.

También, menciona que, de no renovarse, no se podría cumplir con el Procedimiento para la Calificación de Solicitudes de Exclusión de Interrupciones del Servicio Eléctrico para el Cálculo de Compensaciones, aprobado mediante la Resolución N° 124-2023-OS/CD, al respecto, la resolución mencionada no genera obligaciones al suministrado.

Con relación a las condiciones de corto circuito, PEOT señala que no se necesita de una evaluación más detallada para entender que las corrientes de corto circuito superarán las de diseño de las actuales celdas. Al respecto, PEOT no ha demostrado que las corrientes de corto circuito se sobrepasan en los Elementos de la subestación en el largo plazo, debiendo garantizar la operación, de los archivos de flujo de carga, se verifica que para el año 2029 la corriente de corto circuito en la Barra Illimo 60 kV es de 5,512 kA, por debajo del nivel de cortocircuito del Elemento, 12 kA, que figura en las fotos de placa.

En ese sentido, debido a la falta de sustento, no se incluyen en el PI 2025-2029 las dos celdas de alimentador de 22,9 kV, dos celdas de alimentador de 10 kV y las celdas de transformador de 10 y 22,9 kV.

- **Pampa Pañalá**

En relación al nuevo transformador en la SET Pampa Pañalá, se debe señalar que, el año 2027 se observa sobrecarga en el transformador existente, por lo que se debe reemplazar por un transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA. En ese sentido, el transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 se incluye en el PI 2025-2029; asimismo el transformador de 60/23/10 kV de 30/16/20 MVA pasará a reserva, para lo que inicialmente fue aprobado.

En relación a las nuevas celdas solicitadas (transformador, medición y alimentadores), estas no son necesarias, dado que se hará uso de las celdas existentes. En ese sentido, no se incluye las celdas solicitadas en el PI 2025-2029.

- **SET Cayaltí**

En relación al nuevo transformador 60/22,9 kV de la SET Cayaltí solicitado por ENSA, se debe señalar que con el transformador existente de 9 MVA es suficiente para cubrir la demanda proyectada de 7,41 MVA para el año 2030, incluso hasta el año 2045. En ese sentido, el transformador solicitado no se incluye en el PI 2025-2029.

Por otro lado, respecto a las celdas de transformación, medición y alimentador, ENSA no presenta sustento de la motivación de su solicitud. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 las celdas solicitadas en la SET Cayalti.

- **SET Pomalca**

En relación al reemplazo de celdas en las SET Pomalca, se debe señalar que ENSA presenta fotografías de la placa de un interruptor a Gas SF6 del año 2017, reconectador sólido del año 2019, reconectador SF5 GAS del año 2019; sin embargo, no menciona nada sobre los inconvenientes que se tiene para la operación y/o mantenimiento de los mismos. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el reemplazo de las celdas solicitadas por falta de sustento.

En relación al cambio del transformador de 60/22,9/10 de 20/20/6,7 MVA por uno de 30/30/30 MVA se debe señalar que, con la capacidad del transformador existente (20 MVA) es suficiente para cubrir la demanda proyectada de 10,86 MVA para el año 2030, incluso hasta el año 2054. En ese sentido, el cambio del transformador, ni las celdas solicitadas se incluyen en el PI 2025-2029.

- **SET Tumán**

Con respecto al reemplazo de celdas en las SET Tumán, se debe señalar que, ENSA presenta fotografías de las placas de dos reconectadores sólidos del año 2019 y la placa de un disyuntor que no se puede verificar la misma; sin embargo, no detalla los problemas en la operación que presentan los mismos. En ese sentido, el reemplazo de las celdas solicitadas no se incluye en el PI 2025-2029.

- **SET La Viña**

En relación al reemplazo de celdas en las SET La Viña, se debe señalar que, ENSA presenta fotografías de las celdas del año 2014. Al respecto, en la visita de campo se consultó sobre las celdas, donde los operarios indicaron que

fueron cambiados por PEOT. Estos cambios no estuvieron aprobados en los planes de inversión pasados. Asimismo, no se ha presentado el sustento que motiva los cambios solicitados. En ese sentido, no se incluyen en el PI 2025-2029 los cambios de las celdas solicitadas.

En relación al cambio del transformador 60/10 kV de 6,25 MVA por uno nuevo de 60/22,9/10 kV de 15 MVA y sus celdas asociadas (celdas de transformador, medición y alimentadores), se debe señalar que, con los dos transformadores instalados en la subestación, uno de 17,5 MVA y otro de 6,25 MVA, es suficiente para atender toda la demanda de 14,96 MVA para el año 2030, incluso hasta el año 2054. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 el transformador solicitado.

- **SET Nueva Motupe**

En relación a la celda de línea 60 kV y LT 60 kV Nueva Motupe – Der. L-6036, se debe señalar que, no se encuentran en el Informe ni en los Anexos presentados los sustentos para la solicitud de este proyecto, solo indica que es por confiabilidad. El COES en su diagnóstico, indica que dará la confiabilidad a esta subestación. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029.

En relación a la celda de medición en 60 kV, no corresponde realizar el análisis, dado que resulta ser un nuevo pedido por haber sido presentado en la etapa de levantamiento de observaciones sin haber sido motivado por las observaciones realizadas, en ese sentido, es improcedente. El Informe Legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado. Sin perjuicio de lo antes mencionado, se debe señalar que ENSA no presenta sustento de la necesidad de la celda.

- **Nueva SET Sureños**

En relación a la nueva SET Sureños, se debe señalar que, se observa sobrecarga en la SET Tierras Nuevas para el año 2026, además, según menciona CVC ENERGÍA el sistema eléctrico cuenta con tres (03) reguladores de tensión en 22.9 kV (Estaciones de Regulación de Voltaje - ERV) ubicados en alimentadores 22,9 kV que se han desarrollado con longitudes extremas y que por el tipo de carga concentrada que se atienden se originan caídas de tensión muy por debajo de los estándares establecidos en la NTCSE.

Al respecto, debido a la imposibilidad de poder atender la nueva demanda en zonas alejadas del Sistema eléctrico Tierras Nuevas por la sobrecarga del transformador de la SET Tierras Nuevas y a problemas de calidad de energía, se considera un nuevo proyecto (SET Sureños) que atienda a las cargas existentes y futuras, para ello, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños 220/60/22,9 kV de 60/60/30 MVA.

Alternativa 2: Transformador 220/60/22,9 kV de 60/60/60 MVA, LT 60 kV Tierras Nuevas – Sureños y SET Sureños 60/22,9 kV de 30 MVA.

Cuadro Nº 6-7
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 2
Análisis de alternativas

Nombre	Costos de Inversión (4)					Costos de Explot.(4)		Costo Total US$	p.u.
	Transmisión		Transformación (3)		Total Inversión	OYM	Pérdidas		
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	4 202 894	-	2 918 650	410 391	7 531 935	1 617 079	-1 589 941	7 559 073	1,00
Alternativa 2	-	3 302 026	2 158 116	2 162 129	7 622 271	1 487 800	-569 644	8 540 427	1,13
Alternativa Seleccionada:	Alternativa 1								

Donde, la mejor alternativa para resolver este problema es la Alternativa 1: línea en 220 kV desde la SET Felam hasta una nueva SET Sureños para finalmente atender la demanda requerida en el nivel de 22,9 kV.

En relación al número de alimentadores para atender la demanda regulada en 22,9 kV, se observa que solo se requieren de dos (02) celdas de alimentador y no seis (06) celdas tal como lo solicita CVC ENERGÍA.

Asimismo, se considera que en esta subestación se debe tener disponible la barra de 60 kV, para que se pueda utilizar en los siguientes Planes de Inversión, o en todo caso, para que los clientes libres se puedan conectar en este nivel de tensión a su costo, por lo que se incluye la celda de transformador de 60 kV.

En ese sentido, se aprueban los siguientes elementos: Para la SET Sureños, un Transformador 220/60/22.9 kV de 60MVA, una celda de línea-transformador en 220 kV, celda de transformador de 60 kV, celda de transformador en 22,9 kV, una celda de medición en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV. Para la SET Felam, una celda de línea en 220 kV. Finalmente, una LT Felam - Sureños de 21 km de longitud en 220 kV.

- **Segundo Circuito de la LT 220kV Felam – Tierras Nuevas**

En relación a esta solicitud, se debe señalar que esta solicitud no forma parte de su PROPUESTA INICIAL, por lo que deviene en improcedente, tal como lo señala el Informe Legal 096-2024-GRT.

Sin perjuicio de lo antes señalado, el COES en su diagnóstico avizora un proyecto ITC que contemplaría entre otros un segundo circuito Felam – Tierras Nuevas. En ese sentido, la solicitud del Segundo Circuito en 220 kV Felam-Tierras Nuevas no se incluyen en el PI 2025-2029.

En el Anexo D se muestran los diagramas unifilares correspondientes a los proyectos aprobados por Osinergmin.

- **Por Seguridad**

Con respecto a la solicitud del cambio de tramo de 2km de la LT Chiclayo Norte –Pomalca (L-6051) por incumplimiento de distancias de seguridad, se debe señalar que este requerimiento fue evaluado en el Informe Técnico DSE-STE-

507-2023, realizado por la División de Supervisión de Electricidad (DSE); concluyendo que no justifica las condiciones de riesgo eléctrico y/o edificaciones que vulneren las distancias de seguridad establecidas en el CNE-Suministro 2011. En ese sentido, lo solicitado no se incluye dentro del PI 2025-2029.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Chota – Chongoyape – San Ignacio y San Ignacio Rural

- **SET Chimban**

En relación a la solicitud de la nueva SET Chimban, se debe señalar que, en su diagnóstico ENSA afirma que en el sistema eléctrico no se presentan sobrecargas en líneas de transmisión, ni problemas de tensión en el largo plazo; sin embargo, propone la nueva SET Chimban 60/22,9 kV de 30 MVA, sustentado la atención de cargas muy alejadas a nivel distribución.

Al respecto, se debe indicar que, el simple señalamiento de atención de cargas alejadas no es justificación suficiente para la aprobación de una nueva subestación, más aún cuando ENSA señala que en el largo plazo no tiene problemas de operación y calidad de suministro en la zona involucrada en su solicitud. Asimismo, según lo propuesto, la SET Chimban sería alimentada desde la SET Chota, la cual fue aprobada en el PI 2017-2021, sin embargo, hasta la fecha no dispone de terreno para esta subestación. Por otro lado, uno de los fundamentos para la aprobación del SET Chota fue la cobertura de las cargas más alejadas, por lo que debería ser suficiente para satisfacer la demanda de la zona.

Por otro lado, la empresa señala que se tiene un proyecto en curso realizado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), para satisfacer la demanda eléctrica de la zona, el cual requiere que la SET Chimbán sea incluido en el Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por Osinergmin o sus modificatorias; sin embargo, la propuesta presentada no cumple con los criterios de la NORMA TARIFAS, incumpliendo así los requisitos necesarios para ser considerados dentro del Plan de Inversiones.

En ese sentido, la SET Chimban no se incluye en el PI 2025-2029 por carecer de sustento técnico, y no disponer de información técnica que garantice la puesta en operación comercial de la SET Chota.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Cutervo y Querocoto

- **SET Cutervo**

En relación al cambio del transformador de la SET Cutervo de 10 MVA por uno de 30/30/30 MVA, se debe señalar que en el PI 2017-2021 se previó la sobrecarga desde el año 2021; motivo por el cual se planteó las transferencias de carga a la SET Chota, solucionando así el problema hasta el año 2025. Sin embargo, a pesar de esta transferencia de cargas se observa que a partir del año 2026 se presentan problemas de sobrecarga en el transformador de la SET Cutervo, por lo que es necesario incluir en el PI 2025-2029 el reemplazo del transformador de la SET Cutervo por un transformador de 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, pasando el existente a condición de disponible para su uso en la planificación.

En relación a las celdas solicitadas, se debe señalar que, las celdas existentes de la subestación fueron puestas en operación el año 2011, por lo que estarían aún en su tiempo de vida útil. Por otro lado, no se ve la necesidad de agregar nuevas celdas dado que la empresa no presenta el sustento correspondiente. En ese sentido, las celdas de transformador de 138, 22,9 y 10 kV; celdas de medición de 138, 22,9 y 10 kV; así como las celdas de alimentador de 22,9 y 10 kV no se incluyen en el PI 2025-2029.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bagua – Jaén – Cutervo y Bagua – Jaén Rural

- **TP 138/60/33/22,9 kV - 15 MVA - SET Seasme**

En relación a la solicitud de la Nueva SET Seasme, se debe señalar que, la propuesta de la empresa es inviable técnica y económicamente, abastecer la zona de Seasme con líneas de 162 km y 171 km en niveles de tensión de 138 kV o 220 kV para una carga no mayor a 3 MW generaría problemas de sobretensión en la zona involucrada.

En las observaciones realizadas a la empresa al ESTUDIO presentado, se mencionó que evalúe un análisis de flujo de carga y estabilidad como sustento; sin embargo, ELOR no logró responder con el debido informe eléctrico.

Cabe mencionar que, los costos de operar y mantener una línea de tal longitud en la zona selva serían elevados, debido al crecimiento de los árboles en la ruta de la línea, que de llevarse de manera inadecuada generaría desconexiones constantes de la carga asociada. Asimismo, la inversión a realizar sería considerablemente elevada, no solo por el costo de todas las estructuras de la línea, sino también de los transformadores de potencia en ese nivel de tensión, así como la compensación reactiva requerida para mantener los niveles de tensión dentro del rango permisible.

Debido a que las propuestas de ELOR no evalúan técnicamente todos estos inconvenientes, se plantean las siguientes alternativas, a fin de mejorar los niveles de tensión que se tiene:

Alternativa 1: LT 60 kV Bagua – Muyo 29,34 km, LT 60 kV Muyo – Chiriaco 40 km, y SET Chiriaco 60/22,9 kV de 15 MVA y sus celdas y alimentadores correspondientes para abastecer a la demanda de la zona.

La L-6071 Bagua – Muyo, según el Informe DSE-STE-52-2024, propone que se evalúe como parte del planeamiento de la expansión de la transmisión, la alternativa que haría frente a la criticidad identificada, que consiste en el reforzamiento de la línea de transmisión L-60171 Bagua Chica – Muyo. Al respecto, como solución a la problemática identificada por DSE, y para que el proyecto final SET Chiriaco tenga la confiabilidad de operar correctamente, se planteó en la alternativa 1 del proyecto SET Chiraco la LT Bagua - Muyo.

Alternativa 2: LT 138 kV Jaén 138 kV – Chiriaco 104 km y SET Chriaco138/60/22,9 kV de 15/15/15 MVA en la SET Chiriaco y sus celdas y alimentadores correspondientes para abastecer a la demanda de la zona.

Cuadro Nº 6-6
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 2
Análisis de alternativas

Nombre	Costos de Inversión (4)					Costos de Explota.(4)		Costo Total US$	p.u.
	Transmisión		Transformación (3)		Total Inversión	OYM	Pérdidas		
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1		4 309 774	-	2 004 347	6 314 121	1 047 019	-551 278	6 809 861	1,00
Alternativa 2	6 790 375	-	482 419	2 214 243	9 487 038	1 558 342	-533 308	10 512 072	1,54
Alternativa Seleccionada :	Alternativa 1								

Del análisis, se obtuvo que la alternativa óptima es la Alternativa 1, la cual se considera garantiza la continuidad de suministro para las zonas de Seasme, Chiriaco y aledaños.

En ese sentido, se aprueban los siguientes elementos: Para la SET Chiriaco, un transformador 60/22,9 kV en 15 MVA, una celda Línea-transformador 60 kV, una celda de transformador en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV y celda de medición en 22,9 kV. En la SET Muyo, dos celdas de línea en 60 kV, una celda de transformador 60 kV, LT 60 V Bagua-Muyo y LT 60 kV Muyo – Chiriaco.

- **SET Jaén**

En relación a las celdas de alimentador, medición y de transformación de 10kV, se debe señalar que, ELOR como sustento presenta los informes técnicos GWTE-037-2023 y GWTG-050-2023 donde se detalla que las celdas de alimentador fueron desconectadas y reemplazadas con recloser de forma provisional, la misma que se pudo observar en la visita de campo. Para el caso de la celda de transformador y medición, se visualizó en campo que se encuentran en mal estado, con dificultades para la operación y mantenimiento; agregando que todas tienen más de 30 años de antigüedad.

En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 las dos celdas de alimentador, la celda de medición y la celda de transformador de 10 kV, asimismo, la Baja de los Elementos existentes.

En relación del transformador de reserva solicitado, su solicitud se produjo en la etapa de levantamiento de observaciones, sin que se encuentre motivado por alguna de dichas observaciones. En ese sentido, la solicitud es improcedente, el informe legal 096-2024-GRT desarrolla con mayor amplitud lo indicado.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, ELOR presenta el cálculo con los transformadores de su concesión, sin considerar a toda el Área de Demanda.

- **SET Caclic**

En relación al reconocimiento de las celdas de alimentador en la SE Caclic se debe señalar que ELOR no ha sustentado de manera adecuada, dado que, no permiten evidenciar los detalles de la conexión del Sistema Eléctrico Chachapoyas (Sistema aislado) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); esto es, entre otros, la necesidad de conexión con 02 celdas, la

secuencia de conexión de las 02 celdas de alimentador de 22,9 kV, el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Chachapoyas antes de la conexión al SEIN y la reconfiguración de este posterior a la conexión al SEIN, ya que, en la visita de campo se observó el uso de las tres celdas de 22,9 kV, mientras que en los unifilares presentados, se observa uno de reserva. En ese sentido, no se incluyen las dos celdas de alimentador en el PI 2025-2029.

- **SE Bagua**

En relación a las celdas de alimentador, celda de medición y celda de transformación de 10 kV, se debe señalar que, ELOR, como sustento presenta, el informe técnico GWT-038-2023, donde señala los hallazgos encontrados en las celdas, como son puntos calientes y presencia de fuga de aceite, menciona también haber realizado mantenimientos correctivos. En la visita en campo se apreció la antigüedad y el mal estado de estas. En ese sentido, se consideran en el PI 2025-2029 dos celdas de alimentador, una celda de medición y una celda de transformador en 10 kV, asimismo, la Baja de las existentes.

En relación de las dos celdas de línea de 60 kV, se debe señalar que, en la visita de campo se pudo observar la antigüedad de las celdas, asimismo que las celdas solo están constituidas por seccionadores, representando un riesgo para la operación y mantenimiento. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 dos celdas de línea de 60 kV, asimismo, la Baja de las existentes.

- **SE Bagua Grande**

En relación a las dos celdas de alimentador, celda de medición y celda de transformador de 10 kV, se debe señalar que, ELOR, como sustento presenta el informe técnico GWT-039-2023, donde señala los hallazgos encontrados en las celdas, como son puntos calientes, recalentaminetos en los transformadores de tensión y recalentaminetos de los aisladores, entre otros. En la visita de campo se apreció la antigüedad y el mal estado de estas. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 dos celdas de alimentador, una celda de medición y una celda de transformador de 10 kV, asimismo, las Bajas de las existentes (no reconocidos en la tarifa)

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión**: La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo E para cada uno de los proyectos, es

vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.

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

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 2, no se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029.

Cuadro Nº 6-8
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 2

Programación de Bajas AD0X				
AD	**Titular**	**Año**	**Elemento**	**Instalación**
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de medición 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ELOR	2029	Celda de Línea 60 kV a SE Bagua Chica	SET Muyo
2	ELOR	2029	Celda de Transformador 60 kV	SET Muyo
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Jaén	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Muyo	SET Bagua
2	ELOR	2029	LT Bagua Chica - Muyo	Línea

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 2, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro Nº 6-9
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 2
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 2	**21 198 167**	**90,34**	**135**	**40**
ENSA	**2 324 578**	**0**	**60**	**6**
AT				
Celda				
Línea				
TP	911 476		30	1
MAT				
Celda				
Línea				
TP	1 134 908		30	1
MT				
Celda	278 195			4
CVC ENERGÍA	**7 531 935**	**21**	**60**	**9**
AT	**410 785**			
Celda	410 785			1
Línea				
TP				
MAT	**6 710 759**			
Celda	1 261 251			2
Línea	2 530 858	21		1
TP	2 918 650		60	1
MT	**410 391**			
Celda	410 391			4
ELOR	**11 341 653**	**69,34**	**15**	**25**
AT				
Celda	1 714 105			6
Línea	6 781 513	69,34		2
TP	1 333 974		15	1
MAT				
Celda				
Línea				
TP				
MT				
Celda	1 512 062			16

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

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, 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 DSE, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

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

Según lo prevé el numeral 5,8,5 de la NORMA TARIFAS, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, 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 2, no se presenta la necesidad de evaluación de instalaciones sobre las cuales se ha propuesto su retiro del Plan de Inversiones 2021-2025.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por ENSA, ELOR, CVC ENERGÍA y PEOT, se concluye lo siguiente:

a) Se ha estimado que la demanda de electricidad en el Área de Demanda 2 crecerá en el período 2022-2034 a una tasa promedio anual de 3,2%. Respecto a las PROPUESTAS FINALES de las empresas, es menor que el estimado por ELECTRONORTE (5,4%), menor que el estimado por CVC ENERGÍA (3,6%) y mayor que el estimado por ELECTRO ORIENTE (2,2%).

b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 2, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 21 198 167 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe.

c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 2, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.

d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 2, correspondiente al período mayo 2025-abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.

e) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/hbc

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

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

Anexo B Metodología para la Proyección de la Demanda.

Anexo C Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de TITULAR.

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

Anexo E Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin.

Anexo F Cuadros Comparativos.

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

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el resumen ejecutivo del ESTUDIO debe incluir un resumen de la relación de proyectos a darse de Baja que resulta del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se presenta la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja. Por ejemplo, las celdas que solicita cambiarlas en la SET Chiclayo Norte, por lo tanto, ENSA debe completar la información faltante e indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.

Respuesta

Se ha añadido la relación de instalaciones a darse de baja.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA ha incluido una relación de Bajas; sin embargo, no se encuentra actualizada con todos los elementos requeridos.

Conclusión

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

2. ENSA no presenta los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los Formatos de Información General F-000. En ese sentido, ENSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se presenta el Formato F-000.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, no se encuentran los formatos F-000.

Conclusión

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

3. ENSA presenta 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, ENSA debe completar el periodo de proyección estar comprendido hasta el año 2054.

Respuesta

Si la Norma Tarifas señala lo indicado, significa un error conceptual, teniendo en cuenta que los estudios para la definición del Plan de Inversiones, se realiza siempre dos años antes de la fijación de tarifas, en este caso el año 2022, por lo que es imposible considerar como año de inicio de la proyección el año 2025, por falta de la información correspondiente. Hacer lo indicado en la observación significaría efectuar una proyección de 32 años.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la

observación porque ha presentado la proyección de demanda hasta el año 2052, incumpliendo lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

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

4. Los valores históricos de las variables explicativas empleadas en la proyección de demanda regulada deben ser consideradas incluso hasta el año 2022 (Año Representativo). Los valores hasta el año 2021 deben ser tomados de los planes de inversión anteriores o en su defecto del proceso de modificación del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025), por ser históricos.

Respuesta

Solo se tiene el caso de la Tarifa al año 2022 el cual ha sido tomada del mismo valor del año 2021. Se ha corregido este valor.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores históricos de las variables explicativas comprenden hasta el año 2022. Asimismo, los valores al año 2021 coinciden con los de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

5. Varios de los formatos F-100 presentan información incompleta en cuanto no se ha consignado los valores de las proyecciones de algunas cargas como los nombres de los usuarios libres, así también se ha verificado errores en la selección de celdas para cuantificar los totales de las cargas proyectadas por nivel de tensión. Revisar formatos F-110 al F-112. Además, falta completar la información en el archivo F-100, en cuanto ENSA no ha presentado un formato F-121 auxiliar donde se evidencien las demandas que van a los archivos de flujo.

Respuesta

Se ha completado la información de los nombres de los clientes libres. En cuanto a un formato que muestre las demandas que va al archivo de flujo, los datos de demanda se encuentran en el archivo pfd enviado; sin embargo, se anexará en el Anexo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque para algunas nuevas cargas del formato F-113 no se ha consignado los nombres de dichas cargas.

Conclusión

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

6. ENSA 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

Electronorte ha entregado toda la información y los sustentos necesarios para la revisión de los formatos correspondientes. En el caso del Formato F000 de Antecedentes de Instalaciones, como archivo adicional de información, se anexará a los formatos, pero no incide en los cálculos.

En el Volumen II Proyección de demanda se describe claramente el procedimiento seguido, de acuerdo a lo establecido en la Norma Tarifas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA ha actualizado las variables explicativas con información del año 2022. Sin embargo, el cálculo de los valores de las variables PBI, Población y Tarifa Real correspondiente al año 2022 no ha seguido los criterios establecidos conforme se analiza en las observaciones 15), 16) y 17), respectivamente.

Conclusión

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

7. ENSA no presenta la totalidad de los registros de energía de cada 15 minutos y de los presentados no realiza la depuración de datos atípicos. Al respecto, ENSA debe sustentar la necesidad de la depuración o de lo contrario, corrija y adjunte el proceso de depuración mencionada con archivos de sustento.

Respuesta

El formato F102 se alimenta del formato Registros el cual se alimenta del archivo SET Saneado 2022_4.xls, el cual se encuentra en la carpeta 02 Demanda _ subcarpeta 05Mediciones. Estos archivos están referenciados y todos ellos han sido entregados en los Anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA ha presentado los registros de mediciones. Sin embargo, se mantiene la observación porque no presenta la metodología o criterios adoptados, así como los archivos de sustento correspondientes de la depuración de datos atípicos.

Conclusión

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

8. En relación a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, ENSA debe presentar el sustento de la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

Respuesta

Se presentaron los sustentos correspondientes; para mayor precisión se muestra en Anexo Factibilidades.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que las factibilidades de los años 2020, 2021, 2022 y 2023 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes solo adjuntó la factibilidad emitida por ENSA sin presentar la solicitud del interesado, ni el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Cabe indicar que, el detalle de la evaluación de cada solicitud de Demanda Incorporada (Usuarios Libres nuevos) que no ha sido considerada en la proyección de demanda por Osinergmin se encuentra en la hoja “Factibilidades ENSA” del archivo de los formatos “F-100” de la PROPUESTA Osinergmin.

Conclusión

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

9. ENSA en su diagnóstico (formato F-202) no está considerando los proyectos aprobados en los Planes de Inversión anteriores, ni en sus respectivas modificaciones. Por ejemplo, no es tomado en cuenta la SET Chiclayo Centro, por ello, la SET Chiclayo Oeste presenta sobrecargas, siendo que estas fueron solucionadas con los traslados de carga realizadas en el Plan de Inversiones 2021-2025.

Respuesta

Como es de conocimiento en nuestra País el mayor cuello de botella para realizar una inversión en trasmisión es la adquisición del terreno, más los instrumentos ambientales, por factores externo e internos y por el motivo de la inversión es imposible cumplir con los plazos para la puesta en operación de una subestación de Potencia; sin embargo pese a las dificultades a la fecha ya se cuenta con la disponibilidad del terreno para la SED Chiclayo Centro; así mismo se viene elaborando los estudios definitivos y estamos a la espera del instrumento ambiental, fecha prevista de puesta en operación comercial año 2026.

No estamos considerando en el diagnóstico del año 2022, porque realmente la SED Chiclayo Centro entrará en servicio el año 2026.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENSA no cumplió con actualizar la hoja F-202.

Conclusión

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

10. De acuerdo a lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, se solicita que ENSA presente los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

Respuesta

Se desarrollará el análisis de la transmisión al año 30, el mismo o que se adjunta en el archivo de simulación que es parte del anexo del estudio PI 2025-2029, actualizado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que presenta la configuración hasta el año 30.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

11. ENSA presenta en su ESTUDIO cuadros correspondientes al diagnóstico de subestaciones en el periodo 2021-2025, en dichos cuadros se muestran información de la máxima demanda, el factor de uso y la potencia instalada de las subestaciones. Sin embargo, esta información no se encuentra vinculada con los formatos F-100 y F-200. Al respecto ENSA debe presentar los archivos de sustento debidamente validados y vinculados que justifiquen la información que presentan en su ESTUDIO.

Respuesta

Se indica de manera precisa la vinculación de dichos archivos en el estudio definitivo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, que los formatos no se encuentran vinculados.

Conclusión

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

12. Tanto en el Resumen Ejecutivo como en el Volumen III: “Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar”, se menciona incluir proyectos en el proceso de modificación del PI 2025-2029. En ese sentido, ENSA debe validar y definir si las solicitudes corresponden al presente proceso o están en evaluación para el siguiente.

Respuesta

Se retirará este párrafo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA retira el párrafo.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

13. En el Volumen III: “Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar" del Informe, en la sección 5.1 “Implementación de Transformadores, hace mención de un grupo de transformadores que entrarían hasta el 2029 para solucionar problemas de sobrecarga; sin embargo, en la sección 6.7 “Plan de Inversiones en Transmisión”, en la cual se hace mención de todos los elementos solicitados, los transformadores antes mencionados no figuran. Como ejemplo se tiene a los Transformadores de la SE Pomalca, SE Viña, SE Pampa Pañalá, Chiclayo Oeste. Por lo tanto, ENSA debe complementar el Volumen III.

Respuesta

Se completará lo solicitado en el Informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA si actualizó el informe.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

14. El esquema unifilar del archivo de flujo no guarda relación con los archivos de sustento: diagrama unifilar (.dwg), y formato F-200. Por ejemplo, en el formato F-200 no se considera la totalidad de las SET’s del sistema eléctrico Bagua-Jaén, Bagua-Jaén Rural y la SET Tierras Nuevas, pero están incluidas en el archivo “.pfd”.

Respuesta

No se presenta en el formato F200 al no estar incluidas como instalaciones de Electronorte.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENSA no ha actualizado la hoja F-200, aun cuando la NORMA TARIFAS ordena se actualicen todas las SET dentro de su área de influencia.

Conclusión

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

I. Observaciones Específicas

Proyección de la Demanda

15. Variable PBI

El valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 2 (AD2) para el año 2022 mencionado en el formato F-104 no está correctamente construido. Al respecto, ENSA debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD2 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022, en función de las ventas de energía en cada departamento que conforma dicha Área de Demanda (las cuales deben ser obtenidas del SICOM 2022).

Adicionalmente, se ha observado que los valores históricos de la variable PBI nacional del periodo 2014-2018 consignados en el formato F-104 no corresponden a los valores aprobados en el proceso PI 2021-2025. Por lo que ENSA debe corregirlos.

Asimismo, se 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.

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

Luego, ENSA debe evaluar un modelo econométrico que sea consistente estadísticamente para proyectar el PBI del AD2 en función del PBI nacional.

Respuesta

Lo indicado si se ha efectuado, se encuentra en el acápite 3.1.2, página 4 del Volumen II Proyección de demanda.

Se revisará lo indicado.

El estudio, según la Norma Tarifas, se realiza con la información existente al momento de su elaboración. No procede que se revise el mismo por la aparición de información posterior. Por otro lado, el efecto de lo indicado será mínimo en 6 los resultados del estudio.

Todo lo indicado se ha efectuado en el estudio presentado, se encuentra en el acápite 3.2.1, página 7 del Volumen II Proyección de demanda.

Lo indicado no corresponde a la metodología establecida en la Norma Tarifas, ni se ha aplicado en todos los procesos anteriores. Lo que se hace es lo indicado en el primer párrafo de la observación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se mantiene la observación porque en el cálculo del valor de la variable PBI del Área de Demanda 2 del 2022 no ha seguido los criterios mencionados por Osinergmin.

Conclusión

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

16. Variable Población

Los valores históricos de la variable “Población” del AD2 comprendidos en el periodo 1996-2021 no son los correctos al verificarse que en el formato F-104 y en el archivo “Población_estimada.xlsx” no coinciden con los valores aprobados en el proceso de

modificación del PI 2021-2025. Asimismo, se observa que el valor histórico del Año Representativo (2022) no estaría debidamente sustentado en tanto se ha construido en base a información desactualizada (Boletín especial N° 25).

Al respecto, ENSA 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 AD2 en base a los porcentajes de participación que se desprenden de las ventas de energía por departamento que componen el AD2 (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

En la proyección de la variable Población para el periodo 2023-2054 debe usarse las estimaciones y proyecciones al año 2025 y 2030 por departamento realizadas por el INEI y publicadas en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf).

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 anual del periodo 2025-2030.

Luego, las poblaciones departamentales anuales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio anual departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales ENSA debe emplear en la proyección de la variable población del AD2.

Respuesta

Todo lo indicado se ha efectuado en el estudio.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se mantiene la observación porque en el cálculo del valor de la variable Población del Área de Demanda 2 del año 2022 y su proyección no ha seguido las indicaciones brindadas por Osinergmin.

Conclusión

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

17. Variable Tarifa Real

Respecto al valor histórico de la variable “Tarifa Real”, se verifica que el valor del IPC departamental del año 2022 no ha sido consignado en el formato F-104, así tampoco el cálculo de la Tarifa Real de ese año. Además, se observa que, en el cálculo de la Tarifa Real, se está considerando en las ventas de los años 2019, 2020 y 2021 las de los años 2020, 2021, y 2022, respectivamente. Al respecto, ENSA debe tomar los valores de la Tarifa Real aprobados en el proceso de modificación del PI 2021-2025.

El valor del IPC del AD2 correspondiente al año 2022 debe ser tomado de las estimaciones del INEI (https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta) a fin de calcular el valor histórico de la variable Tarifa Real del AD2 de ese año.

Por tanto, ENSA debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente.

Respuesta

En esta observación se demuestra la incoherencia de la pretensión de Osinergmin de que se tome como base el año 2025, por cuanto los valores de los parámetros IPC y tarifas solo se tiene hasta el año 2022.

Se corregirá el valor de la Tarifa Real cts. S/. de 2009 del año 2022, cuyo valor se había utilizado del año 2021; sin embargo, esta variación no influye en los cálculos finales, presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL de ENSA, se observa que los valores del IPC departamental de 2022 no corresponden a dicho año, si no del año 2021. Por tanto, el cálculo de la variable Tarifa Real del año 2022 es incorrecto.

Conclusión

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

18. Ventas de Energía

En el formato F-105, se aprecia que las Ventas de Energía consignadas como totales del AD2 entre los años 2015 y 2022 no armonizan con la suma de las ventas por sistemas eléctricos de esos años. Por lo que se requiere que ENSA revise y valide las ventas de energía por sistemas eléctricos.

En la hoja "SETRA" del archivo "01 Pérdidas_2022.xslx" se ha verificado que se ha asignado a cada sistema eléctrico de distribución su correspondiente sistema eléctrico de transmisión. De la revisión del ESTUDIO, se observan las asignaciones mostradas en el Cuadro 1, las cuales se requieren ser verificadas y sustentadas por ENSA.

Cuadro 1

Propuesta ELECTRONORTE		
Código SE	**SE**	**Sistema eléctrico de transmisión**
SE1095	Chachapoyas	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural - San Ignacio
SR0293	SER Rodriguez De Mendoza	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural - San Ignacio
SE0109	Niepos	Chiclayo
SR1109	Sistema Eléctrico Rural Niepos	Chiclayo
SE1229	Tabaconas	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural - San Ignacio

Respuesta

Se ha considerado la misma agrupación y valores de ventas de los sistemas eléctricos considerados en el Plan de Inversiones anterior.

La data histórica tiene como referencia el estudio de la Modificatoria del PIT 2021-2025 por lo que se entiende ha sido validada por Osinergmin, estos son los datos que han sido tomados como totales para las ventas de energía del AD02. Sin perjuicio de ello, se debe recordar que las proyecciones para cada sistema eléctrico se ajustan a las proyecciones totales para que pueda darse la armonización correspondiente.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL de ENSA, se mantiene la observación porque los sistemas eléctricos de distribución no se asocian correctamente a los sistemas eléctricos de transmisión analizados para el Área de Demanda 2. De otro lado, ENSA no presenta respuesta detallada sobre cada una de las asignaciones observadas.

Conclusión

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

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

Las proyecciones de ventas de energía deben efectuarse hasta el año 2054.

En relación al modelo elegido por ENSA, según el método econométrico, el que evidencia dos variables categóricas en la ecuación (D2016 y D2021), no estaría sustentado, toda vez que en el informe “VOLUMEN II PROYECCIÓN DE DEMANDA PIT 2025-2029 ELECTRONORTE” no se muestra las razones del uso de esas dos variables dicotómicas para explicar el comportamiento de las ventas de energía del AD2.

Respecto al ajuste final de las proyecciones de las ventas de energía de usuarios regulados, no se ha encontrado mayor sustento sobre emplear las tasas de crecimiento del modelo econométrico elegido hasta el año 2026 y las tasas del modelo tendencial “polinómico 2” para el periodo 2027-2052; este último es observado tomando en cuenta que la ecuación tendencial polinómica posee una variable no significativa estadísticamente.

Por tanto, ENSA debe presentar el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

- Las proyecciones anuales de la demanda regulada del periodo comprendido entre el año 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.

Por consiguiente, ENSA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD2. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 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

La metodología utilizada es la misma que se ha venido aplicando en los procesos anteriores, ya que en el caso de los valores D2016 y D2021, estos siempre se han utilizado en procesos anteriores, en los años que puedan resultar con picos de valores inusuales, con el objetivo de suavizar las curvas, de ese modo se escoge el método polinómico2 por encima de la lineal al poseer mayor valor de R2 y estadístico T. Sin perjuicio de ello, se va a corregir el quinto año de proyección, ya que en la modificatoria anterior se utilizó el método econométrico para los primeros 5 años y ENSA ha presentado el método econométrico para los primeros 4 años. Para los siguientes años de proyección se ha utilizado el método tendencial. Por lo que el único cambio es la tasa del año 2027, de 3.1% a 3.3%, cuyo impacto es casi nulo es los valores finales de proyección de las ventas de energía de los usuarios regulados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se evidencia que, no ha cumplido con efectuar las proyecciones de las ventas de energía considerando todo el periodo de proyección hasta el año 2054. Así tampoco, en el formato F-108, ENSA ha cumplido con emplear en el ajuste final los dos criterios señalados por Osinergmin.

Conclusión

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

20. Porcentajes de expansión de pérdidas

Si bien ENSA presenta los factores de expansión de pérdidas, no ha sustentado las pérdidas MT y BT, ya que se verifica que el cálculo del factor de pérdidas equivalentes

en MT y BT y (MT + BT) no son los correctos, por lo tanto, ENSA debe corregir y recalcular los factores de pérdidas.

Respuesta

En el estudio se ha utilizado los factores de expansión de pérdidas resultantes de la información que ENSA remite al Osinergmin. Se debe precisar esta información. La base de datos para dicho cálculo es el SICOM, base de datos tomados de la web de Osinergmin, tomando como base los factores de pérdidas vigentes para las empresas que conforman el área de demanda 2, Resolución Osinergmin N° 189-2022-OS/CD y Resolución N° 224-2019-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA ha considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las resoluciones que indica; sin embargo, la Resolución N° 224-2019-OS/CD ya no está vigente. Por lo que, en la etapa de Pre-Publicación, para las empresas ENSA y ELOR se debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027.

Conclusión

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

21. Sobre el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca

En los formatos F-100 se observa la inclusión del sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca. Al respecto, se advierte que dicho sistema eléctrico pertenece al Área de Demanda 3, esto en concordancia con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, y su correspondiente Informe Técnico N° 260-2021-GRT, con la cual se aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027. Por lo que, ENSA debe corregir los formatos F-100 sin considerar el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca.

Respuesta

Para los análisis de la situación operativa actual y futura de los sistemas eléctricos, tiene que considerarse todas las instalaciones involucradas. Por otro lado, el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca están operados y pertenecen a la zona de concesión de ENSA, por lo tanto, tienen que ser incluidos en la información correspondiente. Si dichos sistemas pertenecen al Área de Demanda A3, consideramos que esto constituye un error en dicha designación.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca es considerado como parte del Área de Demanda 3 desde el año 2015 (de acuerdo a Resolución N° 197-2015-OS/CD), fecha en la que dicho sistema tuvo como nuevo punto de alimentación la SET Cerro Corona, la misma que se interconecta mediante una LT 220 con la SET Cajamarca 220 kV. Esta última subestación forma parte de las instalaciones de transmisión del Área de Demanda 3. Por tanto, el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca debe ser considerado en el Área de Demanda 3.

Conclusión

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

22. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja “SET 2022” del archivo “SET Saneado 2022_3.xlsx”, ENSA ha presentado

los registros de mediciones de cada 15 minutos. No obstante, se observa que, al parecer, no se habría realizado la depuración de datos atípicos, como por ejemplo se muestran en la Figura 1, Figura 2 y Figura 3.

Al respecto, se debe considerar que los ejemplos mostrados no son los únicos casos que han sido observados del total de registros presentados. En ese sentido, ENSA debe realizar la depuración de datos atípicos, presentar la metodología o criterios adoptados, así como los archivos de sustento correspondientes.

Figura 1: Registros de la barra Chiclayo Oeste 10 kV (TP6018)

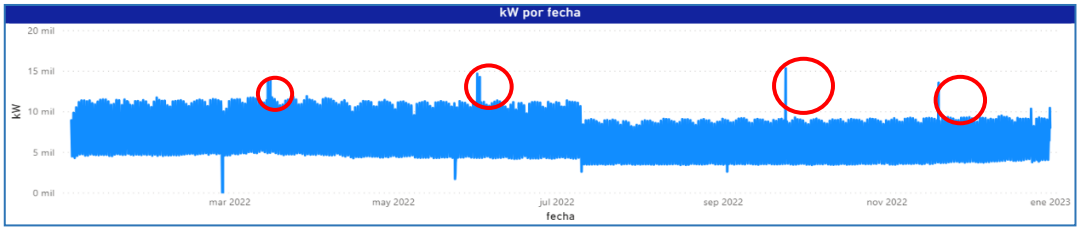


Figura 2: Registros de la barra Chiclayo Norte 10 kV (TP6003)

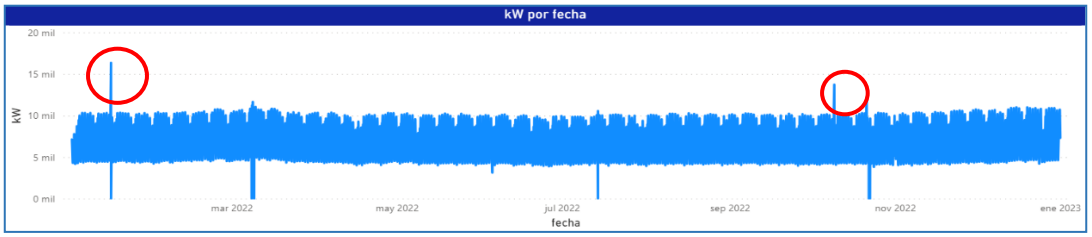


Figura 3: Registros de la barra Chiclayo Norte 10 kV (TP6015)

De otro lado, ENSA no habría presentado en su ESTUDIO los registros de mediciones de la barra TIERRAS NUEVAS 22,9 kV. Al respecto, ENSA debe sustentar el motivo por el cual no se incluyó esos registros. Cabe señalar que, de acuerdo a lo estipulado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS, se debe presentar la totalidad de registros históricos de mediciones del Año Representativo 2022, correspondiente a cada devanado de transformador de cada subestación.

Asimismo, ENSA debe tener en cuenta que la fuente y/o procedencia de los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos deben ser los mismos que los presentados en la información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, debe explicar y sustentar los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

Sí se ha efectuado la depuración indicada. Por otro lado, estos valores no son de mayor impacto en el cálculo de los valores de parámetros utilizados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque ENSA no ha presentado la metodología o criterios adoptados, así como los archivos de sustento correspondientes de la depuración de datos atípicos.

Por otro lado, si bien ha presentado los registros de mediciones de la barra TIERRAS NUEVAS 22,9 kV; en el formato F-101 se observa que no ha determinado los factores de caracterización de dicha barra.

