
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 3

Período 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 3 comprende instalaciones de las empresas Hidrandina S.A. (en adelante "HIDRANDINA"), Red de Energía del Perú (en adelante "REP"), Compañía Transmisora Andina S.A. (en adelante "CTA"), Conelsur LT S.A.C. (CONELSUR) Isa Perú S.A. (en adelante "ISA PERÚ"), Electronorte S.A. (en adelante "ENSA") y el Proyecto Especial Chavimochic (en adelante "CHAVIMOCHIC") (en adelante "TITULARES") y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que, HIDRANDINA e ISA PERÚ presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 3, correspondiente al periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; la publicación, por parte de Osinerghmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para la PREPUBLICACIÓN; y la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. De acuerdo con el cronograma, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por los TITULARES, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin a las Propuestas, y las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

¹ Área de Demanda 3: Abarca los departamentos de Ancash, La Libertad y parte del departamento de Cajamarca. Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

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

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinerghmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a la propuesta presentada por las empresas HIDRANDINA e ISA PERÚ:

- Se han incluido como nuevas cargas aquellas que únicamente cuenten con el documento de sustento.
- 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 3; 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 a fin de no considerar instalaciones adicionales en el nuevo Plan de Inversiones 2025 - 2029.

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

- En la SET Chepén, un (01) transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- En la SET Cajabamba, cambio de las celdas de transformador (una (01) 60 kV, una (01) de 22,9 y una (01) de 10 kV), cambio de las celdas de alimentador (dos (02) de 22,9 kV y dos (02) de 10 kV) y celdas de medición (una (01) de 22,9 y una (01) de 10 kV), así como la rotación del transformador de la SET Chepén.
- En la SET Cajamarca, un (01) transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, una (01) celdas de transformador de 60 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, una (01) celda de transformador de 10 kV, una (01) celdas de medición de 22,9 kV y una (01) celda de alimentador de 22,9 kV.
- Una nueva SET Tembladera, con un (01) transformador de 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA, dos celdas de línea 60 kV, celdas de transformador (una (01) de 60 kV, una (01) de 22,9 kV y una (01) de 10 kV), dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV y una (01) celdas de alimentador de 10 kV y celdas de medición de (una (01) de 22,9 y una (01) de 10 kV).
- LT 138 kV Santiago de Cao - Chocope, de 21 km.
- Una nueva SET Chocope, con un (01) transformador de 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA, una (01) celda línea transformador de 138 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, una (01) celda de transformador de 10 kV, tres (03) celdas de alimentador de 10 kV, tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV, una (01) celda de medición 22,9 kV y una (01) celda de medición de 10 kV.
- En la SET Santa, una (01) celda de alimentador de 22,9 kV.

- En la SET Trujillo Norte, una (01) celda de alimentador de 10 kV.
- En la SET El Porvenir, una (01) celda de alimentador de 10 kV.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 3, para el período 2025-2029, se muestra a continuación:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3
Periodo 2025-2029**

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 3	12 696 882	21	105	44
HIDRANDINA	12 696 882	21	105	44
MAT	4 961 055			
Celdas	816 620			2
Línea	2 402 136	21		1
Transformador	1 742 299		30	1
AT	4 817 314			
Celda	1 808 357			5
Línea	-			-
Transformador	3 008 957		75	3
MT	2 918 513			
Celda	2 918 513			32

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.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	5
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	18
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	24
5. PROPUESTA FINAL.....	27
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	27
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	28
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	34
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	34
6.1.1 Información Base.....	35
6.1.1.1 Ventas de energía	35
6.1.1.2 Variables explicativas.....	35
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	35
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	36
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	36
6.1.5 Proyección Global	37
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	37
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	41
6.2.1 Consideraciones.....	42
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	42
6.2.3 Análisis de Alternativas	46
6.2.3.1 SE Caraz, Carhuaz, Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapampa, Pomabamba y Aija, Cotaparaco II Etapa	46
6.2.3.2 SE Guadalupe, Guadalupe Rural.....	46
6.2.3.3 SE Cajabamba, Cajamarca, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Catilluc, Celendín, Guadalupe, Guadalupe Rural, Huamachuco, Namora	47
6.2.3.4 SE Casma, Casma Rural, Chimbote, Chimbote Rural, Nepeña, Santa, Santa Rural.....	48
6.2.3.5 SE Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao	49
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	53
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	53
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	54
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	56
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
8. ANEXOS.....	58
9. REFERENCIAS	95

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 Osinerghmin.

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

Hidrandina S.A. (en adelante "HIDRANDINA"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), Compañía Transmisora Andina S.A. (en adelante "CTA"), Conelsur LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR"), Isa Perú S.A. (en adelante "ISA PERÚ"), Electronorte S.A. (en adelante "ENSA") y el Proyecto Especial Chavimochic (en adelante "CHAVIMOCHIC") son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES") que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 3 y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda.

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

En esa línea, para la elaboración del presente informe se ha considerado los Estudios Técnico - Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029; las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las

observaciones formuladas por Osinerghmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

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° 28832³.

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

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

En el Artículo 139° del Reglamento de la LCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM, N° 014-2012-EM, N° 018-2016-EM y N

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

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

(...)

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

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

(...)

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

(...)

028-2016-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación 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° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinermin, 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 Osinermin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinermin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinermin 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 Osinermin, 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.

(...)

- 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”).

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se 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 Osinerghmin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

Publicación del Proyecto de Resolución

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

Segunda Audiencia Pública

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

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

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

Opiniones y Sugerencias

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

Por otra parte, mediante escrito del 12 de mayo de 2024, HIDRANDINA ha presentado argumentos adicionales a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN. Al respecto, considerando que dichos argumentos han sido calificados por HIDRANDINA como complementarios a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, estos han sido considerados, donde corresponda, para efectos del análisis de Osinerghmin.