Conclusión

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

23. Factores de caracterización de la carga

En el formato F-101, algunos factores de caracterización presentados superan la unidad, lo cual es incorrecto. Al respecto, ENSA debe revisar lo indicado.

Respuesta

Se ha corregido lo indicado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, en el formato F-101 se verifican las correcciones efectuadas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

24. Clientes libres existentes

En el formato F-113, el listado de clientes libres que presenta ENSA no coincide con la base de datos del SICLI 2022. Asimismo, ENSA 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 actualizará el formato F-113, con la base de datos de clientes libres SICLI 2022.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación en el formato F-113 en cuanto al listado de clientes, los cuales no corresponden a la base de datos SICLI 2022. Así tampoco, los valores de consumo de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización corresponden a los obtenidos del SICLI 2022.

Conclusión

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

25. Información general de los Clientes libres existentes

En el formato F-113, ENSA habría consignado valores a mano alzada para el factor de carga (FC) de los clientes libres existentes. Por consiguiente, ENSA debe sustentar dichos valores y/o corregir según corresponda.

Respuesta

La expresión “a mano alzada” no se entiende, es probable que se refieran a lo indicado en valores, sin vinculación con la fuente.

Es otro ejemplo de la imprecisión de la observación, al indicarse “ELECTRONORTE habría consignado valores a mano alzada”

En base a la actualización según la observación 24, se actualizarán los factores de ser el caso, con su respectiva fuente.:

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica en el formato F-113 que los factores de carga presentados se encuentran debidamente vinculados.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

26. Incorporación de nuevas demandas

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS se señala que:

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

Al respecto, según los formatos F-100, ENSA ha incluido un total de 271 nuevas demandas que luego lo agrega en su proyección de demanda; sin embargo, se ha verificado que el sustento documentario está incompleto. Por lo que, ENSA debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de estas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga.

Cabe señalar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el cliente libre. Además, para cargas mayores que 1 MW se debe adjuntar el cronograma de obra y/o documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. Cabe indicar que los criterios de sustento de las demandas a incorporar se encuentran en los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025, en el Anexo B.3.3, asimismo, para cargas mayores que 1 MW se debe adjuntar el plano de ubicación, cronograma de ingreso de carga y documento de compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por Osinergmin.

Adicionalmente, en el ESTUDIO se verifica que, la totalidad de las nuevas demandas incorporadas se considera con un ingreso de carga proyectado para el año 2023, sin mayor sustento. Por lo tanto, ENSA debe sustentar el año de ingreso indicado de cada carga.

Respuesta

[No hay respuesta de parte de ELECTRONORTE en informe]:

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que las factibilidades de los años 2020, 2021, 2022 y 2023 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes solo se adjuntó la factibilidad emitida por ENSA sin presentar la solicitud del interesado, ni el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Conclusión

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

27. Mapas de Densidad de Carga

En el formato F-123, ENSA ha presentado los mapas de densidad de carga, pero solo de los años 10, 20 y 30. Al respecto, ENSA debe presentar todos los mapas de densidad de carga de los años “0, 1, 2, 3, 4, …. 15 y 25” en formatos AutoCAD. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km2) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120. Ello en concordancia a lo establecido en el numeral 8.1.2 del Artículo 36° de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

En general, consideramos que los mapas de densidades son de poca o nula utilización. Incluso para establecer un centro de carga, no se utilizan mapas con rangos de densidades, sino cada nodo o punto de carga con sus respectivas coordenadas.

Con mayor razón, es de muy relativa utilidad la elaboración de mapas de densidades para cada uno de los años de estudio.

En todo caso, esperamos que en el estudio que debe realizar Osinergmin, se ilustre la forma en que se utilizan dichos mapas.

Sin perjuicio de ello, se adjuntan los mapas de densidad para los años faltantes:

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA no ha adjuntado los mapas de densidad de carga solicitados solo presenta los mapas de densidad de carga para los años 10, 20 y 30

Conclusión

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

Sistema Eléctrico a Remunerar

28. Formatos de información general

Se debe presentar datos completos en los formatos de información general F-001, F-002 y F-003, según lo establecido en la NORMA TARIFAS; la información requerida es necesaria para analizar el diagnóstico actual del sistema de transmisión, verificar la antigüedad de las instalaciones, la ubicación geográfica de las subestaciones, el estado de los transformadores (nuevo, rotado o reserva) entre otros aspectos necesarios y básicos para realizar el planeamiento de la transmisión; por lo tanto, ENSA debe presentar los formatos indicados con la totalidad de los datos requeridos.

Respuesta

Se incluirá lo indicado, de acuerdo a la Norma Tarifas, aunque no se precisa cuál es la información faltante.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, no se encuentra dicho formato.

Conclusión

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

29. Formatos del SER

ENSA presenta su formato F-200 con información que no corresponde a las propuestas de su ESTUDIO (por ejemplo, la demanda de la SET Nueva Motupe en el año 2022 (que parte de la pestaña F-120), difiere de su formato F-100 para el mismo año). Asimismo, no considera las nuevas subestaciones propuestas en el ESTUDIO para la redistribución de la máxima demanda (F-203) por ejemplo la SET Nueva Pomalca. Además, ENSA no presenta el sustento que justifica el requerimiento de nuevas celdas de alimentadores (formato F-204), que debe tener las capacidades por alimentador en el horizonte de 30 años. En ese sentido, ENSA debe validar, completar y corregir el formato F-200, en cumplimiento con la NORMA TARIFAS.

Asimismo, en el formato F-202, diagnóstico de sobrecarga de transformadores, ENSA deberá realizarlos, considerando los proyectos ya aprobados en los Planes de Inversión pasados, por ejemplo, los traslados de carga a la SET Chiclayo Centro. En ese sentido, ENSA debe revisar y corregir el formato F-202.

Respuesta

En lo referente al diagnóstico de niveles de carga de transformadores, no se puede considerar instalaciones no existentes, aunque los mismos hayan sido aprobados anteriormente.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENSA no incluye en la hoja F-200, los proyectos aprobados en los Planes de Inversión anteriores para realizar los diagnósticos correspondientes.

Conclusión

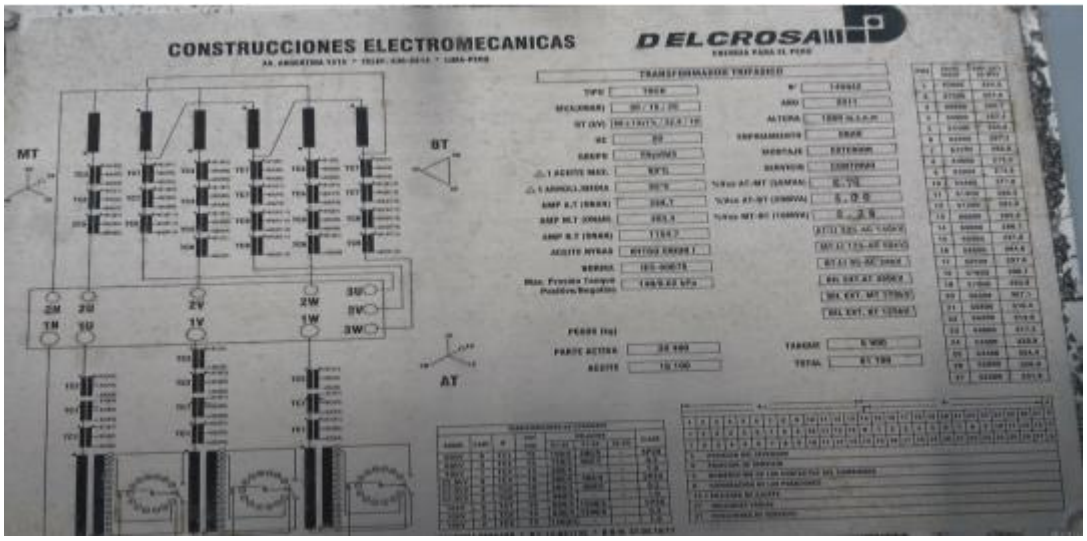
Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

30. Transformadores de Reserva

En el Plan de Inversiones 2009-2013 se aprobó un transformador de reserva en la SET Lambayeque de 30 MVA, y que viene siendo reconocida, en la visita de campo no se observó este transformador en la SET Lambayeque, por lo que, se requiere que ENSA señale la ubicación de dicho transformador, y envíe la placa correspondiente.

Respuesta

El transformador de reserva aprobado en el PIT 2009-2013 se encuentra instalado en la SET Pampa Pañalá (ver placa característica), según lo dispuesto por OSINERGMIN en la Resolución N° 197-2012-OS/CD de fecha 11.09.2012 adjunta a la presente.



Que, sin embargo, el 26 de abril de 2012 se inspeccionó y verificó que el transformador de reserva 60/23/10 kV de 30 MVA, aprobado en el Plan de Inversiones 2009-2013, se encuentra inapropiadamente ubicado en la SET Chiclayo Oeste; habiendo el representante de ENSA manifestando en esa oportunidad, como respuesta a la observación, que el transformador de reserva era demasiado grande para manipularlo y ubicarlo adecuadamente en alguna subestación, por lo que indicaron que el mencionado transformador a lo sumo debiera ser de 15MVA;

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que el transformador se encuentra instalado en la SET Pampa Pañalá.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

31. Inclusión de Nuevos Transformadores

Se observa que en el numeral 5.1, del Volumen III de su ESTUDIO: Determinación del SER, “Implementación de Transformadores”, se presenta cuadro sin numerar, donde se muestran listado de transformadores que se instalarían hasta el año 2029, considerando transformadores aprobados en los planes de inversión anteriores y otros que no se encuentran aprobados. Sin embargo, en el numeral 6.7 del mismo “Plan de Inversiones en Transmisión”, no se presentan como inversión. En ese sentido, se requiere que ENSA evalúe en el diagnóstico con los Elementos ya aprobados, y los transformadores que se requieran considerarlos en los cuadros del Plan de Inversiones.

Respuesta

Se ha revisado y completado lo indicado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA actualizó lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

32. Respecto a los costos para los terrenos de las Subestaciones nuevas

Es necesario que ENSA considere en la valorización el costo de terreno, adjuntando la fuente de referencia de donde se ha obtenido el precio de terreno, o informar que los terrenos son de su propiedad o serán donados. Por ejemplo, para la SET Mocupe, no considera ningún precio, ni el área a utilizar para la subestación. En ese sentido, se requiere que ENSA complemente la valorización con los sustentos debidos.

Respuesta

Osinergmin ha establecido que el costo del terreno de las subestaciones, será reconocido en el momento de efectuar el alta de las mismas, en cuya ocasión el titular de las instalaciones presentará los sustentos correspondientes, que demuestren claramente dichos costos.

Por tal motivo, es imposible e improcedente que se indique y se sustente dicha valorización del terreno, antes de su adquisición.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, la valorización del Plan de Inversiones es solo referencial, y en cumplimiento de la NORMA TARIFAS debe ser realizado.

Conclusión

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

33. LT Tierras Nuevas – Nueva Motupe 220 kV

ENSA indica que la LT Tierras Nuevas – Nueva Motupe sea diseñada para 220 kV y en la primera etapa se tensione en 60 kV. En ese sentido, ENSA debe presentar la configuración final del proyecto. Asimismo, se requiere que indique, con el sustento debido la existencia de espacio suficiente en la SET Nueva Motupe para las celdas en 220 kV.

Además, a fin de hallar la ubicación idónea de la nueva subestación en 220 kV, se requiere que complete el Formato F-123, así como también, envíe el mapa de densidad de carga del Sistema Chiclayo Baja Densidad en formato Autocad (*DWG) según lo señalado en las notas (1) y (2) del mencionado formato F-123.

Por otro lado, el COES en su Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el período 2025-2034 ha identificado que el sistema Olmos superaría los 30 MW de demanda. En ese contexto, se avizora una Instalación de Conexión de Transmisión (ITC).

Respuesta

En la nueva revisión del informe de Determinación del SER se presentará, mediante un esquema gráfico, la configuración final del proyecto de línea en 220 kV.

El mapa de densidad de carga del Sistema Chiclayo Baja Densidad no es útil para establecer la ubicación idónea de la subestación, por cuanto, en lo referente al centro de carga, este se determina con las coordenadas de cada punto de carga. En todo caso, se espera que, en el estudio de Osinergmin, se indique esta utilización del mapa de densidades.

De acuerdo a las reuniones virtuales sostenidas en el mes de octubre del año 2023 con los representantes de COES, se tiene previsto para el año 2030 una nueva SET Salitral en 220 KV, que coincide con nuestra propuesta inicial en 220 kV. Por lo tanto, con la finalidad de optimizar inversiones se ha considerado la propuesta COES teniendo en consideración ITC para el sistema Olmos porque superaría los 30 MW de demanda.:

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, toma en cuenta el proyecto ITC; sin embargo, ENSA no cumplió con enviar los diagramas de densidad de carga.

Conclusión

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

34. Sobre las cargas futuras en la Poligonal de Pampa Pañalá y Tierras Nuevas.

La empresa CVC ENERGÍA dentro de su ESTUDIO está proponiendo una nueva subestación de potencia para la atención de las cargas existentes y futuras de la zona de Olmos, la Nueva SET Sureños. Al respecto, dado que dicha subestación y cargas están dentro del AD2 y se busca la eficiencia económica en la transmisión para atendar a dichas cargas, ENSA debe revisar y plantear alternativas de solución para dicha zona considerando que a partir de las SET Pampa Pañalá, Olmos y Mórrope, existentes se pueden atender nuevas cargas.

Asimismo, ENSA debe tener en cuenta el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el período 2025-2034, que realizó el COES; ya que se avizora un proyecto ITC, en esta zona.

Respuesta

La concesión de distribución de ELECTRONORTE S.A. otorgada por el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, mediante Resolución Suprema N° 019-2014-MEM, cuentan con sentencias judicial expedidas en el expediente judicial 05726-2014-0-1801-JR-CA-06, las mismas que tiene AUTORIDAD DE COSA JUZGADA, que validan y reconocen a ELECTRONORTE S.A. como titular del derecho de exclusividad sobre la zona de Concesión de Distribución de Olmos.

Siendo el caso que el expediente judicial 05726-2014-0-1801-JR-CA-06 sobre impugnación de resolución administrativa, en virtud del cual COELVISAC solicitaba judicialmente (i) se declare la nulidad total de la Resolución Suprema N° 019-2014-EM del 07 de abril de 2014 emitida por el MINEM que le otorgó a ELECTRONORTE S.A. la ampliación de concesión en la misma zona “Pampas de Olmos”; (ii) Se reconozca a COELVISAC como concesionario de distribución de energía eléctrica, registrar las coordenadas de la zona de la que es titular y excluir estas coordenadas de solicitudes de terceros en acatamiento de la validez y eficacia de la Resolución Gerencial Regional N° 004-2014-GOB.LAMB/GRDP y la adopción por parte del Ministerio de Energía y Minas y de la Dirección General de Electricidad de las medidas correspondientes; (iii) resarcimiento de daños y perjuicios, ya fue resuelto en forma definitiva según se detalla a continuación:

- SENTENCIA contenida en la Resolución N° 19, de fecha 30 de junio de 2016, emitida por el SEXTO JUZGADO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO DE LA CORTE SUPERIOR DE LIMA, recaída en el Expediente N° 05726-2014-0-1801-JR-CA-06, la misma que RESUELVE: Declarar INFUNDADA la demanda en los extremos de la nulidad de la resolución ficta y de la Resolución Suprema N° 019-2014-MEM, así como de la indemnización por daños y perjuicios, e IMPROCEDENTE el reconocimiento de derechos como concesionario de distribución eléctrica, en los seguidos por CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC contra el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, ELECTRONORTE S.A. y GOBIERNO REGIONAL DE LAMBAYEQUE como litisconsorte.

- SENTENCIA DE VISTA contenida en la Resolución N° 15, de fecha 23 de julio de 2020, emitida por la SEGUNDA SALA ESPECIALIZADA EN LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO DE LA CORTE SUPERIOR DE JUSTICIA DE LIMA, recaída en el Expediente N° 05726-2014-0-1801-JR-CA-06, la misma que RESUELVE: CONFIRMAR la SENTENCIA contenida en la Resolución N° 19, de fecha 30 de junio de 2016, que declarar INFUNDADA la demanda, en los seguidos por CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC contra el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS y OTROS.

- Auto Calificatorio del Recurso Casación N° 26726-2021 LIMA, de fecha 12 de setiembre de 2022, emitida por la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente de la Corte Suprema de la República, la misma que resuelve: DECLARAR IMPRCEDENTE el recurso de casación interpuesto por el demandante CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC, de fecha 18 de setiembre de 2020, contra la Sentencia de Vista contenida en la Resolución Número 15, de fecha 23 de julio de 2020, DISPUSIERON la publicación de la presente resolución en el diario oficial “El Peruano” conforme a Ley, en los seguidos por CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC contra el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS y OTROS.

- Resolución N° 21, de fecha 21 de noviembre de 2022, emitida por el SEXTO JUZGADO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO DE LA CORTE SUPERIOR DE LIMA, recaída en el Expediente N° 05726-2014-0-1801-JR-CA-06, la misma que ha resuelto CUMPLASE LO EJECUTORIADO y, siendo el estado de la causa. ARCHIVESE DEFINITIVAMENTE los autos y REMITASE al archivo central de la Corte Superior de Justicia de Lima.

RESOLUCIÓN NÚMERO VEINTIUNO.
Lima, 21 de noviembre de 2022.-

DADO CUENTA: En la fecha; **Al Reingreso de Expediente de Sala con fecha 14 de noviembre de 2022:** Por devueltos los actuados de la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente de la Corte Suprema de Justicia de la Republica, adjuntando en copias certificadas con firma digital el AUTO CALIFICATORIO DEL RECURSO CASACIÓN N° 26726-2021 LIMA de fecha 12 de septiembre de 2022, que declaró **IMPROCEDENTE** el recurso de casación interpuesto por el demandante **Consorcio Eléctrico de Villacurí Sociedad Anónima Cerrada - COELVISAC**, de fecha 18 de septiembre de 2020, obrante de fs. 1926, contra la **Sentencia de Vista** contenida en la Resolución N° 15 de fecha 23 de julio de 2020, c orriente de fs. 1857, que **CONFIRMÓ** la sentencia de primera instancia contenida en la Resolución N° 19 de fecha 30 de junio de 2016, inserta a fs. 1305/1317, que declaró **INFUNDADA la demanda**. En consecuencia, **CÚMPLASE LO EJECUTORIADO**; y, siendo el estado de la causa, **ARCHÍVESE DEFINITIVAMENTE** los autos y **REMÍTANSE** al Archivo Central de la Corte Superior de Justicia de Lima, en su oportunidad. ***Interviniendo a partir de la fecha el Especialista Legal que da cuenta por disposición superior.*** **NOTIFÍQUESE**.-"

Con la cual acreditamos que judicialmente se ha reconocido con - AUTORIDAD DE COSA JUZGADA - que el acto administrativo (Resolución Suprema N° 019-2014-EM) que otorgó la ampliación de concesión de la Zona de Electrificación de Pampas de Olmos a favor de ENSA resulta válido. Es importante resaltar que las sentencias antes anotadas constituyen cosa juzgada de conformidad con el artículo 123° del Código Procesal Civil, inclusive el numeral 2 del artículo 139° de la Constitución Política establece que ninguna autoridad puede dejar sin efecto resoluciones que han pasado en autoridad de cosa juzgada, ni modificar sentencias ni retrasar su ejecución. De igual manera, el artículo 4° de la Ley Orgánica del Poder Judicial señala que: "No se puede dejar sin efecto resoluciones judiciales con autoridad de cosa juzgada, ni modificar su contenido, ni retardar su ejecución, ni cortar procedimientos en trámite, bajo la responsabilidad política, administrativa, civil y penal que la ley determine en cada caso".

El concesionario que tiene la responsabilidad de la transmisión y distribución de energía eléctrica dentro del área de concesión otorgada conforme a Ley por el MINEM , en un Área de demanda, en este caso la 2, es el único que tiene el derecho y la obligación de presentar todos los estudios requeridos para asegurar la ejecución de las inversiones y tarifas correspondientes para atender el servicio.

NINGUNA OTRA ENTIDAD, EMPRESA Y CUALQUIER OTRO TERCERO PUEDE PRESENTAR ESTUDIOS AL RESPECTO, SIN LAS COORDINACIONES CORRESPONDIENTES CON EL CONCESIONARIO, EN ESTE CASO ELECTRONORTE.

Por lo expuesto, solicitamos a Osinergmin que cumpla con su labor reguladora, supervisora y fiscalizadora, rechazando clara y contundentemente este tipo de pretensiones, en este caso de la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C.

Por lo expuesto, consideramos que no corresponde efectuar ningún análisis técnico ni económico sobre estos planteamientos completamente inaceptables.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, no presenta análisis para atender la demanda, toda vez que en la observación se le requirió revisar y plantear alternativas de solución considerando que a partir de las SET Pampa Pañalá, Olmos y Mórrope, existentes se pueden atender nuevas cargas.

Sobre lo informado en la respuesta a la observación, debe tenerse en cuenta que, a la fecha, CVC ENERGÍA es titular de una concesión en el Área de Demanda 2, toda vez que la resolución que se cita en la respuesta no ha anulado su concesión. Adicionalmente a ello, debe tenerse en cuenta que las propuestas de Plan de

Inversiones son presentadas por los titulares de transmisión, por lo que, siendo CVC ENERGÍA titular de transmisión eléctrica, se encuentra facultado para presentar su propuesta.

Conclusión

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

35. LT Lambayeque Norte – Mórrope 60 kV

Se requiere que ENSA revise y/o verifique la finalidad de este proyecto. En el ESTUDIO menciona que se trata de un tema de confiabilidad, sin embargo, la SET Mórrope se conecta desde la SET Illimo y no tiene una carga mayor de 30 MW para considerar el criterio de confiabilidad N-1. En ese sentido, ELECTRONORTE debe sustentar debidamente la necesidad de este proyecto.

Por otro lado, en las simulaciones se puede observar que la LT Illimo – Mórrope se encuentra desconectada. En ese sentido, ENSA debe sustentar el motivo por el cual considera esta línea abierta.

Respuesta

Se ha verificado que no se requiere una línea de refuerzo para el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1, por lo cual se desestima el ingreso de la línea Lambayeque Norte - Mórrope 60 kV. La subestación Mórrope mantendrá su configuración de suministro desde la subestación Illimo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA se retracta de su solicitud.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

36. SET Nueva Pomalca

ENSA señala que no se cumple el criterio de confiabilidad N-1, sin embargo, con la demanda registrada en proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, no se observó que el sistema Chiclayo – Chiclayo Baja Densidad incumple el criterio N-1. En ese sentido, ENSA debe verificar la proyección de demanda, así como la necesidad de un proyecto mayor.

Asimismo, se observa que ENSA presenta como alternativa única para la conexión de la SET Nueva Pomalca a la SET Reque, sin evaluar otra alternativa que compruebe que su solicitud es la mejor opción técnico-económica. Por ejemplo, que se conecte desde la SET Lambayeque Norte. En ese sentido, ENSA debe evaluar y replantear su solicitud, con los resultados de la evaluación.

Respuesta

Tal como se indica en el acápite 6.2 SISTEMA ELÉCTRICO CHICLAYO - CHICLAYO BAJA DENSIDAD, 6.2.1 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE ALTERNATIVAS, Se han considerado dos alternativas.

Debido a que ambas alternativas son técnicamente viables, desde el punto de vista económico se ha seleccionado a la alternativa 1 como la más óptima, por cuanto, por tener una menor longitud de transmisión, tiene menor costo de inversión y menores pérdidas de energía; por lo tanto, es la alternativa de mínimo costo.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA no actualizó la demanda para la zona en evaluación, por lo que insiste en su evaluación con información errada.

Conclusión

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

37. Nueva SET Chimban

ENSA en su diagnóstico señala que en el Sistema Eléctrico Cutervo no se presentarán problemas de sobrecarga de líneas de transmisión, ni problemas de tensión en el largo plazo. Sin embargo, proponen una nueva SET Chimban para la atención de cargas muy alejadas. En ese sentido, se requiere que ENSA verifique y mencione cuales son los sustentos para demostrar la necesidad de la SET Chimban. Por ejemplo, si la necesidad es por caída de tensión en la distribución, deberá presentar la distribución de la carga y demostrar en los archivos de flujo de potencia, que dicha caída de tensión existe, y que se soluciona con la nueva subestación.

Por otro lado, ENSA presenta como alternativa para la conexión de la SET Chimban, una línea de transmisión desde la SET Chota. En ese sentido, se requiere que ENSA verifique que la alternativa pueda ser realizada técnicamente, debido a que la SET Chota no se encuentra en operación. Así también, se requiere que presente más de una alternativa, que demuestre que su propuesta es la mejor opción técnica económica, sobre otras, como por ejemplo la LT Cutervo – Chimban en 138 kV. En ese sentido, se requiere que ENSA replantee su solicitud considerando los resultados de una comparación de alternativas.

Asimismo, ENSA debe verificar el calibre del conductor de la LT Chota – Chimban, debido a que en el proyecto LT Cerro Corona - Chota se aprobó con un conductor de 150 mm2 de diámetro, sin embargo, para la LT Chota – Chimban solicita un conductor de 240 mm2. En ese sentido, se requiere que ENSA envíe los datos técnicos del proyecto SET Chota, así como de la LT Cerro Corona – Chota. Asimismo, se requiere que ENSA presente el sustento del dimensionamiento de la LT conforme al numeral 11.5 de la NORMA TARIFAS.

Dado que la SET Chota fue propuesta durante el Plan de Inversiones 2017-2021 y siendo que de su construcción depende de una adecuada operación de las SET's Cerro Corona, Carhuaquero, Cutervo y la SET Chimban; se requiere conocer el estado actual del proyecto, su fecha de ingreso y los motivos por el cual aún no ha ingresado.

Respuesta

Se solicita la aprobación del proyecto "SET CHIMBAN Y LÍNEA ASOCIADA" cuya ejecución estará a cargo de la DGER, para el año 2028. A continuación, se desarrolla el análisis correspondiente:

Según lo establecido el literal a) del numeral 6.2 del Reglamento de la Ley 28479: Artículo 6.- Sistemas Eléctricos Rurales

6.1. Los SER a los que se refiere el artículo 3 de la LEY son todas las instalaciones eléctricas ubicadas fuera de una zona de concesión otorgada en el marco de la LCE, que sirven para abastecer al SPE según lo establecido en el artículo 2 de la LCE, por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social.

6.2. El MINEM otorga la calificación de SER conforme al procedimiento establecido en el REGLAMENTO, la misma que puede incluir una o más de las instalaciones siguientes:

a) Sistemas eléctricos de transmisión y subestaciones eléctricas de potencia que alimenten a sistemas eléctricos rurales, los cuales deben estar incluidos en el Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por Osinergmin o sus modificatorias.

En ese contexto, el proyecto “SET CHIMBAN Y LÍNEA ASOCIADA” será desarrollo y ejecutado por la DGER. Dicho proyecto cuenta con estudio de preinversión viable en el banco de inversiones del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

Para continuar con el proceso de solicitud de financiamiento se solicita la aprobación en la Modificación del PI 2021-2025 acorde a lo requerido en el literal c) del artículo 21 “Solicitud de financiamiento” del Decreto Supremo Nº 018-2020-EM que aprueba el Reglamento de la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural.

Según las estimaciones realizadas, la subestación Cutervo se volvería a sobrecargar a partir del año 2026; sin embargo, dado que los tiempos de ejecución de proyectos de esta envergadura tardan de tres a cuatro años, es necesario que ésta se apruebe en el PI 2025-2029. Postergar su aprobación para el siguiente Plan de Inversiones 2029-2033, significaría que el proyecto estaría en operación comercial después del año 2033.

Con el planteamiento de la SET Chimban, se tiene planificado el diseño de nuevos alimentadores en MT, el mismo que se justifica por las grandes extensiones que recorren los alimentadores CUT-101, COR-202, GUI-201 y JAE 202; solo si consideramos reforzamiento en distribución, los nuevos proyectos no permitirán reducir y mitigar las interrupciones intempestivas y mala calidad de servicio Eléctrico.

Por lo expuesto, solicitamos aprobación y el reconocimiento del Costo de Operación y Mantenimiento correspondiente del proyecto “SET CHIMBAN Y LÍNEA ASOCIADA”, para el año 2028.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA no presenta los análisis eléctricos correspondientes donde se muestren problemas de operación o calidad de suministro. Asimismo, no presenta la información solicitada.

Conclusión

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

38. Nueva SET Mocupe

ENSA menciona que la necesidad de la SET Mocupe 60/23/10 kV se basa en la descarga de la SET Cayaltí, sin embargo, se ha verificado que la máxima demanda de la SET Cayaltí en el año 2022 no supera los 6,58 MW. En ese sentido, ENSA debe verificar la cargabilidad del transformador de 9 MVA en la SET Cayaltí.

El crecimiento de la demanda en el devanado de 22,9 kV de la SET Cayalti supera el 10% anual, lo que se justificaría con el crecimiento de Clientes Libres; sin embargo, se observa que en las hojas F-116 y F-117 la demanda libre agregada es asignada a empresas sin nombre, por ello, ENSA debe corroborar y justificar debidamente el incremento de la demanda de Clientes Libres para la SET Cayaltí.

Además, una vez verificado la sobrecarga en la SET Cayaltí, ENSA debe validar una ampliación de la transformación en la SET Cayaltí para atender a la demanda. En caso de persistir con la nueva SET Mocupe, se ENSA debe presentar un análisis de alternativas que demuestre que su solicitud es la mejor desde el punto de vista técnico económico; también, debe presentar el sustento en los archivos de flujo de potencia, que demuestre que la demanda alejada no se puede atender desde la SET Cayaltí.

Respuesta

Se ha retirado del plan de inversiones la SET Mocupe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA retira el proyecto solicitado, sin embargo, traslada su solicitud a un nuevo transformador en la SET Cayaltí.

Conclusión

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

39. SET Chiclayo Norte

Respecto al cambio de las celdas de transformación, la solicitud presenta inconsistencias, mientras que en el ítem 6.2.2 de su ESTUDIO, señala que se requiere el cambio en la SET SECHO (haciendo referencia a la SET Chiclayo Oeste), en el cuadro del Ítem 6.7 donde se proponen los Elementos del Plan de Inversiones figura la SET Chiclayo Norte. En ese sentido, ENSA debe validar su ESTUDIO para que los datos tengan coherencia entre lo que se solicita y el listado de Elementos o Proyectos.

Por otro lado, en el ESTUDIO solo menciona que el cambio se requiere por motivos de antigüedad y obsolescencia. Sin embargo, no presenta sustento de ello, como placas, tomas fotográficas, algún ensayo o informe de operación o mantenimiento actuales donde se revele el estado actual de los Elementos que solicita se renueven.

De la visita técnica, se pudo observar que existen dos grupos de celdas en MT, uno del año 1980 y otro del año 1996, la solicitud contempla los Elementos del año 1980. Al respecto, se requiere que ENSA indique como se encuentra el otro grupo de celdas.

Asimismo, se requiere que ENSA verifique su solicitud, debido a que en el PI 2021-2025, se aprobó cambiar la celda de transformador de 10 kV junto al transformador. También, que valide el número de alimentadores debido a que se encontró alguno fuera de servicio.

Por otro lado, si las solicitudes son por el cambio de los Elementos, éstos deberán ser listados en los Elementos a dar de Baja en el presente PI 2025-2029.

Respuesta

Se corregirá lo indicado.

Osinergmin se contradice al indicar en la observación anterior que se debe sustentar la antigüedad y obsolescencia de los elementos que se solicita renovar, a pesar que los mismos tienen 43 años de servicio; mientras que, por otro lado, pide se indique el estado de celdas de 16 años menos de antigüedad. Obviamente que si no se ha pedido su renovación es porque no se requiere.

En la barra de 10 kV del transformador TP6003 de 17,5 MVA (cuyo reemplazo se aprobó en el PIT 2021-2025) en la subestación Chiclayo Norte, las celdas de 23 transformación de 60 y 10 kV y tres (03) celdas de alimentador cuentan con una antigüedad mayor a 30 años; por lo tanto, se propone su reemplazo por nuevas celdas y la Baja de las mismas (ver detalle de sustento en Anexo 08).

Se adjunta anexo 08, con los sustentos fotográficos respectivos.

Se han incluido en la lista de elementos a dar de baja.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA no presenta informes del estado operativo o reporte de fallas existentes en las celdas que solicitan cambiar.

Conclusión

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

40. Reemplazo de celdas en SET Pomalca, Tumán, La Viña

ENSA en su ESTUDIO no presenta sustento alguno para el reemplazo de las celdas en la SET Pomalca, Tumán y la Viña, solo aparece en el cuadro del Ítem 6.7 como un proyecto por seguridad. En ese sentido, ENSA debe verificar y validar la necesidad de este proyecto. Asimismo, presentar ensayo o informe de operación o mantenimiento actuales donde se revele el estado actual de los Elementos que solicita se renueven.

Adicionalmente, se requiere que ENSA remita el sustento de que las subestaciones tienen el espacio suficiente para el tipo de instalaciones que solicitan, Por ejemplo, planos de ubicación, fotografías, etc.

En la SET Pomalca se encuentra un transformador de 9 MVA del año 1997, considerando que la subestación cuenta con un transformador de 15 MVA aprobado en un Plan de Inversiones y operando, se requiere que ENSA señale si el transformador de 9 MVA puede ser rotado a otra subestación.

Además, se requiere que ENSA verifique que en la SET La Viña se requiere el cambio de Celdas de Alimentador y remita el sustento debido (fotos de placa y del estado de la celda, registro de fallas, etc).

Respuesta

Lo indicado no corresponde a un estudio a nivel de planificación, donde se determinan los requerimientos de nuevas instalaciones. El aspecto de los espacios requeridos, corresponden a la elaboración del proyecto y diseño correspondiente.

Al respecto, este es un caso que demuestra que a partir del Plan de Inversiones, realizado a nivel de planeamiento, no es procedente convertirlo en un plan de obras vinculante, con características y fechas obligatorios. Como se sabe, entre el planeamiento y la posterior ingeniería básica y la definitiva, pueden y de hecho se presentan diferencias apreciables en características, recorridos de líneas, ubicación de SETs, costos y tiempos de ejecución de las obras correspondientes.

En el informe se indica los transformadores que serán rotados a otra subestación. Se agregará un cuadro resumen de la rotación de transformadores. Se agregó dicho cuadro en el Informe.

Respecto a la celda MT de la SET La Viña, Osinergmin ha reconocido la celda de llegada y en el actual PI 2021-2025 se ha reconocido una celda de alimentador 10 KV.

Por lo tanto, solicitamos el reconocimiento de la celda de medición y celdas de alimentador según detalle informe.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que a pesar de solicitar el reemplazo de celdas en la Tumán y la Viña por antigüedad no se adjunta el sustento correspondiente, tales como informe de operación, registro de fallas, etc. De igual forma, no cumple con informar si las Subestaciones cuentan con espacio suficiente para el equipamiento que solicitan.

Conclusión

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

41. Transformador y celdas en la SET Cutervo

ELECTRONORTE en el diagnóstico de su estudio señala que se requiere un nuevo transformador en la SET Cutervo por sobrecarga del transformador existente. Además, menciona traslados de carga de la SET Cutervo hacia la SET Chota y la SET Chimban de 3,53 MW. En ese sentido, ENSA debe validar la necesidad del nuevo transformador.

Por otro lado, no presenta sustento de su solicitud, se limita a presentar Elementos en el cuadro del Ítem 6.7. Se requiere que ENSA verifique su propuesta y señale si los Elementos solicitados son adicionales a los que tiene la subestación o solicita su renovación, y cual sería el sustento, debido a que la subestación es del año 2010.

Respuesta

La SET Cutervo presenta sobrecarga desde el año 1, llegando al año 2 con un factor de utilización de 2, es por ello que desde el año 3 se realizan los traspasos de carga, ya que recién se tendría previsto la entrada del nuevo transformador 30/30/30 en el año 5, que es donde el lado AT de dicha SET CUTERVO tendría problemas de sobrecarga, a pesar de los traspasos de carga. Se detallará esta información en el Informe.

Dentro de Informe, Archivo ANEXO, Ver Anexo 07-SUSTENTO NUEVO TRANSFORMADOR CUTERVO.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, el análisis de ENSA es correcto, que habría sobrecarga en la SET Cutervo el año 2026, sin embargo, ENSA en sus hojas F-200 no realiza el traslado de carga hacia la SET Chota.

Conclusión

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

42. Inversiones requeridas por Seguridad

ENSA no presenta un sustento para el cambio de tramo de la LT 60 kV Chiclayo Norte – Pomalca por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad. Al respecto, ENSA debe presentar los planos en vista, planta y cortes de los tramos que evidencien la problemática de seguridad y los registros fotográfico que demuestre que efectivamente las líneas incumplen la distancia mínima de seguridad.

Respuesta

Dentro de Informe, Archivo ANEXO, Ver Anexo 06-SUSTENTO DE INVERSIONES POR SEGURIDAD.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, no cumple con enviar los planos con cortes donde se evidencien la problemática.

Conclusión

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

43. Respecto al archivo de flujo de potencia

De acuerdo a lo requerido en el numeral 3.14 de la NORMA TARIFAS, ENSA no cumple en presentar la configuración del sistema eléctrico para los 30 años de Horizonte de Estudio. Al respecto, ENSA debe presentar los archivos de flujo requerido.

La base de datos de DigSilent presentada no toma en cuenta la base referida a los ITC del área de demanda correspondiente del Plan de Transmisión 2023 - 2032 del SEIN, esta integración deberá efectuarse correctamente utilizando los archivos fuentes colgados en la web del COES.

El archivo de flujo de potencia en Digsilent que forma parte del ESTUDIO, presenta inconsistencias como el año de puesta de operación comercial de los Elementos propuestos en su ESTUDIO. Por ejemplo, en el ESTUDIO solicita la SET Mocupe para el 2027; sin embargo, en el archivo de flujo se considera para el 2025.

En el archivo de flujo (.pdf), no se realizó la rotación del transformador de la SET Lambayeque, según indica el ESTUDIO. Al respecto, ENSA debe verificar y corregir el archivo de flujo.

Respuesta

Se desarrollará el análisis de la transmisión al año 30.

Como se indicó en la respuesta de observación anterior, el Plan de Inversiones no se puede basar en algo de incierta realización, especialmente en cuanto a la fecha de su puesta en operación. Sin embargo, para efectos de simulaciones eléctricas si se está considerando a los proyectos ITC Lambayeque Norte 220 kV y Jaén Norte 220 kV, utilizando la información de los modelos eléctricos del COES.

Se ha retirado del plan de inversiones la SET Mocupe.

Se realizará la verificación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA realiza la simulación para el año 30, pero con una demanda no sustentada.

Conclusión

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

44. Transferencias de carga entre SET's existentes y nuevas

ENSA debe adjuntar archivos de sustento necesarios para verificar las transferencias de carga entre las SET's existentes y nuevas; por ejemplo, el traslado de carga de la SET Cutervo a la SET Chota. Del mismo modo, ENSA debe tener en cuenta el factor de uso obtenido luego del traslado de carga y/o del ingreso de nuevos transformadores, verificando que no se supere el valor de 1,0 en el horizonte del estudio.

Respuesta

Las trasferencias de carga entre SETs existentes y nuevas se efectúan para evitar que los transformadores superen su potencia nominal, es decir que su factor de uso no supere el valor 1.0.

Lo expresado está contenido en el formato F-202, indicado en el color correspondiente, de acuerdo a la leyenda indicada en dicho formato.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA envía un archivo F-200 con celdas no formuladas, motivo por el cual no se puede determinar si finalmente se realizó tal traslado de carga.

Conclusión

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

45. Esquema de rotaciones de transformadores existentes

ENSA debe evaluar las medidas alternativas para la implementación de un nuevo transformador, la rotación de transformadores existentes, y por consiguiente debe presentar el esquema de rotaciones realizadas.

Respuesta

La rotación de transformadores está claramente indicada en el formato F-202, F-2023, mediante una leyenda basada en colores. El esquema de rotaciones no es obligatorio, aunque en anteriores estudios se hayan presentado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA envía una hoja F-200 con celdas no formuladas, lo cual dificulta e imposibilita determinar si se han realizado las medidas correspondientes para evitar la sobrecarga de transformadores.

Conclusión

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

46. Selección de la alternativa óptima

Respecto al formato F-205, se observa que ENSA presenta el formato incompleto, no considerando alternativas de solución. Al respecto ENSA debe evaluar alternativas de solución, para los distintos proyectos que propone para el PI 2025-2029.

Respuesta

Tal como se ha indicado en respuesta a anterior observación, el considerar, por el hecho de que lo indica la Norma, que es obligatorio tener por lo menos dos alternativas, es un concepto equivocado, que no responde a ningún criterio técnico, por lo que solicitamos a Osinergmin que explique lo indicado y lo muestre en el estudio técnico que debe presentar.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA no realiza las comparaciones requeridas entre distintas alternativas a fin de determinar si la solución planteada es la óptima.

Conclusión

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

47. Selección de la sección óptima del conductor

Se ha identificado que el formato F-207 no presenta información. Al respecto, ENSA debe presentar dicho formato con los cálculos justificativos empleados que permitan

demostrar la sección óptima de los conductores para las líneas en 60 kV.

Respuesta

En el planeamiento de sistemas de transmisión se debe considerar obligatoriamente dos conceptos básicos:

1. Cuando se plantea la construcción de una terna o circuito adicional en un enlace existente, se tiene que considerar obligatoriamente como sección del conductor la misma que la de los circuitos existentes.

2. En los casos en que se debe definir una sección, esto debe tener en cuenta obligatoriamente las contenidas para cada nivel de tensión, región geográfica y altura sobre el nivel del mar, en los módulos estandarizados establecidos por Osinergmin.

Por todo lo expuesto, consideramos conveniente las secciones en los módulos estandarizados establecidos por Osinergmin., efectuar cálculos justificativos para demostrar la sección óptima de conductores será conveniente en la Etapa de Ingeniería de detalle.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA no envía el archivo F-207.

Conclusión

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

48. Estadística de fallas e índice de desempeño

Se ha identificado que el formato F-208 no presenta información. Al respecto, ENSA debe presentar la información correspondiente al formato F-208 en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS o indicar las razones por las cuales no la presenta.

Respuesta

No hay respuesta a esta observación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA no presento la respuesta a esta observación.

Conclusión

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

49. Respecto al equipamiento de subestaciones

El formato F-209 correspondiente al equipamiento de subestaciones del ESTUDIO, presenta información incompleta y/o errónea. Al respecto, ENSA debe corregir y/o completar la información faltante, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se revisó lo indicado y se completó información de acuerdo a lo establecido en la norma tarifas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA envió lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

50. Respecto al proyecto incorporado en Información complementaria

Mediante carta ENSA-GT-APG-0805-2023 de fecha 15 de agosto de 2023, ENSA envía información complementaría de valorización de los nuevos transformadores propuestos en su ESTUDIO, al respecto, ENSA debe mencionar a que solicitud está relacionado la Nueva SET Olmos, debido a que, en el resumen ejecutivo, diagnóstico de instalaciones ni en la determinación del Plan de Inversiones se menciona esta subestación.

Respuesta

La información indicada fue remitida a Osinergmin, con el fin de que pudieran analizarla y tomar una decisión al respecto. Al parecer se ha puesto más atención al hecho de que este proyecto no está incluido en el Plan de Inversiones entregado con el estudio efectuado.

Por la importancia del tema, con motivo de las correcciones y ampliaciones que se deben hacer en los informes, vamos a incluir dicha información.

Se trata de aplicar los criterios de eficiencia en las inversiones propuestas, que entendemos es una de las principales preocupaciones de Osinergmin. Se trata del análisis no solo de los sistemas de transmisión, sino también de los sistemas de distribución involucrados, como corresponde a los criterios básicos de planificación, que requiere de la consideración de ambas etapas de los sistemas eléctricos; con mayor razón considerando que es en el sistema de distribución donde se encuentra la demanda y por lo tanto, lo que debe definir la ubicación óptima de las subestaciones de potencia.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ENSA mantiene su propuesta sin indicar el sustento de esta solicitud.