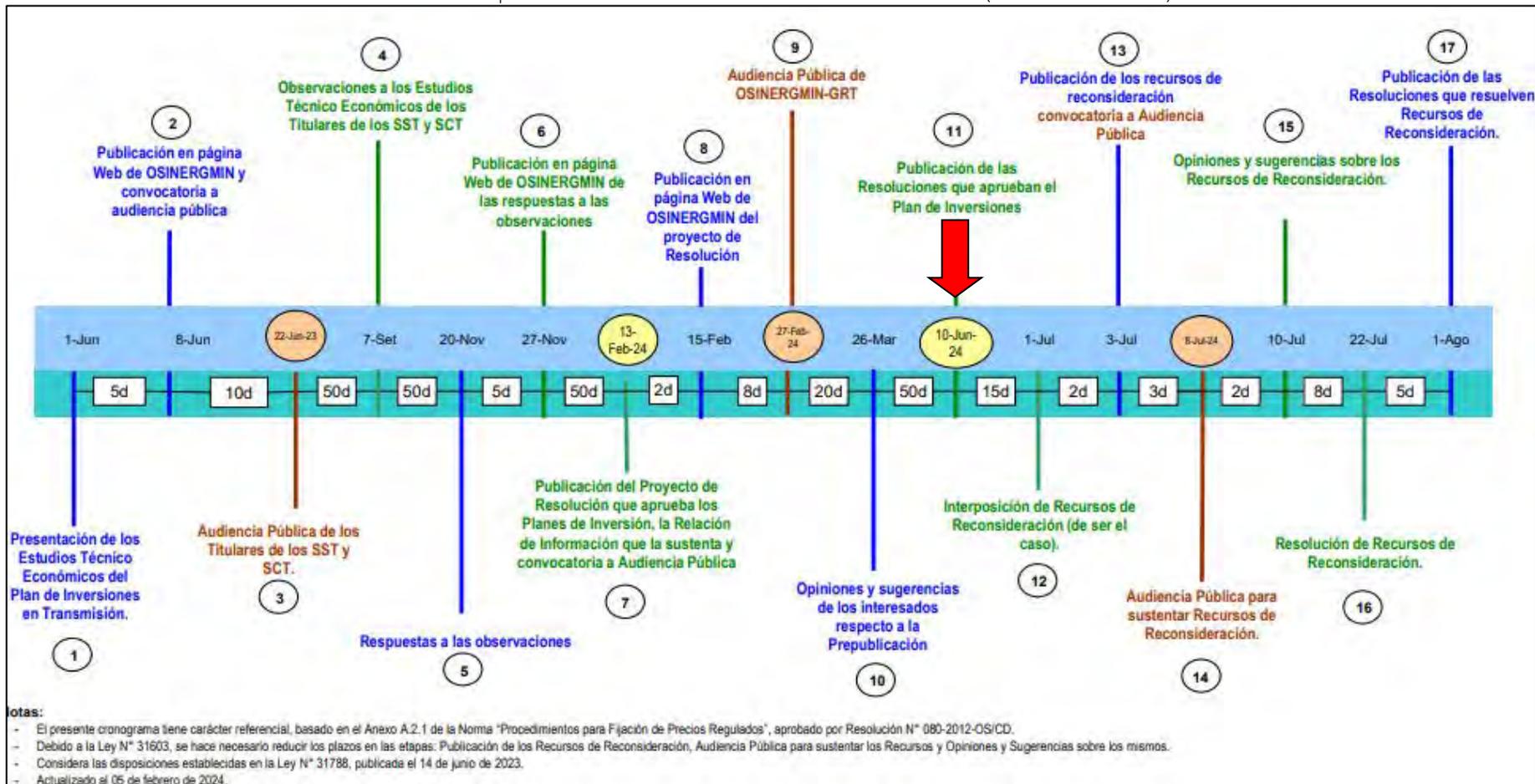
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinerghmin a más tardar el 10 de junio del 2024, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

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

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

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 3 está circunscrita a los departamentos de Ancash, La Libertad y parte del departamento de Cajamarca, los cuales se ubican en la región norte medio del Perú.

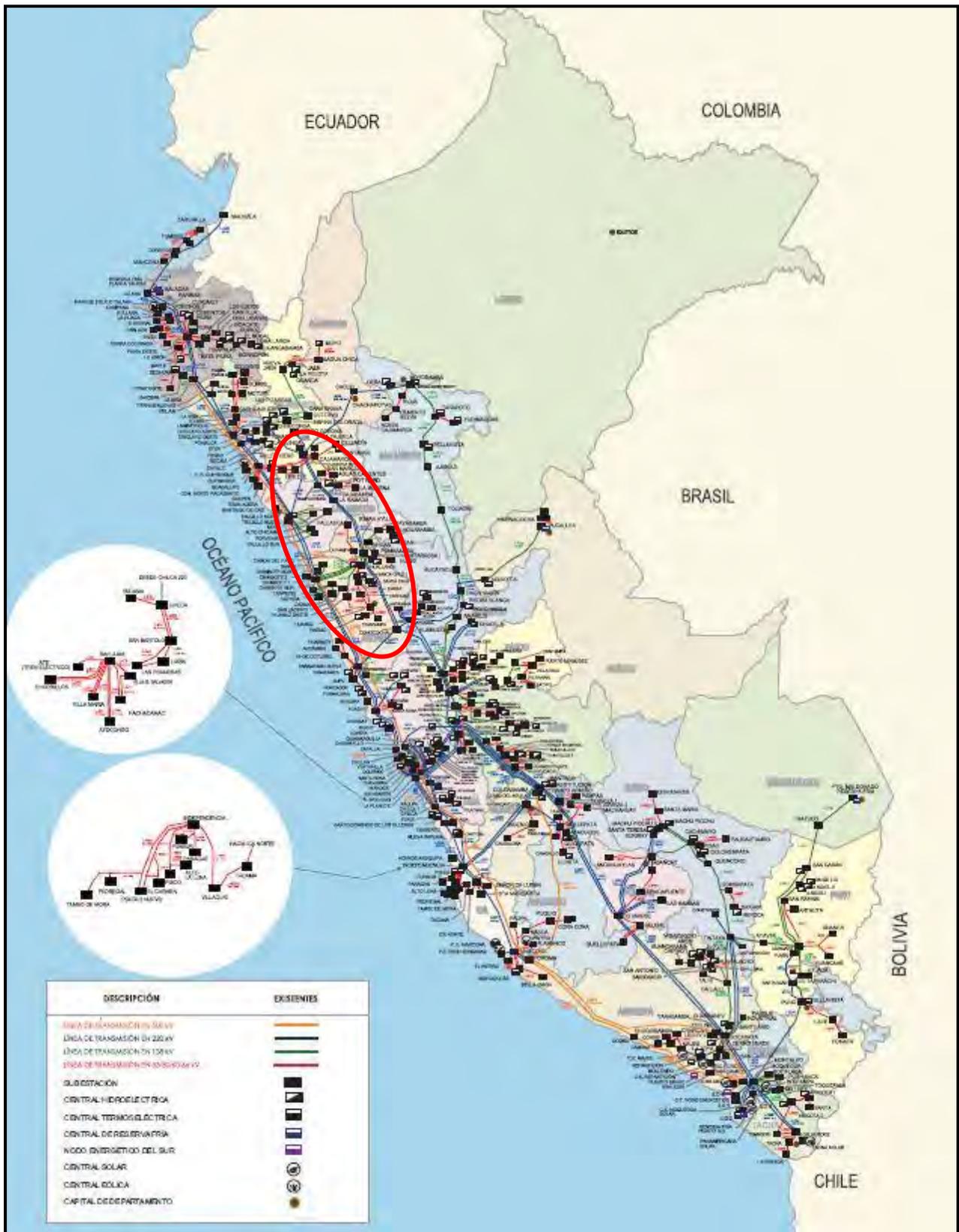
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas: HIDRANDINA, REP, CTA, CONELSUR, ISA PERÚ y CHAVIMOCHIC.

Actualmente el Área de Demanda 3 está conformada por los sistemas eléctricos:

- Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao.
- Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Namora, Celendín y SER Cajamarca, Porcon - La Pajuela.
- Chimbote, Chimbote Rural y Casma Rural.
- Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapampa, Pomabamba y Aija - Cotaparaco III Etapa.
- Guadalupe y Guadalupe Rural.
- Bambamarca y Bambamarca Rural.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 3.