Conclusión

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

Costos de Inversión

51. Respecto a los formatos de costos de inversión

Los Elementos valorizados en los formatos F-300, no coinciden con los Elementos consignados en el formato F-200, por ejemplo, la línea LT 60 kV Nueva Pomalca – SE Pomalca. Al respecto, ENSA debe revisar, verificar y/o corregir donde corresponda.

Los cuadros de evaluación económica que presenta en el ESTUDIO no corresponden con la propuesta de valorización. Por ejemplo, para la instalación de las nuevas SET, los costos del ESTUDIO y del formato F-305 no son los mismos. Al respecto ELECTRONORTE debe verificar y corregir donde corresponda

Las valorizaciones deberán realizarse con la Base de Datos de Módulos Estándares vigentes, aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD, “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos del año 2022”, modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. En ese sentido, ELECTRONORTE debe validar y corregir donde corresponda.

Respuesta

La línea LT 60 kV Nueva Pomalca – SE Pomalca en mención se presenta en ambos formatos, en el F301 y en el F210, por lo que lo mencionado por Osinergmin es incorrecto.

En cuanto a la base de Módulos Estándar, se ha usado la Base de Datos de Módulos Estándares vigentes, aprobados mediante Resolución N° 017-2023- OS/CD, “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para

Sistemas de Transmisión con Costos del año 2022"; sin embargo, se actualizará con la base modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD, base que se actualizó en la fase de recursos de reconsideración de dicho estudio.

Finalmente, no se entiende a que cuadros de evaluación económica se refiere Osinergmin, sin embargo, los costos como ya se ha mencionado, se actualizarán de acuerdo a la base de Módulos Estándar modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que ENSA no hace un uso adecuado de la hoja F-305 para la evaluación de alternativas, a fin de encontrar una solución óptima.

Conclusión

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

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el resumen ejecutivo del ESTUDIO no se presenta de manera clara la relación de proyectos a darse de Baja, que resultaría producto del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se incluye la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja; por ejemplo, las celdas de la SET Moyobamba. En ese sentido, se requiere que se complete la información faltante o, en caso contrario, se indique, con el sustento debido, el destino de dichos Elementos.

Respuesta

Se adjunta en el resumen ejecutivo los elementos que se darán de baja, especialmente los elementos considerados por antigüedad, estos elementos a darse de baja son los siguientes:

ELEMENTOS A DAR DE BAJA DEL AREA DE DEMANDA 02

Año	Nombre Elemento
	SET AT/MT "JAEN"
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Transformador 10 kV
2026	Celda de Medición 10 kV
	SET AT/MT "BAGUA"
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Transformador 10 kV
2026	Celda de Medición 10 kV
2026	Celda de línea 60 kV
2026	Celda de línea 60 kV
	SET AT/MT "BAGUA GRANDE"
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Transformador 10 kV
2026	Celda de Medición 10 kV

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR actualizó el informe con los cuadros de las Bajas, sin embargo, no incluye a las celdas que solicita en la SET Moyobamba

Conclusión

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

2. ELOR no ha presentado todos los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, ELOR debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjunta los formatos F-001, F002 y F-003 del AD 2 se presentan en el archivo *0.1 Formatos F_000_AD02.xlsx* del ANEXO 01 FORMATOS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que presenta dichos formatos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

3. ELOR presenta 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 año 2054.

Respuesta

Se realizo 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 para el AD 02 y AD 04, los resultados de las proyecciones se presentan en los Formatos F-100, según el siguiente detalle:

Se adjunta los formatos F-100 del AD 2 se presentan en el archivo *1.2 F-100_AD 02_PI 2025-2029_ACT.xlsx* del ANEXO 01 FORMATOS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se evidencia que ELECTRO ORIENTE ha cumplido con efectuar las proyecciones de las ventas de energía considerando todo el periodo de proyección hasta el año 2054.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

4. ELECTRO ORIENTE 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 reviso, 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 1, respuesta a la observación 2 respuesta a la observación 8 respuesta a la observación 17 y respuesta a la observación 18.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ha actualizado las variables explicativas con información del año 2022. Sin embargo, el cálculo

de las variables PBI del Área de Demanda 2 y Tarifa Real del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos por Osinergmin.

Conclusión

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

5. ELECTRO ORIENTE no presenta los documentos que justifican la demanda (ampliación de carga de nuevos Usuarios Libres y Demandas Incorporadas), por lo que el sustento de la Proyección de Demanda está incompleto.

Respuesta

Se adjunta en la carpeta SUSTENTOS del AD02 del ANEXO 2 CALCULO DE LA DEMANDA la documentación de sustento de la incorporación de nuevas cargas del AD 2

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los documentos que sustentan las factibilidades de los años 2021, 2022 y 2023 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas no ha presentado la documentación de sustento como el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Conclusión

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

6. Sobre los factores de expansión de pérdidas equivalentes en Media Tensión y Baja Tensión, no se ha evidenciado el sustento de su cálculo. Al respecto, ELOR debe justificar dichos cálculos y, en su efecto, emplear los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

Se modifica los factores de expansión de perdidas equivalentes PEMT y PEBT que fueron obtenidos de la Resolución N°168-2019-OS/CD donde se encuentras las empresas que conforman el área de demanda 02.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA ha considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 168-2019-OS/CD; sin embargo, ya no está vigente. Por lo que en la etapa Pre-Publicación, para las empresas ENSA y ELOR se debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que está vigente hasta el 31/10/2027.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

7. En cuanto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, se debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, tal como se indica en el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 CALCULO DE LA DEMANDA en la carpeta SUSTENTOS DEL AD 02 la documentación de sustento de la incorporación de nuevas cargas tales como: Factibilidades de suministro, cronograma de ingreso de las cargas y solicitudes presentadas por los interesados

Se adjunta el cronograma de las cargas y su potencia de ingreso proyectado del AD 02

CRONOGRAMA DE INGRESO DE CARGAS AD 02

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	Tensión (kV)	MD (MW)	Cronograma de ingreso de cargas adicionales							
					2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JAÉN	JAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MT TRIFASICO PARA EL NUEVO HOSPITAL II-I SAN IGNACIO	22.9	0.90		0.224	0.448	0.672	0.896	0.896	0.896	0.896
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTOS DE DISEÑO EN MEDIA TENSION PARA PROYECTO "CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL JAEN IV ETAPA, EN LOS DISTRITOS DE JAÉN, SAN JOSE DEL ALTO, BELLAVISTA, SAN ROSA Y HUABAL"	22.9	1.00		0.250	0.500	0.750	1.000	1.000	1.000	1.000
JAÉN	JAEN023	CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL JAEN IV ETAPA EN LOS DISTRITOS DE JAEN , SAN JOSE DEL ALTO, BELLAVISTA, SANTA ROSA Y HUABAL	22.9	1.00		0.250	0.501	0.751	1.002	1.002	1.002	1.002
NUEVA JAÉN	NJAEN023	ACTUALIZACION Y REUBICACION DEL PUNTO DE MEDICION DEL SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. 22,9 KV, PARA HACIENDA EL POTRERO S.A.C.	22.9	0.80		0.200	0.400	0.600	0.800	0.800	0.800	0.800
MUYO	MUYO023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD PARA LA INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°5 DE OLEODUCTO NOR PERUANO	22.9	0.90		0.225	0.450	0.675	0.900	0.900	0.900	0.900
JAÉN	JAEN010	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DEL PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSIÓN TRIFÁSICO 22.9KV PARA PROYECTO DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA FINCA CHORRO BLANCO S.R.L.	10.0	0.28		0.284	0.284	0.284	0.284	0.284	0.284	0.284
JAÉN	JAEN023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA "SISTEMA DE UTILIZACION PARA EL MOLINO AGRONEGOCIOS & CIA S.A.C."	22.9	0.70		0.175	0.350	0.525	0.700	0.700	0.700	0.700
JAÉN	JAEN023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA SISTEMA DE UTILIZACION "MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE LIMPIEZA PUBLICADE LA CIUDAD DE JAEN"	22.9	0.22		0.215	0.215	0.215	0.215	0.215	0.215	0.215
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIATENSION PARA EL POYECTO "SISTEMA DE UTILIZACON EN MEDIA TENSION 22.9 KV TRIFASICO, PARA LA PLANTA PROCESADORA DE ARROZ SAN LORENZO"	22.9	0.31		0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305
JAÉN	JAEN023	SOLICITO DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO PARA PROYECTO "SISTEMA DE DISTRIBUCION EN MEDIA Y BAJA TENSION 22.9/0.38-0.22 KV, PARA EL CONDOMINIO & RESORT CRYSTAL VALLE"	22.9	0.27		0.265	0.265	0.265	0.265	0.265	0.265	0.265
BAGUA	BAGUA010	SOLICITA ACTUALICACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIASICO 10-22.9KV PARA LOS SERVICIOS DE EDUCACION INICIAL, PRIMARIA Y SECUNDARIA EN LA I.E.I.P.S.M. N°16194"	10.0	0.21		0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206
MUYO	MUYO023	SOLICITA ACTUALICACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA "PROYECTO MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA"	22.9	0.66		0.328	0.492	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656
JAÉN	JAEN023	SOLICITA FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9 KV PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION PARA LA PLANTA PROCESADORA ALTO MAYO S.A.C"	22.9	0.21		0.210	0.210	0.210	0.210	0.210	0.210	0.210
BAGUA	BAGUA023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICA 22.9KV PARA PLANTA DE CAFÉ PERUNOR S.A.C.	22.9	0.30		0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
JAÉN	JAEN010	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICA 10/22.9KV PARA EL HOSPITAL MODULAR II-II PARA LA RED ASISTENCIAL JAÉN	10.0	0.70		0.175	0.350	0.525	0.700	0.700	0.700	0.700
JAÉN	JAEN010	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACON EN MEDIA TENSION TRIFASICO 10/22.9KV PARA EL MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE EDUCACION EN LA I.E.P.S.M. ALFONSO VILLANUEVA PINILLOS"	10.0	0.28		0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275
JAÉN	JAEN023	SOLICTA FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION MONOFASICO FASE-FASE 22.9KV PARA PROYECTO "AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCION EN LAS PROVINCIAS DE CUTERVO"	22.9	0.35		0.351	0.351	0.351	0.351	0.351	0.351	0.351
JAÉN	JAEN023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA EL PROYECTO "CREACION DEL SEVICIO DE READAPTACION SOCIAL EN EL ESTABLECIMIENTO PENITENCIARIO"	22.9	0.74		0.186	0.372	0.557	0.743	0.743	0.743	0.743
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION PARA PROYECTO "MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL SISTEMA CONVENCIONAL"	22.9	0.60		0.302	0.453	0.604	0.604	0.604	0.604	0.604
BAGUA	BAGUA023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA LEL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PLANTA DE CAFÉ PERUNOR SAC.	22.9	0.48	0.024	0.120	0.240	0.359	0.479	0.479	0.479	0.479
JAÉN	JAEN023	SOLICITA ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCION EN LAS PROVINCIAS DE CUTERVO Y JAEN"	22.9	0.33	0.017	0.334	0.334	0.334	0.334	0.334	0.334	0.334

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	Tensión (kV)	MD (MW)	Cronograma de ingreso de cargas adicionales							
					2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JAÉN	JAEN023	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22.9KV TRIFASICO PARA LA PROPIEDAD DEL SR. WALTER ROMAN OCAÑA GUERRERO"	22.9	0.22	0.029	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221
JAÉN	JAEN023	SOLICTO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "REMODELAMIENTO DEL SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA LA PLANTA PORTATIL DE TRITURACION MAESTRO CONSTRUCTOR SRL"	22.9	0.27		0.272	0.272	0.272	0.272	0.272	0.272	0.272
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22.9KV TRIFASICO PARA LA INSDUSTRIA SELVA S.R.L."	22.9	0.40		0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400
BAGUA	BAGUA023	AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PECA CAPITAL	22.9	0.40	0.059	0.396	0.396	0.396	0.396	0.396	0.396	0.396
JAÉN	JAEN023	SISTEMA DE UTILIZACION 22,9 KV PARA SUMINISTRAR ENERGIA A UN PREDIO UBICADO EN EL CAS. LA FLORESTA	22.9	0.36	0.018	0.358	0.358	0.358	0.358	0.358	0.358	0.358
MUYO	MUYO023	MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE SISTEMA CONVENCIONAL RED PRIMARIA Y SECUNDARIA DEL CERCADO DE SANTA MARIA DE NIEVA, AA.HH Y BARRIOS DEL DISTRITO DE NIEVA	22.9	0.87		0.218	0.436	0.655	0.873	0.873	0.873	0.873
BAGUA GRANDE	BAGUG023	CREACIÓN DEL SERVICIO DE AGUA PARA RIEGO EN LOS SECTORES LA VERSALLA, LOS PUQUIOS, CRUCE CAYALTI Y HUARANGO PAMPA	22.9	0.60		0.298	0.448	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597
NUEVA JAÉN	NJAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MT. 22,9 PARA MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL CENTRO DE SALUD PUCARA	22.9	0.46		0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
NUEVA JAÉN	NJAEN023	CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL DE LAS LOCALIDADES DE POMAHUACA	22.9	0.34		0.342	0.342	0.342	0.342	0.342	0.342	0.342
JAÉN	JAEN010	ACTUALIZACION PARA EL PROYECTO: MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE EDUCACION SUPERIOR TECNOLOGICO DEL I.E.S.T.P. 04 DE JUNIO	10.0	0.73		0.182	0.364	0.547	0.729	0.729	0.729	0.729
NUEVA JAÉN	NJAEN023	AMPLIACION DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. EN 22,9 KV PARA LA LADRILLOS CLAY DEL NORTE S.A.C.	22.9	0.26		0.258	0.258	0.258	0.258	0.258	0.258	0.258
JAÉN	JAEN023	SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. 22,9 KV, PARA INDUSTRIAS SELVA	22.9	0.40		0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400
NUEVA JAÉN	NJAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD PARA LA INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°8 DE OLEODUCTO NOR PERUANO	22.9	0.24		0.244	0.244	0.244	0.244	0.244	0.244	0.244
JAÉN	JAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD PARA LA INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°9 DE OLEODUCTO NOR PERUANO	22.9	0.31		0.313	0.313	0.313	0.313	0.313	0.313	0.313
JAÉN	JAEN023	CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL EN LAS LOCALIDES TAMBILLO, LANCHEMA, CHURUYACU, VIRGEN DEL CARMEN, MORERILLO ALTO, LAMPARAN, ATUMPAMPA BAJO, LAS AGUITAS, LA UNION Y PALO BLANCO	22.9	0.30		0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301
BAGUA GRANDE	BAGUG023	SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. 22,9 KV, PARA DOTAR ENERGIA AL PROYECTO INDUSTRIA MORI	22.9	0.30		0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los documentos que sustentan las factibilidades de los años 2021, 2022 y 2023 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas no se ha presentado la documentación de sustento como el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Cabe indicar que, el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva o incorporada no considerada en la proyección de demanda se encuentra en la hoja "Factibilidades ELOR" de los formatos "F-100" del Área de Demanda 2.

Conclusión

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

8. No se cumple con lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, ya que el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Por ejemplo, solicitan la SET Seasme para el año 2029; sin embargo, en los archivos "PFD" no se observa dicho proyecto. Al respecto, ELOR debe presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

Respuesta

Se ha actualizado los diagramas unifilares dentro de los flujos de carga considerando los proyectados, así como los aprobados en los PI anteriores, a continuación, el reporte de resultados y el archivo PFD de las simulaciones se encuentran en la carpeta RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR considera a la SET Seasme en su simulación, Sin embargo, no presenta la configuración final del sistema para los 30 años.

Conclusión

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

9. De acuerdo a lo requerido en el numeral 12.1.8.c de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO debe considerar un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SETs.

Respuesta

Se ha actualizado en los formatos F-200 el factor de potencia de 0.95 en las barras MT de los sistemas eléctricos del AD 02 y AD 04, los cuales se observan en el Formato F-202 y F-203.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR considera 0,95 como factor de potencia en las barras MT.

Conclusión

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

10. Si bien ELOR en su ESTUDIO presenta metodologías y criterios para realizar la planificación de sus sistemas de transmisión, no los aplica en su propuesta de Plan de Inversiones.

Respuesta

Se ha actualizado el informe únicamente considerando las metodologías aplicadas para la elaboración de la propuesta final del PIT 2025-2029 del AD02.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR no aplica correctamente los criterios para la elaboración del PIT 2025-2029.

Conclusión

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

11. ELOR presenta archivos de sustento que no corresponden con lo propuesto en su ESTUDIO. Por ejemplo, formatos F-200, F-300, F-400, archivos de flujo, etc. Al respecto, ELOR debe corregir donde corresponda, en cumplimiento de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha actualizado los formatos F-200, F-300 y F-400 con los proyectos considerados en la propuesta final de ELOR.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, si bien se han actualizado los archivos, aún se encuentran incompletos, por ejemplo, los archivos F-200 no muestran todas las SET existentes en el área de demanda 2.

Conclusión

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

12. Se observa que los mapas de densidad de carga no han sido presentados, ni en formatos pdf, ni en los formatos de AutoCAD según lo requerido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 los mapas de densidad de carga en formato pdf y dwg.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR presenta los mapas de densidad de carga en formato AutoCAD y pdf. Sin embargo, dichos archivos no se encuentran de acuerdo a la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, no se identifican las SET nuevas y existentes ni los radios de influencia de cada uno de ellos. Asimismo, tampoco se incluyen los Usuarios Libres y las demandas incorporadas.

Conclusión

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

13. ELOR indica que para la valorización de sus alternativas de planeamiento ha considerado la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), actualizada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD. Al respecto, ELOR debe considerar la última actualización de la BDME aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Respuesta

Para las valorizaciones de los proyectos propuestos se ha actualizado con el aprobado en la Resolución N° 041-2023-OS/CD, el cual se descargó de la siguiente página web:

https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergmin-041-2023-OS-CD.pdf

Los módulos estándar se presentan en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR actualizó lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

14. Se requiere que ELOR sustente sus solicitudes empleando adecuadamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. Esto es, el criterio de confiabilidad que se refiere a la redundancia bajo el criterio de N-1, para una demanda superior a los 30 MW; mientras que el criterio de seguridad corresponde a líneas del SST que no cumplan con las distancias de seguridad o con los anchos mínimos de faja de servidumbre.

Respuesta

Se ha considerado la sugerencia de Osinergmin de diferenciar entre proyectos presentados por confiabilidad bajo el criterio N-1 por proyectos de calidad de servicio y los proyectos de seguridad por proyectos de elementos de renovación por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR realizó las modificaciones correspondientes.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

15. Variable PBI (AD2)

El valor histórico de la variable "PBI" AD2 para el año 2022 mencionado en el formato F-104 no está correctamente construido, pues se verifica que los valores del PBI departamental de año 2022 están en función al PBI del año 2021 multiplicado por un factor de 1,027 del que se desconoce su origen. Al respecto, se requiere que ELOR calcule el valor histórico de la variable PBI del AD2 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía (con dos decimales).

Adicionalmente, se ha observado que los valores históricos de la variable PBI nacional del periodo 2014-2018 y del año 2021 consignados en el formato F-104 no corresponden a valores históricos que se desprenden del proceso de modificación del PI 2021-2025. Por lo que ELOR debe corregirlos.

Al respecto, Osinergmin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO, el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental y nacional correspondientes al año 2022. Ver https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta.

Asimismo, la proyección del PBI nacional debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de julio de 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Para el periodo 2026-2054 debe mantenerse constante la tasa de crecimiento del año 2025. Por ello, ELOR debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

De otro lado, se ha observado que el archivo "PBI departamental.xlsx" contiene información del IPC; asimismo, que en el archivo "IPC departamental.xlsx" ELOR ha consignado información del PBI. No obstante, en este último se ha verificado valores de PBI únicamente hasta el año 2021.

En el *workfile* "ad_02" se observa que la ecuación empleada para la proyección del PBI del AD2 no cumple con la prueba de validación estadística de Normalidad de Residuos exigida por la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, ELOR debe evaluar un modelo econométrico que sea consistente estadísticamente para proyectar el PBI del AD2 en función del PBI nacional.

Respuesta

Se procedió a corregir 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 que se usara entre 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%
Expectativas anuales de 2024			
28 de febrero de 2023	2.6%	2.7%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.5%	2.7%	3.0%
28 de abril de 2023	2.5%	2.6%	3.0%
31 de mayo de 2023	2.7%	2.5%	3.0%
30 de junio de 2023	2.6%	2.5%	2.9%
31 de julio de 2023	2.5%	2.3%	2.9%
31 de agosto de 2023	2.6%	2.3%	2.6%
Expectativas anuales de 2025			
28 de febrero de 2023	3.0%	2.8%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.6%	2.8%	3.0%
28 de abril de 2023	2.6%	2.9%	3.0%
31 de mayo de 2023	3.0%	2.9%	3.0%
30 de junio de 2023	3.0%	2.7%	3.0%
31 de julio de 2023	2.9%	2.6%	3.0%
31 de agosto de 2023	3.0%	2.7%	3.0%

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

En cuanto a la proyección de PBI se realiza de acuerdo al Eviews donde se justifica y explique mejor su comportamiento en los siguientes años

Las mencionadas actualizaciones y cálculos de variables explicativas se encuentran a mayor detalle en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque el cálculo del valor de la variable PBI del Área de Demanda 2 del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos por Osinergmin.

Conclusión

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

16. Variable Población (AD2)

En el ESTUDIO, ELOR menciona que los valores proyectados de la variable “Población” han sido calculados en base al INEI; sin embargo, no ha sustentado como realizó las proyecciones al año 2054, considerando que la información del archivo “Población departamental.xlsx” contiene información hasta el año 2030 únicamente.

Al respecto, ELOR 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 AD2 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía (con dos decimales).

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 anual del periodo 2025-2030.

Luego, las poblaciones departamentales anuales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio anual departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable población del AD2.

Respuesta

Se obtuvo 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 hizo uso de la población nacional proyectado y se usa el mismo porcentaje para proyectar la población del área de la demanda 05 este mismo modelo se usó en la modificatoria y PIT anterior

Las mencionadas actualizaciones y cálculos de variables explicativas se encuentran a mayor detalle en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que la variable Población del Área de Demanda 2 del 2022 se ha realizado en base a los criterios brindados.

Conclusión

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

17. Variable Tarifa Real (AD2)

Respecto a la variable “Tarifa Real”, se verifica que el valor del IPC correspondiente al año 2022 del departamento Cajamarca no coincide con lo mencionado por el INEI (https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta). De otro lado, se ha observado que en el archivo “PBI departamental.xlsx” se ha consignado información del IPC.

Por tanto, ELOR debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104, presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente.

Respuesta

Se obtiene el IPC de la página web https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta el cual se encuentra Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2009 que tiene los valores hasta el 2021 y otro del Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2021 del cual se obtiene el valor del 2022 por ello es que se saca un estimado del 2021 diciembre como valor 100 y con respecto a ese valor se obtiene el estimado a diciembre del 2022 para poder así tener la tarifa Real, ya que si se usaría tal cual los valores la tarifa sería muy elevada y no coherente.

Las mencionadas actualizaciones y cálculos de variables explicativas se encuentran a mayor detalle en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que el valor del IPC del departamento de Cajamarca a diciembre 2022 considerado por ELOR (108,76) difiere del valor obtenido según la web https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta (108,09). Por tanto, el cálculo de la variable Tarifa Real al año 2022 es incorrecto.

Conclusión

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

18. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final (AD2)

Las proyecciones de ventas de energía deben efectuarse hasta el año 2054.

En relación al ajuste final, ELOR debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los 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, para 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 son constantes e iguales a la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

Considerando lo anterior, ELOR debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD2. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 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 realiza 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.

Así mismo se modifica y rectifica los valores de los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se evidencia que ELOR ha cumplido con efectuar las proyecciones de las ventas de energía considerando todo el periodo de proyección hasta el año 2054.

Por otro lado, en relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados. No obstante, con fines de suavizar la curva se debió considerar la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054 (3,15%) en lugar de la tasa considerada para el periodo 2022-2023 (-0,018%).

Conclusión

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

19. Factores de expansión de pérdidas utilizados (AD2)

ELOR no ha presentado el sustento de cómo determinó los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión, debiendo hacerlo en la absolución de estas

observaciones. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones 168-2019-OS/CD, 224-2019-OS/CD y 224-2022-OS/CD, según corresponda.

Respuesta

Se modifica los factores de expansión de perdidas equivalentes PEMT y PEBT que fueron obtenidos de la Resolución N°168-2019-OS/CD donde se encuentras las empresas que conforman el área de demanda 02.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ha considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 168-2019-OS/CD. Sin embargo, dicha resolución ya no está vigente. Por lo que, en la etapa de Pre-Publicación, para las empresas ENSA y ELOR se debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que está vigente hasta el 31/10/2027.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

20. Registros de mediciones de cada 15 minutos (AD2)

En la sección 1.4 “Proyección de la demanda de energía” del Informe VOLUMEN I DEMANDA se señala que: “*Se efectuó la eliminación de datos atípicos, sobre la base del conocimiento de sucesos o situaciones particulares o periódicos que expliquen dichos datos*”. Al respecto, ELOR debe presentar los archivos electrónicos que incluyan los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos, así como los sustentos correspondientes.

De otro lado, ELOR debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos tienen que ser los mismos que los presentados en la información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión según establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, aprobada con Resolución 048-2018-OS/CD; y, en caso hubiera algunas diferencias, deben de mencionarse los motivos por los cuales difieren.

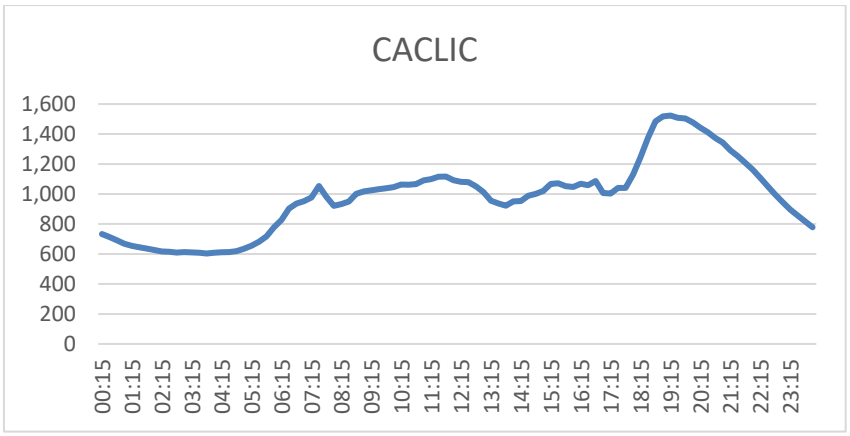
En la hoja “Registros” del archivo “F-100_AD 02_PI 2025-2029.xlsx” se presentan los registros de mediciones de cada 15 minutos. En esta se evidencian solo registros de mediciones del año 2022 para las barras de los sistemas eléctricos “Bagua - Jaén, Cutervo y Bagua - Jaén Rural” y “Chachapoyas, Chachapoyas Rural”. En ese sentido, se requiere que ELOR adjunte información de los sistemas eléctricos del AD2 de forma completa, así como que indique la fuente de información de los registros de mediciones.

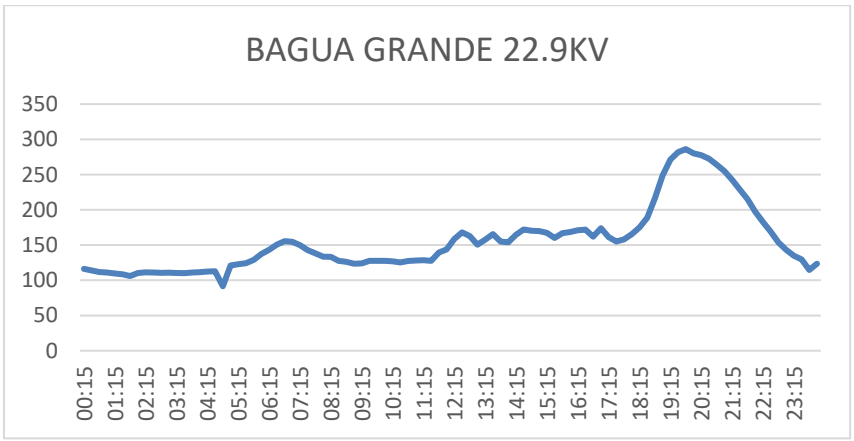
De otro lado, en los formatos F-100 del ESTUDIO, ELOR ha presentado registros de mediciones de la barra CACLIC 22,9 kV, mientras que en el sistema de información de Osinergmin no hay evidencia de esos registros. En ese sentido, ELOR debe indicar la fuente de información de los registros de mediciones presentados en su ESTUDIO.

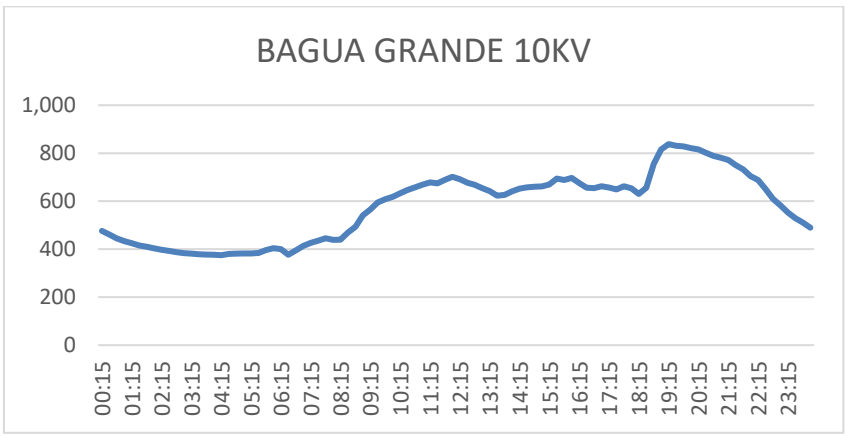
Respuesta

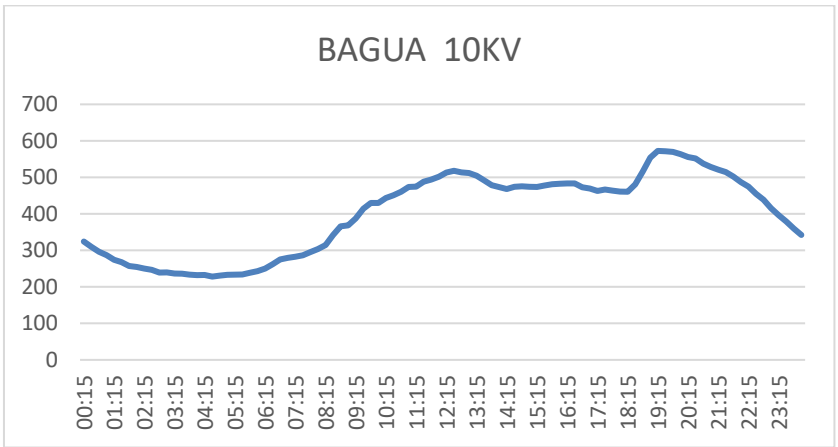
Se procedió a verificar y actualizar los registros de medición cada 15 minutos en la pestaña registros del formato F-100 del AD 02

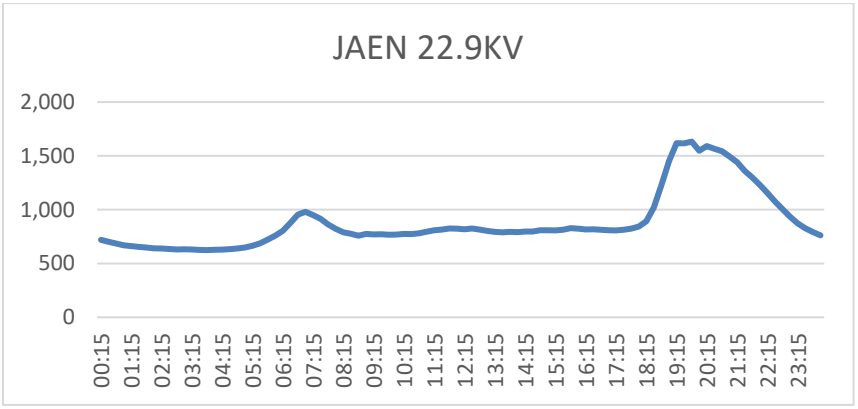
Se muestra a continuación los diagramas con datos depurados:

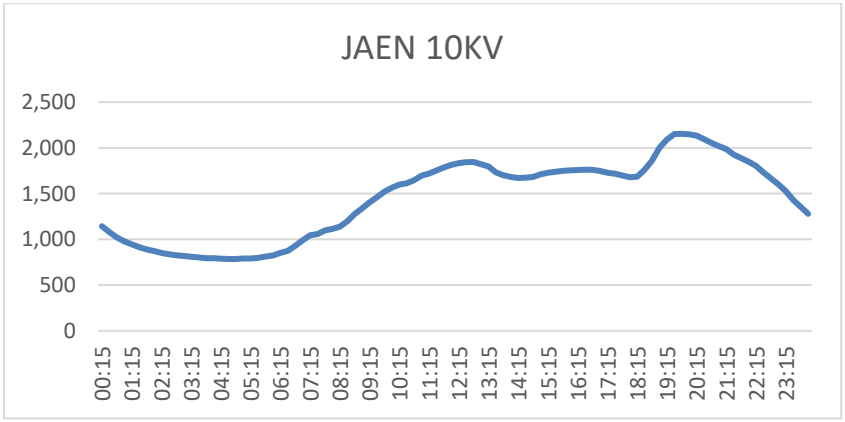

CACLIC
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
00:15
01:15
02:15
03:15
04:15
05:15
06:15
07:15
08:15
09:15
10:15
11:15
12:15
13:15
14:15
15:15
16:15
17:15
18:15
19:15
20:15
21:15
22:15
23:15


BAGUA GRANDE 22.9KV
350
300
250
200
150
100
50
0
00:15
01:15
02:15
03:15
04:15
05:15
06:15
07:15
08:15
09:15
10:15
11:15
12:15
13:15
14:15
15:15
16:15
17:15
18:15
19:15
20:15
21:15
22:15
23:15


BAGUA GRANDE 10KV
1,000
800
600
400
200
0
00:15
01:15
02:15
03:15
04:15
05:15
06:15
07:15
08:15
09:15
10:15
11:15
12:15
13:15
14:15
15:15
16:15
17:15
18:15
19:15
20:15
21:15
22:15
23:15


BAGUA 10KV
700
600
500
400
300
200
100
0
00:15
01:15
02:15
03:15
04:15
05:15
06:15
07:15
08:15
09:15
10:15
11:15
12:15
13:15
14:15
15:15
16:15
17:15
18:15
19:15
20:15
21:15
22:15
23:15





Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque los registros de mediciones de las barras de los sistemas eléctricos “Chiclayo”, “Chota, Chongoyape y Chota Rural”, “Chiclayo Baja Densidad”, “Cutervo y Querocoto” corresponden al año 2021, según la hoja “Registros” del formato F-100.

Por otro lado, sobre los registros de mediciones presentados de la barra CACLIC 22,9 kV; ELOR no indica la fuente de información de dichos registros.

Conclusión

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

21. Factores de caracterización de la carga (AD2)

En el formato F-101, los factores de caracterización del año 2022 no se encuentran debidamente sustentados ya que los valores para las barras de los sistemas eléctricos “Chiclayo”, “Chota”, “Chiclayo Baja Densidad”, “Cutervo y Querocoto” se han obtenido a partir de registros de mediciones del año 2021. Al respecto, es preciso indicar que el Año Representativo es el año 2022. Por lo que, se requiere que ELOR valide y actualice la información presentada; asimismo, que presente la fuente de los registros a utilizar en la determinación del formato F-102 y las consideraciones del caso en las estimaciones presentadas en el formato F-101.

En el formato F-103, se requiere que ELOR considere que la repartición se debe efectuar usando los registros de energía del año 2022.

Respuesta

Se procedió a verificar y actualizar los registros de medición cada 15 minutos en la pestaña registros del formato F-100 del AD 02.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación dado que los factores de caracterización presentados en el formato F-101 no se encuentran debidamente sustentados ya que los valores para las barras de los sistemas eléctricos “Chiclayo”, “Chota”, “Chiclayo Baja Densidad”, “Cutervo y Querocoto” se han obtenido a partir de registros de mediciones del año 2021.

Conclusión

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

22. Clientes libres existentes (AD2)

En el formato F-113 se ha observado una lista de clientes libres que no habría sido obtenida de la base de datos del SICLI 2022. Asimismo, ELOR debe considerar que, para 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 procedió a corregir con la base de datos del SICLI 2022 con los clientes libres reportados que pertenecen al área de demanda 02, los cuales se pueden apreciar en la hoja F-113 del formato F-100 del AD 02.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la 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

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

23. Incorporación de nuevas demandas (AD2)

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS se señala que:

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

En los formatos F-100, ELECTRO ORIENTE ha incluido un total de 37 nuevas demandas en el sistema eléctrico “Bagua - Jaén” que luego agrega en su proyección de demanda, sin haber presentado el sustento para la mayoría de la nueva demanda. En ese sentido, se requiere que ELOR adjunte 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; ya que resulta fundamental para evaluar, por ejemplo, la solicitud de nuevos proyectos como la Nueva SET Seasme.

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

Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 la documentación de sustento de la incorporación de nuevas cargas tales como:

- Factibilidades de suministro
- Cronograma de ingreso de las cargas
- Solicitudes presentadas por los interesados

Se adjunta EL CRONOGRAMA DE CARGAS de cargas adicion

CRONOGRAMA DE INGRESO DE CARGAS AD 02

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	Tensión (kV)	MD (MW)	Cronograma de ingreso de cargas adicionales							
					2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JAÉN	JAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MT TRIFASICO PARA EL NUEVO HOSPITAL II-I SAN IGNACIO	22.9	0.90		0.224	0.448	0.672	0.896	0.896	0.896	0.896
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTOS DE DISEÑO EN MEDIA TENSION PARA PROYECTO "CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL JAEN IV ETAPA, EN LOS DISTRITOS DE JAÉN, SAN JOSE DEL ALTO, BELLAVISTA, SAN ROSA Y HUABAL"	22.9	1.00		0.250	0.500	0.750	1.000	1.000	1.000	1.000
JAÉN	JAEN023	CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL JAEN IV ETAPA EN LOS DISTRITOS DE JAEN , SAN JOSE DEL ALTO, BELLAVISTA, SANTA ROSA Y HUABAL	22.9	1.00		0.250	0.501	0.751	1.002	1.002	1.002	1.002
NUEVA JAÉN	NJAEN023	ACTUALIZACION Y REUBICACION DEL PUNTO DE MEDICION DEL SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. 22,9 KV, PARA HACIENDA EL POTRERO S.A.C.	22.9	0.80		0.200	0.400	0.600	0.800	0.800	0.800	0.800
MUYO	MUYO023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD PARA LA INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°5 DE OLEODUCTO NOR PERUANO	22.9	0.90		0.225	0.450	0.675	0.900	0.900	0.900	0.900
JAÉN	JAEN010	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DEL PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSIÓN TRIFÁSICO 22.9KV PARA PROYECTO DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA FINCA CHORRO BLANCO S.R.L.	10.0	0.28		0.284	0.284	0.284	0.284	0.284	0.284	0.284
JAÉN	JAEN023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA "SISTEMA DE UTILIZACION PARA EL MOLINO AGRONEGOCIOS & CIA S.A.C."	22.9	0.70		0.175	0.350	0.525	0.700	0.700	0.700	0.700
JAÉN	JAEN023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA SISTEMA DE UTILIZACION "MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE LIMPIEZA PUBLICADE LA CIUDAD DE JAEN"	22.9	0.22		0.215	0.215	0.215	0.215	0.215	0.215	0.215
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIATENSION PARA EL POYECTO "SISTEMA DE UTILIZACON EN MEDIA TENSION 22.9 KV TRIFASICO, PARA LA PLANTA PROCESADORA DE ARROZ SAN LORENZO"	22.9	0.31		0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305
JAÉN	JAEN023	SOLICITO DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO PARA PROYECTO "SISTEMA DE DISTRIBUCION EN MEDIA Y BAJA TENSION 22.9/0.38-0.22 KV, PARA EL CONDOMINIO & RESORT CRYSTAL VALLE"	22.9	0.27		0.265	0.265	0.265	0.265	0.265	0.265	0.265
BAGUA	BAGUA010	SOLICITA ACTUALICACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIASICO 10-22.9KV PARA LOS SERVICIOS DE EDUCACION INICIAL, PRIMARIA Y SECUNDARIA EN LA I.E.I.P.S.M. N°16194"	10.0	0.21		0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206
MUYO	MUYO023	SOLICITA ACTUALICACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA "PROYECTO MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA"	22.9	0.66		0.328	0.492	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656
JAÉN	JAEN023	SOLICITA FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9 KV PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION PARA LA PLANTA PROCESADORA ALTO MAYO S.A.C"	22.9	0.21		0.210	0.210	0.210	0.210	0.210	0.210	0.210
BAGUA	BAGUA023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICA 22.9KV PARA PLANTA DE CAFÉ PERUNOR S.A.C.	22.9	0.30		0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
JAÉN	JAEN010	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICA 10/22.9KV PARA EL HOSPITAL MODULAR II-II PARA LA RED ASISTENCIAL JAÉN	10.0	0.70		0.175	0.350	0.525	0.700	0.700	0.700	0.700
JAÉN	JAEN010	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACON EN MEDIA TENSION TRIFASICO 10/22.9KV PARA EL MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE EDUCACION EN LA I.E.P.S.M. ALFONSO VILLANUEVA PINILLOS"	10.0	0.28		0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275
JAÉN	JAEN023	SOLICTA FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION MONOFASICO FASE-FASE 22.9KV PARA PROYECTO "AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCION EN LAS PROVINCIAS DE CUTERVO"	22.9	0.35		0.351	0.351	0.351	0.351	0.351	0.351	0.351
JAÉN	JAEN023	SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA EL PROYECTO "CREACION DEL SEVICIO DE READAPTACION SOCIAL EN EL ESTABLECIMIENTO PENITENCIARIO"	22.9	0.74		0.186	0.372	0.557	0.743	0.743	0.743	0.743
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MEDIA TENSION PARA PROYECTO "MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL SISTEMA CONVENCIONAL"	22.9	0.60		0.302	0.453	0.604	0.604	0.604	0.604	0.604
BAGUA	BAGUA023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA LEL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICO 22.9KV PLANTA DE CAFÉ PERUNOR SAC.	22.9	0.48	0.024	0.120	0.240	0.359	0.479	0.479	0.479	0.479
JAÉN	JAEN023	SOLICITA ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA PROYECTO "AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCION EN LAS PROVINCIAS DE CUTERVO Y JAEN"	22.9	0.33	0.017	0.334	0.334	0.334	0.334	0.334	0.334	0.334

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	Tensión (kV)	MD (MW)	Cronograma de ingreso de cargas adicionales							
					2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
JAÉN	JAEN023	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22.9KV TRIFASICO PARA LA PROPIEDAD DEL SR. WALTER ROMAN OCAÑA GUERRERO"	22.9	0.22	0.029	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221
JAÉN	JAEN023	SOLICTO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "REMODELAMIENTO DEL SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDA TENSION TRIFASICO 22.9KV PARA LA PLANTA PORTATIL DE TRITURACION MAESTRO CONSTRUCTOR SRL"	22.9	0.27		0.272	0.272	0.272	0.272	0.272	0.272	0.272
JAÉN	JAEN023	SOLICITO ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22.9KV TRIFASICO PARA LA INSDUSTRIA SELVA S.R.L."	22.9	0.40		0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400
BAGUA	BAGUA023	AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PECA CAPITAL	22.9	0.40	0.059	0.396	0.396	0.396	0.396	0.396	0.396	0.396
JAÉN	JAEN023	SISTEMA DE UTILIZACION 22,9 KV PARA SUMINISTRAR ENERGIA A UN PREDIO UBICADO EN EL CAS. LA FLORESTA	22.9	0.36	0.018	0.358	0.358	0.358	0.358	0.358	0.358	0.358
MUYO	MUYO023	MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE SISTEMA CONVENCIONAL RED PRIMARIA Y SECUNDARIA DEL CERCADO DE SANTA MARIA DE NIEVA, AA.HH Y BARRIOS DEL DISTRITO DE NIEVA	22.9	0.87		0.218	0.436	0.655	0.873	0.873	0.873	0.873
BAGUA GRANDE	BAGUG023	CREACIÓN DEL SERVICIO DE AGUA PARA RIEGO EN LOS SECTORES LA VERSALLA, LOS PUQUIOS, CRUCE CAYALTI Y HUARANGO PAMPA	22.9	0.60		0.298	0.448	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597
NUEVA JAÉN	NJAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD DE SUINISTRO Y FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO EN MT. 22,9 PARA MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL CENTRO DE SALUD PUCARA	22.9	0.46		0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
NUEVA JAÉN	NJAEN023	CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL DE LAS LOCALIDADES DE POMAHUACA	22.9	0.34		0.342	0.342	0.342	0.342	0.342	0.342	0.342
JAÉN	JAEN010	ACTUALIZACION PARA EL PROYECTO: MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE EDUCACION SUPERIOR TECNOLOGICO DEL I.E.S.T.P. 04 DE JUNIO	10.0	0.73		0.182	0.364	0.547	0.729	0.729	0.729	0.729
NUEVA JAÉN	NJAEN023	AMPLIACION DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. EN 22,9 KV PARA LA LADRILLOS CLAY DEL NORTE S.A.C.	22.9	0.26		0.258	0.258	0.258	0.258	0.258	0.258	0.258
JAÉN	JAEN023	SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. 22,9 KV, PARA INDUSTRIAS SELVA	22.9	0.40		0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400	0.400
NUEVA JAÉN	NJAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD PARA LA INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°8 DE OLEODUCTO NOR PERUANO	22.9	0.24		0.244	0.244	0.244	0.244	0.244	0.244	0.244
JAÉN	JAEN023	ACTUALIZACION DE FACTIBILIDAD PARA LA INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°9 DE OLEODUCTO NOR PERUANO	22.9	0.31		0.313	0.313	0.313	0.313	0.313	0.313	0.313
JAÉN	JAEN023	CREACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL EN LAS LOCALIDES TAMBILLO, LANCHEMA, CHURUYACU, VIRGEN DEL CARMEN, MORERILLO ALTO, LAMPARAN, ATUMPAMPA BAJO, LAS AGUITAS, LA UNION Y PALO BLANCO	22.9	0.30		0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301	0.301
BAGUA GRANDE	BAGUG023	SISTEMA DE UTILIZACION EN MT. 22,9 KV, PARA DOTAR ENERGIA AL PROYECTO INDUSTRIA MORI	22.9	0.30		0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los documentos que sustentan las factibilidades de los años 2021, 2022 y 2023 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas no se ha presentado la documentación de sustento como el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva o incorporada no considerada en la proyección de demanda se encuentra en la hoja "Factibilidades ELOR" de los formatos "F-100" del Área de Demanda 2.

Conclusión

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

24. Mapas de Densidad de Carga (AD2)

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

Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 los mapas de densidad de carga en formato pdf y dwg.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR presenta los Mapas de Densidad de Carga en formato AutoCAD y pdf. Sin embargo, dichos archivos no se han presentado de acuerdo a la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, no se identifican las SET nuevas y existentes ni los radios de influencia de cada uno de ellos. Asimismo, tampoco se incluyen los Usuarios Libres y las demandas incorporadas.

Conclusión

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

Sistema Eléctrico a Remunerar

Área de Demanda 2

25. Formatos de información general

Se debe presentar datos completos en los formatos de información general F-001, F-002 y F-003, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. La información requerida es necesaria para analizar el diagnóstico actual del sistema de transmisión, verificar la antigüedad de las instalaciones, la ubicación geográfica de las subestaciones, el estado de los transformadores (nuevo, rotado o reserva), entre otros aspectos necesarios y básicos para realizar el planeamiento de la transmisión. En este sentido, se observa que dichos formatos no fueron presentados.

Respuesta

Se adjunta los formatos F-001, F002 y F-003 del AD 2 se presentan en el archivo *0.1 Formatos F_000_AD02.xlsx* del ANEXO 01 FORMATOS.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR adjunta lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

26. Respecto a los costos para los terrenos de las Subestaciones nuevas

Es necesario que ELOR considere en la valorización el costo de terreno, adjuntando la fuente de referencia de donde se ha obtenido el precio de terreno, o informar si los terrenos son de su propiedad o serán donados. Por ejemplo, para la SET Seasme no considera ningún precio, ni el área a utilizar para la subestación. En ese sentido, ELOR debe complementar la valorización con los sustentos debidos.

Respuesta

Al respecto, se adjunta en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER la TASACION DE TERRENO URBANO EN EL CENTRO POBLADO DE NUEVO SEASME DISTRITO DE NIEVA PROVINCIA DE CONDORCANQUI DEPARATAMENTO DE AMAZONAS, que para el caso de la NUEVA SET SEAME resulta un costo total de S/.160,000.00 para los 10,000m2 de área que se utilizara para su instalación, el documento de la tasación se muestra a continuación:

TASACION DE TERRENO URBANO EN EL CENTRO POBLADO DE NUEVO SEASME DISTRITO DE NIEVA PROVINCIA DE CONDORCANQUI DEPARATAMENTO DE AMAZONAS PARA SET NUEVA SEASME

Ubicación.: ZONA 18M - C.E 188394 .00 S; C.N 9481347.00 (Alt. Aprox. 260.00 msnm) coordenada de ubicación del predio

AREA (m2)	PRECIO UNITARIO (S/ xm2)	COSTO TOTAL S/
10 000.00	16*	160 000.00

- * Datos de listado de valores arancelarios de terrenos urbanos para centros poblados menores, aprobado por RM N °306 -2022-vivienda vigente a partir del 01/01/2023.

La tasación del terreno según RM N °306 -2022-vivienda vigente a partir del 01/01/2023 asciende a S/ 160 000.00 (ciento sesenta mil y 00/100 soles).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR presenta cotización del terreno para SEASME.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

27. SET Jaén

Respecto a la celda de alimentador en 10 kV, es necesario que ELOR valide la proyección de demanda con las observaciones realizadas, y de acuerdo a los resultados, sustente su solicitud en el formato F-204.

Respecto al transformador, es necesario que ELOR valide la demanda. En el mes de febrero del año 2022 se observa un incremento de la carga de 11,74 a 17,72 MW que debe ser sustentado, puesto que la máxima demanda de la subestación en el año Base estaría elevado, sobre todo si se tiene en cuenta que en los siguientes meses la demanda retoma su valor típico entre los 12 y 14 MW. En ese sentido, ELOR deberá precisar que sucedió en el mes de febrero; asimismo, validar si el transformador aún es requerido. De ser el caso, se requiere que ELOR verifique el estado del transformador y el año de fabricación, e indique que ocurrirá con este. Si se da de Baja deberá presentarlo en el listado de Bajas, caso contrario, indicar cuál será su destino. Por otro lado, debe verificar el estado de la celda de transformador 22,9 kV por la capacidad del existente.

Respecto a la renovación de dos celdas de alimentador en 10 kV con una antigüedad mayor a 30 años, en la visita de campo realizada no se pudo observar dichas celdas, por encontrarse solo con recloser. En ese sentido, ELOR debe mencionar cuál es el motivo por el que se optó por retirar las celdas. Asimismo, que señale el estado de las celdas de medición y del transformador de 10 kV. Por otro lado, se requiere que se incluya en la lista de Elementos a dar de Baja a los Elementos que solicita sean cambiados.

Respuesta

Se ha actualizado la demanda del AD 2, en el cual se ha depurado los valores atípicos, por el cual en la SET JAEN con la demanda actualizada ya no se requiere el alimentador de 10Kv para el PIT 2025-2029, el formato F-204 se muestra a continuación:

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022 0	2023 1	2024 2	2025 3	2026 4	2027 5	2028 6	2029 7	2030 8	2031 9	2032 10
SET AT/MT JAEN	Demanda	23	4	4	7	8	9	10	10	10	10	10	10
	Capacidad por Alimentador	23	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	Alimentadores Existentes	23	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Alimentadores Necesarios	23	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Nuevos Alimentadores	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SET AT/MT JAEN	Demanda	10	10	9	10	11	12	13	13	13	14	14	14
	Capacidad por Alimentador	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Alimentadores Existentes	10	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4
	Alimentadores Necesarios	10	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

Sin embargo, se observa que se requerirá de una celda de alimentador en la barra de 10kV para el año 2030, por lo que se estará solicitando dicha celda en el siguiente proceso regulatorio.

Respecto a la capacidad de carga del transformador, se indica que este se sobrecarga a partir del año 2025, tal como se muestra en el formato F-202:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabri_ cación	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)							
		LADO	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
					0	1	2	3	4	5	6	7
SET AT/MT JAEN	MAX. DEM. (1)	HV	60		14.60	14.37	18.61	20.17	21.78	23.33	23.91	24.52
	MAX. DEM. (1)	MV	22.9		4.54	4.50	7.57	8.41	9.28	10.06	10.24	10.42
	MAX. DEM. (1)	LV	10		10.06	9.87	11.04	11.75	12.50	13.27	13.68	14.10
TP - 60/22.9/10 kV - 29/8/21 MVA	POT. INST. (MVA)	HV	60		29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00
	POT. INST. (MVA)	MV	22.9		8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
	POT. INST. (MVA)	LV	10		21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
	FACTOR DE USO	HV	60		0.50	0.50	0.64	0.70	0.75	0.80	0.82	0.85
	FACTOR DE USO	MV	22.9	1994	0.57	0.56	0.95	1.05	1.16	1.26	1.28	1.30
	FACTOR DE USO	LV	10		0.48	0.47	0.53	0.56	0.60	0.63	0.65	0.67

Sin embargo, al realizar el traspaso del 15% de la carga de la barra de 22,9 kV a la SET SAN IGNACIO, el cual soluciona la sobrecarga hasta el año 2034, año en que los transformadores de ambas SET se sobrecargan, es decir para el siguiente periodo tarifario se tiene que instalar un nuevo transformador.

El formato F-203 considerando la transferencia de carga se muestra a continuación:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)										
		LADO	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
				3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	11
SET AT/MT JAEN TP - 60/22.9/10 kV 29/8/21 MVA	MAX. DEM. (1)	MV	60	17.87	19.25	20.58	21.12	21.67	22.04	22.41	22.79	23	24	24
	MAX. DEM. (1)	MV	22.9	6.12	6.75	7.32	7.45	7.58	7.66	7.75	7.84	7.93	8.03	8.13
	MAX. DEM. (1)	MV	10	11.75	12.50	13.27	13.68	14.10	14.37	14.66	14.95	15	16	16
	POT. INST. (MVA)	MV	60	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00
	POT. INST. (MVA)	MV	22.9	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
	POT. INST. (MVA)	MV	10	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
	FACTOR DE USO	MV	60	0.62	0.66	0.71	0.73	0.75	0.76	0.77	0.79	0.80	0.81	0.83
	FACTOR DE USO	MV	22.9	0.76	0.84	0.91	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.02
	FACTOR DE USO	MV	10	0.56	0.60	0.63	0.65	0.67	0.68	0.70	0.71	0.73	0.74	0.76
SET AT/MT SAN IGNACIO TP - 60/23 kV 12 MVA	MAX. DEM. (1)	MV	23	9.18	10.12	10.98	11.17	11.37	11.49	11.63	11.76	11.90	12.04	12.19
	POT. INST. (MVA)	MV	23	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
	FACTOR DE USO	MV	23	0.76	0.84	0.91	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.02

Respecto a las celdas de alimentador de 10kV que se viene solicitando su renovación se indica que este se menciona que, por presentar constantes fallas se ha retirado de servicio y para ello se ha instalado temporalmente recloser, tal como se muestra en la siguiente fotografía:

El motivo de la desconexión se detalla en el INFORME TECNICO GWTG-050-2023, el cual se encuentra detallado en la carpeta SET JAEN de SUSTENTOS AD 02 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER los motivos de la desconexión e las celdas de alimentador, cuyo extracto es el siguiente:

II. ANTECEDENTES

Las celdas 10kV-SKODA formaban parte de la Central Térmica Jaén, la misma que inicia su operación en la década de los setenta (70), brindando suministro eléctrico a la provincia de Jaén.

El 05 de abril de 1995, fue desactivada la Central Térmica Jaén, debido a la interconexión del Sistema Eléctrico Bagua-Jaén; quedando en operación las celdas de 10kV-SKODA para los alimentadores de la TRONCAL 1 Y TRONCAL 2.

III. ANÁLISIS

Con fecha **24/04/2022**, se realizó la desconexión de las celdas de 10kV-SKODA, para reemplazar con recloser JAE101 y JAE102, a fin asegurar la operatividad de los alimentadores, y discriminar de manera mas efectiva las fallas que pudieran ocurrir en los alimentadores, así como también, reducir el tiempo empleado en maniobras de reposición, y garantizar la confiabilidad y operatividad de nuestro sistema eléctrico; esto debido a la antigüedad, deterioro e inoperatividad que presentaban las celdas de 10 kV-SKODA, por haber cumplido su ciclo de vida útil y presentar riesgos en su maniobra de operación.

Con fecha **24/04/2022**, se efectuaron las actividades correspondientes al desmontaje y retiro de las celdas 10kV - SKODA; con la finalidad de liberar espacio en nuestras instalaciones y garantizar el orden y la limpieza evitando posibles incidentes y accidentes, dando cumplimiento a la metodología de "5s" exigidas por el Sistema Integrado de Gestión – Electro Oriente S.A.

IV. CONCLUSIONES

Fue necesario efectuar el desmontaje y retiro de las celdas 10kV-SKODA, por riesgos de operatividad y cumplimiento de su vida útil, instalando en su reemplazo los recloser JAE 101 y JAE102, garantizando la operación y protección del sistema eléctrico.

Por estos motivos descritos y por la antigüedad que estas celdas se están solicitando la aprobación de 02 celdas de alimentador, 01 celda de transformador y 01 celda de medición todos en 10kV instalados en el año 1994.

Por último, se indica que, los elementos que se vienen solicitando su cambio por antigüedad se están incluyendo dentro de los elementos que se darán de baja el año que entre en operación comercial las celdas solicitadas por renovación por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que retira su solicitud del nuevo transformador, y ELOR sustenta con detalle los problemas con las celdas solicitadas y también resuelve las consultas respeto a la demanda.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

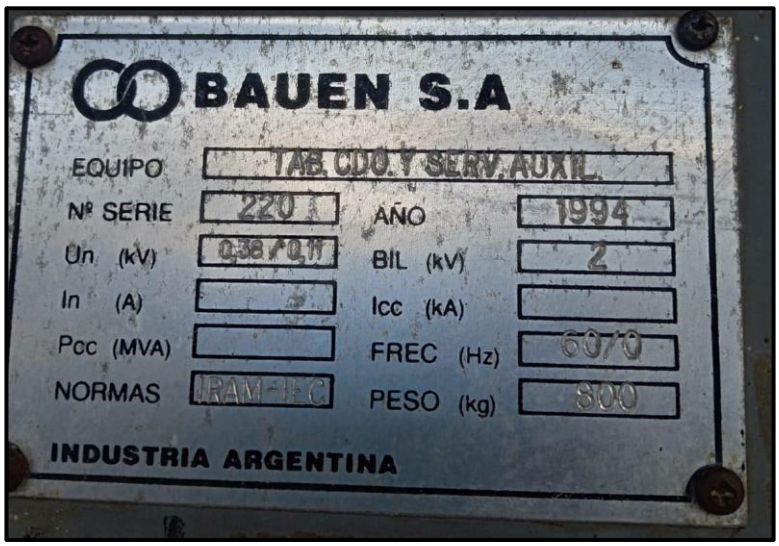
28. SET Bagua

Respecto a la renovación de las dos celdas de alimentador de 10 kV por antigüedad mayor a los 30 años, se requiere que ELOR señale cual es la dificultad en la operación y/o mantenimiento (alta frecuencia de fallas, dificultad para encontrar repuestos debido al desfase tecnológico, etc.) de estas celdas, para que justifique su cambio. Asimismo, ELOR debe evidenciar el año de puesta en servicio, el estado de las celdas de transformador y medición de 10 kV. Por otro lado, se requiere que se incluya en la lista de Elementos a dar de Baja a aquellos elementos que se solicita su cambio.

Respecto al cambio de las celdas de línea en 60 kV por estar incompletas (equipadas únicamente con seccionador), ELOR debe sustentar la disponibilidad de espacio en la subestación para los Elementos nuevos. Además, que presente en la lista de Elementos a dar Baja estas celdas.

Respuesta

La SET BAGUA cuenta con 02 celdas de alimentador, 01 celda de transformador y 01 celda de medición todos en 10kV que están comprendidos en el SST, además se indica que estas celdas corresponden al equipamiento de los grupos térmicos Sckoda, los cuales ya no están en el sistema, se muestran en las siguientes fotografías la precariedad de los interruptores de estos dos alimentadores que requieren su recambio por haber cumplido su vida útil.



Vista fotográfica del Interruptores 10 KV de los alimentadores BAG101 y BAG102.

Las fallas que presentó estos alimentadores a partir del año 2020 hasta el 30 de junio del 2023 se muestran a continuación:

FALLAS BAGUA 101				
MOTIVO	2020	2021	2022	2023
Bajo Nivel de Aislamiento		1		
Disparo 21, Arranque 67 y 67N	1			
Falla Equipo eléctrico		1		1
Otros (Otras eléctricas)			2	
Otra falla	8	4	2	4
Por Mantenimiento Otras eléctricas		1		
Total, general	9	7	4	5

FALLAS BAGUA 102				
MOTIVO	2020	2021	2022	2023
Bajo Nivel de Aislamiento		1		
Disparo 21, Arranque 67 y 67N en la L-60751-B	1			
Falla Equipo eléctrico	1	1		1
Otros (Otras eléctricas)	1		2	1
Otra falla	7	4	3	4
Total, general	10	6	5	6

Además, se aclara que, el problema principal de estas celdas de alimentador es la antigüedad lo que disminuye la confiabilidad, ya que ante una falla se reducirá el suministro eléctrico a la zona urbana de la ciudad de Bagua, lo que no garantiza la atención eficiente del servicio eléctrico y por último se presenta el informe técnico GWTE-038-2023, el cual se encuentra detallado en la carpeta SET BAGUA de SUSTENTOS AD 02 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER en el cual se llega a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

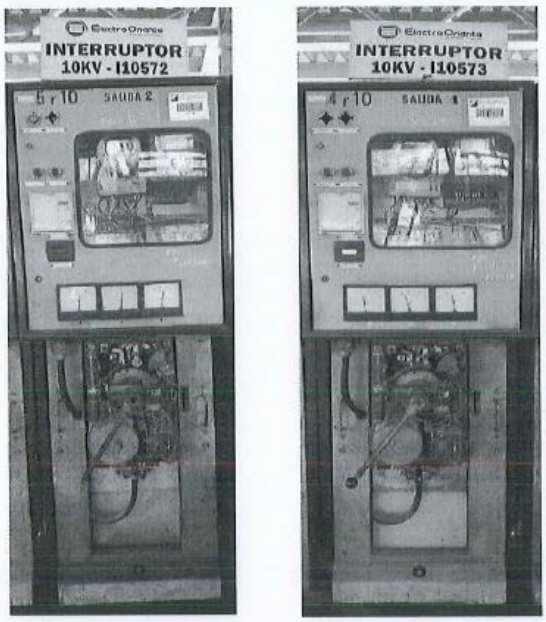
V. CONCLUSIONES

- Se detallaron los trabajos de mantenimiento realizados en las celdas de alimentadores, transformador en 10kV de la Subestación de Bagua, así mismo se puede verificar en campo la antigüedad de las mismas.

VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda incorporar la adquisición de 02 celdas para alimentador en 10 kV por antigüedad en la Subestación Bagua en el Plan de Inversiones de Transmisión periodo 2025 - 2029.

VII. ANEXOS



Interruptores 10kV de los alimentadores BAG 101 y BAG 102.

También se indica que la celda de línea en 60kV Bagua – Jaén y la celda de línea en 60kV Bagua – Muyo únicamente están equipados con seccionadores y no comprenden todos los elementos considerados para una celda de línea según los módulos estándar de transmisión, los cuales son:

EQUIPOS PRINCIPALES
Interruptor de 60 KV, 325 KVp (BIL), 1250 A, 31.5 KA, Operación Tripolar, al Exterior, Inc. Est. Soporte
Pararrayos 54 kV, 10 kA, clase 3 y contador de descarga (325 kVp BIL)
Relé de proteccion diferencial de barra (Unidad Central para solución distribuida)
Relé de proteccion diferencial de barra (Unidad de bahía)
Seccionador de Barra, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A
Seccionador de Linea, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A
Transformador de corriente, 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - Cl 0,5, inc. est. soporte
Transformador de tensión capacitivo, 60 kV, 325 KVp (BIL), 60/√3 / 0,1/√3 0,1/√3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0,5

A continuación, se muestra fotografías de las celdas de línea en 60kV instalados con seccionadores de línea

Vista fotográfica del pórtico 60 KV, se aprecia las salidas a C.H. El Muyo y SET Nueva Jaén solamente con seccionadores de línea con puesta a tierra.

Vista fotográfica del pórtico 60 KV, salida a SET Nueva Jaén solamente con seccionadores de línea con puesta a tierra.

Vista fotográfica del pórtico 60 KV, salida a C.H. El Muyo solamente con seccionadores de línea con puesta a tierra.

Asimismo, ELECTRO ORIENTE cuenta con espacio suficiente para la instalación de estas celdas en 60kV que se viene solicitando.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que ELOR cumple con dar más detalles acerca del mal estado y antigüedad de las celdas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

29. SET Bagua Grande

La solicitud presenta inconsistencias pues, mientras que en el título de la solicitud menciona celda de alimentador de 22,9 kV, en el cuerpo señala que se trata de celdas de 10 kV. Por otro lado, de manera similar a las celdas de la SET Bagua, se requiere que ELOR revise su propuesta en esta subestación y la cantidad de elementos que requieren, señalando la situación de las celdas de transformador y medición. En cualquier caso, para celdas de 10 kV o 22,9 kV se requiere que ELOR presente el sustento de los valores de caída de tensión indicados, tales como archivos fuente de simulaciones en formato PFD (DigSilent) y archivos georreferenciados (*.kmz) con la identificación de las redes primarias. Además, se deben incluir las secciones de conductores correspondientes, la ubicación de las principales cargas existentes y proyectadas, entre otros.

Es importante precisar que, tal como lo establece la NORMA TARIFAS, ELOR, debe considerar un factor de potencia de 0,95 en las barras de MT de las subestaciones para sus simulaciones.

Adicionalmente, si ELOR verifica la caída de tensión, debe evidenciar que ha evaluado otras soluciones a nivel de distribución (reguladores de tensión, por ejemplo) y que estas no permiten superar dicho problema.

Respuesta

Al respecto, se menciona que la solicitud es para una celda de alimentador en 10kV, ya que la SET BAGUA GRANDE cuenta con 02 celdas de alimentador, 01 celda de transformador y 01 celda de medición todos en 10kV que cumplió con la vida útil de operación, el cual al año 2025 tendrá una antigüedad mayor a 30 años, por lo cual se requiere su cambio, la fotografía del estado del interruptor de esta celda se muestra a continuación:

Vista fotográfica del Interruptores 10 KV, equipamiento corresponde al año 1994, las instalaciones fueron puestas en servicio en abril de 1995

Vista fotográfica del Interruptores 10 KV, en mínimo volumen de aceite.

Las fallas que presento estos alimentadores a partir del año 2020 hasta el 30 de junio del 2023 se muestran a continuación:

FALLAS BAGUA GRANDE 201				
MOTIVO	2020	2021	2022	2023
Falla Equipo eléctrico	5	7	12	2
Otros (Otras eléctricas)			4	1
Otra falla	48	12	4	4
Total, general	53	19	20	7

FALLAS BAGUA GRANDE 202				
MOTIVO	2020	2021	2022	2023
Bajo Nivel de Aislamiento		2		
Falla Equipo eléctrico	2	4	10	2
Otros (Otras eléctricas)			4	1
Otra falla	18	6	14	8
Total, general	20	12	28	11

Además, el problema principal de estas celdas de alimentador es la antigüedad lo que disminuye la confiabilidad, ya que ante una falla se reducirá el suministro eléctrico a la zona urbana de la ciudad de Bagua, lo que no garantiza la atención eficiente del servicio eléctrico y por último se presenta el informe técnico GWTE-039-2023 el cual se encuentra detallado en la carpeta SET BAGUA GRANDE de SUSTENTOS AD 02 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER, cuyas conclusiones se muestra a continuación:

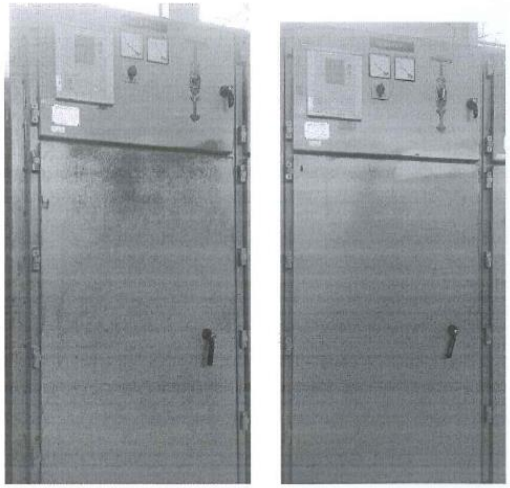
V. CONCLUSIONES

- Se detallaron los trabajos de mantenimiento realizados en las celdas de alimentadores, transformador en 10kV de la Subestación de Bagua Grande, así mismo se puede verificar en campo la antigüedad de las mismas.

VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda incorporar la adquisición de 01 celda para alimentador en 10 kV por antigüedad en la Subestación Bagua Grande en el Plan de Inversiones de Transmisión periodo 2025 - 2029.

VII. ANEXOS



Celdas de 10kV, salida 1 y salida 2 a EMSEU.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que ELOR cumple con dar más detalles acerca del mal estado y antigüedad de las celdas.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

30. Nueva SET Seasme

ELOR en su ESTUDIO no presenta sustento de la distribución de la carga georreferenciada (*.kmz), tampoco de la simulación en formato PFD (DigSilent.) que demuestre la caída de tensión y las pérdidas de potencia, ni los reportes de la mala calidad de servicio; lo cual evidenciaría que con el alimentador en 22,9 kV ya no se puede atender a la demanda. En ese sentido, se requiere que ELOR presente los sustentos necesarios.

De igual forma, a pesar de solicitar una línea de 170 km en 138 kV, considerando que líneas de tal magnitud que operan con cargas pequeñas requieren equipos de compensación reactiva, no se logra encontrar dentro del ESTUDIO información alguna de estos equipos de compensación. En ese sentido, ELOR debe evaluar en sus alternativas los problemas de sobretensión y, de ser el caso, plantee alguna solución.

ELOR indica que el alimentador en 22,9 kV (MUY-S02) presenta conductores de aluminio de calibre variable (25 – 95 mm^2). Al respecto, ELOR que remita un diagrama georreferenciado de la ubicación, el recorrido y las distancias de los distintos calibres de conductor.

Con el objetivo de mejorar las caídas de tensión a niveles por debajo del 5%, en su propuesta final de la Modificación del PI 2021 – 2025, ELOR indicó que ejecutaría algunas soluciones en el sistema de distribución hasta el año 2025. Particularmente para el alimentador en 22,9 kV (MUY202), la instalación de dos (02) reguladores de tensión, así como el incremento del nivel de tensión con la ayuda de un transformador elevador de 22,9 kV a 33 kV en la CH Muyo y un recloser en la salida del alimentador. ELOR señaló que con estas soluciones lograrían mantener la caída de tensión y el nivel de pérdidas en un rango aceptable. Al respecto, ELOR debe indicar el estado actual de las soluciones que fueron previstas a ejecutarse, es decir, si a la fecha se han realizado o, en su defecto, señale las razones por las que han sido descartadas.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante señalar que la solicitud de ELOR respecto a un proyecto de transmisión para la zona de Seasme ya ha sido evaluada en el PI 2021 – 2025 y su modificatoria, habiéndose emitido en ambos casos un pronunciamiento por parte de Osinergmin. En ese sentido, ELOR debe indicar las razones por las cuales vuelve a solicitar un proyecto para esta zona como parte del presente proceso, sin hacer referencia al pronunciamiento de Osinergmin.

Respuesta

Actualmente la SET MUYO alimenta las localidades comprendidas entre Muyo y Seasme en una tensión de 22,9kV, que tiene 153km de línea troncal en MT que presenta caídas de tensión de hasta 45.87% en el año 2022.

También se tienen solicitudes de factibilidades de suministro que no pueden ser atendidas que se muestran en el siguiente cuadro:

FACTIBILIDADES DE CARGAS ADICIONALES

SUBESTACIÓN	NOMBRE USUARIO	Máxima Demanda (MW)
MUYO	"INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°05 DEL OLEODUCTO NOR PERUANO (ONP) AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL SEIN"	0.31

MUYO	"INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ESTACION DE BOMBEO N°06 DEL OLEODUCTO NOR PERUANO (ONP) AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL SEIN"	0.90

Los cuales no pueden ser atendidas debido a que estas cargas se encuentran en el otro extremo del alimentador MUY- S02 y no pueden ser atendidas en la situación de operación actual de las redes MT, cuyas características de operación efectuados en el estudio del PIDE por parte de ELECTRO ORIENTE para el alimentador MUY-S02 es el siguiente:

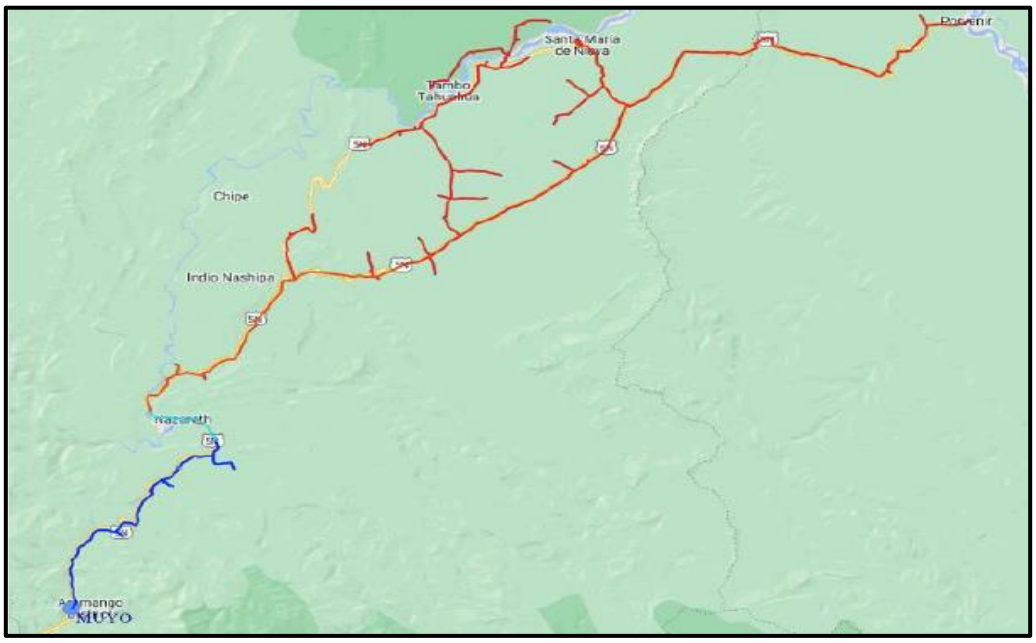
Alimentador MUY202

Diagnóstico Año Base (2021):

Análisis de los Niveles de Tensión:

Este alimentador presenta caídas de tensión superiores al 5% a partir de una distancia de 52.04 km desde la SE MUYO, donde se presentan conductores de aluminio de calibre variable (25 – 95 mm2). La máxima caída de tensión es de 13.77% a 193.72 km

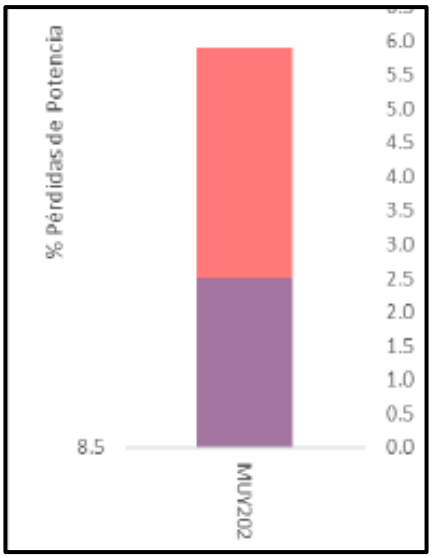
figura 3: Caída de Tensión del Alimentador MUY202



Análisis de las Pérdidas de Potencia:

Este alimentador presenta pérdidas de potencia en línea MT de 8.83%, siendo superior al 2.50% de perdidas reconocidas. También presenta unas pérdidas de 1.87% en baja tensión.

figura 4: Pérdidas de Potencia del Alimentador MUY202



El resumen de las características de operación en el año 2021 se muestra a continuación:

Alimentador	Caída de Tensión (%)	Cargabilidad (%)	Pérdidas de Potencia (%)	SAIFI 2021 (ELOR) (Int./Usu./Año)	SAIDI 2021 (ELOR) (Hor./Usu./Año)
MUY202	13.77	12.14	8.83	41.60	386.87

Diagnóstico Año 04 (2025):

A continuación, se muestran los cuadros resumen para el año 04 (2025) del Sistema Eléctrico Bagua-Jaén Rural:

Análisis de los Niveles de Tensión:

Item	Sistema Eléctrico	Alimentador	Caída de Tensión (%)
1	Bagua-Jaén Rural	MUY202	17.04

Se observa un incremento en el porcentaje de caída de tensión para el alimentador MUY 202.

En la carpeta SET SEASME de SUSTENTOS del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER se encuentra el archivo pfd de los flujos realizados de las redes MT de los alimentadores de SET MUYO, así como el archivo kmz de estas redes.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que la empresa no explica como resolverá los problemas de sobretensión generados por la instalación de gran longitud en 220kV o 138kV.

Conclusión

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

31. SET Caclic

ELOR en su propuesta solicita el reconocimiento de dos celdas de alimentador en 22,9 kV, caso que ya fue revisado en los planes de inversión pasados. Por ello, ELOR debe mencionar las condiciones y/o sustentos que han variado y que permitan hacer un nuevo análisis.

Asimismo, detallar la forma de operación de las subestaciones Chachapoyas y Mendoza previa a la conexión al SEIN; específicamente si ambas subestaciones se encontraban operando de manera aislada entre sí formando 2 sistemas aislados, o si operaban como un solo sistema aislado. Adicionalmente, ELOR debe remitir el acta de energización de las celdas de alimentador de 22,9 kV y adjunte a esta un diagrama unifilar que detalle la secuencia de conexión de las celdas.

ELOR en su propuesta adjunta dos diagramas unifilares (Ver Figura N° 2 y 3) que, según refiere, corresponden al sistema Chachapoyas y Chachapoyas Rural antes y después de su conexión al SEIN. Sin embargo, en ambos diagramas se verifica la misma información respecto a los subsistemas Eje Oriente - R. de Mendoza y Chachapoyas y su conexión a la SET Caclic a través de las celdas IN-CMC5 y IN-CMC7, respectivamente. Al respecto ELOR debe actualizar dicha información y remitir los diagramas unifilares completos (con leyenda, fechas de revisión y/o actualización, entre otros) antes y después de la conexión del sistema Chachapoyas y Chachapoyas Rural a la SET Caclic; agregando detalle que permita evidenciar la secuencia de conexión de las celdas y como el referido sistema se fue reconfigurando a partir de tales conexiones.

Figura N° 2

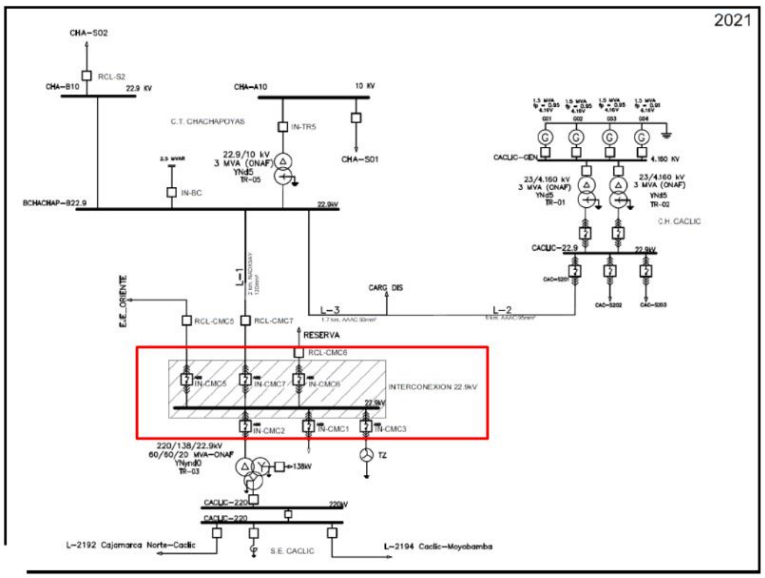
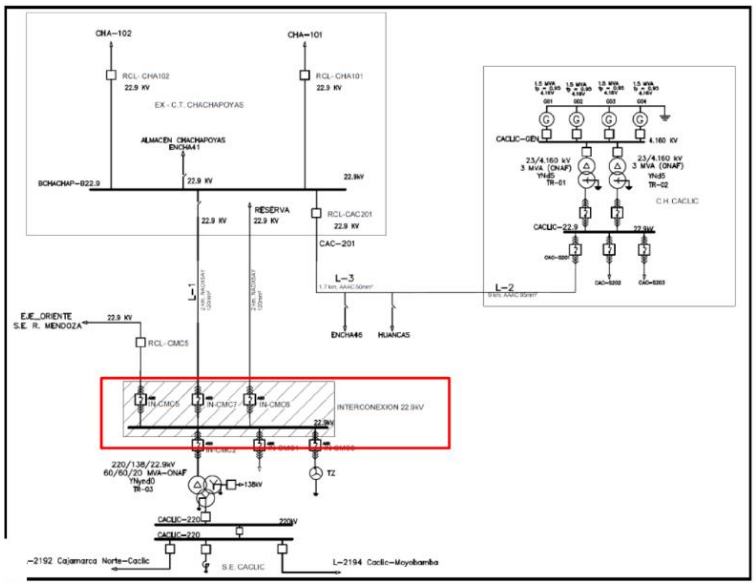


Figura N° 3

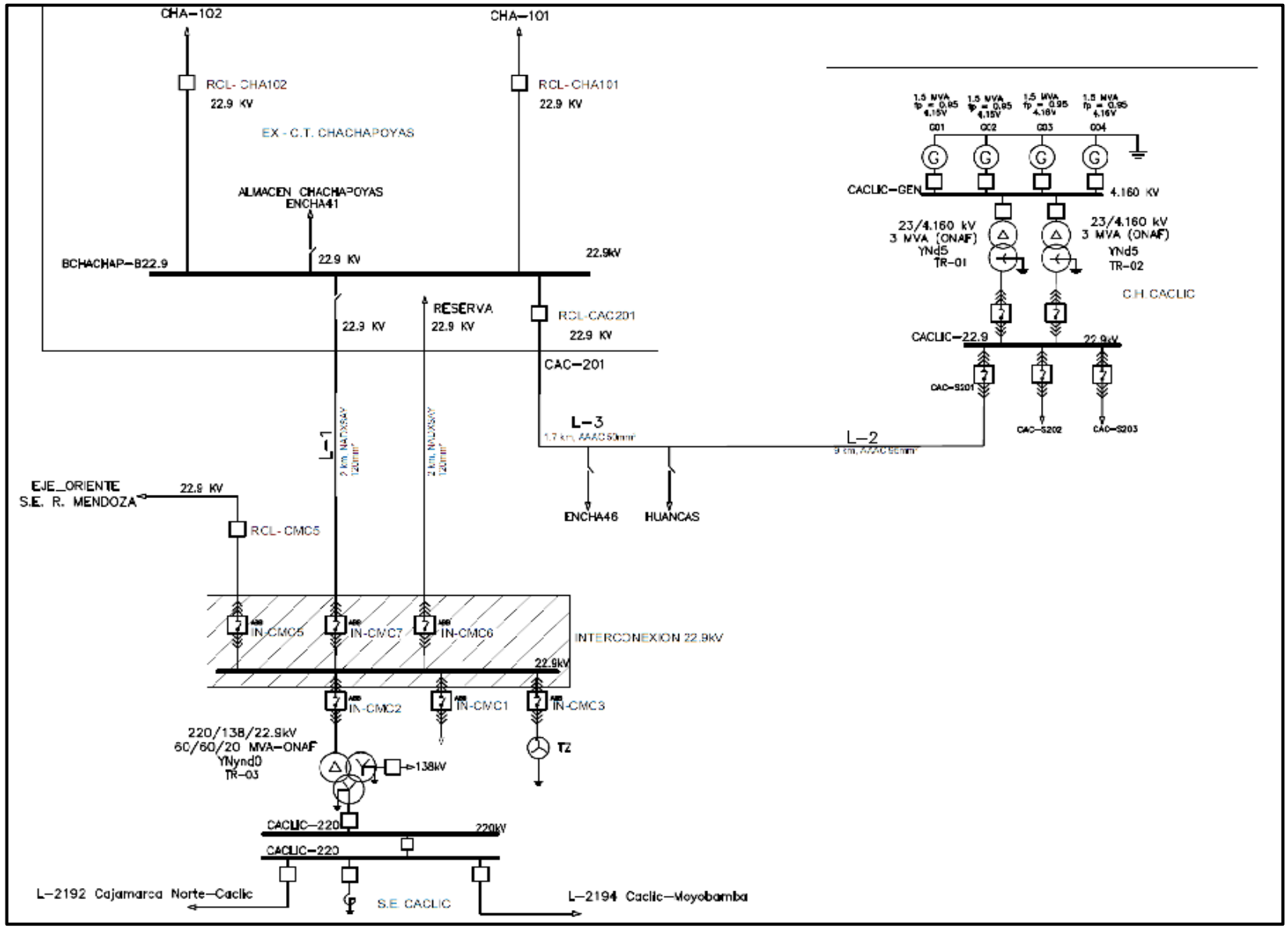


Respuesta

En la carpeta SET CACLIC de SUSTENTOS AD 02 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER se detallan las mediciones cada 15 minutos de los alimentadores de la SET CACLIC de años 2020, 2021, 2022 y 2023. Asimismo, se adjunta el archivo kmz de estas redes MT.

Al respecto, se adjunta nuevamente los DU de la SET CACLIC antes y después de la conexión al SEIN del sistema eléctrico de Chachapoyas, los cuales se muestra a continuación:

fotografía de las celdas de la SET CACLIC


CHA–102
CHA–101
RCL- CHA102
22.9 KV
RCL- CHA101
22.9 KV
EX - C.T. CHACHAPOYAS
ALMACEN CHACHAPOYAS
ENCHA41
BCHACHAP–B22.9
22.9 KV
22.9kV
22.9 KV
RESERVA
22.9 KV
RCL-CAC201
22.9 KV
CAC–201
L–1
L–3
L–2
ENCHA46
HUANCAS
EJE_ORIENTE
S.E. R. MENDOZA
22.9 KV
RCL- CMC5
IN-CMC5
IN-CMC7
IN-CMC6
INTERCONEXION 22.9KV
22.9kV
IN-CMC2
IN-CMC1
IN-CMC3
220/138/22.9kV
60/60/20 MVA–ONAF
YNynd0
TR–03
138kV
T2
CACLIC–220
220kV
CACLIC–220
L–2192 Cajamarca Norte–Caclic
S.E. CACLIC
L–2194 Caclic–Moyobamba
CACLIC–GEN
4.160 KV
23/4.160 kV
3 MVA (ONAF)
YNd5
TR–01
23/4.160 kV
3 MVA (ONAF)
YNd5
TR–02
C.H CACLIC
CACLIC–22.9
22.9kV
CAC–S201
CAC–S202
CAC–S203

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR no cumplió con señalar el proceso de integración de los sistemas aislados al SEIN a fin de aceptar el reconocimiento de las solicitadas.