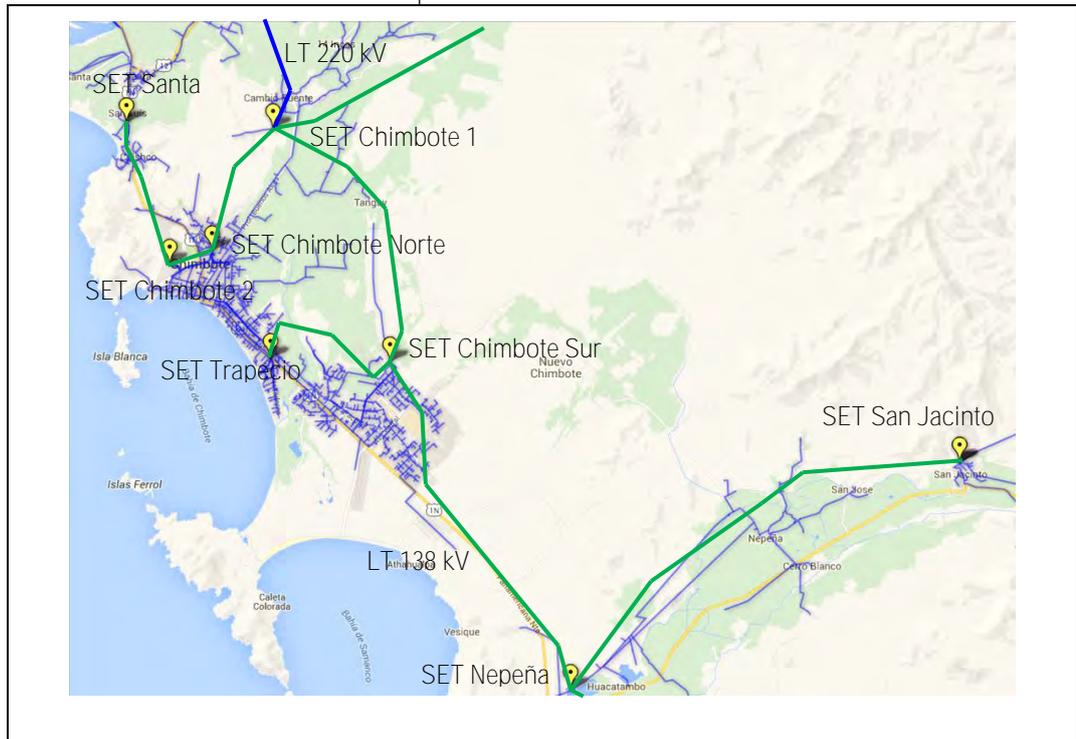
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 3



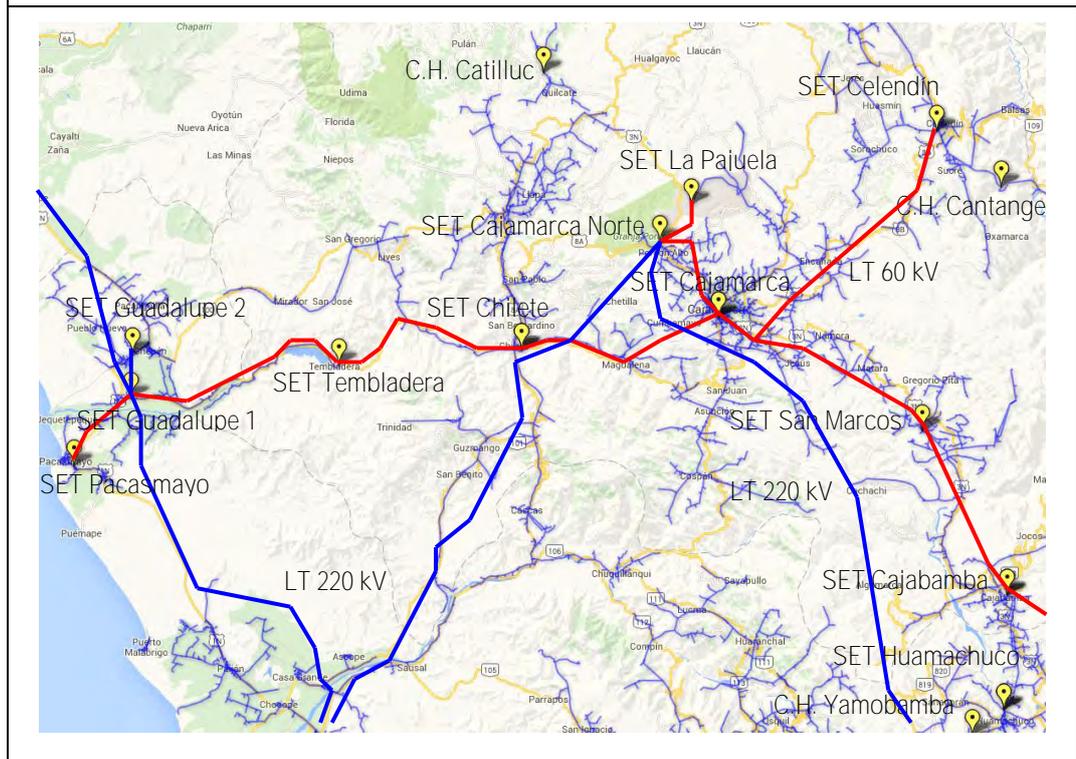
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2019

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 3.

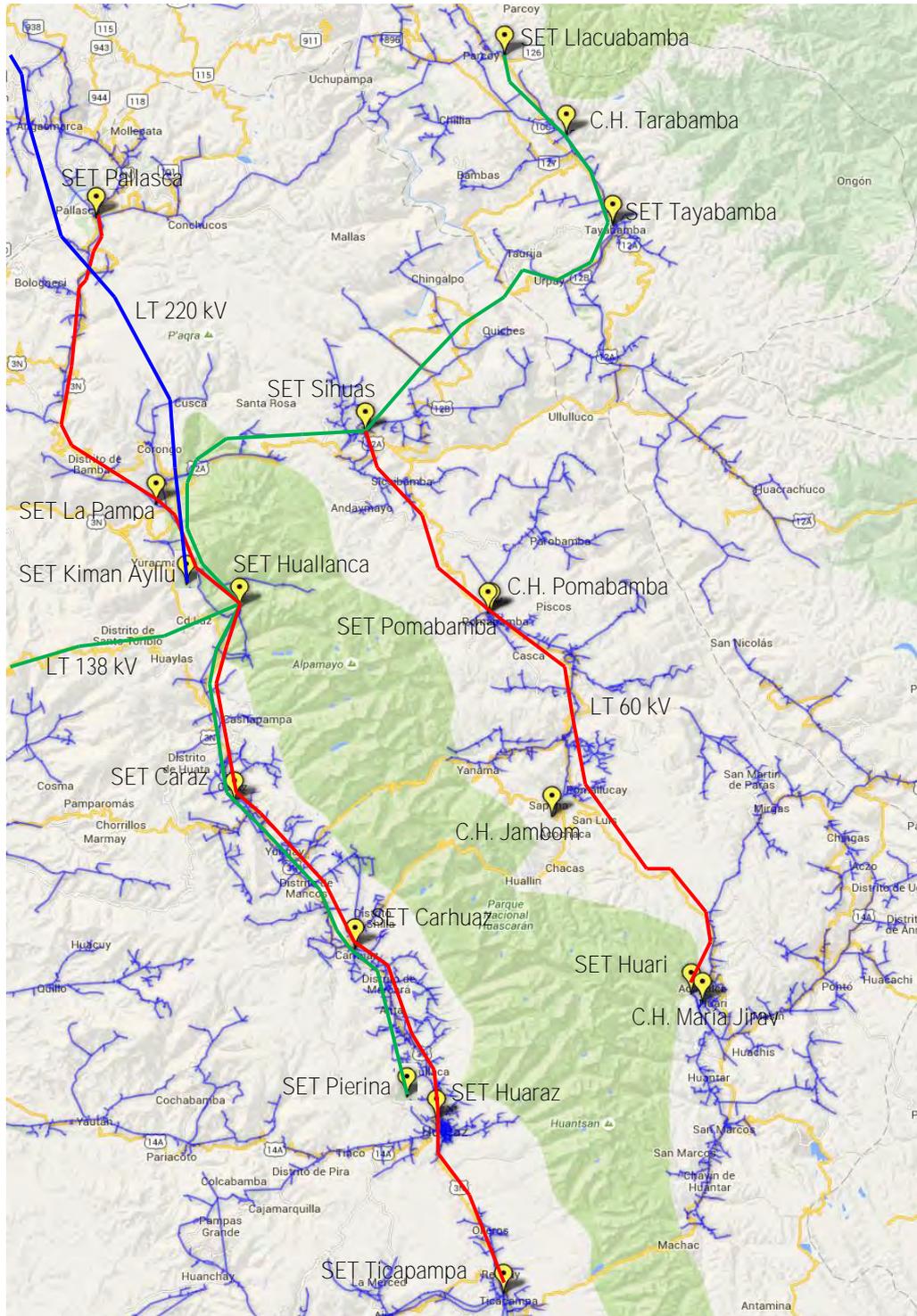
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 3



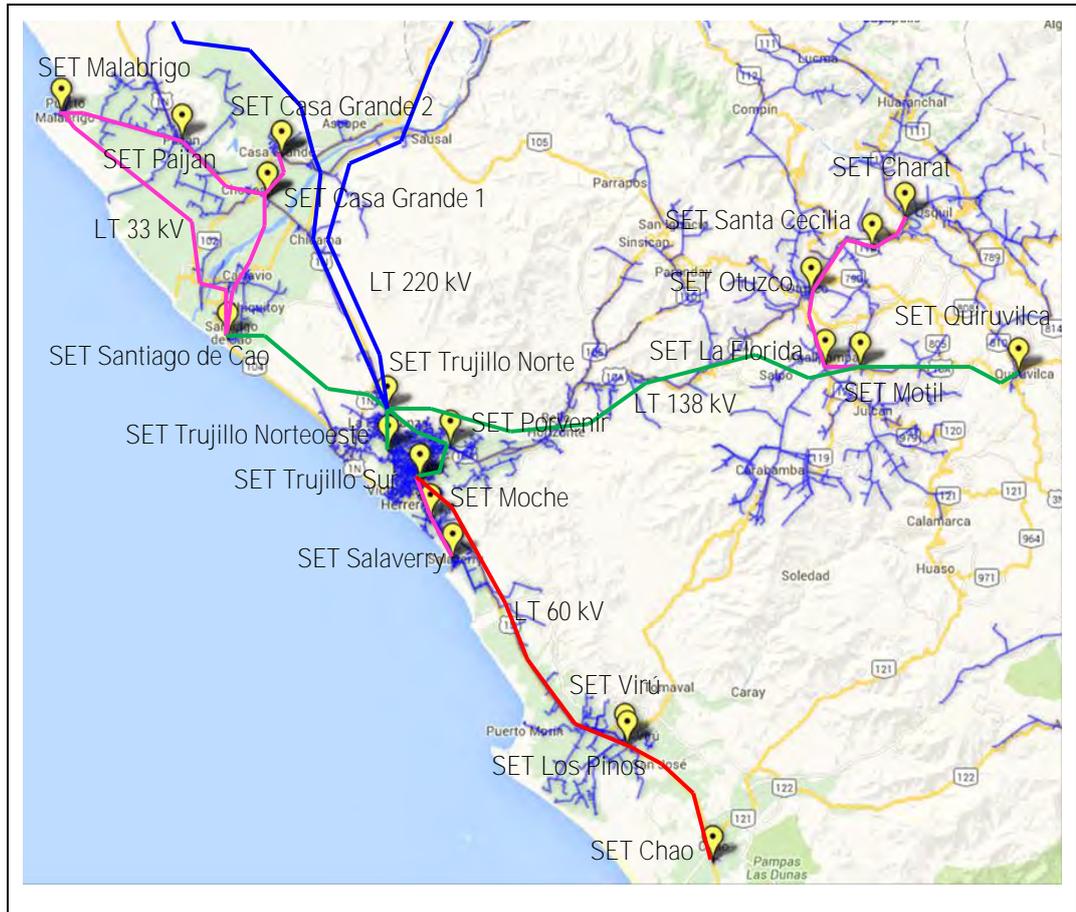
Sistemas: Casma, Casma Rural, Chimbote, Chimbote Rural, Nepeña, Santa, Santa Rural



Sistemas: Cajabamba, Cajamarca, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Catilluc, Celendín, Guadalupe, Guadalupe Rural, Huamachuco, Namora



Sistemas: Caraz-Carhuaz-Huaraz, Huallanca, Huari, Pallasca, Pomabamba, Sihuas, Tayabamba, Ticapampa.



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante la Carta N° HDNA-GR/CF-0202-2023 y CS 00011-22031141, recibidas el 01 de junio de 2023 y 01 de junio de 2023, respectivamente, las empresas HIDRANDINA e ISA PERÚ, 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 3.

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

En la PROPUESTA INICIAL, HIDRANDINA menciona que en la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados se consideró 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 2022-2054. Ello requirió que los resultados presentados aprueben una serie de pruebas estadísticas con el fin que el modelo sea validado.

ISA PERÚ, por su parte, agrega que sobre la base la información de registros de medición en los transformadores, correspondientes al año 2022, para el mercado regulado, se determina la energía anual abastecida por las subestaciones y su respectiva máxima demanda.

En relación a la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, HIDRANDINA indica que ha considerado la Información de los usuarios libres en el periodo 2022. A ello, ISA PERÚ añade que se procedió a determinar las demandas para los instantes de máxima demanda de las subestaciones, máxima demanda de los sistemas eléctricos y la coincidente con el SEIN; asimismo, el consumo anual de cada usuario. En cuanto a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), ISA PERÚ, ha incluido a la proyección los nuevos requerimientos de incrementos de carga y solicitudes de factibilidad de nuevas cargas, considerando además los cronogramas de toma de carga respectivos, considerando, además, la demanda de proyectos de habilitaciones urbanas.

Finalmente, para obtener la demanda de toda el Área de Demanda 3, HIDRANDINA sumó la proyección de la demanda de Usuarios Libres a la de Usuarios Regulados, agrupados por años, por tipo de carga y por nivel de tensión.

En el Cuadro N° 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la máxima demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de HIDRANDINA.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 3 – HIDRANDINA
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Chimbote, Chimbote Rural y Casma Rural	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Namora, Celendin y SER Cajamarca, Porcón - La Pajuela	Guadalupe y Guadalupe Rural	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapampa, Pomabamba y Aija - Cotaparaco III Etapa	Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao
2022	125,46	101,11	43,98	170,61	230,55
2023	133,08	106,73	46,33	175,29	248,77
2024	135,89	108,80	47,20	177,02	255,50
2025	138,30	110,59	47,95	178,50	261,29
2026	148,45	118,08	51,09	184,73	285,57
2027	150,68	119,72	51,78	186,10	290,91
2028	152,91	121,37	52,47	187,48	296,26
2029	155,14	123,02	53,16	188,85	301,60
2030	157,38	124,67	53,86	190,22	306,95
2031	159,61	126,32	54,55	191,59	312,29
2032	161,84	127,97	55,24	192,96	317,64
2033	164,07	129,62	55,93	194,33	322,98
2034	166,31	131,26	56,62	195,71	328,33
TC	2,4%	2,2%	2,1%	1,2%	3,0%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA INICIAL de HIDRANDINA.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del cuadro N° 3.1, se desprende que HIDRANDINA propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao” de 30,8% en el año 2029 (301,60 MW) respecto del año 2022 (230,55 MW).