Conclusión

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

32. Respecto al archivo de flujo de potencia

De acuerdo a lo requerido en el numeral 3.14 de la NORMA TARIFAS, ELECTRO ORIENTE, no cumple en presentar la configuración del sistema eléctrico para los 30 años de Horizonte de Estudio. Al respecto, ELECTRONORTE debe presentar los archivos de flujo requerido.

Respuesta

Se ha realizado los flujos de potencia con el software digsilent, cuyo archivo PFD se encuentra en la carpeta RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ENSA presenta la configuración para el año 30, sin embargo, no presenta de los años 15, 20 y 25.

Conclusión

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

33. Transferencias de carga entre SET's existentes y nuevas

Se debe adjuntar archivos de sustento necesarios para verificar las transferencias de carga entre las SET's existentes y nuevas; por ejemplo, el traslado de carga de la SET Jaen a la SET San Ignacio. Del mismo modo, se debe tener en cuenta el factor de uso obtenido luego del traslado de carga y/o del ingreso de nuevos transformadores, verificando que no se supere el valor de 1,0 en el horizonte del estudio.

Respuesta

Se realizo la transferencia del 15% de la carga de la barra de 22.9kV a la SET SAN IGNACIO, el cual soluciona la sobrecarga hasta el año 2034, año en que los transformadores de ambas SET se sobrecargan, es decir para el siguiente periodo tarifario se tiene que instalar un nuevo transformador.

El formato F-203 considerando la transferencia de carga se muestra a continuación:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)										
		LADO	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
				3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	11
SET AT/MT JAEN TP - 60/22.9/10 kV 29/8/21 MVA	MAX. DEM. (1)	MV	60	17.87	19.25	20.58	21.12	21.67	22.04	22.41	22.79	23	24	24
	MAX. DEM. (1)	MV	22.9	6.12	6.75	7.32	7.45	7.58	7.66	7.75	7.84	7.93	8.03	8.13
	MAX. DEM. (1)	MV	10	11.75	12.50	13.27	13.68	14.10	14.37	14.66	14.95	15	16	16
	POT. INST. (MVA)	MV	60	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00
	POT. INST. (MVA)	MV	22.9	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
	POT. INST. (MVA)	MV	10	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
	FACTOR DE USO	MV	60	0.62	0.66	0.71	0.73	0.75	0.76	0.77	0.79	0.80	0.81	0.83
	FACTOR DE USO	MV	22.9	0.76	0.84	0.91	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.02
	FACTOR DE USO	MV	10	0.56	0.60	0.63	0.65	0.67	0.68	0.70	0.71	0.73	0.74	0.76
SET AT/MT SAN IGNACIO TP - 60/23 kV	MAX. DEM. (1)	MV	23	9.18	10.12	10.98	11.17	11.37	11.49	11.63	11.76	11.90	12.04	12.19

12 MVA	POT. INST. (MVA)	MV	23	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
	FACTOR DE USO	MV	23	0.76	0.84	0.91	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.02

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR cumplió con realizar el traslado de carga.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

34. Selección de la alternativa óptima

Respecto al formato F-205, se observa que ELECTRO ORIENTE no presenta el mismo. Al respecto, ELECTRO ORIENTE debe evaluar alternativas de solución para los distintos proyectos que propone para el PI 2025-2029, por ejemplo, para la nueva SET Seasme.

Respuesta

Se ha actualizado el formato F-205 con los resultados de la evaluación de alternativas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR cumplió con actualizar el formato F-205.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

35. Selección de la sección óptima del conductor

ELECTRO ORIENTE ha presentado el formato F-207 sin información. Al respecto, se debe presentar dicho formato con los cálculos justificativos empleados que permitan demostrar la sección óptima de los conductores para las líneas en 138 kV para la SET Seasme.

Respuesta

Se ha actualizado el formato F-207 con los resultados de las simulaciones de flujos de carga.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, si bien no se ha actualizado el formato F-207, presenta información adicional para el análisis de la mejor alternativa para el suministro de la SET Seasme.

Conclusión

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

36. Estadística de fallas e índice de desempeño

ELECTRO ORIENTE ha presentado el formato F-208 sin información. Al respecto, debe presentar la información correspondiente al formato F-208 en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS o indicar las razones por las cuales no la presenta.

Respuesta

Se ha actualizado el formato F-208 con las estadísticas de falla.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que se actualizó la hoja F-208.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

37. Respecto al equipamiento

Los formatos F-209 y F-210, correspondientes al equipamiento de subestaciones y líneas respectivamente, se encuentran en blanco. Al respecto, ELECTRO ORIENTE deberá completar la información faltante, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se ha actualizado el formato F-209 y F-210 con el equipamiento solicitado en el estudio definitivo del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR cumplió con actualizar las hojas F-209 y F-2010.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

Costos de inversión

38. Respecto a los formatos de costos de inversión

De acuerdo a la observación anterior, los Elementos valorizados en los formatos F-300 deberán coincidir con los Elementos consignados en el formato F-200. Al respecto, ELECTRO ORIENTE debe revisar, verificar y/o corregir donde corresponda.

Los servicios auxiliares, así como los costos comunes, son únicamente para las subestaciones nuevas. Por ello, ELECTRO ORIENTE debe revisar y corregir según corresponda.

Las valorizaciones deberán realizarse con la Base de Datos de Módulos Estándares vigentes, aprobados mediante Resolución 017-2023-OS/CD, “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos del año 2022”, modificada mediante Resolución 041-2023-OS/CD. En ese sentido, ELECTRO ORIENTE debe validar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Para las valorizaciones de los proyectos propuestos se ha actualizado con el aprobado en la Resolución N° 041-2023-OS/CD, el cual se descargó de la siguiente página web:

https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergmin-041-2023-OS-CD.pdf

Los módulos estándar se presentan en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR cumple con lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. CVC ENERGÍA presenta formatos que están vacíos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, deberá completar la información o justificar las razones por las que no se consigna lo establecido por la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se presentan los formatos de manera completa, indicando el sustento de los formatos sin información por no ser aplicables a CVC ENERGÍA.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, CVC cumple con lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

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

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha procedido a actualizar la proyección de demanda regulada, de acuerdo con lo requerido en las observaciones específicas del 6 al 14.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL, se verifica que se han actualizado las variables explicativas. Sin embargo, para el cálculo de la variable Tarifa Real del año 2022 se ha hecho uso de valores de IPC departamentales obtenidos en base a promedios anuales, y no en base a los valores del mes de diciembre.

Conclusión

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

3. Los datos correspondientes al año 2022 de todas las variables explicativas que usaron en las proyecciones de demanda regulada no han podido ser validados, toda vez que el año 2022 corresponde al Año representativo y, por tanto, el dato de ese año debe ser considerado histórico y no estimado. En ese sentido, CVC ENERGÍA deberá corregir las proyecciones de las ventas de energía.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha empleado los enlaces proporcionados por OSINERGMIN en las observaciones específicas.

Asimismo, en el archivo de cálculo de variables macroeconómicas se muestran los enlaces de sustento para la información histórica. (Anexo “3.4. Proyección de demanda regulada”).

Con lo cual, queda absuelta la presente observación general.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL, se verifica que todas las variables explicativas del año 2022 han sido calculadas en base a información histórica.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

4. Para la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, se debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS y los criterios descritos en el Anexo B de los Informes Técnicos de cada Área de Demanda del PI 2021-2025.

Respuesta

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

Análisis de Osinergmin

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

Conclusión

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

5. El diagnóstico de las instalaciones de transmisión debe realizarse con las instalaciones aprobadas en los planes de inversión, tal como se señala en el numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, el caso de la SET Mórrope.

Respuesta

En la PROPUESTA INICIAL y FINAL se ha considerado los proyectos aprobados en PIT´s anteriores y modificatorias, aun cuando estos no están en servicio. Por ejemplo, se está considerando la SET Mórrope desde el año 2022, a pesar que no se conoce fecha cierta de inicio de obras.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, cumple con lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

6. Ventas de Energía (MWh) e información base

Se advierte que las Ventas de Energía (MWh) e información base correspondiente al Año Representativo 2022 presentado por CVC ENERGÍA no coinciden con lo publicado en el último archivo SICOM “Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx” disponible en:

https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar, por lo que, CVC ENERGÍA deberá actualizar según sea el caso.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la información del SICOM a través del enlace de descarga especificado por OSINERGMIN en esta observación.

Análisis de Osinergmin

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

Conclusión

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

7. Variable PBI

El valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 2 ("AD2") para el año 2022 mencionado en el formato F-104 no está correctamente construido según se verifica en el archivo MS Excel "Cálculo variables explicativas-AD02". CVC ENERGÍA debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD2 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022, en función de las ventas de energía en cada departamento que conforma dicha Área de Demanda (las cuales deben ser obtenidas del SICOM 2022).

Adicionalmente, se ha observado que los valores históricos de la variable PBI nacional del periodo 1996-2018 consignados en el archivo MS Excel "Cálculo variables explicativas-AD02" no corresponden a los valores aprobados en el proceso PI 2021-2025. Por lo que CVC ENERGÍA debe corregir.

Al respecto, Osinergmin 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.

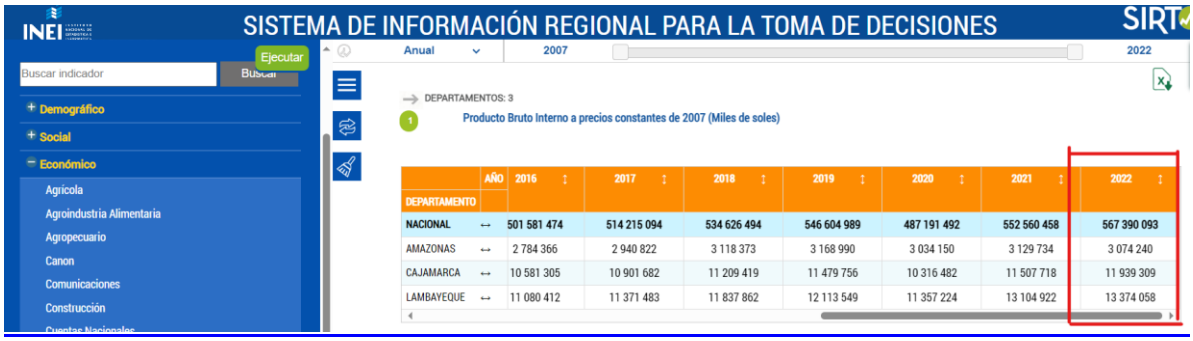
Asimismo, la proyección del PBI nacional debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas efectuadas a los Analistas Económicos el 31 de Julio de 2023 por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Para el periodo 2026-2054, debe mantenerse constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025. Por lo que CVC ENERGÍA debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Luego de la actualización de la información, CVC ENERGÍA debe estimar nuevamente el PBI del AD2 y junto con ello, evaluar otra vez su ecuación de regresión, de forma que resulte validado estadísticamente.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha realizado una ponderación del PBI departamental, contenido en el enlace https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta, en función a las ventas de energía 2022(SICOM 2022) de los sistemas eléctricos que pertenecen a los departamentos que forman parte del AD2.

La siguiente imagen muestra el valor histórico que se ha considerado para el PBI del AD2 del año 2022.



Respecto al PBI Nacional, se debe señalar que los valores considerados han sido obtenidos de la siguiente manera, tomando en cuenta la data histórica del año 2022:

- 1996-2006: del archivo EVIEWS que sustenta la resolución Osinergmin N° 032-2023 OS/CD.
- 2007-2022:data publicada por INEI (https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta).
- 2023 al 2025: encuestas de expectativas macroeconómicas del BCRP a los analistas económicos al 31 de Julio.
- 2026 al 2054: crecimiento constante considerando la tasa de crecimiento del año 2025.

Los criterios antes descritos se explican en el Anexo “3 Proyección de demanda”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por CVC ENERGÍA, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable PBI del Área de Demanda 2 del año 2022 conforme a los criterios establecidos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

8. Variable Clientes

Según se observa en el formato F-104, el valor histórico de la variable Clientes correspondiente al año 2022 no coincide con el valor que reporta la Base de Datos del SICOM 2022. Al respecto, CVC ENERGÍA deberá corregir dicho valor considerando la fuente referida.

Respuesta

Se ha procedido a actualizar la cantidad de clientes de la información del SICOM a través del enlace de descarga especificado por Osinergmin en la Observación N°6.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por CVC ENERGÍA, se evidencia que se ha corregido el valor de la variable Clientes del año 2022 de manera tal que corresponde con la base de datos del SICOM 2022.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

9. Variable Población

El valor de la variable Población del AD2 correspondiente al año 2022 no está bien calculado, toda vez que los porcentajes de participación por departamento de ese año reportados en el archivo “Cálculo variables explicativas-AD02.xlsx” no son los correctos, así tampoco se ha

interpolado correctamente los valores de la población anual y departamental de los periodos 2023-2024 y 2026-2029.

Al respecto, CVC ENERGÍA debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/) y calcular la población del AD2 en base a los porcentajes de participación que se desprenden de las ventas de energía por departamento que componen el AD2 (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

En la proyección de la variable Población para el periodo 2023-2054 debe usarse las estimaciones y proyecciones al 2025 y 2030 por departamento realizadas por el INEI y publicadas en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf) .

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 anual del periodo 2025-2030.

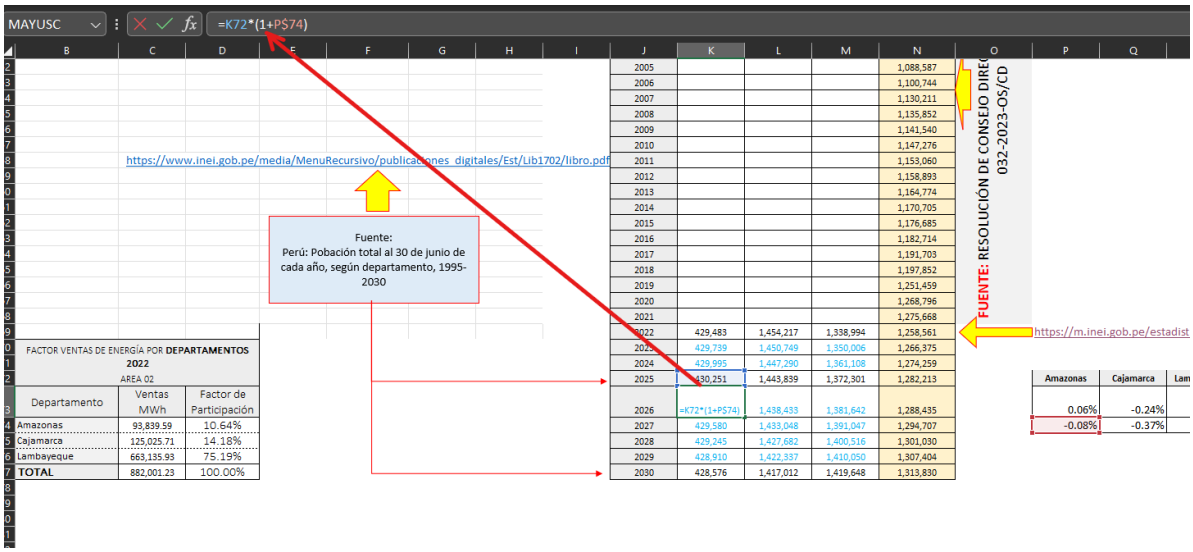
Luego, las poblaciones departamentales anuales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio anual departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable población del AD2.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se emplean los valores de población por departamento de Amazonas, Cajamarca y Lambayeque del año 2022 de acuerdo al enlace https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/ y se calcula la población mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el AD2.

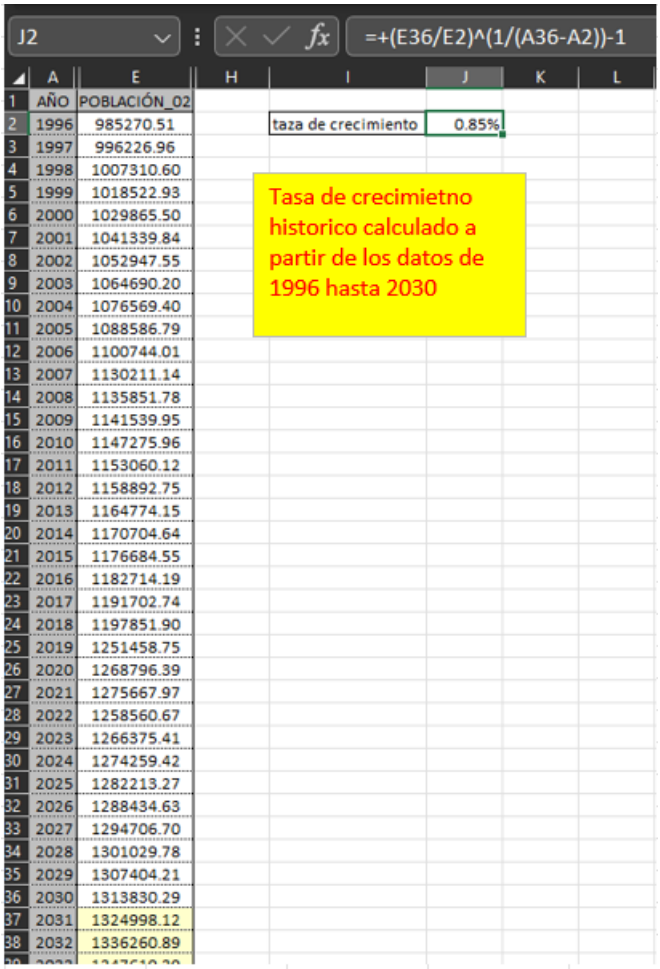
La población departamental de Amazonas, Cajamarca y Lambayeque del año 2025 y 2030 se toman del Boletín de Análisis Demográfico N° 39 del INEI que se encuentra en el enlace https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf , las poblaciones departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2030, se obtienen mediante la aplicación de la tasa de crecimiento promedio anual de los periodos 2022-2025 y 2025-2030 respectivamente.

Luego, la población del AD2 del periodo 2023-2030 se obtiene mediante la ponderación de los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el AD2. Esto se puede apreciar en la siguiente imagen.



Los criterios descritos se encuentran en el Anexo *"3.4.3 Cálculo de variables explicativas-AD2"* en la pestaña *"POBLACIÓN"*.

Para la estimación de la población del AD2 para el periodo 2031-2054, se usó la tasa de crecimiento promedio anual del AD2 del periodo del 1996-2030, el cálculo de la tasa de crecimiento promedio anual se muestra en la siguiente imagen.



AÑO	POBLACIÓN_02
1996	985270.51
1997	996226.96
1998	1007310.60
1999	1018522.93
2000	1029865.50
2001	1041339.84
2002	1052947.55
2003	1064690.20
2004	1076569.40
2005	1088586.79
2006	1100744.01
2007	1130211.14
2008	1135851.78
2009	1141539.95
2010	1147275.96
2011	1153060.12
2012	1158892.75
2013	1164774.15
2014	1170704.64
2015	1176684.55
2016	1182714.19
2017	1191702.74
2018	1197851.90
2019	1251458.75
2020	1268796.39
2021	1275667.97
2022	1258560.67
2023	1266375.41
2024	1274259.42
2025	1282213.27
2026	1288434.63
2027	1294706.70
2028	1301029.78
2029	1307404.21
2030	1313830.29
2031	1324998.12
2032	1336260.89

El criterio descrito se encuentra en el documento de cálculo *"proyección de variables explicativas_AD02.xlsx" ubicado* en el Anexo *"3.4.2. VENTAS"*

Análisis de Osinergmin

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

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

10. Variable Tarifa real

Respecto al valor histórico de la variable Tarifa Real, se verifica que los valores del IPC departamental del año 2022 consignados en el archivo "Cálculo variables explicativas-AD02.xlsx" no coinciden con los de la fuente INEI (https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta). Además, de ese archivo mencionado se observa que los IPC históricos del departamento Cajamarca tienen asignados erróneamente los IPC de Lambayeque y viceversa. Por lo que se debe corregir ello.

El valor histórico de la variable IPC del AD2 correspondiente al año 2022 no está bien calculado, toda vez que los porcentajes de participación por departamento de ese año reportados en el archivo "Cálculo variables explicativas-AD02.xlsx" no son los correctos porque no provienen de las ventas de energía por departamento que componen el AD2 según la Base de Datos del SICOM 2022.

Por tanto, CVC ENERGÍA debe corregir el cálculo de la variable Tarifa Real mencionado en el formato F-104.

Respuesta

Conforme se detalla en el Anexo *"3.5 Informe de proyección de demanda - AD2"* , numeral 3.1.5 TARIFA REAL 2009(TR2009), se toma el IPC departamental del año 2022 con base diciembre del 2021, y lo cambia al IPC en base 2009, según se muestra en el siguiente cuadro:

PERIODO	IPC BASE 2021				IPC BASE 2009			
	AMAZONAS	CAJAMARCA	LAMBAYEQUE	NACIONAL	AMAZONAS	CAJAMARCA	LAMBAYEQUE	NACIONAL
Ene-22	100.23	100.08	100.87	100.18	147.257916	141.152832	155.54154	136.34498
Feb-22	100.9	100.02	101.65	100.5	148.24228	141.068208	156.7443	136.7805
Mar-22	102.74	101.45	103.73	102	150.945608	143.08508	159.95166	138.822
Abr-22	103.69	102.62	104.58	103.15	152.341348	144.735248	161.26236	140.38715
May-22	104.45	102.83	104.3	103.53	153.45794	145.031432	160.8306	140.90433
Jun-22	104.94	103.67	105.02	104.6	154.177848	146.216168	161.94084	142.3606
Jul-22	106.03	104.87	106.33	105.64	155.779276	147.908648	163.96086	143.77604
Ago-22	106.79	105.7	107.33	106.3	156.895868	149.07928	165.50286	144.6743
Set-22	107.22	106.9	107.78	106.89	157.527624	150.77176	166.19676	145.47729
Oct-22	107.89	107.58	108.03	107.37	158.511988	151.730832	166.58226	146.13057
Nov-22	107.98	107.8	108.07	107.85	158.644216	152.04112	166.64394	146.78385
Dic-22	108.32	108.09	108.18	108.56	159.143744	152.450136	166.81356	147.75016
IPC Promedio 2022	105.10	104.30	105.49	104.71	154.41	147.11	162.66	142.52

Luego se halla el IPC del AD2 mediante la ponderación de los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman el AD2 que han sido actualizados con la información del link de SICOM mencionado en la observación N°6.

Para mayor detalle revisar el Anexo *"3.5 Informe de proyección de demanda – AD2",* numeral 3.1.5 TARIFA REAL 2009, y el Anexo *"3.4.3 Cálculo de variables explicativas-AD2", pestaña "TARIFA 2009".*

Respecto a la asignación de los valores de IPC de Cajamarca y Lambayeque, en la PROPUESTA FINAL (Anexo "3.4.3. Cálculo variables explicativas-AD02") se ha corregido los valores promedios de los IPC (2009).

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL, se observa que los valores de IPC departamentales de Amazonas, Cajamarca y Lambayeque del año 2022 que obtiene CVC ENERGÍA son promedios anuales (en base a los valores de cada mes durante el año), y no toma los valores al mes de diciembre. En ese sentido, el cálculo efectuado del IPC 2022 y Tarifa Real es incorrecto.

Conclusión

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

11. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que el valor histórico de las Ventas de Energía de los Usuarios Regulados para el AD2 en el año 2022 no corresponde al valor reportado por el SICOM 2022. Al respecto, CVC ENERGÍA debe revisar y corregir dicho valor, de manera que corresponda al reportado por dicha base de datos.

Asimismo, en el formato F-105, se aprecia que las Ventas totales de Energía del AD2 no resulta ser el total de la suma de las ventas de los sistemas eléctricos mencionados en él. Adicionalmente, los sistemas eléctricos referidos en el formato F-105 no son los que comprenden el AD2, considerando lo establecido en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 081-2021-OS/CD mediante el cual se aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos, a los que se refieren los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027, según se observa en el Cuadro 1.

Cuadro 1

	SISTEMA ELÉCTRICO	
N°	**CVC ENERGÍA**	**Resolución Osinergmin N° 081-2021-OS/CD**
1	Bagua - Jaén, Cutervo y Bagua - Jaén Rural	Bagua-Jaén; Bagua-Jaén Rural; Pomahuaca, Pucará, San Ignacio; Tabaconas
2	Chiclayo	Olmos-Motupe-Illimo; Tierras Nuevas-Olmos
3	Chiclayo Baja Densidad	Chiclayo; Chiclayo Baja Densidad; Niepos; Olmos
4	Chota, Chongoyape, San Ignacio y San Ignacio Rural	Chongoyape; Chota; Chota Rural
5	Cutervo y Querocoto	Cutervo; Querocoto
6	Chachapoyas, Chachapoyas Rural	Chachapoyas; Chachapoyas Rural, Rodríguez de Mendoza, Jumbilla
7		Utcubamba

De otro lado, en el informe "3.5. Informe de proyección de demanda - AD02" se menciona que en la proyección de demanda regulada (formato F-107) se ha elegido el modelo econométrico 1:

"*SE ESCOGE EL MODELO 1, debido a que, entre los otros posibles casos admisibles, este cumple con todas las condiciones indicadas en la Norma tarifa"*

Sin embargo, más adelante en el mismo informe se menciona que en el ajuste final de la proyección de demanda regulada (formato F-108) se ha elegido los resultados del modelo econométrico 2:

"se escoge el METODO ECONOMETRICO – MODELO 02, para los 7 primeros años (2023-2029), por reflejar el desarrollo nacional según las expectativas macroeconómicas del BCRP …".

Considerando dicha contradicción, se ha revisado que en el formato F-108 se empleó los resultados del modelo econométrico 1, lo cual es consistente con los indicadores estadísticos. Al respecto, CVC ENERGÍA debe revisar el contenido de su informe y cuidar la coherencia con los archivos de cálculo (formatos F-100, workfiles y entre otros archivos de cálculos que se anexen).

Respuesta

Se ha actualizado la información de los valores históricos de ventas de energía del AD2 para el año 2022, a partir del link que se indica en la observación N°6, ("https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar").

Sobre los sistemas eléctricos incluidos en el AD2, se ha revisado y modificado lo referente a los sistemas eléctricos pertenecientes al área de demanda 2, según la información contenida en el Informe N° 260-2021-GRT que sustenta la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 081-2021-OS/CD que aprueba la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025, teniendo un total de 7 sistemas conforme se muestra en el cuadro N°1 de la observación N°11 de Osinergmin. A partir de la nueva agrupación de S.E. mencionada líneas arriba, CVC Energía realizó las siguientes consideraciones para los valores de las ventas de energía para los S.E. en el F-105:

- Los valores históricos aprobados en el proceso de la Modificatoria del Plan de transmisión 2021-2025 del S.E. "*Bagua - Jaén, Cutervo y Bagua - Jaén Rural*" serán utilizados como valor histórico para el S.E "*Bagua-Jaén; Bagua-Jaén Rural; Pomahuaca, Pucará, San Ignacio; Tabaconas*", considerando las ventas del año 2022 del SICOM 2022.
- Los valores históricos aprobados en el proceso de la Modificatoria del Plan de transmisión 2021-2025 del S.E. "*Chiclayo*" y "*Chiclayo Baja Densidad*" fueron sumados y utilizados como valor histórico para el S.E "*Chiclayo; Chiclayo Baja Densidad; Niepos; Olmos*", considerando las ventas del año 2022 del SICOM 2022.
- Los valores históricos aprobados en el proceso de la Modificatoria del Plan de transmisión 2021-2025 del S.E. "*Chota, Chongoyape y Chota Rural*" serán utilizados como valor histórico para el S.E "*Chongoyape; Chota; Chota Rural*", considerando las ventas del año 2022 del SICOM 2022.
- Los valores históricos aprobados en el proceso de la Modificatoria del Plan de transmisión 2021-2025 del S.E. "*Cutervo y Querocoto*" serán utilizados como valor histórico para el S.E "*Cutervo; Querocoto*", considerando las ventas del año 2022 del SICOM 2022.
- Los valores históricos aprobados en el proceso de la Modificatoria del Plan de transmisión 2021-2025 del S.E. "*Chachapoyas, Chachapoyas Rural*" serán utilizados como valor histórico para el S.E "*Chachapoyas; Chachapoyas Rural, Rodríguez de Mendoza, Jumbilla*", considerando las ventas del año 2022 del SICOM 2022.
- Para el S.E. "Olmos-Motupe-Illimo; Tierras Nuevas-Olmos" y "Utcubamba", estos solo presentarán valores históricos de ventas de energía del año 2022 a partir de los datos del SICOM 2022.

Sobre la contradicción de las ecuaciones econométricas se debe mencionar que en la PROPUESTA FINAL ya fue corregida.

.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que el valor histórico de las Ventas de Energía de los Usuarios Regulados para el Área de Demanda 2 consignado por CVC ENERGÍA en el formato F-105 corresponde al valor reportado por el SICOM 2022.

Por otro lado, es preciso indicar que la Resolución N° 081-2021-OS/CD correspondiente a la aprobación de las Áreas de Demanda tiene una agrupación de sistemas eléctricos en base a Barras de Referencia de Generación y Empresas Distribuidoras, por lo que, CVC ENERGÍA debió tomar como referencia dicha resolución a fin de asignar los sistemas eléctricos de distribución a los sistemas eléctricos de análisis del Plan de Inversiones 2025-2029.

Con respecto a los modelos econométricos presentados, se verifica se ha escogido el modelo 3 y se ha realizado las correcciones indicadas.

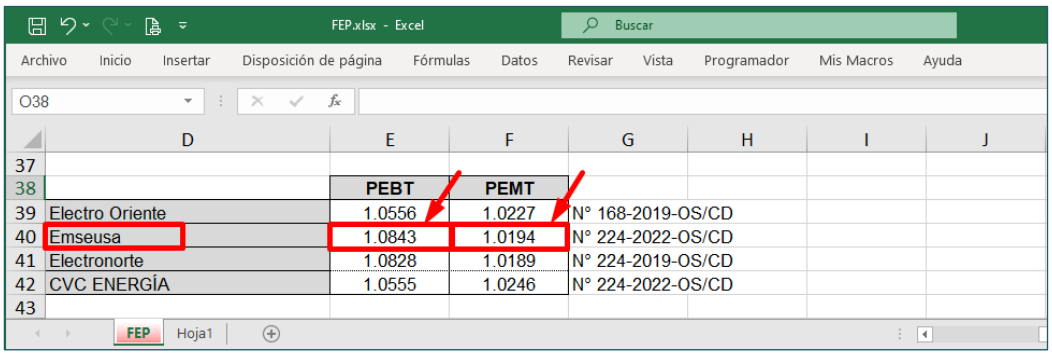
Conclusión

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

12. Factores de expansión de pérdidas utilizados

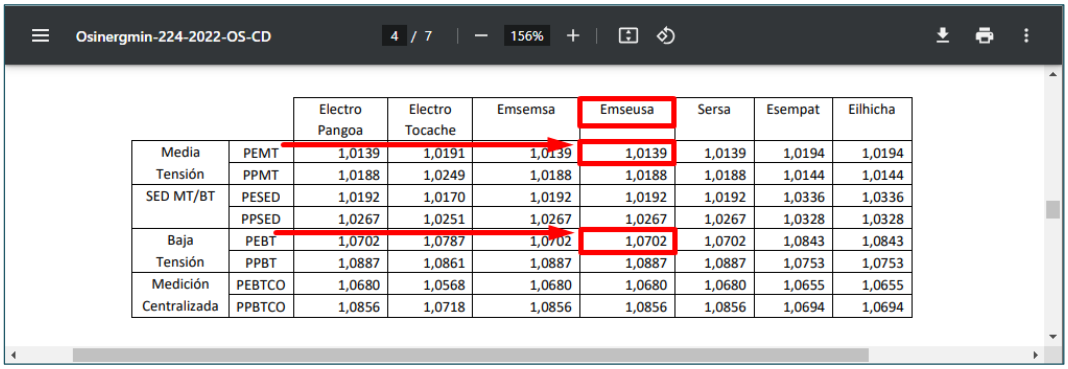
En el archivo “FEP.xlsx” se observa que CVC ENERGÍA ha tomado los factores de expansión de pérdidas de forma errónea para la empresa EMSEUSA, según se aprecia en la Figura 1 y Figura 2.

Figura 1



Fuente: Archivo “FEP.xlsx” del ESTUDIO de CVC ENERGÍA.

Figura 2



		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media Tensión	PEMT	1,0139	1,0191	1,0139	1,0139	1,0139	1,0194	1,0194
	PPMT	1,0188	1,0249	1,0188	1,0188	1,0188	1,0144	1,0144
SED MT/BT	PESED	1,0192	1,0170	1,0192	1,0192	1,0192	1,0336	1,0336
	PPSED	1,0267	1,0251	1,0267	1,0267	1,0267	1,0328	1,0328
Baja Tensión	PEBT	1,0702	1,0787	1,0702	1,0702	1,0702	1,0843	1,0843
	PPBT	1,0887	1,0861	1,0887	1,0887	1,0887	1,0753	1,0753
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0680	1,0568	1,0680	1,0680	1,0680	1,0655	1,0655
	PPBTCO	1,0856	1,0718	1,0856	1,0856	1,0856	1,0694	1,0694

Fuente: Artículo 4 de la Resolución N° 224-2022-OS/CD.

De otro lado, se observa un factor de pérdidas calculado a nivel de Sistema Eléctrico, sin embargo, el cálculo y aplicación del factor de pérdidas se debe realizar a nivel del Área de Demanda.

Se requiere que CVC ENERGÍA valide y corrija los factores de pérdidas PEMT y PEBT utilizados, de acuerdo a la observación realizada. Asimismo, actualice el cálculo presentado del factor de pérdidas equivalente a nivel de Área de Demanda y luego aplicarlo a todos los Sistemas Eléctricos en la hoja “Tasas”.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se ha revisado, corregido y actualizado los valores de los factores de expansión de pérdidas, empleando para ello los valores aprobados en la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 187-2023-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD.

Factores de Expansión de Pérdidas

		Electrocentro	Electronoroeste	Electronorte	Hidrandina	Electro Puno	Electro Sur Este
Media Tensión	PEMT	1,0154	1,0108	1,0116	1,0085	1,0205	1,0180
	PPMT	1,0212	1,0188	1,0196	1,0203	1,0276	1,0250
SED MT/BT	PESED	1,0202	1,0167	1,0184	1,0198	1,0301	1,0225
	PPSED	1,0217	1,0167	1,0202	1,0206	1,0323	1,0270
Baja Tensión	PEBT	1,0766	1,0680	1,0712	1,0655	1,0948	1,0871
	PPBT	1,0872	1,0764	1,0838	1,0780	1,1054	1,0913

		Electrosur	Seal	Adinelsa	Electro Oriente	Electro Ucayali
Media Tensión	PEMT	1,0163	1,0202	1,0210	1,0111	1,0130
	PPMT	1,0236	1,0236	1,0307	1,0160	1,0195
SED MT/BT	PESED	1,0190	1,0173	1,0243	1,0211	1,0205
	PPSED	1,0198	1,0230	1,0358	1,0298	1,0284
Baja Tensión	PEBT	1,0904	1,0830	1,0696	1,0887	1,0929
	PPBT	1,0927	1,1020	1,0935	1,1125	1,1180
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0900	1,0826	1,0674	1,0881	1,0919
	PPBTCO	1,0923	1,1016	1,0899	1,1117	1,1165

RESOLUCIÓN N°187-2023 OS-CD

Factores de Expansión de Pérdidas

		Enel	Luz del Sur	Electro Dunas	Chavimochic	Coelvisac	Edelsa	Egepsa
Media Tensión	PEMT	1,0085	1,0099	1,0116	1,0142	1,0246	1,0139	1,0190
	PPMT	1,0112	1,0131	1,0180	1,0191	1,0317	1,0188	1,0263
SED MT/BT	PESED	1,0478	1,0465	1,0505	1,0195	1,0192	1,0192	1,0144
	PPSED	1,0559	1,0532	1,0604	1,0267	1,0266	1,0267	1,0241
Baja Tensión	PEBT	1,0865	1,0922	1,0896	1,0709	1,0555	1,0702	1,0778
	PPBT	1,1099	1,1151	1,1154	1,0885	1,0949	1,0887	1,0876
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0838	1,0880	1,0873	1,0675	1,0534	1,0680	1,0554
	PPBTCO	1,1060	1,1093	1,1122	1,0848	1,0917	1,0856	1,0721

		Electro Pangoa	Electro Tocache	Emsemsa	Emseusa	Sersa	Esempat	Eilhicha
Media Tensión	PEMT	1,0139	1,0191	1,0139	1,0139	1,0139	1,0194	1,0194
	PPMT	1,0188	1,0249	1,0188	1,0188	1,0188	1,0144	1,0144
SED MT/BT	PESED	1,0192	1,0170	1,0192	1,0192	1,0192	1,0336	1,0336
	PPSED	1,0267	1,0251	1,0267	1,0267	1,0267	1,0328	1,0328
Baja Tensión	PEBT	1,0702	1,0787	1,0702	1,0702	1,0702	1,0843	1,0843
	PPBT	1,0887	1,0861	1,0887	1,0887	1,0887	1,0753	1,0753
Medición Centralizada	PEBTCO	1,0680	1,0568	1,0680	1,0680	1,0680	1,0655	1,0655
	PPBTCO	1,0856	1,0718	1,0856	1,0856	1,0856	1,0694	1,0694

RESOLUCIÓN N°224-2022 OS-CD

	PEBT	PEMT	
Electro Oriente	1.0887	1.0111	N° 187-2023-OS-CD
Emseusa	1.0702	1.0139	N° 224-2022-OS/CD
Electronorte	1.0712	1.0116	N° 187-2023-OS-CD
Coelvisac	1.0555	1.0246	N° 224-2022-OS/CD

F-100-AD2 PIT 2025-2029 pestaña “FEP”

Con la actualización de los factores de expansión de pérdidas, CVC Energía ha actualizado el factor de pérdidas del AD2, el cual se calcula como el ponderado de los factores de pérdidas con los valores de venta de energía obtenida en el SICOM para los S.E. pertenecientes al área de demanda 2, para más detalle del cálculo, revisar el Anexo “9. Formularios” el documento “F-100-AD2 PIT 2025-2029.xlsx” en la pestaña “F-103”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica haber considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las resoluciones indicadas. Sin embargo, la Resolución N° 183-2023-OS/CD no corresponde al último pronunciamiento de Osinergmin. Para la etapa de Pre-Publicación, para las empresas ELECTRONORTE y ELECTRO ORIENTE corresponde considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, con una vigencia desde el 01/11/2023 al 31/10/2027.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

13. Asignación de Subestaciones

En el formato F-113 se ha verificado una asignación de Subestación diferente a lo reportado en el SICLI 2022 para los clientes libres existentes. Ver Cuadro 2. Al respecto, se requiere a CVC ENERGÍA justificar el motivo de esas diferencias o en su defecto corregirlo.

Cuadro 2

CLIENTE LIBRE	CVC ENERGÍA		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGROLMOS	Tierras Nuevas	22,9 kV	Olmos	22,9 kV
AGROVISION PERU	Pampa Pañalá	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL BETA 5	Pampa Pañalá	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL BETA 6	Pampa Pañalá	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
GREEN PERU 3	Tierras Nuevas	22,9 kV	Olmos	22,9 kV
HFE BERRIES PERU	Olmos	22,9 kV	Olmos	10 kV
INVERSIONES HEFEI	Tierras Nuevas	22,9 kV	Olmos	22,9 kV
INVERSIONES MOSQUETA	Tierras Nuevas	22,9 kV	Olmos	22,9 kV
INVERSIONES PIRONA	Tierras Nuevas	22,9 kV	Olmos	22,9 kV
PLANTACIONES DEL SOL 2	Pampa Pañalá	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV

Respuesta

Es necesario precisar que todos los clientes indicados en el cuadro anterior son clientes de CVC Energía, habiendo sido asignados a una determinada subestación de acuerdo con la ubicación geográfica de los mismos.

Se adjunta en el Anexo "1.3 Kmz Existente" la ubicación de los clientes libres reportados en el SICLI.

Análisis de Osinergmin

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

CLIENTE	CVC ENERGÍA		Osinergmin	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
AGROLMOS	Tierras Nuevas	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
AGROVISION PERU	Pampa Pañalá	22,9 kV	Pampa Pañalá	22,9 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL BETA 5	Pampa Pañalá	22,9 kV	Pampa Pañalá	22,9 kV
COMPLEJO AGROINDUSTRIAL BETA 6	Pampa Pañalá	22,9 kV	Pampa Pañalá	22,9 kV
GREEN PERU 3	Tierras Nuevas	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
HFE BERRIES PERU	Olmos	22,9 kV	Olmos	10 kV
INVERSIONES HEFEI	Tierras Nuevas	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
INVERSIONES MOSQUETA	Tierras Nuevas	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
INVERSIONES PIRONA	Tierras Nuevas	22,9 kV	Tierras Nuevas	22,9 kV
PLANTACIONES DEL SOL 2	Pampa Pañalá	22,9 kV	Pampa Pañalá	22,9 kV

Al respecto, CVC ENERGÍA debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utiliza en los cálculos, debe provenir del SICLI 2022. Por otro lado, en caso se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la información con que cuenta la distribuidora del Área de Demanda 2, entonces se debe alertar e informar a Osinergmin.

Conclusión

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

14. Incorporación de nuevas demandas

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

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

Al respecto, CVC ENERGÍA, en los formatos F-100, ha incluido un total de 28 nuevas demandas a incorporar, sin haber presentado el sustento de la totalidad de esas nuevas cargas, las cuales agrega en su proyección de demanda. De la revisión del ESTUDIO, se verifica que no se presenta documentación de las cargas "23. Agrovision (Ex Maisa)", "25. Frusan", "26. Asica II", "27. Semper", "28. Bomarea". Por lo que, CVC ENERGÍA debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas cargas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada dicha carga.

Cabe señalar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el Cliente Libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el cronograma de obra y/o 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

En cuanto a las nuevas cargas incorporadas se ha conseguido mayor documentación al respecto, la cual estamos adjuntando a la PROPUESTA FINAL. No obstante, es del caso mencionar que aún existe aún un pequeño porcentaje de usuarios que se resisten a firmar cualquier tipo de documento que le implique compromisos a futuro, por lo que no han sido considerados para la elaboración del ESTUDIO.

Análisis de Osinergmin

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

Cabe indicar que el detalle de la revisión y evaluación de cada solicitud de demanda nueva e incorporada no considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja “Factib. COEL” del archivo del Formato “F-100” del Área de Demanda 2.

Conclusión

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

Sistema Eléctrico a Remunerar

15. Nueva SET Sureños

De acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, el diagnóstico debe ser desarrollado considerando todos los proyectos aprobados en los Planes de Inversión. Por ejemplo, la SET Mórrope. En ese sentido, CVC ENERGÍA debe considerar todos los Elementos aprobados en los procesos de Planes de Inversión.

Respecto a la ubicación de la SET Sureños, se requiere que CVC ENERGÍA remita, en un plano georreferenciado, la ubicación de las SET Arándanos y Algodonera, solicitados en los procesos anteriores.

Respecto a la solicitud de 6 alimentadores en esta subestación, CVC ENERGÍA debe sustentar la necesidad de tal cantidad, debido a que en el formato F-204 no se verifica este resultado. Asimismo, debe mencionar para que tipo de clientes son requeridas dichas celdas.

Respecto al análisis de alternativas, CVC ENERGÍA presenta tres alternativas, una alternativa en 220 kV y dos alternativas en 60 kV, CVC ENERGÍA debe revisar el análisis de mínimo costo, considerando el área de terreno, el precio sustentado para cada alternativa, así como la valorización de las pérdidas. En la hoja “Eval. de Minimo Costo” del libro F-300_400_AD02 PIT 25-29.xlsx”, tiene formulación errada (#¡REF!) en la alternativa 1 y no se pueden verificar los cálculos desarrollados. Asimismo, no se puede verificar la valorización de las pérdidas debido a que se encuentran en blanco.

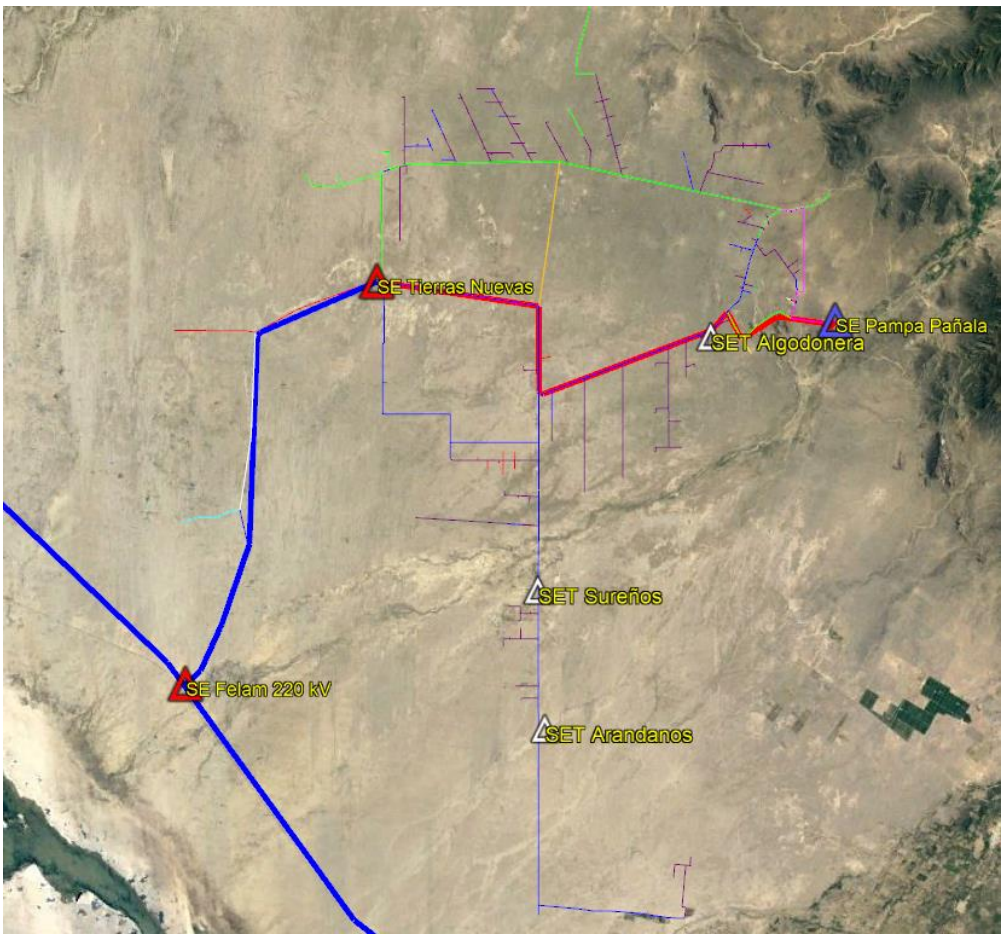
En el archivo “Perdidas de transmisión y dist. AD02.xlsx”, se puede observar que para las tres alternativas se considera las pérdidas de distribución desde el año 2022. CVC ENERGÍA debe considerar el proyecto para el año 2025 y hacer las comparaciones conforme a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS.

Por otro lado, CVC ENERGÍA debe considerar como alternativa, una línea de transmisión en 60 kV desde la SET Tierras Nuevas o desde la línea Tierras Nuevas – Pampa Pañalá y la subestación Sureños en 60 kV, toda vez que, en el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el período 2025 – 2034 del COES, se identifica que el sistema de Olmos superaría los 30 MW en 2030. En ese contexto, se avizora un proyecto ITC en la zona.

Respuesta

- Respecto al diagnóstico, en la PROPUESTA FINAL se están considerando los proyectos aprobados en anteriores PIT´s, incluso aquellos que no se encuentran en servicio como es el caso de la SET Mórrope.
- Sobre la ubicación de las subestaciones Algodonera, Arándanos y Sureños, solicitadas en proceso anterior, que es información de dominio de OSINERGMIN, puesto que toda la información referente a los PIT´s anteriores (como lo es el PIT21-25) es de acceso público puesto a disposición en la página Web del propio OSINERGMIN. No obstante, cabe precisar que bajo condiciones actuales tales subestaciones no han sido propuestas ni son válidas para el presente procedimiento de aprobación del PIT 25-29.

Sin perjuicio de lo anterior, a fin de atender la consulta se muestra la siguiente figura con lo solicitado.



- Respecto a la cantidad de alimentadores, el sustento de la necesidad de éstos se encuentra en el formato F-204, requerimiento necesario para reconfigurar la red MT existente y atender adecuadamente el incremento de la demanda, indistintamente si se trata de clientes regulados o libres.

- En la PROPUESTA FINAL se está considerando el área de terreno en función de cada subestación y alternativa analizada, de acuerdo con lo establecido en los módulos estándar de inversión en transmisión.
- Respecto a las pérdidas, cabe precisar que éstas son evaluadas en la hoja de cálculo "Perdidas Transmisión AD02.xlsx". Asimismo, para una mejor revisión se está incluyendo la evaluación de pérdidas en el archivo "F-300_400_AD02 PIT 25-29.xlsx" pestaña "Eval. de Mínimo Costo"
- Sobre la evaluación de pérdidas, en la PROPUESTA FINAL se ha excluido las pérdidas de distribución y solo se consideran las pérdidas de transmisión.
- En cuanto a la evaluación de una alternativa que considere una línea de transmisión 60kV desde la SET Tierras Nuevas, ésta si fue presentada en la PROPUESTA INICIAL como Alternativa N° 1, por lo que en la PROPUESTA FINAL también se evalúa.
- Respecto a la evaluación de una alternativa que considere una LT 60kV en derivación a la SET Sureños desde la LT 60kV Tierras Nuevas Pampa Pañalá, en la PROPUESTA FINAL se está incluyendo la evaluación de esta nueva alternativa

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, CVC ENERGÍA cumple con lo solicitado; sin embargo, adicionalmente presenta nuevos proyectos que no s encontraban en la PROPUESTA INICIAL y que no fueron materia de la observación.

Conclusión

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

16. Respecto a Instalaciones de Transmisión de Conexión – ITC

En el numeral 9.5 se hace mención a la necesidad de considerar a la SET Sureños basada en que "su operación es requerida en el corto plazo", por lo que debe ser evaluada en el PI 2025-2029. Sin embargo, este sustento no sería suficiente dado que los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión también abarcarían el mismo horizonte temporal, no siendo la necesidad del requerimiento a corto plazo una variable suficiente para optar por incluirlo en el Plan de Inversiones y no como parte de las ITC. En ese sentido, se requiere sustento adicional que demuestre la imperativa necesidad para optar por incluirlo en el Plan de Inversiones.

Respuesta

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

Al respecto, conforme está debidamente sustentado, los proyectos "Segundo Circuito 220 kV Felam – Tierras Nuevas" y "LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños" están conformados por instalaciones de transmisión que se requiere entren en servicio el año 2025, es decir dentro del periodo tarifario 2025-2029, para atender adecuada y oportunamente la demanda del AD2. Por tanto, las instalaciones de dichos proyectos cumplen con las condiciones técnicas y jurídicamente exigidas por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y normativa aplicable para ser incluidas en el PIT 25-29.

Por otro lado, según la Norma Plan de Transmisión[8], para que una instalación pueda ser considerada como ITC y, como consecuencia de ello, su planificación pueda ser realizada en el Plan de Transmisión (PT), se deben cumplir 2 condiciones de manera simultánea: a) Que la instalación conecte un Área de Demanda con el SEIN; y b) que la instalación no se encuentre comprendida en los PIT; lo cual significa que, si la instalación de transmisión fuera incorporada previamente en el PIT, no se cumpliría una de las condiciones y, por tanto, no podría ser considerada como ITC dentro del Plan Vinculante del PT.

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

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

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

Respecto a los proyectos "Segundo Circuito 220 kV Felam – Tierras Nuevas" y "LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños", el primero se mencionó en el PT 23-32 como Proyecto No Vinculante para el año 2033 y en el informe de diagnóstico para la elaboración del PT 25-34 (en curso) se menciona como un posible "Proyecto Vinculante" por confiabilidad, no obstante, hasta que no sea aprobado este PT por parte del MINEM su ejecución es incierta ya que hasta podría ser retirado por el COES en la publicación final del PT 25-34 en curso, adicionándose a esto el agravante que como ITC su licitación y adjudicación tomaría entre 5 a 6 años de acuerdo a experiencia de otros proyectos similares; mientras que el segundo proyecto "LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños" ni siquiera se menciona en el informe de diagnóstico para el PT 25-34.

Si OSINERGMIN incluye los proyectos "Segundo Circuito 220 kV Felam – Tierras Nuevas" y "LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños" en el PIT 25-29 (cuyo proceso se encuentra en curso), esta decisión tendrá que ser tomada en cuenta por el COES para la actualización del PT, con lo cual se elimina absolutamente el riesgo de incurrir en una duplicidad de inversiones.

En ese sentido, los proyectos "Segundo Circuito 220 kV Felam – Tierras Nuevas" y "LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños" están conformados por instalaciones de transmisión que deben formar parte de los SCT de demanda en el PIT 2025-2029, toda vez que no está incorporado en el Plan Vinculante del Plan de Transmisión, por tanto, no existe impedimento técnico y/o legal para que sea incorporado en el PIT 2025-2029 y así poder llegar oportunamente a cubrir adecuadamente la demanda a partir del año 2025.

Por lo señalado, solicitamos que OSINERGMIN revise adecuadamente nuestro proyecto "Segundo Circuito 220 kV Felam – Tierras Nuevas" y "LT 220 kV Felam – Sureños y SET Sureños", considerando lo antes expuesto, a fin de que no infrinjan el principio de legalidad y nuestro derecho al debido procedimiento.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, CVC cumple con lo solicitado, por lo que se considerará lo indicado como parte de las evaluaciones para el PI 2025-2029.

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

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

17. Respecto a la titularidad de la concesión en la zona de Olmos

Para efectos de la revisión de Osinergmin en lo referido a la evaluación de proyectos que pudieran resultar necesarios y su asignación al respectivo titular, se requiere conocer el estado de los procesos judiciales, sobre los cuales se ha tomado conocimiento, y se encuentran vinculados a la titularidad de la concesión de la zona. En ese contexto, se solicitan los documentos del proceso judicial correspondiente.

Respuesta

La titularidad de la concesión de distribución en una determinada zona no es requisito ni tiene en absoluto alguna relación con la evaluación de las inversiones de transmisión propuestas dentro del procedimiento de aprobación del PIT, ya que un titular de transmisión no necesariamente debe ser titular de distribución para continuar desarrollándose empresarialmente como transmisor.

En el caso particular de la zona de Olmos, en el supuesto negado que CVC ENERGÍA no contara con concesión de distribución alguna, se encuentra debidamente legitimado como transmisor para realizar inversiones (vía aprobación del PI), en aras de una adecuada expansión de la transmisión que permita garantizar a los concesionarios de distribución de la zona atender adecuada y oportunamente el incremento de la demanda.

Sin perjuicio de lo expresado en los dos párrafos anteriores, en cuanto a los documentos del proceso judicial al que se refieren en la presente observación, de tener interés sobre el estado de estos procesos pueden informarse sobre ellos en la página Web del Poder Judicial mediante el sistema de Consulta de Expedientes Judiciales (CEJ) con el número de Expediente 01105-2014-0-1706-JR-CI-04 y 05726-2014-0-1801-JR-CA-06, donde podrán verificar que a la fecha no existe resolución judicial firme que declare la nulidad de la titularidad de CVC ENERGÍA como concesionario de distribución en la zona de Olmos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, cumple con informar el estado del proceso judicial en lo que respecta a la concesión de la zona de Olmos.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

18. Respecto a la concesión en la zona de Olmos

Sin perjuicio de la observación anterior, se requiere que CVC ENERGÍA presente la solicitud de ampliación de la concesión (>30 MVA), toda vez que en su proyección de demanda para el año 2023, desde la SET Tierras Nuevas tiene una demanda de 29 MVA y desde la SET Pampa Pañala la mayor parte de los 13 MVA corresponderían a las cargas suministradas por CVC ENERGÍA. En ese sentido, CVC ENERGÍA debe presentar los permisos solicitados.

Respuesta

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30° de Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 61° de su Reglamento, el concepto de ampliación de la concesión está orientado a una ampliación territorial del área de concesión otorgada y no necesariamente al crecimiento de la demanda eléctrica en la misma zona de concesión.

Por otro lado, el tema de la concesión de distribución no tiene ninguna vinculación con el procedimiento de aprobación del PIT puesto que, como está dicho en la respuesta a la anterior observación, CVC ENERGÍA en calidad de titular de transmisión del AD2 (concesionario de transmisión) está debidamente legitimado para realizar inversiones, vía aprobación del PIT, a

fin de desarrollar una eficiente expansión de la transmisión que permita garantizar a los concesionarios de distribución de la zona atender de manera adecuada y oportuna el incremento de la demanda, indiferentemente si es o no concesionario de distribución en la misma zona.

Al respecto, el numeral 1.2 de la Norma "Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD, establece claramente que son las empresas CONCESIONARIAS (denominadas TITULARES) quienes presentan sus propuestas en el PIT, en concordancia con lo dispuesto en el literal a), numeral v) del artículo 139 del Reglamento de la LCE.

Por lo expuesto, queda claro que CVC ENERGÍA cuenta con la legitimidad para participar en el procedimiento de aprobación del PIT 25-29 al ser concesionario (Titular de Transmisión) en el AD2, en virtud de su concesión de transmisión dada por Resolución N° 295-2020-MINEM/DM.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se acepta que el límite establecido es para las concesiones de distribución, de tal manera que siendo CVC ENERGÍA titular de transmisión se encuentra legitimado para presentar propuestas para el Plan de Inversiones.

En cuanto a la capacidad de la concesión de distribución de CVC ENERGÍA, corresponde al área de supervisión de Osinergmin, así como al Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno Regional de Lambayeque velar porque se cumpla la capacidad máxima permitida para el caso de concesiones de distribución otorgadas por gobiernos regionales.

Conclusión

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

19. Valorizaciones

Las valorizaciones realizadas no se encuentran completas y presentan inconsistencias, por ejemplo, no se está considerando el área de terreno para las subestaciones, asimismo, el módulo para los gastos financieros debe corresponder a la máxima tensión disponible de la subestación. Además, no se deben considerar Costos comunes para las subestaciones existentes.

Las valorizaciones de subestaciones nuevas deben considerar el área del terreno y los costos debidamente sustentado. Por ejemplo, en el archivo "F-300_400_AD02 PIT 25-29.xlsx", en la hoja F-302 Alt1, F-302 Alt2 y F-302 Alt3 se debe de considerar el área que necesitará cada subestación y el precio debidamente sustentado

En ese sentido, CVC ENERGÍA debe revisar, valide y corregir donde corresponda.

Respuesta

En la PROPUESTA FINAL se está considerando el área de terreno para cada subestación considerada en las distintas alternativas analizadas, de acuerdo a la metodología establecida para la estructuración de la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión en Transmisión.

De manera referencial, se ha considerado el costo de terreno reconocido para la SET Pampa Pañala (30$/m2).

Respecto a los módulos de gastos financieros estos corresponden a la máxima tensión disponible de la subestación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, cumple con lo solicitado.

Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el resumen ejecutivo del ESTUDIO debe incluir un resumen de la relación de proyectos a darse de Baja que resulta del planeamiento propuesto, requeridos en el PI 2025-2029. Asimismo, en el ESTUDIO debe incluir Elementos candidatos a Baja, por ejemplo, el transformador de la SET Lambayeque que solicita cambiar. En ese sentido, PEOT debe completar la información faltante o indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.

Respuesta

En la propuesta final del ESTUDIO, se incluye la propuesta de baja de los elementos de transmisión que se prevé sean reemplazados, tal como es el caso del transformador en la SET Lambayeque y celdas de alimentador.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que no presenta el listado de las Bajas.

Conclusión

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

2. PEOT no ha presentado los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029; por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos de información general F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, se requiere que PEOT presente los formatos de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que como anexo a la propuesta final del ESTUDIO, se incluyen los formatos F-001, F-002 y F-003 requeridos. No obstante, en las imágenes siguientes se muestra las imágenes de los formatos solicitados, debidamente completados.

OSINERGMIN F-001

INFORMACIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

SER (1):	Chiclayo - Illimo - Occidente	Fecha:	18/10/2023

	km de Líneas		Nro Subestaciones	
TITULARES (2)	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT
PEOT		117.32		4
Total SER		117.32		4

Item	RESPONSABLES (3)
	A2

OSINERGMIN F-0

PARAMETROS ELECTRICOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR: Chiclayo - Illimo - Occidente

NOMBRE DE LA LÍNEA SET envío - SET Recepción	CÓDIGO	Fecha Puesta en Servicio			Tensión (kV)	Número de Ternas	Tipo de Conductor	Sección Conductor (mm2)	Peso (kg/m) Unitario del Cu o Al	Longitud (km)	Capacidad Máxima (MVA)	R+ (Ohm/km)	X+ (Ohm/km)	G+ (Mho/km)	B+ (Mho/km)	able de Gu Sección (mm2)
		Día	Mes	Año												
CHICLAYO OESTE - ILLIMO	CL6032	5	6	1996	60	1	AA6201	107	296	35.44	20	0.3058	0.4773	1.035	1.6025	
CHICLAYO OESTE - ILLIMO	CL6033	5	6	2007	60	1	AA6202	107	296	35.44	20	0.3058	0.4773	1.035	1.6025	
ILLIMO - LA VIÑA	CL6034	7	4	1997	60	1	AA6203	107	296	21.67	16.63	0.3058	0.4773	1.035	1.5599	
LA VIÑA - OCCIDENTE	CL6036	7	4	1997/2000	60	1	AA6204	107	296	60.21	9.35	0.3058	0.4773	1.035	1.5599	

OSINERGMIN
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE TRANSFORMADORES EXISTENTES
SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR: Chiclayo - Illimo - Occidente

TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE DOS DEVANADOS

TRANSFORMADOR	CÓDIGO	Año (1) Fabricación	Coordenadas UTM	SET	Potencia Nominal ONAN/ONAF (MVA)	Tensión Nominal Primario (kV)	Tensión Nominal Secundario (kV)	Grupo de Conexión	TAPS de Regulación	Vcc (%)	Pcu (%)	Pfe (%)	Tipo de Regulación	Peso Total (kg)	Peso del Cobre (kg)	Estado Nuevo Rotado o Reserva
LAMBAYEQUE	TP - 601	1996	N:9259324410 E:621459110	LAMBAYEQUE	7/8.75	60	10	YNd5	10±1%	8.34	0.532	0.333	Automática	18820	7340	
LA VIÑA	TP - 603	1996	N:9302313090 E:637216290	LA VIÑA	5/6.25	60	10	YNd6	10±1%	7.30	0.542	0.106	Automática	15720	5810	

TRANSFORMADOR	CÓDIGO	Año (1) Fabricación	Coordenadas UTM	SET	Potencia Nominal (ONAN/ONAF) (MVA) Primario (kV)	Secundario (kV)	Terciario (kV)	Grupo de Conexión	TAPS de Regulación	Vcc (%) P-S	Vcc (%) P-T	Vcc (%) S-T	Pcu (%) P-S	Pcu (%) P-T	Pcu (%) S-T	Pfe (%)	Tipo de Regulación
ILLIMO	TP - 602	1996	N:9284326720 E:626918520	ILLIMO	60 5/6.25	22.9 5/6.25	10 2.5/3.125	YNyn0d11	10±1%	7.13	5.38	1.52	0.607	0.143	0.129	0.1174	Automática
OCCIDENTE	TP - 604	1999	N:9345781380 E:662418950	OCCIDENTE	60 7/8.75	22.9 7/8.75	10 3/3.75	YNyn0d5	13±1%	8.54	5.12	1.60	0.512	0.144	0.121	0.1303	Automática

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, presenta los formatos F-000; sin embargo, solo tiene información de los elementos de PEOT.

Conclusión

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

3. PEOT no ha presentado el sustento documentario de la proyección de demanda de su propuesta. Asimismo, respecto a los formatos F-100, debe revisar, actualizar, corregir y presentar la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas para la estimación de los valores proyectados de las variables explicativas, la cual además debe presentarse en un workfile (archivo de E-Views); 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.

Respuesta

En atención a lo observado, se debe precisar que en el ESTUDIO si se presentó el archivo F-100, para lo cual se consideró toda la información base aprobada por OSINERGMIN en el proceso de modificación del PI 2021-2025 del área de demanda 2. Cabe precisar que, el sustento al que se refiere la observación está relacionado a las factibilidades de los clientes. Al respecto, en la proyección se consideró a todos los clientes libres (factibilidades) aprobadas por OSINERGMIN en dicho proceso de modificación del PI 2021-2025.

Asimismo, debemos mencionar que los proyectos solicitados por PEOT son por razones de confiabilidad, obsolescencia, cumplimiento de vida útil y no de por razones de demanda. Al respecto, como se sabe, PEOT al no ser una empresa comercializadora de electricidad, no recibe solicitudes de nuevas factibilidades, así como, no recauda ingresos directamente de los clientes, correspondiendo dicha gestión a la empresa concesionaria ENSA.

En ese sentido, PEOT no dispone directamente de información de nuevos requerimientos de clientes, debiendo considerarse la mejor información disponible que presente la concesionaria ENSA para la proyección de demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL por PEOT, se verifica que se ha presentado los archivos de sustento del cálculo de las variables explicativas. De otro lado, respecto a los registros de mediciones utilizados, no se precisa ni se presenta la metodología efectuada para la eliminación de los datos atípicos.

Conclusión

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

4. Los registros de ventas de energía presentados por PEOT para el año 2022 no corresponden a los de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no están debidamente estimadas. Por lo tanto, PEOT debe corregir los valores de ventas y calcular la proyección de demanda.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta final del ESTUDIO se incluye en la proyección de demanda, la información base disponible en el SICOM. En ese sentido, se ha procedido a corregir los valores de proyección de demanda según lo indicado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que el valor histórico de las Ventas de Energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 2 consignado por PEOT en el formato F-105 corresponde al valor reportado por el SICOM 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

5. PEOT no ha presentado el sustento de la determinación de los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión. Por lo que PEOT debe adjuntar los archivos de sustento y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.

Respuesta

Los factores de expansión de pérdidas consideradas en el ESTUDIO, corresponden a los valores vigentes regulados por OSINERGMIN. No obstante, se ha procedido a revisar nuevamente dichos factores y corregir donde corresponda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por PEOT en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha usado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT. Sin embargo, en la etapa de Pre-Publicación, debe tomar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

6. Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, PEOT debe tener en cuenta las nuevas cargas propuestas por las empresas ENSA., CVC ENERGÍA. y ELOR. para el Área de Demanda 2 (AD2) en el PI 2025-2029.

Respuesta

De acuerdo a lo indicado en la respuesta a la observación N° 3, la propuesta presentada por PEOT se sustenta en razones de confiabilidad. Asimismo, las nuevas cargas que señala OSINERGMIN en su observación, recién ha sido publicado con la presentación de las propuestas, las mismas que todavía no han sido validadas por OSINERGMIN. En ese sentido, la proyección de demanda de PEOT, considera las factibilidades ya aprobadas por el regulador en el proceso de la modificación del PI 2021-2025.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, la demanda incorporada a ser evaluada debe corresponder a las nuevas cargas identificadas en este proceso del PI 2025-2029 por todas las empresas TITULARES que conforman el Área de Demanda 2.

Conclusión

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

7. PEOT solicita el cambio de elementos por antigüedad; sin embargo, a fin de validar la obsolescencia de tales, se requiere informes detallados de las últimas fallas presentadas y de los respectivos mantenimientos realizados, así como, el detalle de los problemas en la operación de las subestaciones.

Respuesta

En atención a lo observado, se remite en Anexo adjunto a la propuesta final del ESTUDIO (archivo "informe de trabajo IN-101-10kV.pdf), el informe de mantenimiento de las celdas que se solicita renovación.

	INFORME DE MANTENIMIENTO		Código:	MR-.....
	Linea o Subestación	SE ILLIMO	Nº Orden	
	Ubicación Técnica	INTER-101	Fecha Ejecución:	19.12.2021
	Tipo Mantenimiento	PROGRAMADO	Fecha Elaboración:	20.12.21

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que PEOT no incluye los informes.

Conclusión

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

8. PEOT en el formato F-305, no señala explícitamente el Titular a asignar los Elementos solicitados, por lo tanto, PEOT debe verificar y corregir el formato F-305.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que se ha procedido a corregir el nombre del titular en el formato F-305, correspondiendo dicha titularidad a PEOT. Al respecto, debemos mencionar que como anexo a la propuesta final del ESTUDIO, se adjunta el archivo F-300, el cual contiene la hoja F-305 debidamente actualizada.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, jnho se puede identificar la titularidad de lo solicitado a PEOT.

Conclusión

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

OBSERVACIONES ESPECÍFICA

Proyección de la Demanda

9. Sobre la fuente de la información base

PEOT debe actualizar la información base correspondiente al Año Representativo 2022 empleada en la proyección de demanda, en base al archivo SICOM "Información_Comercial_4totrimestre2022_02042023.xlsx" que se encuentra disponible en el siguiente enlace: https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/sicom/IC_02042023.rar

Respuesta

En el estudio presentado por PEOT sí se consideró como información base el año representativo 2022, tal como se verifica en la imagen siguiente:

B	BC	BD	BE	BF
	La Viña		La Viña 10A	
	10kV		10kV	
Fecha y Hora	kWh	kVARh	kWh	kVARh
1/01/2022 00:15	741	6	571	137
1/01/2022 00:30	734	4	568	137
1/01/2022 00:45	727	4	562	136
1/01/2022 01:00	734	1	557	133
1/01/2022 01:15	707	1	554	133
1/01/2022 01:30	715	1	548	132
1/01/2022 01:45	705	1	550	135
1/01/2022 02:00	699	1	581	150
1/01/2022 02:15	691	1	638	169
1/01/2022 02:30	673	1	673	174
1/01/2022 02:45	671	0	665	174

Fuente: hoja Registros del archivo F-100

En relación al tema del SICOM, se ha revisado la información base de acuerdo al link presentado por OSINERGMIN, procediendo a corregir donde corresponda.

Análisis de Osinergmin

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

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

10. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD2 correspondiente al año 2022, consignado en el formato F-104, no está debidamente sustentado, ya que PEOT no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada en la obtención de los PBI de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Así tampoco, ha presentado en el ESTUDIO la metodología ni los criterios empleados en la proyección del PBI del AD2.

Al respecto, PEOT debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD2 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.

Por otro lado, se 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.

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

Por consiguiente y teniendo en cuenta lo anterior, PEOT debe evaluar un modelo econométrico que sea consistente estadísticamente para proyectar el PBI del AD2 en función del PBI nacional.

Respuesta

En atención a lo observado, le informamos que hemos procedido a actualizar la información del Producto Bruto Interno Nacional y por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible con cifras preliminares en la página web del INEI:

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

Asimismo, se ha procedido a actualizar las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023 - 2025, considerando el "Informe de la Encuesta Mensual de Expectativas Macroeconómicas: agosto 2023" elaborada por el Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú.

Como se muestra en el siguiente cuadro, las expectativas varían por agente. Para el año 2023, las empresas no financieras son los más optimistas y esperan que el crecimiento del PBI se ubique en 1,9% mientras que las analistas económicos y empresas financieras son un poco más conservadoras y esperan que ésta llegue a 1%.

En cuanto a las proyecciones de crecimiento para los próximos años, los economistas elevaron su estimado de crecimiento de 2.5% en julio a 2.6% en agosto para el 2024 y 2.9% en julio a 3.0% en agosto para el 2025. Por su parte, las empresas financieras mantuvieron sus expectativas (2.3% y 2.7% para los años 2024 y 2025):

ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI (%)

	Encuesta realizada al:			
	30 de Jun.	31 de Jul.	31 de Ago.	
ANALISTAS ECONÓMICOS 1/				
2023	1,8	1,2	1,0	↓
2024	2,6	2,5	2,6	↑
2025	3,0	2,9	3,0	↑
SISTEMA FINANCIERO 2/				
2023	1,8	1,4	1,1	↓
2024	2,5	2,3	2,3	=
2025	2,7	2,6	2,7	↑
EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/				
2023	2,0	2,0	1,9	↓
2024	2,9	2,9	2,6	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

1/ 18 analistas en Junio, 19 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
2/ 13 empresas financieras en Junio, 14 en Julio, y 16 en Agosto de 2023
3/ 275 empresas no financieras en Junio, 277 en Julio, y 285 en Agosto de 2023

Fuente: https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2023/nota-de-estudios-65-2023.pdf

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que el valor de la variable PBI del Área de Demanda 2 del año 2022 calculado por PEOT no ha sido obtenido siguiendo los criterios establecidos.

Conclusión

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

11. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del AD2 no coincide con el que reporta el SICOM, para el año 2022. Por lo que PEOT debe incluir en el formato F-104 y en los demás archivos que forman parte del ESTUDIO, el número de Clientes del AD2 del año 2022, el cual debe desprenderse de la Base de Datos del SICOM 2022.

Con relación a la proyección del número de Clientes, PEOT no indica ni presenta archivo de cálculo que evidencie haber realizado la proyección de dicha variable. Por tanto, debe

considerar el criterio seguido en el proceso del PI 2021-2025 y su Modificatoria, el cual consiste en proyectar dicha variable mediante un modelo tendencial lineal, obteniendo así valores estimados para el horizonte 2023-2054. Adicionalmente, en el workfile, se deben incluir los valores históricos y proyectados de dicha variable, así como la ecuación empleada en la proyección.

Respuesta

En atención a lo observado, le informamos que se ha procedido a actualizar la información del SICOM con la última versión disponible, la misma que corresponde a abril 2023.

Asimismo, en la proyección final, se ha considerado el modelo recomendado empleado en el proceso de modificación del PIT 2021-2025, consistente en el modelo tendencial lineal.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha corregido el valor de la variable Clientes del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

12. Variable Población

El valor de la variable Población del AD2 correspondiente al año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que PEOT no indica ni adjunta la fuente de información utilizada en la obtención de la población de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Así tampoco, ha presentado en el ESTUDIO la metodología ni los criterios empleados en la proyección de esa variable.

Al respecto, PEOT 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 AD2 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 anual del periodo 2025-2030.

Luego, las poblaciones departamentales anuales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio anual departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable población del AD2.

En ese sentido, PEOT debe presentar el archivo de sustento que evidencie haber realizado las acciones mencionadas en el presente numeral.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos señalar que se ha procedido a actualizar la información de los indicadores demográficos por departamentos para el periodo 2022, el cual se encuentra disponible en la página web del INEI:

https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que el valor de la variable Población del Área de Demanda 2 del año 2022 calculado por PEOT no ha sido obtenido siguiendo los criterios mencionados por Osinergmin.

Conclusión

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

13. Variable Tarifa Real

Respecto a la variable “Tarifa Real”, se observa que los valores consignados de IPC departamental del año 2022 con los que se ha calculado el IPC del AD2 (empleado en la estimación de la Tarifa Real), no son los valores del IPC departamental del INEI como lo indica PEOT. Por lo anterior, el valor de la Tarifa Real del AD2 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado. Al respecto, PEOT debe corregir el cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 y los archivos de sustento.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que para determinar la Tarifa Regional Real (a precios base 2009), se ha procedido a corregir el IPC publicado por el INEI, el cual esta referido a precios base del 2021:

INEI - SISTEMA DE INFORMACIÓN REGIONAL PARA LA TOMA DE DECISIONES
Índice general de precios al consumidor
(Índice)

	AÑO	2022											
	MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
DEPARTAMENTO													
NACIONAL		100.18	100.5	102	103.15	103.53	104.6	105.64	106.3	106.89	107.37	107.85	108.56
AMAZONAS		100.23	100.9	102.74	103.69	104.45	104.94	106.03	106.79	107.22	107.89	107.98	108.32
ÁNCASH		100.24	100.92	102.48	104.79	105.23	106.08	107.45	108.24	109.18	110.13	110.51	111.4
APURÍMAC		100.48	100.83	101.3	102.15	102.52	103.01	104.72	105.06	105.73	106.74	106.88	107.8
AREQUIPA		100.36	100.7	102.02	103.13	104.2	105.28	106.59	107.27	107.45	108.48	108.78	109.47
AYACUCHO		100.01	100.05	101.89	103.91	104.23	105.28	106.58	106.76	107.58	108.44	109.01	109.63
CAJAMARCA		100.08	100.02	101.45	102.62	102.83	103.67	104.87	105.7	106.9	107.58	107.8	108.09
CUSCO		100.41	100.58	102.28	103.92	104.55	105.24	106.52	106.85	107.34	108.07	108.7	109.89
HUANCAVELICA		100.53	100.86	101.91	104.48	103.28	104.23	105.39	105.68	106.91	107.85	107.89	109.39
HUÁNUCO		100.42	100.33	101.46	103.08	103.27	104.13	105.13	105.68	106.89	107.08	107.16	107.92
ICA		100.4	101.08	101.76	103.97	104.38	105.03	106.57	107.48	108.4	108.72	109.65	110.71
JUNÍN		100.36	100.72	102.33	103.62	104.21	104.75	105.73	106.08	106.67	107.15	107.47	108.34
LA LIBERTAD		100.57	100.56	102.02	103.88	104.14	105.04	105.79	106.37	107.47	108.17	108.73	108.62
LAMBAYEQUE		100.87	101.65	103.73	104.58	104.3	105.02	106.33	107.33	107.78	108.03	108.07	108.18
LIMA		100.04	100.35	101.84	102.82	103.21	104.44	105.42	106.13	106.68	107.05	107.6	108.46
LORETO		100.52	100.08	101.61	103.27	103.88	104.62	105.77	106.51	106.95	108.4	108.55	108.76
MADRE DE DIOS		100.55	101.14	102.52	104.37	104.89	105.16	106.36	106.73	106.82	107.8	108.09	109.25
MOQUEGUA		100.7	101.91	103.41	103.94	103.96	104.34	105.83	106.44	107.24	107.85	108.15	109.06
PASCO		100.22	100.69	102.26	104.64	105.31	106.11	107.4	107.99	109.03	109.95	110.42	111.76
PIURA		100.66	101.38	103.29	105.08	104.82	105.32	106.28	106.89	107.68	108.1	108.15	108.04
PUNO		100.34	100.99	102.11	103.09	103.34	104.04	105.18	105.37	105.97	107.11	107.69	108.91
SAN MARTÍN		99.92	99.72	101.05	102.29	102.72	103.09	103.96	103.82	104.11	104.29	104.48	104.6
TACNA		100.95	101.92	102.67	103.97	104.4	105.41	106.93	107.51	107.78	108.46	108.84	109.68
TUMBES		100.73	101.28	102.43	104.04	104.06	104.57	106.2	106.43	106.76	107.07	107.36	106.9
UCAYALI		99.91	100.51	102.43	103.82	103.81	104.12	105.41	105.22	105.94	106.1	106.44	107.18

Nota: Actualizado al 08 de setiembre de 2023.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - Dirección Técnica de Indicadores Económicos (DTIE).

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

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que el valor de la variable Tarifa Real del Área de Demanda 2 del año 2022 calculado por PEOT ha sido obtenido siguiendo los criterios mencionados por Osinergmin.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

14. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que el valor de las ventas de energía de los usuarios regulados del año 2022 para el AD2 consignado por PEOT no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Al respecto, PEOT debe corregir dicho valor considerando lo indicado.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que en la propuesta final del ESTUDIO, se ha procedido a actualizar la información de las ventas de energía del formato F-105 con la última información disponible del SICOM.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que el valor histórico de las Ventas de Energía de los Usuarios Regulados para el Área de Demanda 2 consignado por PEOT en el formato F-105 corresponde al valor reportado por el SICOM 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

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

PEOT ha presentado en los formatos F-106 y F-107 las proyecciones de los modelos tendenciales y econométricos; sin embargo, no ha remitido el workfile (archivo E-Views) que permita validar las proyecciones realizadas y su consistencia estadística. Al respecto, debe presentar el archivo de trabajo (workfile de sustento) donde se evidencie los modelos analizados y sus respectivas proyecciones. Además, debe sustentar la especificación del modelo elegido y fundamentar su consistencia estadística, 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.

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

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

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

Considerando lo anterior, PEOT debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD2. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 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

En atención a lo observado debemos mencionar que, luego de actualizada la información de cada una de las variables macroeconómicas se ha procedido a determinar el modelo

econométrico representativo que explica el crecimiento de las ventas reguladas del Área de Demanda 2:

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

En este modelo se establece que la demanda de energía es determinada sólo por el PBI Regional, la Tarifa Eléctrica rezagada un periodo y una componente de media móvil.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL de PEOT, se verifica que en el archivo workfile de sustento contiene las proyecciones de los modelos tendenciales y econométricos, los cuales guardan relación con los formatos F-106 y F-107.

De otro lado, en relación al ajuste final, en el formato F-108, la empresa no ha cumplido con emplear los dos criterios señalados por Osinergmin.

Conclusión

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

16. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja “Registros” del archivo “F-100_AD 02_PI 2025-2029 PEOT.xlsx”, se advierte que la depuración de datos atípicos no se ha realizado, tal como se muestra en la Figura 1 y Figura 2. Considérese que los ejemplos mostrados no son los únicos casos que han sido observados en el ESTUDIO. En tal sentido, PEOT debe realizar la depuración de datos atípicos y presentar la metodología o criterios adoptados, así como los archivos de sustento correspondientes.

Figura 1: Registros de la barra Chiclayo Norte 10 kV presentados por PEOT

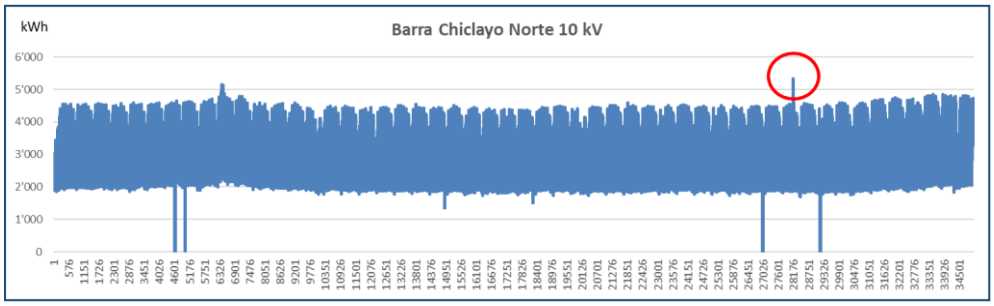
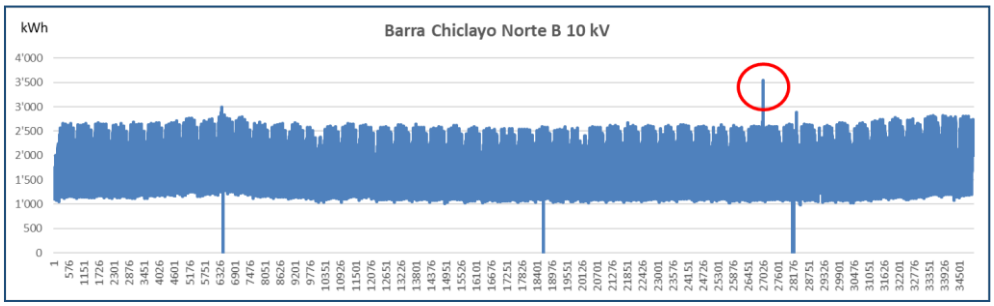


Figura 2: Registros de la barra Chiclayo Norte B 10 kV presentados por PEOT



Asimismo, PEOT debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos tienen que ser los mismos que figuran como información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, aprobada con Resolución N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera diferencias, debe explicar y sustentar los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que se ha revisado la información de medidores de la barra Chiclayo Norte y se ha procedido a retirar los datos atípicos observados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL de PEOT, se verifica la depuración de datos atípicos en las barras de la SET Chiclayo Norte. Sin embargo, no se precisa ni se presenta la metodología efectuada para la eliminación de los datos atípicos.

Conclusión

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

17. Factores de expansión de pérdidas utilizados

PEOT no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados. Por lo que debe adjuntar el sustento respectivo. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos conforme se indica en las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD.

Respuesta

Los factores de expansión de pérdidas consideradas en el ESTUDIO, corresponden a los valores vigentes regulados por OSINERGMIN. No obstante, se ha procedido a revisar nuevamente dichos factores y corregir donde corresponda, para lo cual se ha considerado las resoluciones168-2019, 224-2019 y 224-2022 indicado por OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por PEOT en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las resoluciones indicadas. Sin embargo, en la etapa de Pre-Publicación, para las empresas ENSA y ELOR se debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene una vigencia hasta el 31/10/2027.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

18. Factores de caracterización de la carga

En el formato F-101, los valores de los factores de caracterización tales como: el factor de carga (FC), el factor de contribución a la punta (FCP) y el factor de simultaneidad (FS) de la barra OLMOS 22,9 kV están superando la unidad, lo cual es incorrecto. Por lo tanto, PEOT debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda.

Respuesta

Se ha revisado el formato F-101, en lo que corresponde a la información base y proceso de cálculo del FC, FCP y FS, procediendo a corregir los resultados para la barra OLMOS 22.9 kV. Cabe precisar que, el archivo F-100 corregido se adjunta como anexo a la propuesta final del ESTUDIO.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL de PEOT, se verifica la corrección efectuada.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

19. Clientes libres existentes

En el formato F-113, PEOT no ha incluido a los siguientes clientes libres: “AGRO PIMA PERU”, “HERRI PERU” y “MOLINO GRANO DORADO”, a pesar de que en la base de datos SICLI 2022 dichos clientes libres han tenido registros de consumo en el año 2022. En ese sentido, PEOT debe considerar la demanda de los tres clientes en la proyección de demanda; caso contrario, se solicita justificar el motivo por el cual no se están considerando.

Respuesta

Se ha revisado el formato F-113 y la información vigente consignada en el SICLI 2022, habiendo procedido a actualizar los registros de los clientes observados, el mismo que se adjunta como anexo (archivo F-100) a la propuesta final del ESTUDIO.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL por PEOT, se verifica la inclusión de los clientes libres en el formato F-113.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

20. Incorporación de nuevas demandas

En los formatos F-100 del ESTUDIO, sobre las nuevas demandas a incorporar se observa que se ha tomado la información aprobada en el último proceso regulatorio de Modificación del PI 2021-2025. No obstante, es preciso señalar que, como parte de sus propuestas del PI 2025-2029 las empresas Electronorte S.A., Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. y Electro Oriente S.A. han identificado nuevas demandas a incorporar en el AD2. Por tanto, PEOT debe coordinar con dichas empresas sobre la información de las nuevas demandas identificadas de manera tal que se considere para la evaluación los requerimientos de demanda de forma integral para el AD2.

Respuesta

En atención a lo observado, y considerando que las nuevas demandas presentadas por ELECTRONORTE, COELVISAC y ELECTRO ORIENTE, recién fueron publicadas en la etapa de presentación de propuestas del presente proceso del PIT 2025-2029, y siendo además que estas nuevas demandas todavía no han sido validadas por OSINERGMIN en función del cumplimiento de las solicitudes de factibilidades, consideramos razonable en esta etapa, emplear la información validada y aprobada por OSINERGMIN en el proceso de modificación del PIT 2021-2025.