Cabe señalar que, ISA PERÚ, como parte de su PROPUESTA INICIAL, presentó como formatos F-100 el archivo publicado de la Modificatoria del PI 2021-2025 del Área de Demanda 3.

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

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

PROPUESTA INICIAL de HIDRANDINA**SET Cajamarca**

1 transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA

1 celda de Transformador de 60 kV

1 celda de Transformador de 22,9 kV

1 celda de Transformador de 10 kV

2 celdas de Alimentador de 10 kV

2 celdas de Alimentador de 22,9 kV

1 celda de Medición de 22,9 y 10 kV.

Nueva SET Tembladera

2 celdas de Línea 60 kV.

1 transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.

1 celda de Transformador de 60 kV.

1 celda de Transformador de 22,9 kV.

1 celda de Transformador de 10 kV.

3 celdas de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de alimentador de 13,2 kV.

1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Cajabamba

1 transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.

1 celda de transformador de 60 kV.

1 celda de transformador de 22,9 kV.

1 celda de transformador de 10 kV.

1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Santiago de Cao

1 celda de línea 138 kV.

LT 138 kV Santiago de Cao – Casa Grande 01

SET Casagrande 01

1 transformador 138/34.5/22,9 kV de 30/30/30 MVA.

- 1 celda de transformador 138 kV.
- 1 celda de transformador 34,5 kV.
- 1 celda de transformador 22,9 kV.
- 3 celdas de alimentador de 34,5 kV.
- 1 celda de alimentador de 22,9 kV.
- 1 celda de medición de 22,9 kV.

SET Casagrande 02

- 1 transformador 34,5/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.
- 1 celda de transformador 34,5 kV.
- 1 celda de transformador 22.9 kV
- 1 celda de alimentador de 22,9 kV.
- 1 celda de medición 22,9 kV.

SET Guadalupe nueva

- 2 celdas de línea 60 kV.
- 1 transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.
- 1 celda de transformador de 60 kV.
- 1 celda de transformador de 22,9 kV.
- 1 celda de transformador de 10 kV.
- 2 celdas de alimentador de 10 kV
- 1 celda de alimentador de 22,9 kV.
- 1 celda de medición de 10 y 22,9 kV.

SET Nueva San Martín

- 2 celdas de línea 60 kV.
- 1 transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA
- 1 celda de transformador de 60 kV.
- 1 celda de transformador de 22,9 kV.
- 1 celda de transformador de 10 kV.
- 2 celdas de alimentador de 10 kV

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 y 22,9 kV.

SET Nueva Huanchaco

1 transformador 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA

1 celda de transformador de 138 kV.

2 celdas de alimentador de 10 kV

2 celdas de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 y 22,9 kV.

LT 138 kV Trujillo Noroeste-Huanchaco

SET Florencia de Mora

2 celdas de línea 138 kV.

1 transformador 138/22,9/10 kV de 60/60/60 MVA

1 celda de transformador de 138 kV.

1 celda de transformador de 22,9 kV.

1 celda de transformador de 10 kV.

6 celdas de alimentador de 10 kV

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 y 22,9 kV.

SET Trujillo Sur

1 transformador de 138/22,9/10 kV de 60/60/60 MVA.

1 celda de transformador de 22,9 kV

2 celdas de alimentador de 22,9 kV

1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Charat

1 transformador 33/22,9/13,8 kV de 9/9/9 MVA

1 celda de transformador de 33 kV

1 celda de transformador de 22,9 kV

1 celda de transformador de 13.8 kV

1 celda de alimentador 22,9 kV.

1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Tayabamba

1 transformador de 138/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.

1 celda de transformador de 138 kV

1 celda de transformador de 22,9 kV

4 celdas de alimentador de 22,9 kV

1 celda de medición de 22,9 kV.

SET Nueva Cambio Puente

1 transformador 138/22,9/13.8 kV de 9/9/9 MVA.

1 celda de transformador 138 kV.

1 celda de transformador 22,9 kV.

1 celda de transformador 13.8 kV.

2 celdas de alimentador de 13.8 kV.

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Santa

1 transformador 138/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA

SET Huamachuco

1 transformador 138/60/22,9 kV de 15/15/15 MVA

1 celda de línea de 60 kV

1 celda de transformador 60 kV

1 celda de transformador 22,9 kV

4 celdas de alimentador de 22,9 kV

1 celda de medición de 22,9 kV.

LT 60 kV Pampa Huasi- Huamachuco

PROPUESTA INICIAL de ISA PERU

ISA PERÚ, como parte de su PROPUESTA INICIAL, no propone inversiones:

Cuadro N° 3-2

PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 3
PLAN DE INVERSIONES SCT (USD)

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Cantidad de Elementos
HIDRANDINA	45 233 064	
MAT	24 020 661	18
Celda	3 284 212	8
Línea	7 421 035	32 km
Transformador	13 315 414	8
AT	12 567 580	27
Celda	5 098 989	19
Línea	1 243 488	8 km
Transformador	6 225 103	7
MT	8 644 822	88
Celda	8 644 822	88
Total Área de Demanda 3	45 233 064	

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través de los Oficios N° 1529-2023-GRT y N° 1540-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a HIDRANDINA e ISA PERÚ respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentado por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

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

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

Se indicó también que la absolución de las observaciones debía 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.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de HIDRANDINA, 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 requeridos en el PI 2025-2029. Asimismo, en el ESTUDIO no se presenta la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja. En ese sentido, requerimos se complete la información faltante o indicar el destino de los Elementos debidamente sustentados.
- HIDRANDINA 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.
- HIDRANDINA ha señalado que los sistemas eléctricos de transmisión considerados en el Área de Demanda son de acuerdo a lo aprobado en la Resolución 083-2015-OS/CD y su informe N° 232-2015-GART. Sin embargo, es preciso indicar que dicha resolución ya no se encuentra vigente. Por lo cual, HIDRANDINA debe considerar en su lugar, la Resolución 081-2021-OS/CD y su correspondiente Informe Técnico N° 260-2021-GRT, con las cuales se aprobaron las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.
- En línea con la observación anterior, en los formatos F-100, HIDRANDINA no ha presentado información sobre el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca. Al respecto, HIDRANDINA debe incluir dicho sistema eléctrico dado que corresponde al AD3.
- HIDRANDINA no ha presentado la totalidad de los registros de energía cada 15 minutos. Asimismo, se debe considerar que estos registros deben ser procesados a fin de eliminar datos atípicos.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, HIDRANDINA debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.
- De acuerdo a lo requerido en el artículo 37° de la NORMA DE TARIFAS, HIDRANDINA, no presenta algunos formatos solicitados como, por ejemplo: F-206, F-207 y F-208. En ese sentido, HIDRANDINA debe presentar la información requerida, ya que hay solicitudes en las cuales se necesita el sustento para la evaluación correspondiente.
- HIDRANDINA solicita renovación de Elementos por antigüedad en distintas subestaciones, sin presentar evidencia. Al respecto, HIDRANDINA debe

presentar resultados de ensayos o informes de operación y mantenimiento actuales donde se revele el estado actual de los Elementos. Por ejemplo, alta frecuencia de fallas, dificultad para encontrar repuestos debido al desfase tecnológico, etc.

- HIDRANDINA en su propuesta ha presentado Elementos y valores de montos solicitados que no corresponden a los que se encuentran en su formato F-300. Al respecto, HIDRANDINA debe corregir donde corresponda.
- HIDRANDINA no presenta los mapas de densidad de carga en los formatos requeridos en la NORMA TARIFAS, debiendo estos abarcar los años 1,2,3,4, 10,20 y 30 del horizonte de análisis.

En relación a ISA PERÚ, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL, son las siguientes:

- Los formatos F-100 presentado por ISA PERÚ como parte de su ESTUDIO corresponde a los formatos F-100 del PI 2021-2025. Al respecto, ISA PERÚ debe elaborar la proyección de demanda considerando como Año Representativo el año 2022, y el periodo de proyección desde el 2023 hasta el 2054, conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS.
- Los valores históricos hasta el año 2021 de las variables explicativas de la proyección de usuarios regulados deben desprenderse del proceso del PI 2021-2025 y su modificatoria. En cuanto a los valores del año 2022, ISA PERÚ debe obtenerlos de las bases de datos SICOM o fuentes oficiales como el INEI y el BCRP, si fuera el caso.
- ISA PERÚ debe seguir los criterios y metodologías para la proyección de demanda, presentar los formatos F-100 para el Área de Demanda 3 (“AD3”) debidamente actualizado, cumpliendo con lo establecido en la NORMA TARIFAS: TÍTULO II/ CAPÍTULO PRIMERO y TÍTULO IV / CAPÍTULO TERCERO. Asimismo, debe presentar de manera complementaria archivos fuentes y archivos de cálculos, que permitan sustentar y realizar la trazabilidad de la determinación de los valores consignados en los formatos de demanda según corresponda.
- ISA PERÚ 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.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con Carta N° HDNA-GR/CF-0806-2023 y Carta N° CS00037-23031141, las empresas HIDRANDINA e ISA PERÚ respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL, 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. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 084-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA presenta los mismos resultados de su proyección de demanda en relación con la PROPUESTA INICIAL.

Cabe señalar que, ISA PERÚ, como parte de su PROPUESTA FINAL, presentó los mismos formatos F-100 que HIDRANDINA para el Área de Demanda 3.

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 HIDRANDINA.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 3
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (en MW)

Año	Chimbote, Chimbote Rural y Casma Rural	Cajamarca, Cajabamba, Huamachuco, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Namora, Celendin y SER Cajamarca, Porcon - La Pajuela	Guadalupe y Guadalupe Rural	Caraz - Carhuaz - Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapampa, Pomabamba y Aija - Cotaparaco III Etapa	Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao
2022	125,46	101,11	43,98	170,61	230,55
2023	133,08	106,73	46,33	175,29	248,77
2024	135,89	108,80	47,20	177,02	255,50
2025	138,30	110,59	47,95	178,50	261,29
2026	148,45	118,08	51,09	184,73	285,57
2027	150,68	119,72	51,78	186,10	290,91
2028	152,91	121,37	52,47	187,48	296,26
2029	155,14	123,02	53,16	188,85	301,60
2030	157,38	124,67	53,86	190,22	306,95
2031	159,61	126,32	54,55	191,59	312,29
2032	161,84	127,97	55,24	192,96	317,64
2033	164,07	129,62	55,93	194,33	322,98
2034	166,31	131,26	56,62	195,71	328,33
TC	2,4%	2,2%	2,1%	1,2%	3,0%

Notas:

- (1) Formato F-121 de PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al periodo 2022-2034.
- (3) HIDRANDINA e ISA PERÚ presentaron los mismos formatos F-100 como PROPUESTA FINAL.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

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

PROPUESTA FINAL de HIDRANDINA

SET Cajamarca

1 transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA

1 celda de Transformador de 60kV

1 celda de Transformador de 22,9kV

1 celda de Transformador de 10kV

- 2 celdas de Alimentador de 10 kV
- 2 celdas de Alimentador de 22,9 kV
- 1 celda de Medición de 22,9 y 10 kV.

Nueva SET Tembladera

- 2 celdas de Línea 60 kV.
- 1 transformador 60/22,9/13,2 kV de 15/15/15 MVA.
- 1 celda de Transformador de 60 kV.
- 1 celda de Transformador de 22,9 kV.
- 1 celda de Transformador de 13,2 kV.
- 3 celdas de alimentador de 22,9 kV.
- 1 celda de alimentador de 13,2 kV.
- 1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Cajabamba

- 1 transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- 1 celda de transformador de 60 kV.
- 1 celda de transformador de 22,9 kV.
- 1 celda de transformador de 10 kV.
- 2 celdas de alimentador 10 kV
- 2 celdas de alimentador 22,9 kV
- 1 celda de medición de 22,9 y 10 kV.

SET Santiago de Cao

- 1 celda de línea 138 kV.
- LT 138 kV Santiago de Cao – Casa Grande 01

SET Casagrande 01

- 1 transformador 138/34,5/22,9 kV de 30/30/30 MVA.
- 1 celda de transformador 138 kV.
- 1 celda de transformador 34,5 kV.
- 1 celda de transformador 22,9 kV.

3 celdas de alimentador de 34,5 kV.

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 22,9 kV.

SET Casagrande 02

1 transformador 34,5/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.

1 celda de transformador 34,5 kV.

1 celda de transformador 33 kV.

1 celda de transformador 22,9 kV.

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición 22,9 kV.

SET Guadalupe nueva

2 celdas de línea 60 kV.

1 transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.

1 celda de transformador de 60 kV.

1 celda de transformador de 22,9 kV.

1 celda de transformador de 10 kV.

2 celdas de alimentador de 10 kV

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 kV.

SET Nueva San Martín

2 celdas de línea 60 kV.

1 transformador 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA

1 celda de transformador de 60 kV.

1 celda de transformador de 22,9 kV.

1 celda de transformador de 10 kV.

2 celdas de alimentador de 10 kV

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 kV.

SET Nueva Huanchaco

1 celda transformador 138 kV.

1 transformador 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA

1 celda de transformador de 22,9 kV.

1 celda de transformador de 10 kV.

2 celdas de alimentador de 10 kV

2 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 y 22,9 kV.

LT 138 kV Trujillo Noroeste-Huanchaco

SET Florencia de Mora

2 celdas de línea 138 kV.

1 transformador 138/22,9/10 kV de 60/60/60 MVA

1 celda de transformador de 138 kV.

1 celda de transformador de 22,9 kV.

1 celda de transformador de 10 kV.

6 celdas de alimentador de 10 kV

1 celdas de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 kV.

1 celda de medición de 22,9 kV.

SET Trujillo Sur

1 transformador de 138/22,9/10 kV de 60/60/60 MVA.

1 celda de transformador de 22,9 kV

2 celdas de alimentador de 22,9 kV

1 celda de medición de 22,9 kV.

1 celda de medición de 10 kV.

SET Charat

1 transformador 33/22,9/13,8 kV de 9/9/9 MVA

1 celda de transformador de 33 kV

1 celda de transformador de 22,9 kV

1 celda de transformador de 13,8 kV

1 celda de alimentador 22,9 kV.

2 celdas de alimentador 13,8 kV

1 celda de medición de 22,9 kV.

1 celda de medición de 13,8 kV.

SET Tayabamba

1 transformador de 138/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA.

1 celda de transformador de 138 kV

1 celda de transformador de 22,9 kV

4 celdas de alimentador de 22,9 kV

1 celda de medición de 22,9 kV.

SET Nueva Cambio Puente

1 transformador 138/22,9/13,8 kV de 9/9/9 MVA.

1 celda de transformador 138 kV.

1 celda de transformador 22,9 kV.

1 celda de transformador 13,8 kV.

2 celdas de alimentador de 13,8 kV.

1 celda de alimentador de 22,9 kV.

1 celda de medición de 22,9 kV.