Complementariamente a lo indicado debemos mencionar que PEOT al no ser una empresa comercializadora que recaude directamente de los clientes los nuevos requerimientos, no dispone de la información que sustente dichos requerimientos. Por lo tanto, consideramos que el OSINERGMIN para el caso de las nuevas demandas, debe considerar la mejor información disponible presentada por las empresas concesionarias comercializadoras de electricidad en el área de demanda 2.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, la demanda incorporada a ser evaluada debe corresponder a las nuevas cargas identificadas por todas las empresas TITULARES que conforman el Área de Demanda 2 en este proceso del PI 2025-2029.

Conclusión

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

21. Mapas de Densidad de Carga

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

Respuesta

En atención a lo observado, consideramos que no corresponde a PEOT presentar los mapas de densidad, por las siguientes razones:

- Todos los proyectos de renovación solicitados por PEOT en el ESTUDIO, se sustentan en razones de confiabilidad y no en razones de demanda.
- PEOT no es una empresa que comercializa electricidad a los usuarios, por lo tanto, no cuenta con la base de clientes libres, así como, no recibe las solicitudes de nuevas factibilidades, correspondiendo dicha gestión a la empresa concesionaria preponderante del área de demanda 2, ELECTRONORTE. Por lo tanto, al no disponer de la información de las nuevas solicitudes en el periodo de evaluación, no es factible determinar el mapa de densidad.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se acepta la respuesta brindada por PEOT.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

22. Formatos de información general

PEOT debe presentar datos completos en los formatos de información general F-001, F-002 y F-003 , según lo establecido en la NORMA TARIFAS; la información requerida es necesaria para analizar el diagnóstico actual del sistema de transmisión, verificar la antigüedad de las instalaciones, la ubicación geográfica de las subestaciones, el estado de los transformadores (nuevo, rotado o reserva) entre otros aspectos necesarios y básicos para realizar el planeamiento de la transmisión; se observa que dichos formatos no fueron presentados.

Respuesta

En atención a lo observado, debemos mencionar que como anexo a la propuesta final del ESTUDIO, se incluyen los formatos F-001, F-002 y F-003 debidamente completados, cuyas evidencias se muestran a continuación:

OSINERGMIN **F-001**

INFORMACIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

SER (1):	Chiclayo - Illimo - Occidente	Fecha:	18/10/2023

	km de Líneas		Nro Subestaciones	
TITULARES (2)	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT
PEOT		117.32		4
Total SER		117.32		4

Item	RESPONSABLES (3)
	A2

OSINERGMIN **F-0**

PARAMETROS ELECTRICOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR: Chiclayo - Illimo - Occidente

NOMBRE DE LA LÍNEA SET envío - SET Recepción	CÓDIGO	Fecha Puesta en Servicio			Tensión (kV)	Número de Ternas	Tipo de Conductor	Sección Conductor (mm2)	Peso (kg/m) Unitario del Cu o Al	Longitud (km)	Capacidad Máxima (MVA)	R+ (Ohm/km)	X+ (Ohm/km)	G+ (Mho/km)	B+ (Mho/km)	able de Gu Sección (mm2)
		Día	Mes	Año												
CHICLAYO OESTE - ILLIMO	CL6032	5	6	1996	60	1	AA6201	107	296	35.44	20	0.3058	0.4773	1.035	1.6025	
CHICLAYO OESTE - ILLIMO	CL6033	5	6	2007	60	1	AA6202	107	296	35.44	20	0.3058	0.4773	1.035	1.6025	
ILLIMO - LA VIÑA	CL6034	7	4	1997	60	1	AA6203	107	296	21.67	16.63	0.3058	0.4773	1.035	1.5599	
LA VIÑA - OCCIDENTE	CL6036	7	4	1997/2000	60	1	AA6204	107	296	60.21	9.35	0.3058	0.4773	1.035	1.5599	

OSINERGMIN

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE TRANSFORMADORES EXISTENTES

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR: Chiclayo - Illimo - Occidente

TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE DOS DEVANADOS

TRANSFORMADOR	CÓDIGO	Año (1) Fabricación	Coordenadas UTM	SET	Potencia Nominal ONAN/ONAF (MVA)	Tensión Nominal		Grupo de Conexión	TAPS de Regulación	Vcc (%)	Pcu (%)	Pfe (%)	Tipo de Regulación	Peso Total (kg)	Peso del Cobre (kg)	Estado Nuevo Rotado o Reserva
						Primario (kV)	Secundario (kV)									
LAMBAYEQUE	TP - 601	1996	N:9259324410 E:621459110	LAMBAYEQUE	7/8.75	60	10	YNd5	10±1%	8.34	0.532	0.333	Automática	18820	7340	
LA VIÑA	TP - 603	1996	N:9302313090 E:637216290	LA VIÑA	5/6.25	60	10	YNd6	10±1%	7.30	0.542	0.106	Automática	15720	5810	

TRANSFORMADOR	CÓDIGO	Año (1) Fabricación	Coordenadas UTM	SET	Potencia Nominal (ONAN/ONAF) (MVA)			Grupo de Conexión	TAPS de Regulación	Vcc (%)			Pcu (%)			Pfe (%)	Tipo de Regulació
					Primario (kV)	Secundario (kV)	Terciario (kV)			P-S	P-T	S-T	P-S	P-T	S-T		
ILLIMO	TP - 602	1996	N:9284326720 E:626918520	ILLIMO	60 5/6.25	22.9 5/6.25	10 2.5/3.125	YNyn0d11	10±1%	7.13	5.38	1.52	0.607	0.143	0.129	0.1174	Automátic
OCCIDENTE	TP - 604	1999	N:9345781380 E:662418950	OCCIDENTE	60 7/8.75	22.9 7/8.75	10 3/3.75	YNyn0d5	13±1%	8.54	5.12	1.60	0.512	0.144	0.121	0.1303	Automátic

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, presenta los formatos, sin embargo, solo contiene información de PEOT.

Conclusión

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

23. Formatos del SER

En el formato F-202, diagnóstico de sobrecarga de transformadores, PEOT debe realizarlo considerando los proyectos ya aprobados en los Planes de Inversión, por ejemplo, los traslados de carga a la SET Mórrope, la SET Mórrope toma el 15% de la carga de la SET Lambayeque. Sin embargo, en la SET Lambayeque no considera dicha transferencia. En ese sentido, PEOT debe revisar y corregir el formato F-202.

PEOT no presenta en el formato F-202, F-203 la totalidad del periodo de 30 años que comprenden del año 2025 al 2054, por lo tanto, debe remitir dichos formatos considerando lo mencionado.

Si bien PEOT presenta el formato F-203, se verifica que luego de la redistribución de la máxima demanda el factor de uso de las subestaciones sigue siendo mayor a uno.

PEOT no presenta en su formato F-204 la totalidad del periodo de los 10 años que indica la NORMA TARIFAS que corresponde al periodo 2023-2032. PEOT debe corregir el formato F-204 considerando lo mencionado.

PEOT presenta en el formato F-205 análisis de alternativas de un proyecto que no forma parte de su ESTUDIO. PEOT debe validar y corregir el formato F-205 considerando lo mencionado.

Los formatos F-206, F-209, F-210 y F-211 presentan inconsistencias respecto a su solicitud. Al respecto, PEOT debe revisar, validar y corregir dichos formatos donde corresponda.

Respuesta

En relación al primer párrafo de la observación, debemos mencionar que si bien es cierto la normativa establece que se debe considerar los planes anteriores aprobados en el formato F-202, también es cierto que dicho formato por definición, corresponde a la identificación de las SETs existentes que superan la capacidad de diseño, precisando que la SET Mórrope todavía no es una SET existente. De acuerdo a la Norma sería correcto incluir en este formato la SE Mórrope, sin embargo, es evidente que se aleja de la realidad, al ser una SE que no ha sido ejecutada por ELECTRONORTE, aún más, dicha empresa concesionaria, ha solicitado en el proceso del PIT 2025-2029, la postergación de dicho proyecto para el año 2026.

En relación a la observación del formato F-203, debemos mencionar que se ha procedido a actualizar el periodo del 2025 al 2054. Por otro lado, en relación a los factores de uso, efectivamente se verifica que dichos factores todavía supera la unidad para algunas que no son de titularidad de PEOT, entendiendo que las otras empresas en función a su análisis han planteado la solución de su sistema de transmisión.

En relación a la observación de los formatos F-204 y F-205, debemos mencionar que se ha procedido a modificar donde corresponda, considerando que los proyectos solicitados se sustentan por razones de confiabilidad y no de demanda.

Finalmente, las modificaciones realizadas se encuentran en el archivo F-200 que forma parte de la propuesta final del ESTUDIO.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, si bien PEOT considera a las instalaciones aprobadas en los planes anteriores, no considera los traslados de carga.

Conclusión

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

24. SET Illimo

Respecto a la celda de transformador de 10 kV y 22,9 kV, se requiere que PEOT señale las dificultades en la operación y mantenimiento (alta frecuencia de fallas, dificultad para encontrar repuestos debido al desfase tecnológico, etc.), debido a que la antigüedad por si sola de los Elementos no son causales para su reemplazo.

PEOT señala que la red tendrá cambios significativos con la implementación de los proyectos del Plan de Transmisión, ya que se modificarían las condiciones de cortocircuito de la red. Sin embargo, no presenta el sustento de los señalado. Al respecto, PEOT debe presentar el sustento del corto circuito (archivos fuente de cálculo) para el periodo 2025-2029. Asimismo, remitir las características de las celdas actuales, principalmente, indicando cuanta de corriente de corto circuito soportan.

Respecto a la renovación de celdas de alimentador (dos de 10 kV y tres de 22,9 kV), PEOT debe señalar cuales son las dificultades que se tienen en la operación y mantenimiento (alta frecuencia de fallas, dificultad para encontrar repuestos debido al desfase tecnológico, etc.), debido a que la antigüedad por si sola de los Elementos no son causales para su cambio.

Por otro lado, es necesario que PEOT evalúe la cantidad de celdas de alimentador necesarias que solicita cambiar con el debido sustento en los formatos F-204, toda vez que en la visita de campo se observó que una celda se encontraba fuera de servicio.

Respuesta

En atención a lo observado debemos mencionar que la esencia o sustento de la solicitud de renovación de celdas, no es por razones operativas o fallas, sino, por la falta de confiabilidad al ser estos equipos RECLOSER en lugar de celdas de alimentadores completas conformadas por; interruptor, pararrayos, seccionador de barra, seccionador de línea, transformador de corriente, entre otros, de acuerdo a las características técnicas reconocidas en la base de datos de los módulos estándares de transmisión.

Cabe señalar que en el presente año se ha tenido que realizar la reparación de dos tanques de RECLOSER, por causas de problemas de fuga de gas, así como, los relés de protección vienen presentando problemas de funcionamiento, apagándose su pantalla, al operar ante fallas. en Anexo se adjunta a la propuesta final del ESTUDIO (archivo “INFORME DE LA REALIZACIÓN DEL SERVICIO DE REPARACIÓN DE DOS (02) INTERRUPTORES DE RECIERRE AUTOMATICO - RECLOSER DE MEDIA TENSIÓN DE PROPIEDAD DEL PROYECTO ESPECIAL OLMOS TINAJONES.pdf).

En relación a la cantidad de celdas a renovar, debemos mencionar que la subestación Illimo en el lado de 22.9 KV cuenta con 04 celdas de salida, 03 celdas de alimentador y 01 celda de banco de condensadores. De las 03 celdas de alimentador, se solicita cambiar 02 celdas de alimentador 22.9 KV. Actualmente de manera temporal 01 celda (RECLOSER), se encuentra fuera de servicio por fallas mecánicas y de gabinete de control, siendo cubierto por un alimentador del transformador de la concesionaria ELECTRONORTE.

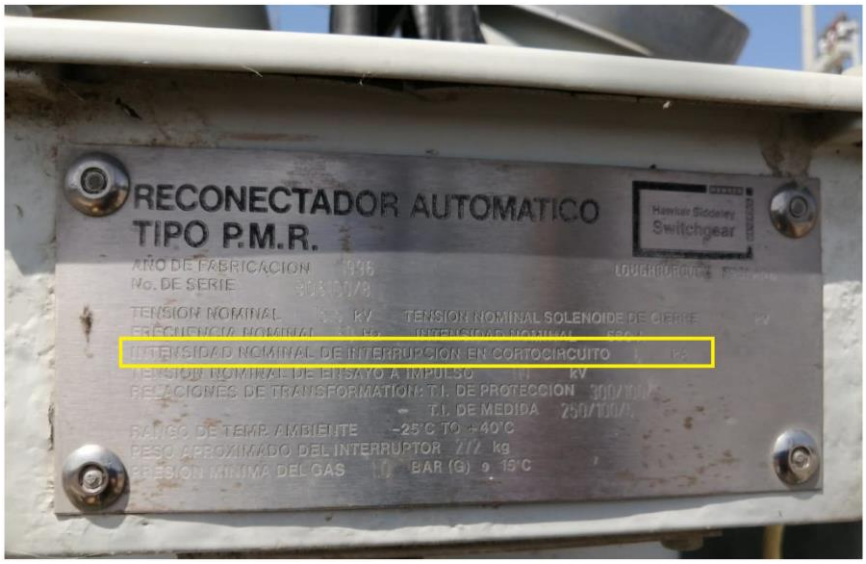
En el cuadro siguiente, se muestra el detalle del sustento de la solicitud de renovación de celdas.

SET	Elemento	Sustento	Año
ILLIMO	Celda de transformador 10 kV	Antigüedad. Equipo del año 1997. Nueva configuración del Plan de Transmisión	2028
ILLIMO	Celda de transformador 22.9 kV	Antigüedad. Equipo del año 1997. Nueva configuración del Plan de Transmisión	2028
ILLIMO	2 celdas de alimentador 10 kV	Razones técnicas. Actual equipamiento es RECLOSER (año 1996)	2028
ILLIMO	2 celdas de alimentador 22.9 kV	Razones técnicas. Actual equipamiento es RECLOSER (año 1996)	2028
LAMBAYEQUE	3 celdas de alimentador 22.9 kV	Razones técnicas. Actual equipamiento es RECLOSER (año 1996)	2028
LAMBAYEQUE	Celda de transformador 60 kV	Antigüedad. Equipo del año 1995. Nueva configuración del Plan de Transmisión	2029
LAMBAYEQUE	Celda de transformador 10 kV	Antigüedad. Equipo del año 1995. Nueva configuración del Plan de Transmisión	2029

Cabe mencionar que, las celdas de alimentador con las que actualmente se cuenta en la subestación de PEOT, están equipadas con RECLOSER de la marca HAWKER SIDDELEY, cuyos gabinetes de control y protección ya no son comerciales y tampoco existe soporte técnico en el mercado actual.

Así mismo, los relés de protección de estos RECLOSER, no cuentan con funciones de reporte de fallas, registros oscilográficos completos, entre otros requisitos necesarios para cumplir con un adecuado análisis de falla, así como, de no renovarse, no se podría cumplir con el Procedimiento para la Calificación de Solicitudes de Exclusión de Interrupciones del Servicio Eléctrico para el Cálculo de Compensaciones, aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 124-2023-OS/CD.

Por otro lado, respecto a los niveles de corriente de cortocircuito, cabe indicar que los RECLOSER actualmente instalados en las celdas de 10 KV tienen capacidad corriente de cortocircuito de 6 kA como se muestra en la fotografía que se adjunta a continuación:



Utilizando la base de datos del último estudio de coordinación de protecciones 2022 ubicado en el siguiente link de la página web del COES: https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN#

Se ha procedido a realizar cálculos de corriente trifásica de cortocircuito al año 2022 alcanzando valores cercanos a los 5 KA en los niveles de 10 KV de la subestación del PEOT. Los cuales, considerando que se tiene previsto un incremento importante de proyectos del plan de obras de generación de energía eólica en la región Lambayeque y Piura, no necesita de una evaluación más detallada para entender que las corrientes de cortocircuito en el corto y mediano plazo superaran las corrientes de poder de corte de los RECLOSER que actualmente cuentan las celdas, razón por la cual, se requiere la renovación de celdas que dispongan de una capacidad de cortocircuito apropiada a las condiciones de generación del sistema eléctrico.

Complementariamente a lo indicado en los párrafos anteriores, le informamos que recientemente se ha realizado la reparación de dos RECLOSER de media tensión de la SET Illimo, cuyo informe se adjunta en Anexo a la Propuesta Final.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, PEOT no presenta los informes de mantenimiento mencionados.

Conclusión

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

25. SET Lambayeque

Respecto a la solicitud de las tres celdas de alimentador por antigüedad, PEOT debe presentar ensayo o informe de operación o mantenimiento actuales, donde se revele el estado actual de los Elementos que solicita se renueven, de corresponder, incluir en el listado de Elementos a dar de Baja en el presente PI 2025-2029.

Respecto al transformador, en el formato F-203 PEOT muestra que, luego de considerar los traslados de carga a las SET existentes (incluida la SET Mórrope), no sería necesario el cambio del transformador por demanda. En ese sentido, se requiere que PEOT verifique la condición del transformador (alta frecuencia de fallas, dificultad para encontrar repuestos debido al desfase tecnológico, etc.); asimismo, que señale si el cumplimiento de los 30 años es condición suficiente para el cambio de los transformadores, teniendo en cuenta que, en el parque de transformadores se tienen varios con más antigüedad que el transformador mencionado operando sin inconvenientes. Por otro lado, de persistir con la propuesta, PEOT

debe incluir al transformador en el listado de Bajas, o señalar el destino del mismo.

Por otro lado, el contenido del ESTUDIO no guarda relación con el ítem 11.6 RESUMEN DE INVERSIONES, por ejemplo, en la solicitud señalan que el transformador para la SET Lambayeque sería de 15 MVA, en el resumen indican que es de 9 MVA. En ese sentido, PEOT debe validar y corregir donde corresponda.

Respecto a las celdas de transformador, PEOT debe validar la condición de estas, y señalar si el cumplimiento de los 30 años de antigüedad es condición suficiente para el cambio, asimismo, presente ensayo o informe de operación o mantenimiento actuales, donde se revele el estado actual de los Elementos.

Respuesta

En relación a la solicitud de la renovación de 3 celdas, se adjunta en anexo a la propuesta final del ESTUDIO, el archivo “Informe de Trabajo IN-101-10 kV.pdf”, que contiene el informe de mantenimiento de celdas, donde se revela el estado actual de los Elementos que se solicitan. Al respecto, debemos mencionar que para el caso de las celdas, se solicita la renovación porque son RECLOSER los que vienen operando en lugar de celdas de alimentador. En este sentido, la base de datos de módulos estándares de transmisión no considera RECLOSER como equipamiento de celda de alimentadores, por lo tanto, lo que se solicita es mejorar la confiabilidad con equipos que sean reconocidos en los módulos estándares.

En relación al caso de la solicitud de renovación del transformador en Lambayeque, tengamos en cuenta que el sustento no se basa en la antigüedad, sino en la capacidad limitada y demora de ELECTRONORTE en implementar el proyecto de la nueva SE MÓRROPE que permitirá descargar el transformador de Lambayeque, el mismo que fue aprobado por OSINERGMIN para el año 2021 y que hasta la fecha no se ha ejecutado. Por lo indicado, en el caso OSINERGMIN desestime la propuesta del transformador y ELECTRONORTE no realice el proyecto de la SET MÓRROPE que permita el traslado de carga, habrá un alto riesgo de racionamiento de la demanda atendida.

Por otro lado, respecto de la antigüedad del transformador, debemos mencionar que es del año 1995 y tendrá 34 años de operación al año 2029. Al respecto, es claro que si el transformador no presenta problemas de sobrecarga, ni de fallas, la antigüedad no se constituye en la única razón para solicitad el cambio, sin embargo, para el caso de la SET Lambayeque, se solicita el cambio por el riesgo que existe en que se sobrecargue el transformador actual y tenga que operar bajo esa condición de manera constante, lo cual, reducirá su tiempo de vida útil, además que, no se cuenta con otro transformador de respaldo. En este sentido, consideramos necesario el cambio de transformador por otro de mayor capacidad (15 MVA), a fin de estar preparados ante situaciones de contingencia.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que PEOT no presenta el informe de trabajo señalado.

Conclusión

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

26. Respecto a la renovación de la LT Chiclayo Oeste - Lambayeque

PEOT señala que se realizó el cambio de conductor en un tramo de la LT 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque, por su antigüedad, desgaste, impactos ambientales, corrosión y un alto grado de deterioro. Al respecto, se debe señalar que el camino a seguir para incluir proyectos a reconocer en la tarifa es que, primero, se aprueba en el Plan de Inversiones, luego de ello, se construye y luego se reconoce en la tarifa. En ese sentido, PEOT debe señalar cual es el procedimiento que utilizó, y cuál es la normativa que motiva su reconocimiento, teniendo en

cuenta que, el informe de la empresa SERVITRONIN menciona que la línea tiene más de 24 años, no cumpliendo el tiempo de vida útil de 30 años donde se recupera la inversión. Asimismo, no se pude verificar, si la línea mantenía ese estado por falta de mantenimiento.

Por lo expuesto, es necesario que PEOT presente el sustento suficiente para justificar el cambio de conductor, el mismo que debe estar acorde a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En relación al caso del cambio de conductor de un tramo de la línea 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque por haberse encontrado en un estado crítico, debemos mencionar que al encontrarse dicha línea en zona de costa y cercana al mar, tal como se visualiza en la imagen siguiente, es comprensible técnicamente que, debido a la alta corrosión y salinidad, el desgaste del conductor y ferretería es crítico, ocasionando desconexiones de la línea. En consecuencia, la vida útil de una línea de transmisión en zona de costa cercana al mar, por la exposición a las condiciones climáticas, no es de 30 años.

En relación al procedimiento observado en la implementación del cambio de conductor sin estar aprobado en un Plan de Inversiones, debemos mencionar que, el marco regulatorio de la transmisión establece que, que las instalaciones de transmisión pueden ser reconocidas hasta con una antigüedad de hasta dos años, por lo tanto, al haberse implementado el cambio de conductor a fines del año 2021 por razones de encontrarse en estado crítico y con riesgo de interrumpirse la línea, consideramos que se está dentro del plazo para solicitar el reconocimiento de su inversión.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, no presenta sustento normativo.

Conclusión

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

27. Respecto al archivo de flujo de potencia

La información consignada en el archivo de flujo de potencia (Digsilent) no es coherente con la información plasmada en el ESTUDIO, ni en los formatos que forman parte del ESTUDIO.

Además, PEOT no incluye en el archivo de flujo las propuestas del ESTUDIO. Al respecto, PEOT debe revisar toda la información y corregir donde corresponda.

PEOT no realiza el modelamiento de sus propuestas, para el año 30, en ese sentido, PEOT debe presentar los análisis de flujo de potencia para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El criterio en el uso de la información considerada en el archivo de flujo de potencia, fue emplear la última información base disponible aprobada por OSINERGMIN en el proceso de modificación del PIT 2021-2025 correspondiente al área de demanda 2, al cual, se actualizaron las magnitudes de demanda del sistema de transmisión de PEOT de acuerdo a la proyección estimada para el periodo 2025-2029. Asimismo, debemos señalar que en el ESTUDIO los proyectos de renovación solicitados, se sustentan en razones de antigüedad y/o confiabilidad y no por razones demanda.

No obstante, se presenta en el ESTUDIO el diagnóstico de flujo de potencia para los años indicados por el OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que presentan el modelamiento solicitado.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

28. Respecto al equipamiento de subestaciones

El formato F-209 correspondiente al equipamiento de subestaciones del ESTUDIO, presenta información incompleta y/o errónea. Al respecto, PEOT debe corregir y/o completar la información faltante, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

En atención a lo observado, se ha procedido a revisar el formato F-209 y corregido en las partes que corresponda, cuyo archivo modificado se adjunta como anexo a la propuesta final del ESTUDIO.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que corrige el formato.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Costos de inversión

29. Respecto a los formatos de costos de inversión

El formato F-209 correspondiente al equipamiento de subestaciones del ESTUDIO, presenta información incompleta y/o errónea. Al respecto, PEOT debe corregir y/o completar la información faltante, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS. El numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS señala que, para el caso de las SET nuevas, los costos de obras comunes y servicios auxiliares se prorratean entre los nuevos Elementos que ingresen el mismo año, en proporción a sus costos de inversión. Para el caso de nuevos Elementos a instalarse en subestaciones existentes no aplica. En ese sentido. PEOT debe revisar y corregir donde corresponda, debido a que la valorización presentada contiene costos comunes.

Si bien PEOT presenta en el formato F-300 los módulos de inversión del 2023 también utilizan los del año 2020, se requiere que PEOT realice las valorizaciones con la Base de Datos de Módulos Estándares vigente aprobados mediante Resolución 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución 041-2023-OS/CD.

Asimismo, PEOT deberá revisar la formulación de los subtotales del formato F-302, debido a que no está tomando todos los Elementos.

Respuesta

En atención a lo observado en el primer párrafo, se ha procedido a revisar y corregir la valorización de los elementos de transmisión a ser renovados, los cuales no consideran el prorrateo de los costos de obras comunes y servicios auxiliares aplicable a nuevas SETs.

En relación a la observación del segundo párrafo, se ha procedido a revisar y corregir donde corresponda, para lo cual se consideran los módulos estándares de transmisión aprobada mediante la Resolución OSINERGMIN N° 041-2023-OS/CD.

Finalmente, se ha completado la información consignada en el formato F-302, la misma que corresponde a la valorización de los elementos de transmisión solicitados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que corrige lo solicitado.

Conclusión

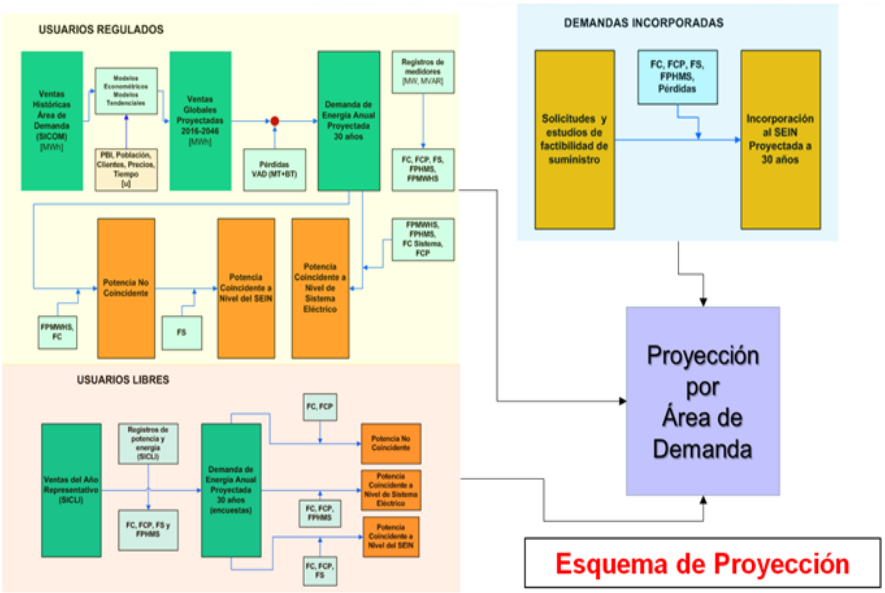
Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Anexo B
Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología empleada en el presente estudio está basada en lo señalado en la Norma "Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" ("NORMA TARIFAS") aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD. En la Figura Nº 1 se presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

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



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Lambayeque, Cajamarca y Amazonas, 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 2 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo del PBI del Área de Demanda 2 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 2 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental con las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 2 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 2 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 2 se calculó con 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 2 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 2 del Año Representativo (2022) se obtuvo a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 2.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 2 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 2 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 2. Luego, dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental se obtiene 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 2 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 de los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 2, se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional, el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,97%.

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

Dependent Variable: LOG(PBI02)
Method: Least Squares
Date: 10/13/23 Time: 11:43
Sample (adjusted): 1997 2022
Included observations: 26 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.097859	0.285730	-3.842297	0.0008
LOG(PBIPERU)	0.535032	0.092747	5.768749	0.0000
LOG(PBI02(-1))	0.363068	0.110517	3.285159	0.0032

R-squared	0.989689	Mean dependent var	8.990093
Adjusted R-squared	0.988792	S.D. dependent var	0.297517
S.E. of regression	0.031497	Akaike info criterion	-3.969693
Sum squared resid	0.022817	Schwarz criterion	-3.824528
Log likelihood	54.60601	Hannan-Quinn criter.	-3.927891
F-statistic	1103.823	Durbin-Watson stat	1.855480
Prob(F-statistic)	0.000000		

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 2 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla Nº 1, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 2,35% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 2

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	12 076,05	-
2023	12 151,72	0,6%
2024	12 394,42	2,0%
2025	12 676,14	2,3%
2026	12 976,97	2,4%
2027	13 289,67	2,4%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2028	13 611,67	2,4%
2029	13 942,12	2,4%
2030	14 280,84	2,4%
2031	14 627,88	2,4%
2032	14 983,38	2,4%
2033	15 347,54	2,4%
2034	15 720,55	2,4%
2035	16 102,63	2,4%
2036	16 494,00	2,4%
2037	16 894,88	2,4%
2038	17 305,50	2,4%
2039	17 726,09	2,4%
2040	18 156,92	2,4%
2041	18 598,22	2,4%
2042	19 050,24	2,4%
2043	19 513,24	2,4%
2044	19 987,50	2,4%
2045	20 473,29	2,4%
2046	20 970,88	2,4%
2047	21 480,57	2,4%
2048	22 002,64	2,4%
2049	22 537,41	2,4%
2050	23 085,17	2,4%
2051	23 646,25	2,4%
2052	24 220,95	2,4%
2053	24 809,63	2,4%
2054	25 412,62	2,4%
		2,35%

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 2

Dependent Variable: CLI02
Method: Least Squares
Date: 10/13/23 Time: 10:48
Sample (adjusted): 1996 2022
Included observations: 27 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	67870.24	11268.60	6.022951	0.0000
@TREND	18313.89	743.5687	24.62973	0.0000

R-squared	0.960419	Mean dependent var	305950.9
Adjusted R-squared	0.958836	S.D. dependent var	148327.1
S.E. of regression	30093.87	Akaike info criterion	23.53322
Sum squared resid	2.26E+10	Schwarz criterion	23.62921
Log likelihood	-315.6984	Hannan-Quinn criter.	23.56176
F-statistic	606.6234	Durbin-Watson stat	0.411262
Prob(F-statistic)	0.000000		

Bajo dicho modelo, se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 2 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 1,94%.

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

Año	Clientes	Δ%
2022	611 046	-
2023	562 345	-8,0%
2024	580 659	3,3%
2025	598 973	3,2%
2026	617 287	3,1%
2027	635 601	3,0%
2028	653 915	2,9%
2029	672 229	2,8%
2030	690 543	2,7%
2031	708 857	2,7%
2032	727 170	2,6%
2033	745 484	2,5%
2034	763 798	2,5%
2035	782 112	2,4%
2036	800 426	2,3%
2037	818 740	2,3%
2038	837 054	2,2%
2039	855 368	2,2%
2040	873 682	2,1%
2041	891 995	2,1%
2042	910 309	2,1%
2043	928 623	2,0%
2044	946 937	2,0%
2045	965 251	1,9%
2046	983 565	1,9%
2047	1 001 879	1,9%
2048	1 020 193	1,8%
2049	1 038 507	1,8%
2050	1 056 820	1,8%
2051	1 075 134	1,7%
2052	1 093 448	1,7%
2053	1 111 762	1,7%
2054	1 130 076	1,6%
		1,94%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 2 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/libr

o.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente.

Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 2 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

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 0,91%.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 2

Año	Población	Δ%
2022	1 258 695	-
2023	1 266 510	0,6%
2024	1 274 394	0,6%
2025	1 282 348	0,6%
2026	1 288 570	0,5%
2027	1 294 842	0,5%
2028	1 301 165	0,5%
2029	1 307 540	0,5%
2030	1 313 966	0,5%
2031	1 327 351	1,0%
2032	1 340 885	1,0%
2033	1 354 572	1,0%
2034	1 368 413	1,0%
2035	1 382 409	1,0%
2036	1 396 562	1,0%
2037	1 410 874	1,0%
2038	1 425 347	1,0%
2039	1 439 983	1,0%
2040	1 454 784	1,0%
2041	1 469 751	1,0%
2042	1 484 886	1,0%
2043	1 500 193	1,0%
2044	1 515 671	1,0%
2045	1 531 324	1,0%
2046	1 547 153	1,0%
2047	1 563 161	1,0%
2048	1 579 350	1,0%
2049	1 595 721	1,0%
2050	1 612 276	1,0%
2051	1 629 019	1,0%
2052	1 645 951	1,0%
2053	1 663 074	1,0%
2054	1 680 390	1,0%

Año	Población	Δ%
		0,91%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 2 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 0,3967 soles por kWh.

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

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

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

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda 2 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:

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

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 2

MÉTODO:		Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
ECUACIÓN:		VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T^2	VENTAS C T T^2 T^3	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)
(R^2)		0,9641	0,9584	0,7764	0,9642	0,9904	0,8741
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	6,92	291,71	-1,39	4,92	12,21	101,58
	Prob,	0,0000	0,0000	0,1767	0,0001	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	25,90	23,99	9,32	6,32	-2,21	13,18
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0373	0,0000
Variable 3	Valor				0,26	7,90	
	Prob,				0,8005	0,0000	
Variable 4	Valor					-7,93	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		670,98	575,68	86,79	322,98	791,91	173,63
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

En la Tabla N° 5 se muestra las proyecciones de ventas de energía del 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 6,83%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 2 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	919 813,37	1 084 915,82	756 381,60	924 609,89	841 337,12	787 521,70
2023	950 424,18	1 159 049,78	765 807,30	956 416,14	826 382,51	804 765,94
2024	981 034,99	1 238 249,43	774 902,20	988 310,94	802 548,61	821 762,86
2025	1 011 645,80	1 322 860,90	783 688,74	1 020 294,30	769 194,87	838 524,35
2026	1 042 256,61	1 413 254,01	792 187,15	1 052 366,20	725 680,73	855 061,36
2027	1 072 867,42	1 509 823,82	800 415,72	1 084 526,66	671 365,62	871 384,00
2028	1 103 478,23	1 612 992,39	808 391,06	1 116 775,66	605 608,98	887 501,61
2029	1 134 089,04	1 723 210,63	816 128,29	1 149 113,22	527 770,26	903 422,89
2030	1 164 699,85	1 840 960,25	823 641,23	1 181 539,33	437 208,90	919 155,88
2031	1 195 310,66	1 966 755,88	830 942,51	1 214 053,99	333 284,33	934 708,10
2032	1 225 921,47	2 101 147,32	838 043,72	1 246 657,20	215 356,00	950 086,58

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2033	1 256 532,28	2 244 721,93	844 955,55	1 279 348,96	82 783,34	965 297,86
2034	1 287 143,09	2 398 107,22	851 687,83	1 312 129,28	-65 074,19	980 348,10
2035	1 317 753,90	2 561 973,55	858 249,65	1 344 998,14	-228 857,17	995 243,06
2036	1 348 364,71	2 737 037,13	864 649,43	1 377 955,56	-409 206,15	1 009 988,18
2037	1 378 975,52	2 924 063,06	870 894,99	1 411 001,53	-606 761,70	1 024 588,55
2038	1 409 586,33	3 123 868,77	876 993,58	1 444 136,04	-822 164,36	1 039 049,01
2039	1 440 197,15	3 337 327,50	882 951,96	1 477 359,11	-1 056 054,71	1 053 374,09
2040	1 470 807,96	3 565 372,19	888 776,44	1 510 670,73	-1 309 073,30	1 067 568,10
2041	1 501 418,77	3 808 999,53	894 472,89	1 544 070,91	-1 581 860,69	1 081 635,11
2042	1 532 029,58	4 069 274,30	900 046,83	1 577 559,63	-1 875 057,44	1 095 578,99
2043	1 562 640,39	4 347 334,04	905 503,41	1 611 136,90	-2 189 304,11	1 109 403,39
2044	1 593 251,20	4 644 394,02	910 847,48	1 644 802,73	-2 525 241,27	1 123 111,80
2045	1 623 862,01	4 961 752,58	916 083,58	1 678 557,10	-2 883 509,46	1 136 707,53
2046	1 654 472,82	5 300 796,72	921 215,99	1 712 400,03	-3 264 749,25	1 150 193,73
2047	1 685 083,63	5 663 008,27	926 248,73	1 746 331,51	-3 669 601,21	1 163 573,41
2048	1 715 694,44	6 049 970,29	931 185,61	1 780 351,54	-4 098 705,88	1 176 849,44
2049	1 746 305,25	6 463 374,02	936 030,20	1 814 460,12	-4 552 703,83	1 190 024,54
2050	1 776 916,06	6 905 026,26	940 785,89	1 848 657,25	-5 032 235,62	1 203 101,34
2051	1 807 526,87	7 376 857,27	945 455,90	1 882 942,94	-5 537 941,81	1 216 082,33
2052	1 838 137,68	7 880 929,21	950 043,24	1 917 317,17	-6 070 462,95	1 228 969,92
2053	1 868 748,49	8 419 445,17	954 550,80	1 951 779,96	-6 630 439,62	1 241 766,38
2054	1 899 359,30	8 994 758,74	958 981,30	1 986 331,29	-7 218 512,36	1 254 473,94
	2,29%	**6,83%**	**0,74%**	**2,42%**		**1,47%**

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 ha considerado una ecuación de regresión lineal donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES, TARIFA REAL y una variable dicotómica llamada D2016 la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 2

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3 (seleccionado)	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) D2016 D2019	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA) AR(1)	VENTAS C PBI CLIENTES TARIFA D2016	VENTAS C PBI CLIENTES TARIFA	VENTAS C CLIENTES TARIFA	LOG(VENTAS) C LOG(PBI(-1)) LOG(POBLACION) D2016
R^2	0,9922	0,9911	0,9908	0,9878	0,9541	0,9686
ESTADÍSTICO F:						

Valor		530,82	468,39	592,51	620,49	249,27	226,41
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	2,34	1,11	-0,42	-0,86	4,35	-3,92
	Prob,	0,0295	0,2798	0,6789	0,3963	0,0002	0,0007
Variable 2	Valor	7,20	4,24	8,17	7,97	21,38	4,94
	Prob,	0,0000	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Variable 3	Valor	6,94	3,14	2,83	2,13	-4,16	3,71
	Prob,	0,0000	0,0050	0,0098	0,0445	0,0004	0,0012
Variable 4	Valor	-6,07	-3,04	-3,21	-2,53		1,12
	Prob,	0,0000	0,0062	0,0040	0,0186		0,2738
Variable 5	Valor	2,01	0,98	2,68			
	Prob,	0,0575	0,3377	0,0136			
Variable 6	Valor	0,39	3,24				
	Prob,	0,7031	0,0039				

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinergmin)

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 3, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,65%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 2 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	**Modelo 2**	**Modelo 3**	**Modelo 4**	**Modelo 5**	**Modelo 6**
2022	933 006,07	940 199,99	911 659,35	915 678,42	971 576,03	1 002 665,85
2023	901 763,72	911 849,11	897 475,03	905 164,24	895 160,30	1 025 644,81
2024	931 577,50	942 201,08	922 733,96	930 479,66	923 896,46	1 051 297,83
2025	964 192,96	975 618,99	950 860,24	958 869,17	952 632,62	1 092 118,50
2026	998 360,96	1 010 741,05	980 391,22	988 764,67	981 368,79	1 132 861,66
2027	1 033 627,83	1 047 073,42	1 010 794,02	1 019 594,84	1 010 104,95	1 176 314,98
2028	1 069 839,06	1 084 448,67	1 041 880,36	1 051 157,85	1 038 841,11	1 221 920,89
2029	1 106 950,14	1 122 819,49	1 073 587,23	1 083 386,12	1 067 577,28	1 269 518,78
2030	1 144 961,58	1 162 187,87	1 105 902,03	1 116 266,16	1 096 313,44	1 319 090,03
2031	1 183 888,47	1 202 571,77	1 138 828,34	1 149 801,80	1 125 049,60	1 392 219,91
2032	1 223 751,97	1 243 995,93	1 172 376,42	1 184 004,04	1 153 785,76	1 469 454,71
2033	1 264 576,97	1 286 489,27	1 206 560,43	1 218 888,06	1 182 521,93	1 551 028,39
2034	1 306 388,89	1 330 081,39	1 241 395,06	1 254 469,62	1 211 258,09	1 637 183,08
2035	1 349 214,78	1 374 803,81	1 276 896,58	1 290 766,15	1 239 994,25	1 728 174,48
2036	1 393 080,64	1 420 686,99	1 313 080,13	1 327 793,89	1 268 730,41	1 824 278,16
2037	1 438 014,33	1 467 763,55	1 349 962,61	1 365 570,94	1 297 466,58	1 925 783,12
2038	1 484 043,48	1 516 065,99	1 387 560,61	1 404 115,11	1 326 202,74	2 032 996,95
2039	1 531 197,15	1 565 628,49	1 425 891,97	1 443 445,53	1 354 938,90	2 146 243,68
2040	1 579 504,82	1 616 485,81	1 464 974,84	1 483 581,64	1 383 675,07	2 265 867,30
2041	1 628 996,00	1 668 672,88	1 504 827,27	1 524 542,78	1 412 411,23	2 392 226,35
2042	1 679 700,93	1 722 225,55	1 545 467,83	1 566 348,90	1 441 147,39	2 525 703,46
2043	1 731 649,98	1 777 179,94	1 586 915,14	1 609 019,92	1 469 883,55	2 666 713,85
2044	1 784 875,85	1 833 574,92	1 629 189,87	1 652 578,03	1 498 619,72	2 815 669,13
2045	1 839 410,44	1 891 448,54	1 672 311,74	1 697 044,36	1 527 355,88	2 973 034,52
2046	1 895 285,97	1 950 839,39	1 716 300,66	1 742 440,25	1 556 092,04	3 139 282,18
2047	1 952 537,11	2 011 788,89	1 761 178,65	1 788 789,33	1 584 828,21	3 314 922,45
2048	2 011 197,66	2 074 337,69	1 806 966,78	1 836 114,17	1 613 564,37	3 500 492,34

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	**Modelo 2**	**Modelo 3**	**Modelo 4**	**Modelo 5**	**Modelo 6**
2049	2 071 303,43	2 138 528,77	1 853 687,79	1 884 439,14	1 642 300,53	3 696 549,41
2050	2 132 889,20	2 204 404,12	1 901 363,30	1 933 787,44	1 671 036,69	3 903 691,92
2051	2 195 992,43	2 272 008,90	1 950 017,23	1 984 184,71	1 699 772,86	4 122 563,50
2052	2 260 649,84	2 341 387,58	1 999 672,66	2 035 655,69	1 728 509,02	4 353 826,72
2053	2 326 900,95	2 412 587,93	2 050 355,00	2 088 227,62	1 757 245,18	4 598 185,70
2054	2 394 784,52	2 485 657,04	2 102 088,81	2 141 926,84	1 785 981,34	4 856 389,15
	2,99%	**3,08%**	**2,65%**	**2,69%**	**1,92%**	**5,05%**

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinergmin)

La ecuación del modelo seleccionado (Modelo 3) presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,08%, 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 Nº 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 2

Dependent Variable: ENE02
Method: Least Squares
Date: 10/13/23 Time: 12:45
Sample (adjusted): 1996 2022
Included observations: 27 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-32943.15	78530.57	-0.419495	0.6789
PBIAD02	73.48185	8.990811	8.172994	0.0000
CLIAD02	0.405436	0.143459	2.826153	0.0098
TARAD02	-4802.325	1494.692	-3.212920	0.0040
D2016	73280.53	27319.53	2.682350	0.0136

R-squared	0.990803	Mean dependent var	521872.8
Adjusted R-squared	0.989131	S.D. dependent var	247450.7
S.E. of regression	25798.28	Akaike info criterion	23.31958
Sum squared resid	1.46E+10	Schwarz criterion	23.55955
Log likelihood	-309.8143	Hannan-Quinn criter.	23.39093
F-statistic	592.5111	Durbin-Watson stat	1.748066
Prob(F-statistic)	0.000000		

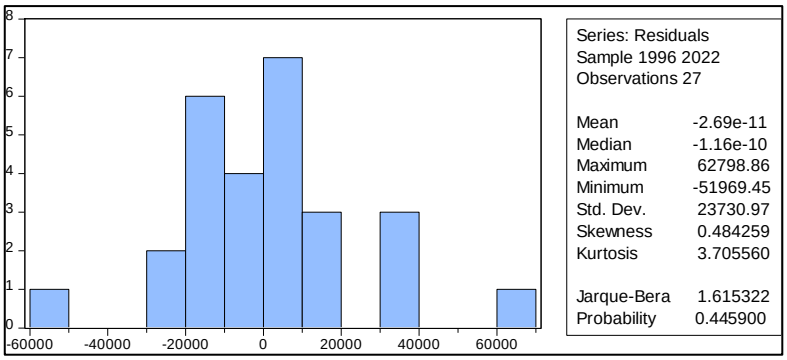
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 2 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 Nº 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% (44,59%).