1 celda de medición de 13,8 kV.

SET Santa

1 transformador 138/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA

SET Huamachuco

1 transformador 138/60/22,9 kV de 15/15/15 MVA

1 celda de línea de 60 kV

1 celda de transformador 60 kV
 1 celda de transformador 22,9 kV
 4 celdas de alimentador de 22,9 kV
 1 celda de medición de 22,9 kV.
 LT 60 kV Pampa Huasi- Huamachuco

SET Nepeña

LT Nepeña – Chimbote Sur
 LT Nepeña Casma
 LT Nepeña – San Jacinto

SET Trujillo Sur (Barra C)

1 celda de transformador de 10 kV
 4 celdas de alimentador de 10 kV
 1 celda de medición de 10 kV.

SET Viru

1 celda de transformador de 22,9 kV
 1 celda de transformador de 10 kV

PROPUESTA FINAL de ISA PERU

ISA PERÚ, como parte de su PROPUESTA FINAL, no propone inversiones:

Cuadro N° 3-2
 PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 3
 PLAN DE INVERSIONES SCT (USD)

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Cantidad de Elementos
HIDRANDINA	60 444 931	146
MAT	34 121 401	19
Celda	3 701 240	12
Línea	16 651 398	100,39 km
Transformador	13 768 763	7
AT	15 484 639	25
Celda	5 646 115	18
Línea	3 108 719	20
Transformador	6 729 805	7
MT	10 835 980	102
Celda	10 838 892	102

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ISA PERÚ e HIDRANDINA tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 3 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 3, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, considerando que en el Estudio presentado por HIDRANDINA se ha observado ciertas falencias entre ellos:

- Las ventas de energía según el SICOM 2022 para el Área de Demanda 3 es 1 475 426 MWh mientras que lo consignado por HIDRANDINA en su formato F-103 es de 1 433 181 MWh.

- Los factores de expansión de pérdidas considerados para las empresas HIDRANDINA y ELECTRONORTE 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.

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

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 3, 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 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 tiene también publicado en su portal web.

6.1.1.2 Variables explicativas

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

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

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

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

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

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

Dicho ello, en el Área de Demanda 3, HIDRANDINA, en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 48 cargas nuevas, de las cuales 34 no fueron seleccionadas por Osinerghmin en la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Cabe señalar que, HIDRANDINA, además de las Opiniones y Sugerencias presentadas, mediante carta HDNA-GR/CF-0436-2024 del 12 de mayo de 2024, presentó información complementaria sobre 32 nuevas demandas para la evaluación correspondiente. De la revisión del sustento presentado, en esta etapa se adiciona 1 carga como Demanda Incorporada.

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 3 se ha considerado 15 cargas nuevas como Demanda Incorporada, consignadas por HIDRANDINA, pues cumplen con los criterios indicados en la NORMA TARIFAS.

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

Cuadro N° 6.1

Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas o Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TRUJILLO SUR	TRUJS10C	10	Danper Trujillo S.A.C.	-	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
TRUJILLO NOR OESTE	TRUNO010	10	Makro Supermayoristas S.A.	-	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
CHAO	NCHAO023	22,9	Ecopacking Cartones S.A.C.	-	0,30	0,61	0,91	1,21	1,21	1,21	1,21
TRUJILLO NORTE	TRUN010A	10	Complejo Agroindustrial de La Libertad S.A.C.	-	0,50	1,00	1,50	2,00	2,00	2,00	2,00
TRUJILLO NORTE	TRUN010A	10	Oficina de Infraestructura Penitenciaria – INPE	-	0,22	0,22	0,22	1,48	1,48	1,48	1,48
TRUJILLO SUR	TRUJS10A	10	Agrobex S.A.C.	-	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
TRUJILLO NOR OESTE	TRUNO023	22,9	Hospital Regional Docente de Trujillo	-	0,55	1,10	1,66	2,21	2,21	2,21	2,21
TRUJILLO SUR	TRUJS10B	10	GARCIA CABRERA, Julio	-	-	0,00	0,21	0,41	0,62	0,83	1,03

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
HUAMACHUCO	HUAMA023	22,9	Summa Gold Corporation S.A.C.	-	0,25	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
TRUJILLO NORTE	TRUN010A	10	Engie Energía Perú S.A.C.	-	0,16	0,33	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
TAYABAMBA	TAYAB023	22,9	Compañía Minera Caravelí S.A.C.	-	0,46	0,93	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
CHIMBOTE NORTE	CHIMN013	13,8	Agroberries Perú S.A.C.	-	0,15	0,30	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
HUAMACHUCO	HUAMA023	22,9	Instituto de Cosultoría S.A.	-	-	-	-	0,64	0,64	0,64	0,64
PAIJAN	PAIJA010	10	San Efisio S.A.C.	-	0,25	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
HUARI	HUARI023	22,9	Minera Contonga (Ampliación)	-	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

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

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

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 3 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	1 881,95	313,08	2 665,59	4 860,61
2023	1 881,95	314,44	2 760,89	4 957,27
2024	1 881,95	315,85	2 832,09	5 029,89
2025	1 881,95	317,57	2 923,23	5 122,74
2026	1 881,95	319,33	3 012,03	5 213,31
2027	1 881,95	321,14	3 089,09	5 292,18
2028	1 881,95	323,00	3 168,25	5 373,19
2029	1 881,95	324,91	3 249,54	5 456,40
2030	1 881,95	325,91	3 291,50	5 499,35
2031	1 881,95	326,93	3 334,32	5 543,19
2032	1 881,95	327,97	3 378,02	5 587,94
2033	1 881,95	329,03	3 422,64	5 633,61
2034	1 881,95	330,12	3 468,17	5 680,24

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 1,31%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 2,22%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

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

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

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

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

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 3.