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 Nº 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% (25,10%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White

F-statistic	1.450791	Prob. F(4,22)	0.2510
Obs*R-squared	5.635527	Prob. Chi-Square(4)	0.2281
Scaled explained SS	5.061503	Prob. Chi-Square(4)	0.2810

Test Equation:
Dependent Variable: RESID^2
Method: Least Squares
Date: 12/06/23 Time: 17:10
Sample: 1996 2022
Included observations: 27

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-6.75E+08	1.33E+09	-0.505884	0.6180
PBIAD02^2	6.233345	14.96537	0.416518	0.6811
CLIAD02^2	0.001421	0.005851	0.242811	0.8104
TARAD02^2	451868.6	715039.8	0.631949	0.5339
D2016^2	-9.30E+08	9.38E+08	-0.990723	0.3326

R-squared	0.208723	Mean dependent var	5.42E+08
Adjusted R-squared	0.064855	S.D. dependent var	9.09E+08
S.E. of regression	8.79E+08	Akaike info criterion	44.19211
Sum squared resid	1.70E+19	Schwarz criterion	44.43208
Log likelihood	-591.5935	Hannan-Quinn criter.	44.26347
F-statistic	1.450791	Durbin-Watson stat	1.661116
Prob(F-statistic)	0.250954		

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% (75,26%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:			
F-statistic	0.288307	Prob. F(2,20)	0.7526
Obs*R-squared	0.756614	Prob. Chi-Square(2)	0.6850

Test Equation:
Dependent Variable: RESID
Method: Least Squares
Date: 12/06/23 Time: 17:11
Sample: 1996 2022
Included observations: 27
Presample missing value lagged residuals set to zero.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3789.682	81482.33	0.046509	0.9634
PBIAD02	-0.622847	9.334257	-0.066727	0.9475
CLIAD02	0.015866	0.149968	0.105797	0.9168
TARAD02	-82.34802	1549.614	-0.053141	0.9581
D2016	-2005.194	34872.38	-0.057501	0.9547
RESID(-1)	0.102354	0.278874	0.367026	0.7175
RESID(-2)	-0.162476	0.291135	-0.558078	0.5830

R-squared	0.028023	Mean dependent var	-2.69E-11
Adjusted R-squared	-0.263570	S.D. dependent var	23730.97
S.E. of regression	26675.66	Akaike info criterion	23.43930
Sum squared resid	1.42E+10	Schwarz criterion	23.77526
Log likelihood	-309.4306	Hannan-Quinn criter.	23.53920
F-statistic	0.096102	Durbin-Watson stat	1.956521
Prob(F-statistic)	0.995997		

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 2,44% en 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 2 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	882 001,23	-
2023	905 330,74	2,65%
2024	930 810,77	2,81%
2025	959 183,23	3,05%
2026	988 972,71	3,11%
2027	1 019 641,62	3,10%
2028	1 051 000,07	3,08%
2029	1 082 984,47	3,04%
2030	1 107 804,40	2,29%
2031	1 133 193,16	2,29%

Año	Ajuste final	TC
2032	1 159 163,77	2,29%
2033	1 185 729,59	2,29%
2034	1 212 904,24	2,29%
2035	1 240 701,68	2,29%
2036	1 269 136,19	2,29%
2037	1 298 222,36	2,29%
2038	1 327 975,12	2,29%
2039	1 358 409,77	2,29%
2040	1 389 541,92	2,29%
2041	1 421 387,56	2,29%
2042	1 453 963,04	2,29%
2043	1 487 285,09	2,29%
2044	1 521 370,81	2,29%
2045	1 556 237,71	2,29%
2046	1 591 903,70	2,29%
2047	1 628 387,08	2,29%
2048	1 665 706,60	2,29%
2049	1 703 881,40	2,29%
2050	1 742 931,10	2,29%
2051	1 782 875,74	2,29%
2052	1 823 735,84	2,29%
2053	1 865 532,37	2,29%
2054	1 908 286,79	2,29%
		2,44%

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 2) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

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

B.3.2.1 Clientes Libres

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

Dicho ello, en el Área de Demanda 2, 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.

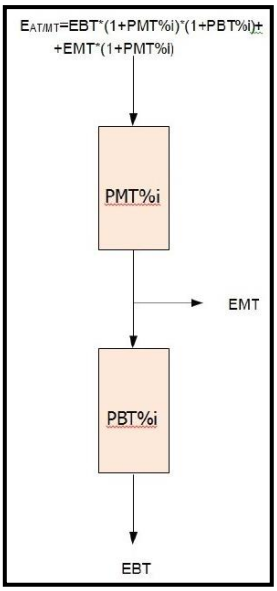
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 2 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

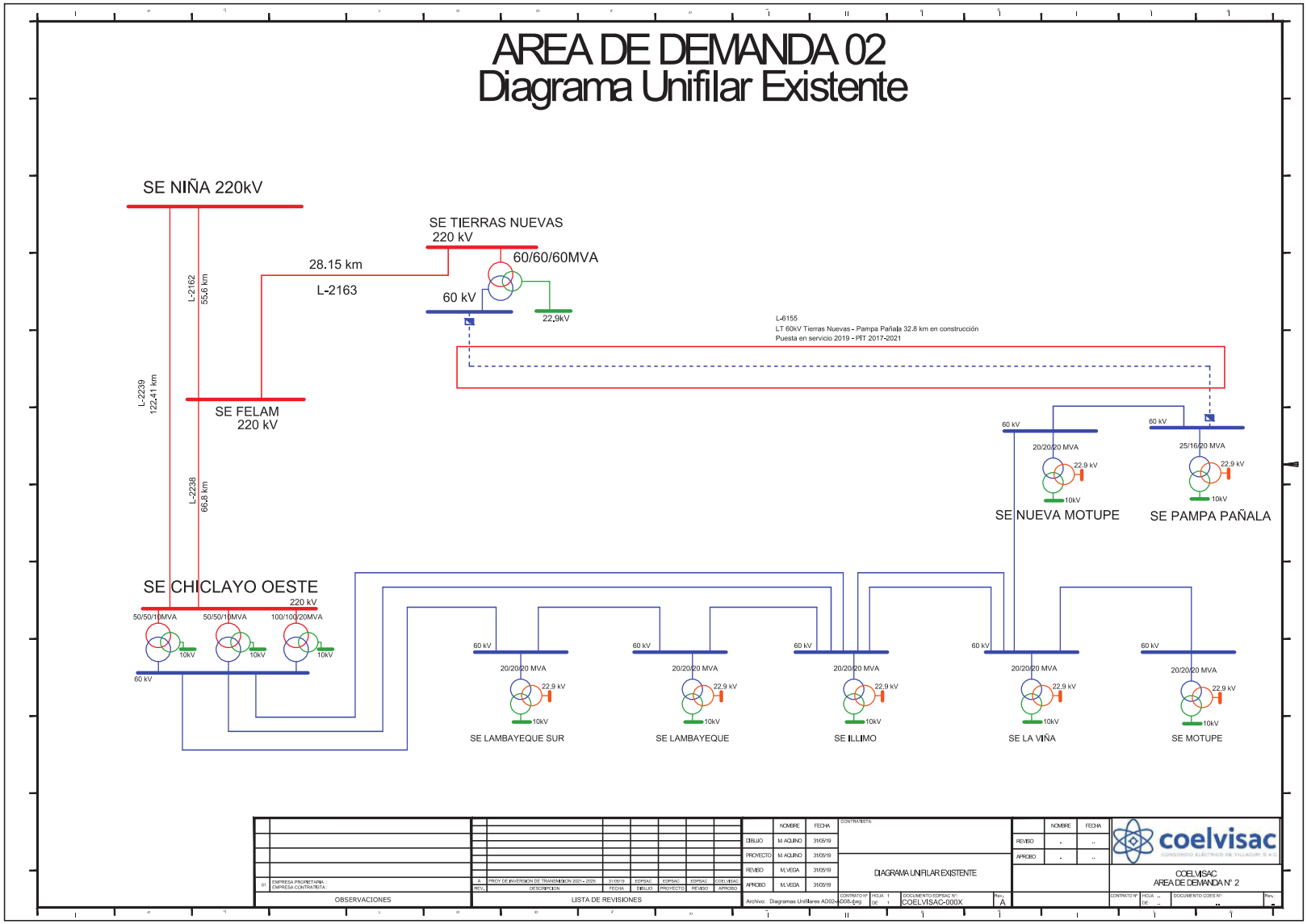


B.5 Integración y conversión de energía en potencia

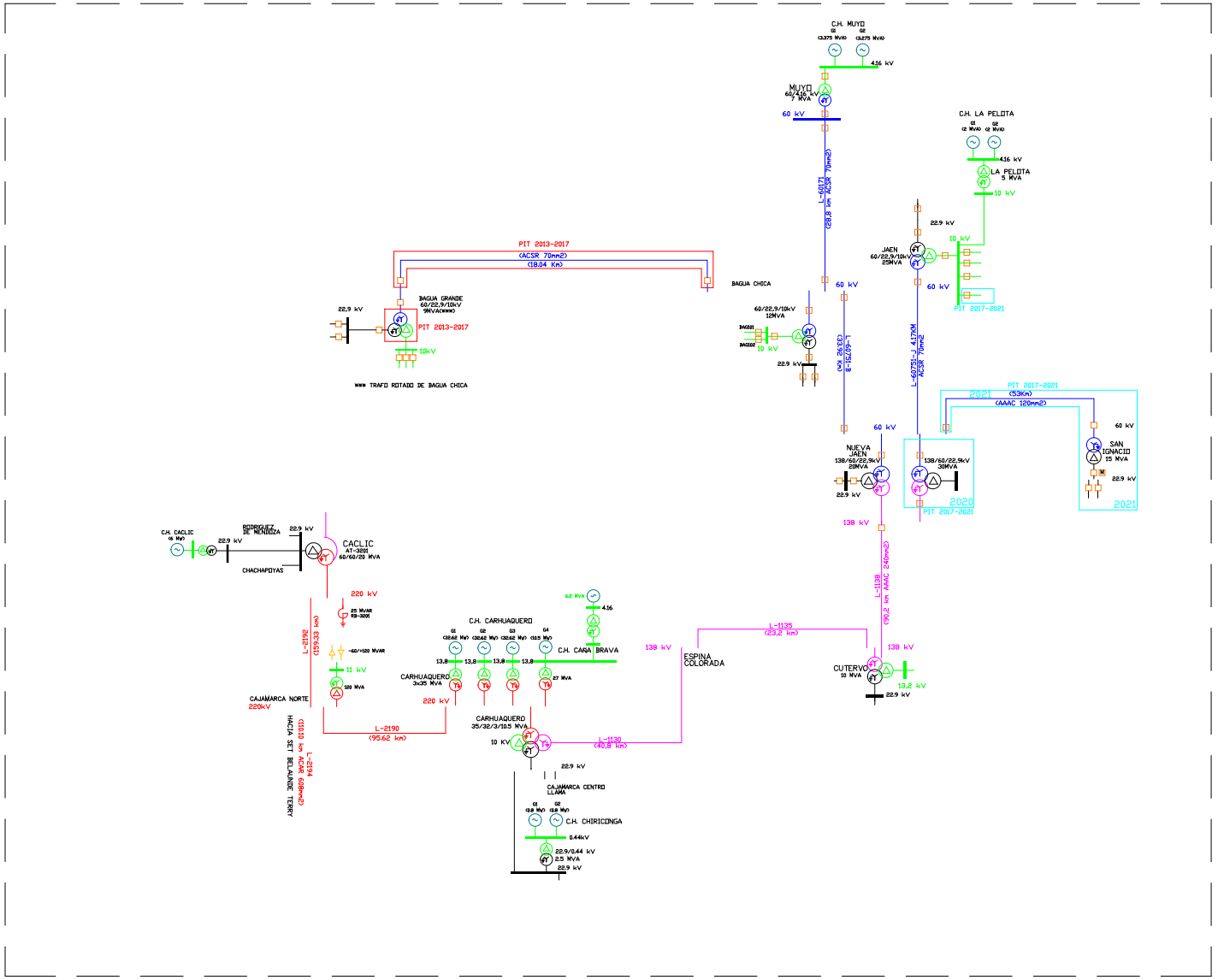
La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores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

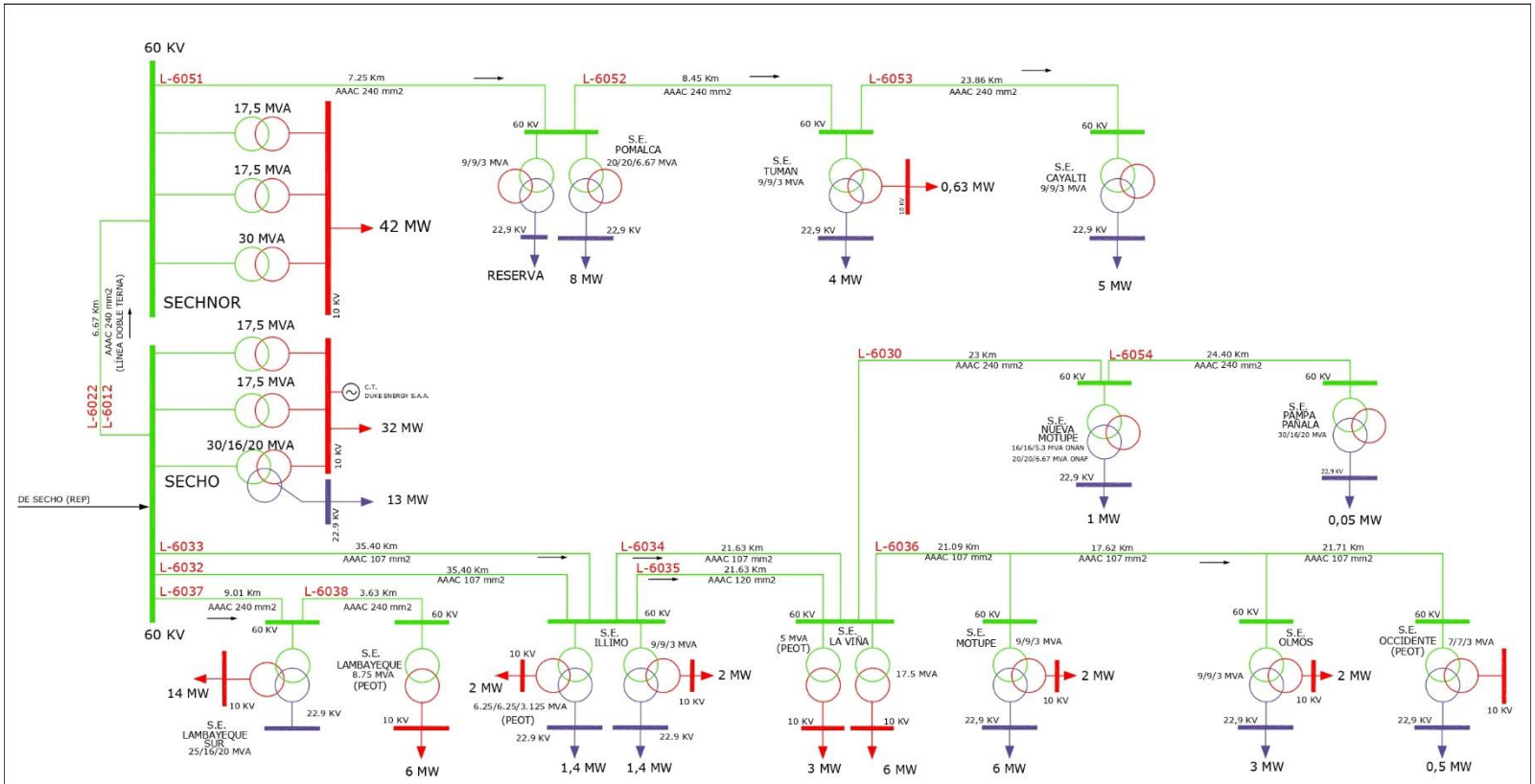
Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares

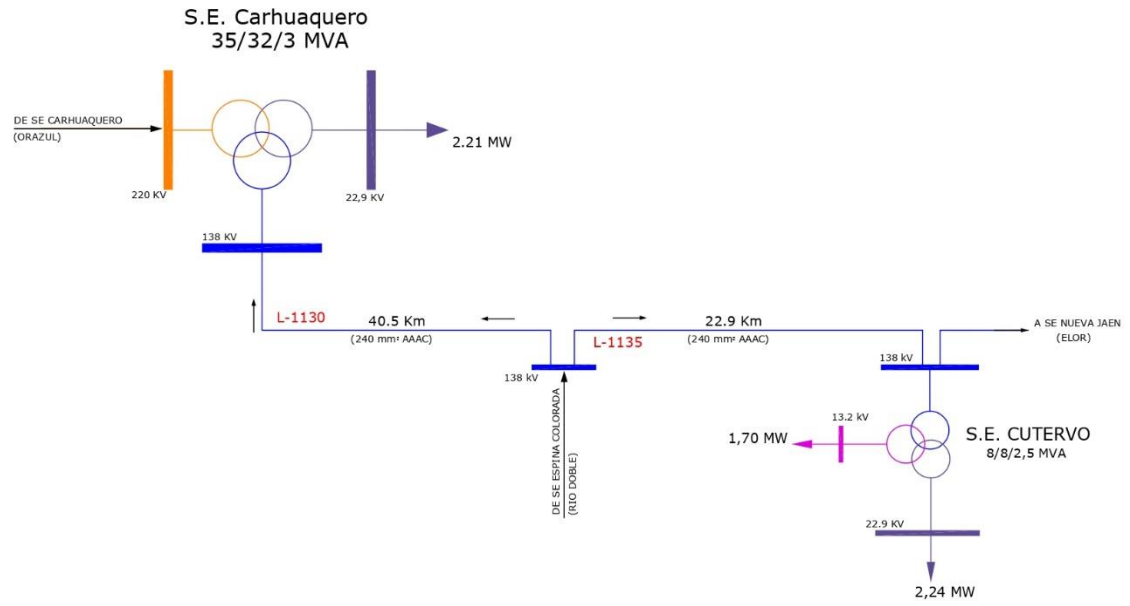

AREA DE DEMANDA 02
Diagrama Unifilar Existente
SE NIÑA 220kV
SE TIERRAS NUEVAS
220 kV
60/60/60MVA
60 kV
22,9kV
28.15 km
L-2163
L-2162
55,6 km
L-2239
122,41 km
SE FELAM
220 kV
L-2238
66,8 km
L-6155
LT 60kV Tierras Nuevas - Pampa Pañala 32.8 km en construcción
Puesta en servicio 2019 - PIT 2017-2021
SE NUEVA MOTUPE
SE PAMPA PAÑALA
SE CHICLAYO OESTE
220 kV
50/50/100MVA
50/50/100MVA
100/100/200MVA
60 kV
20/20/20 MVA
25/16/20 MVA
22.9 kV
10kV
SE LAMBAYEQUE SUR
SE LAMBAYEQUE
SE ILLIMO
SE LA VIÑA
SE MOTUPE
DIAGRAMA UNIFILAR EXISTENTE
COELVISAC
AREA DE DEMANDA N° 2
OBSERVACIONES
LISTA DE REVISIONES

AREA DE DEMANDA 02

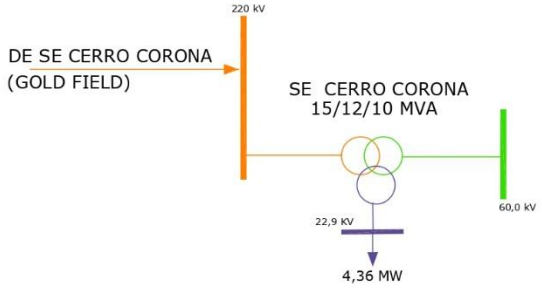




Sistema de Distribución Eléctrica:	Empresa de Distribución Eléctrica: Electronorte			
	Sector Tipico:	Area de Demanda:	Fecha:	
Chiclayo	2	2		
Chiclayo Baja Densidad	3	2	12/2018	Pág: 1/3
Olmos	3	2		
Niepos	3	2		



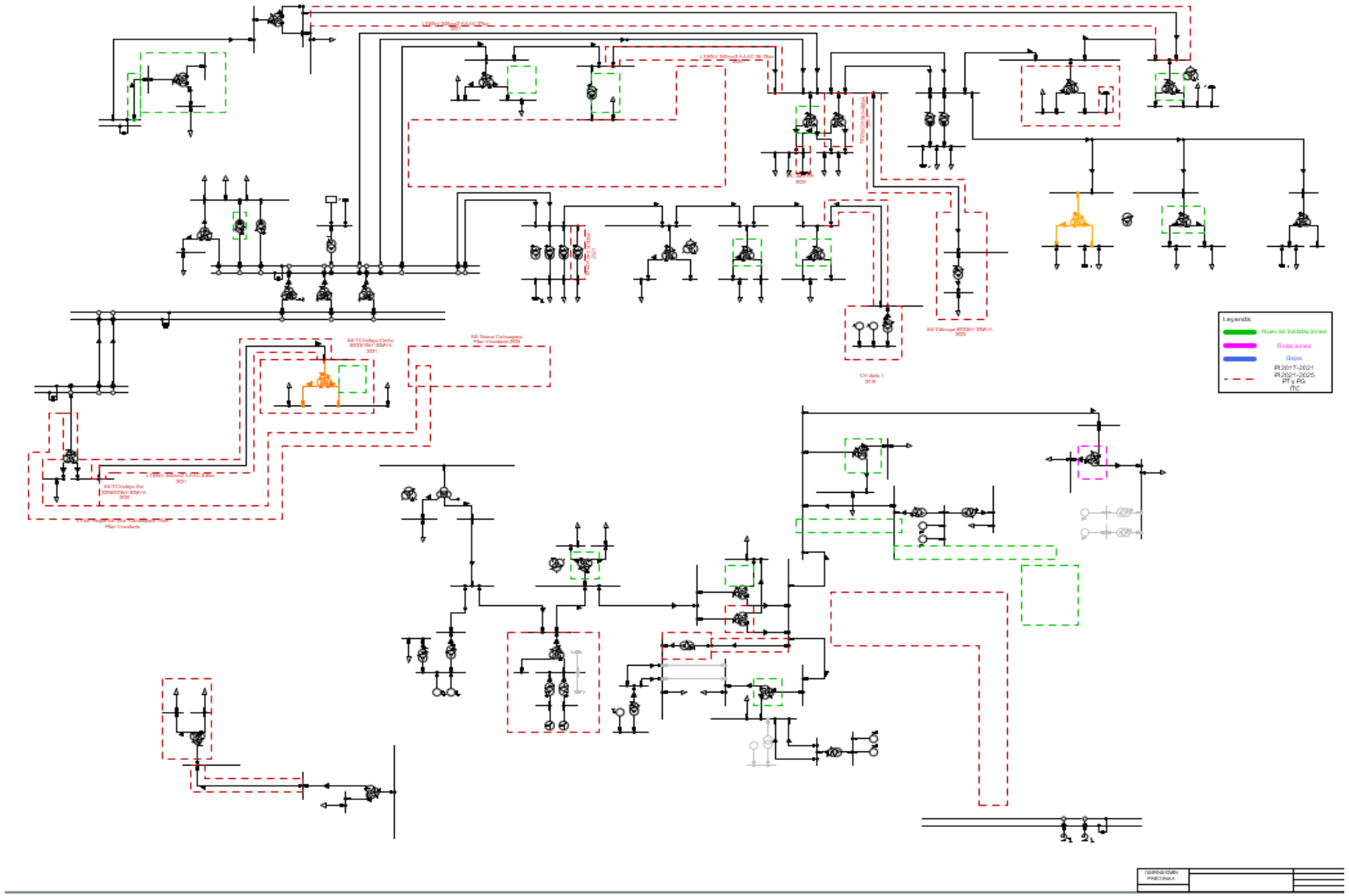
Sistema de Distribución Eléctrica:	Empresa de Distribución Eléctrica: Electronorte			
	Sector Tipico:	Area de Demanda:	Fecha:	
Cutervo	4	2	12/2018	Pág: 2/3
Chongoyape	4	2		
Querocoto	4	2		



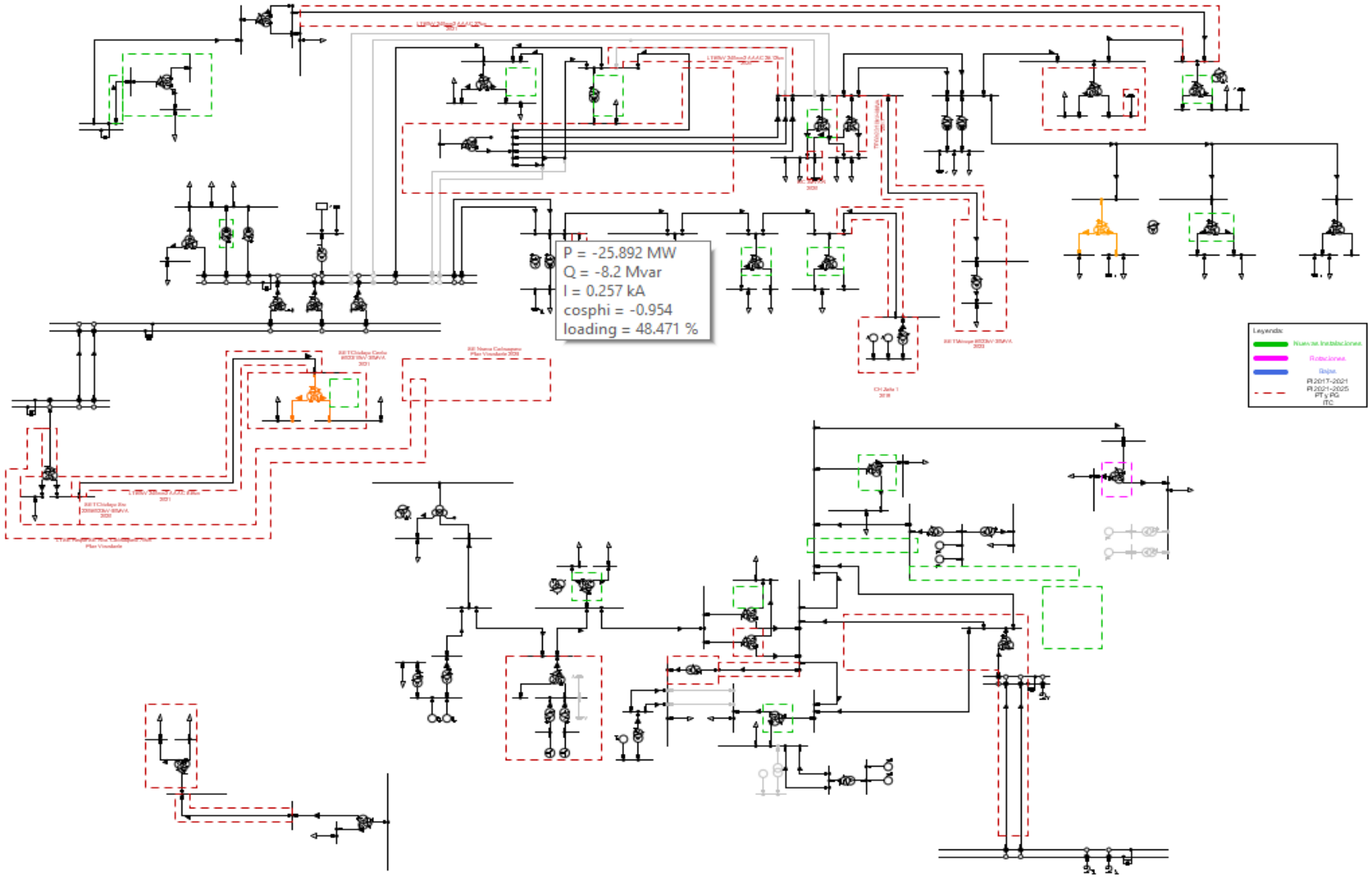
Sistema de Distribución Eléctrica:	Empresa de Distribución Eléctrica: Electronorte			
	Sector Tipico:	Area de Demanda:	Fecha:	
Bambamarca	2	2	12/2018	Pág: 3/3
Chota	2	2		
Chota Rural	5	2		
Bambamarca Rural	6	2		

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

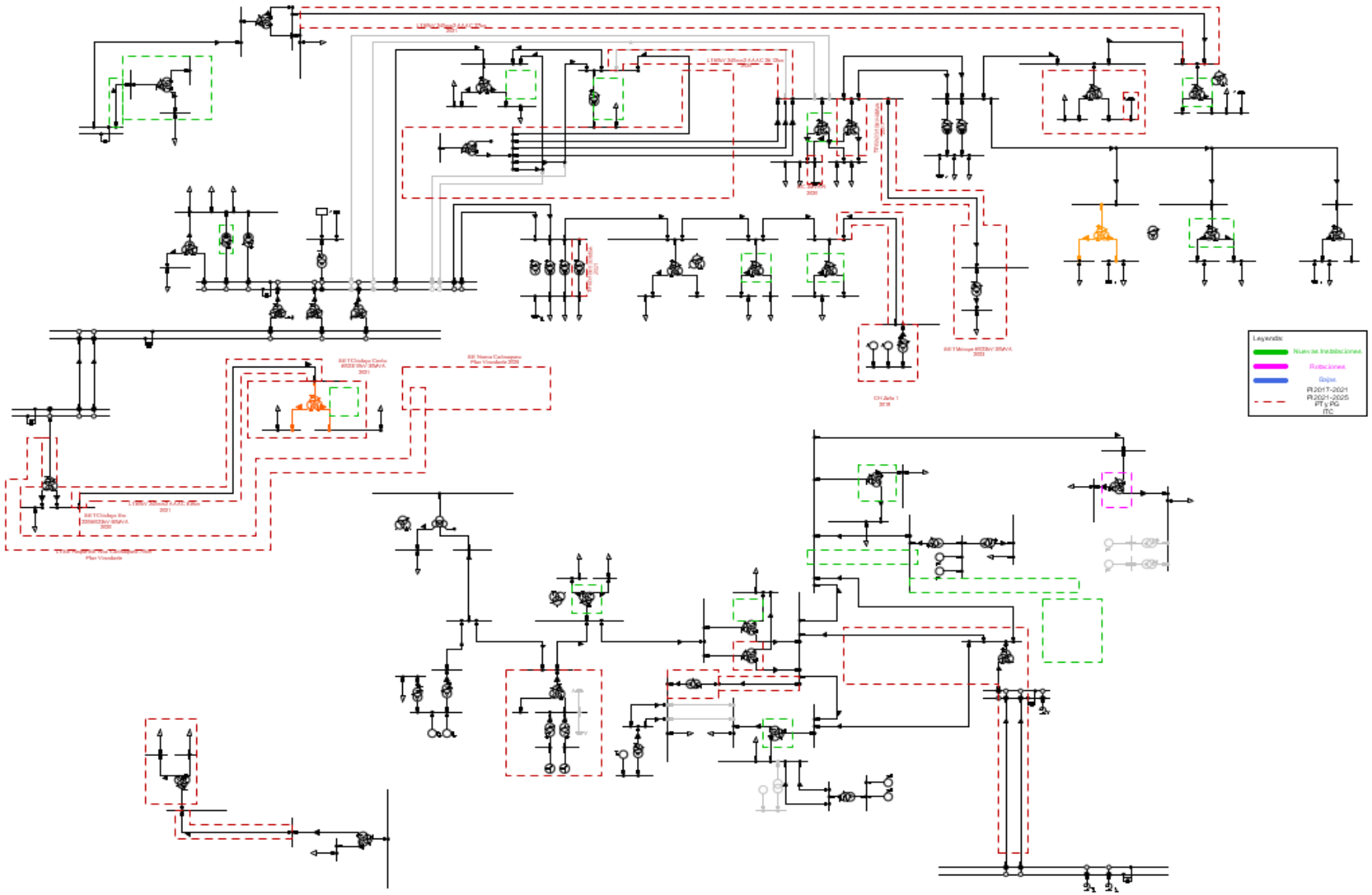
Año 2025



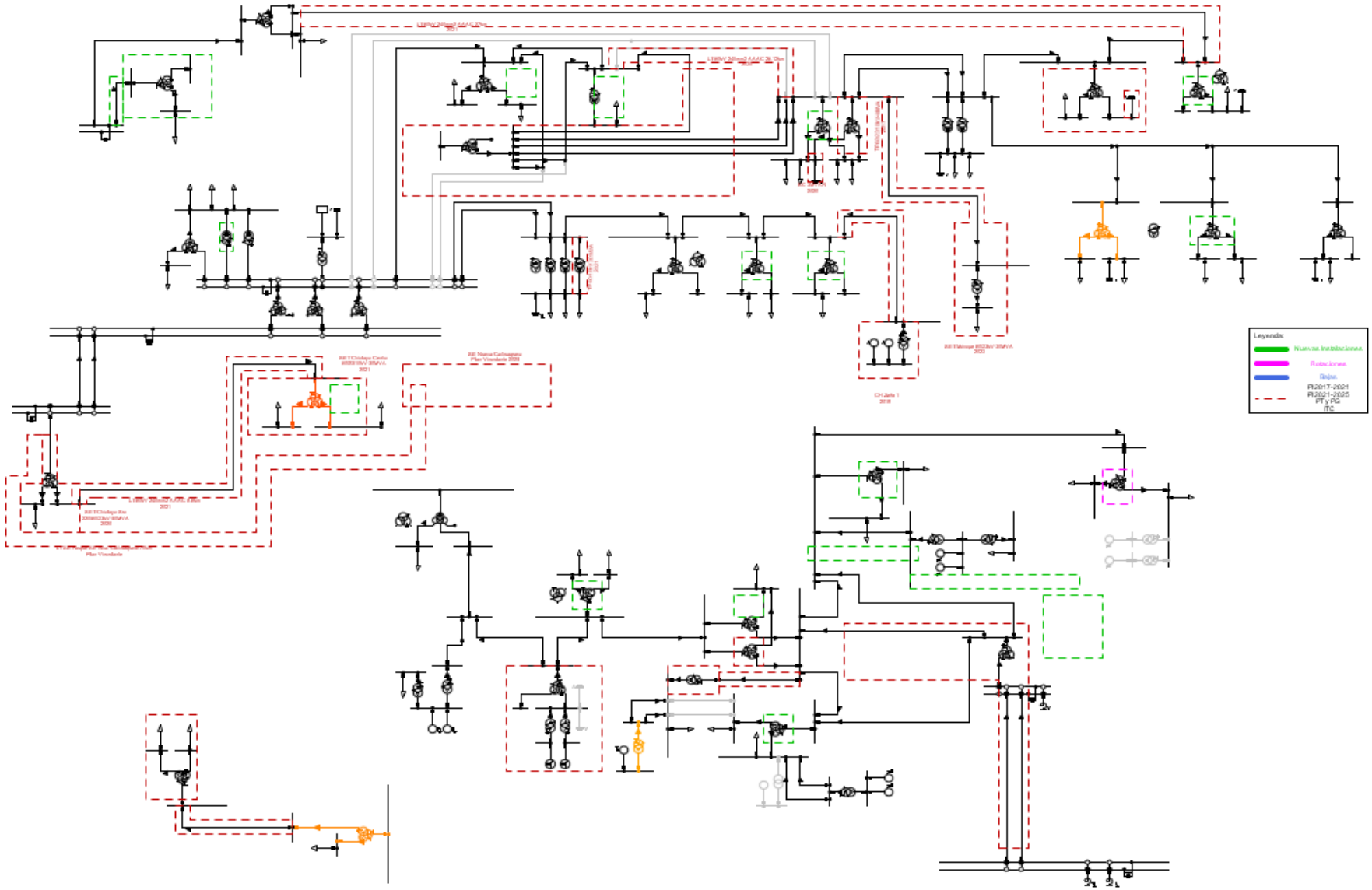
Año 2026



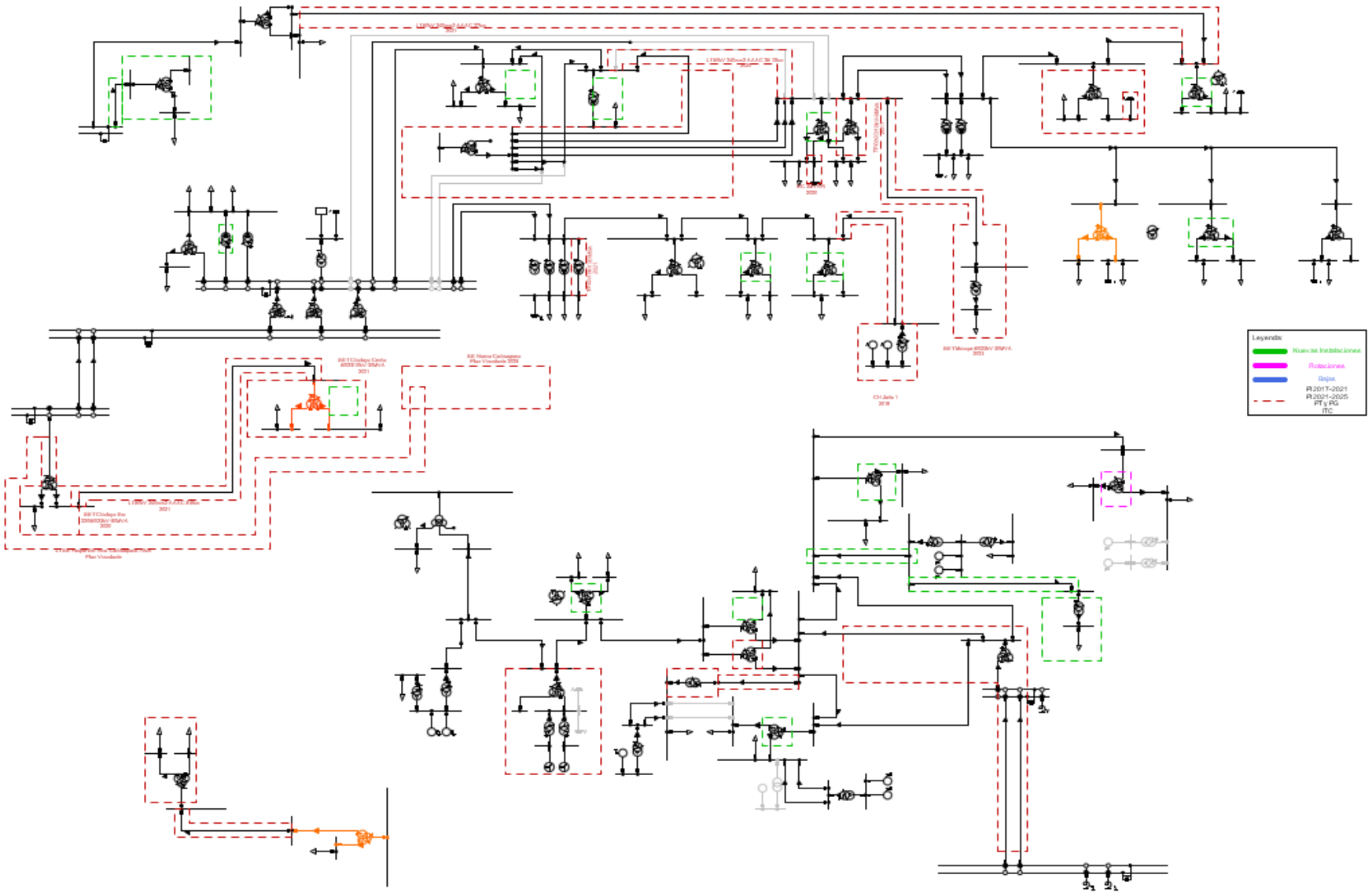
Año 2027


Leyenda:
Nuevas Instalaciones
Ratificaciones
Bajas
PI 2017-2021
PI 2021-2025
PT y PC
ITC

Año 2028



Año 2029


Leyenda:
Nuevas Instalaciones
Ampliaciones
Bajas
PI 2017-2021
PI 2021-2025
PT y PG
ITC

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 2

Proyecto N°	Año previsto(*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión US$
1	2025	CVC ENERGÍA	LT Felam – Sureños y Nueva SET Sureños 220/60/23 kV	SET Sureños	7 531 935
2	2026	ENSA	Transformador 138/23/10 kV 30MVA	SET Cutervo	1 134 908
3	2027	ENSA	Transformador 60/23/10 kV 30MVA	SET Pampa Pañalá	911 476
4	2029	ELOR	LT Bagua - ;Muyo, LT Muyo – Chiriaco y Nueva SET Chiriaco	SET Chiriaco	9 935 391
5	2025	ENSA	Celdas MT	SET Chiclayo Norte	278 195
6	2026	ELOR	Celdas MT	SET Jaén	321 776
7	2026	ELOR	Celdas MT y Celdas AT	SET Bagua	762 710
8	2026	ELOR	Celdas MT	SET Bagua Grande	321 776

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

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

Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 2

Programación de Bajas AD0X				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de Alimentador 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ENSA	2025	Celda de medición 10 kV	SET Chiclayo Norte
2	ELOR	2029	Celda de Línea 60 kV a SE Bagua Chica	SET Muyo
2	ELOR	2029	Celda de Transformador 60 kV	SET Muyo
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Jaén
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Alimentador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Transformador 10 kV	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Jaén	SET Bagua
2	ELOR	2026	Celda de Línea 60 kV a SE Muyo	SET Bagua
2	ELOR	2029	LT Bagua Chica - Muyo	Línea

Anexo F
Cuadros Comparativos

Cuadros Comparativos COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT) ÁREA DE DEMANDA 2

	ELOR		Osinergmin	
Año	GWh	(%)ΔGWh	GWh	(%)ΔGWh
2018	1 066	-	1 038	-
2019	1 100	3,20%	1 067	2,77%
2020	1 244	13,08%	1 106	3,68%
2021	1 464	17,66%	1 141	3,13%
2022	1 585	8,25%	1 176	3,15%
2023	1 707	7,70%	1 214	3,15%
2024	1 830	7,23%	1 252	3,14%
2025	1 955	6,82%	1 291	3,12%
2026	2 083	6,51%	1 319	2,16%
2027	2 211	6,19%	1 347	2,17%
2028	2 342	5,90%	1 377	2,18%
2029	2 474	5,64%	1 407	2,19%
2030	2 559	3,44%	1 438	2,20%

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 2 (USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinergmin Prepublicación (C)	C/A-1	C/B-1
2025	10 767 727	15 730 350	7 810 130	-27,47%	-50,35%
2026	4 420 344	20 290 829	2 541 170	-42,51%	-87,48%
2027	22 613 147	1 485 770	911 476	-95,97%	-38.65%
2028	33 677 408	24 221 965	0	-100%	-100%
2029	22 547 067	60 142 046	9 935 391	-55,93%	-83,48%
TOTAL	**94 136 809**	**121 963 107**	**18 066 273**	**-77,48%**	**-82,62%**

9. Referencias

[1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULAR como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).

[2] Observaciones al Estudio presentado por los Titulares – Osinergmin (setiembre 2023).

[3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).

[4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025–2029.

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