Cuadro N° 6.3

Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico Proyección de la Demanda del Área de Demanda 3 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CASMA	10	3,8	4,0	4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6
CASMA	22,9	3,8	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1
CHIMBOTE 1	13,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
CHIMBOTE 2	13,8	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
CHIMBOTE 2	13,8	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
CHIMBOTE NORTE	13,8	17,3	18,1	18,8	19,8	20,5	21,4	22,2	23,0	23,5	23,9	24,4	24,9	25,3
CHIMBOTE SUR	13,8	16,3	16,6	16,9	17,3	17,7	18,1	18,5	19,0	19,2	19,4	19,6	19,9	20,1
CHIMBOTE SUR	22,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
NEPEÑA	13,8	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,3	5,4
SAN JACINTO	13,8	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,2	5,3	5,3	5,4	5,5	5,6
SANTA	13,8	9,9	10,0	10,0	10,1	10,1	10,2	10,3	10,3	10,4	10,4	10,4	10,5	10,5
SANTA	22,9	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,6
TRAPECIO	13,8	18,9	19,1	19,3	19,6	19,9	20,1	20,4	20,7	20,9	21,1	21,2	21,4	21,6
TRAPECIO	13,2	9,9	10,2	10,6	11,1	11,5	12,0	12,5	13,0	13,3	13,5	13,8	14,1	14,4
CAJABAMBA	10	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1
CAJABAMBA	22,9	9,9	10,2	10,6	11,1	11,6	12,0	12,5	13,1	13,3	13,6	13,9	14,2	14,5
CAJABAMBA	60	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
CAJAMARCA	10	19,7	20,3	21,0	21,8	22,7	23,5	24,4	25,3	25,8	26,3	26,8	27,3	27,8
CAJAMARCA NORTE	10	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
CAJAMARCA NORTE	220	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9
CELENDIN	22,9	3,4	3,6	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0
CERRO CORONA	220	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
CHILETE	22,9	7,3	7,4	7,6	7,8	8,0	8,2	8,4	8,6	8,7	8,8	8,9	9,1	9,2
HUAMACHUCO	22,9	6,9	7,3	7,7	8,4	9,1	9,5	9,8	10,2	10,4	10,6	10,8	11,0	11,2
LA RAMADA	220	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
MOYOCOCHA	10	8,4	8,7	9,0	9,4	9,9	10,3	10,7	11,1	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3
SAN MARCOS	10	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SAN MARCOS	22,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
TEMBLADERA	13,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TEMBLADERA	2,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHEPEN	22,9	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9
CHEPEN	10	11,3	11,6	12,0	12,4	12,8	13,3	13,8	14,2	14,5	14,8	15,0	15,3	15,6
GUADALUPE	10	7,0	7,2	7,4	7,6	7,9	8,1	8,4	8,7	8,8	8,9	9,1	9,2	9,4
GUADALUPE	60	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7
PACASMAYO	10	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,8	10,0	10,3	10,4	10,5	10,7	10,8	11,0
ANTAMINA	220	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9	134,9
CARAZ	13,2	5,2	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1
CARHUAZ	13,2	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
HUALLANCA	13,2	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
HUALLANCA	138	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
HUARAZ	13,8	14,0	14,5	15,0	15,6	16,2	16,8	17,5	18,2	18,5	18,9	19,2	19,6	20,0
HUARI	13,2	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
HUARI	22,9	2,9	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5	6,6	6,6
LA PAMPA	13,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
LLACUABAMBA	22,9	27,1	28,1	29,1	30,4	31,7	33,1	34,5	35,9	36,6	37,4	38,2	39,0	39,8
PALLASCA	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PALLASCA	22,9	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6
POMABAMBA	22,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
SIHUAS	22,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
TAYABAMBA	22,9	3,0	3,4	3,7	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,6	4,6	4,7	4,7	4,7
TAYABAMBA	138	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
TICAPAMPA	22,9	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6
TICAPAMPA	13,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1
VIZCARRA	220	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
ALTO CHICAMA	138	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
CASAGRANDE 1	10	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1
CASAGRANDE 2	13,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,6	3,7	3,9	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3
CHAO	22,9	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
CHARAT	13,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8
HUACA DEL SOL	10	6,9	7,1	7,2	7,4	7,6	7,8	8,1	8,3	8,4	8,5	8,6	8,8	8,9
HUACA DEL SOL	33	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0
LA FLORIDA	13,2	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
MALABRIGO	10	11,3	11,4	11,5	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,2	12,3
MOTIL	33	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,0	6,3	6,5	6,6	6,8	6,9	7,1	7,2
OTUZCO	13,2	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4
OTUZCO	22,9	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
PAIJAN	10	4,4	4,7	5,0	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9
PORVENIR	10	22,3	23,1	23,9	24,8	25,8	26,8	27,9	29,0	29,5	30,1	30,7	31,3	31,9
PORVENIR	22,9	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2
QUIRUVILCA	10	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
SALAVERRY	10	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9
STGO DE CAO	13,8	11,4	11,4	11,5	11,6	11,7	11,8	11,9	11,9	12,0	12,0	12,1	12,2	12,2

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
STGO DE CAO	34	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
TRUJILLO NOR OESTE	22,9	3,8	4,2	4,5	4,9	5,2	5,3	5,3	5,4	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6
TRUJILLO NOR OESTE	10	24,7	25,8	26,7	27,8	29,0	30,1	31,4	32,6	33,3	33,9	34,6	35,3	36,0
TRUJILLO NORTE	10	13,8	14,6	15,4	16,4	17,7	18,2	18,7	19,3	19,5	19,8	20,1	20,4	20,7
TRUJILLO NORTE	10	16,0	16,4	16,8	17,3	17,8	18,4	18,9	19,5	19,7	20,0	20,3	20,7	21,0
TRUJILLO SUR	10	20,2	21,1	21,7	22,4	23,2	23,9	24,7	25,5	25,9	26,3	26,7	27,2	27,6
TRUJILLO SUR	10	22,1	22,9	23,7	24,7	25,8	26,9	28,1	29,2	29,8	30,4	30,9	31,5	32,1
TRUJILLO SUR	10	15,7	16,2	16,6	17,2	17,8	18,3	19,0	19,6	19,9	20,2	20,6	20,9	21,3
VIRU	10	8,5	8,6	8,7	8,8	9,0	9,1	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	9,8
VIRU	22,9	7,7	7,8	7,9	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,5	8,6	8,7	8,7
CERRO CORONA	22,9	7,2	7,5	7,7	8,1	8,4	8,8	9,2	9,5	9,7	9,9	10,1	10,4	10,6
TOTAL		814,4	832,3	847,2	865,9	884,4	901,7	919,5	937,8	947,3	957,0	966,9	977,0	987,3

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

En el Cuadro N° 6.4 y en el Gráfico N° 6.1 se presentan la comparación de las proyecciones en Media Tensión según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de HIDRANDINA.

Cuadro N° 6.4

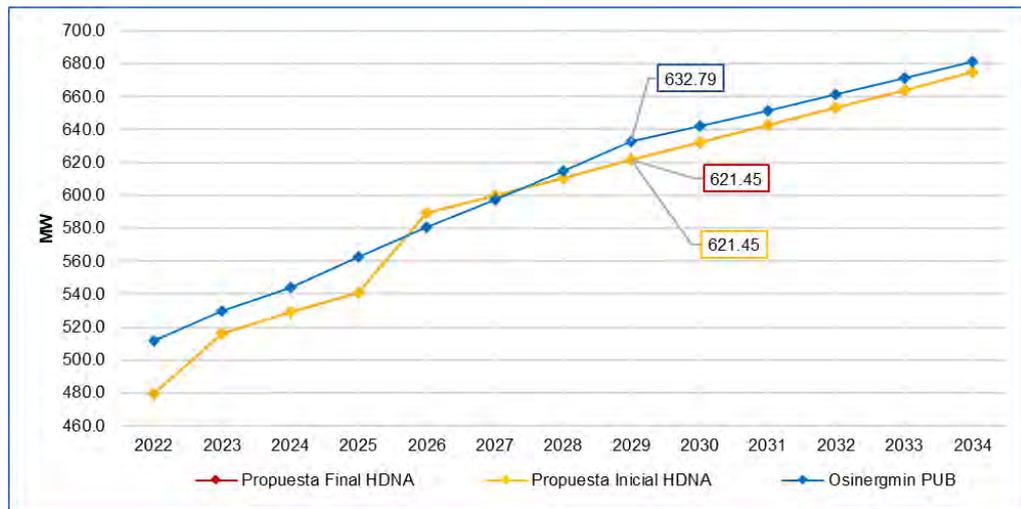
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico en MT (MW)

Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL HIDRANDINA	PROPUESTA INICIAL HIDRANDINA
2022	511,94	479,45	479,45
2023	529,47	515,87	515,87
2024	544,08	529,32	529,32
2025	562,39	540,89	540,89
2026	580,53	589,41	589,41
2027	597,48	600,09	600,09
2028	614,90	610,77	610,77
2029	632,79	621,45	621,45
2030	642,08	632,13	632,13
2031	651,56	642,81	642,81
2032	661,24	653,50	653,50
2033	671,12	664,18	664,18
2034	681,20	674,86	674,86
TC	2,4%	2,9%	2,9%

Fuente: Formato F-121

Nota: Para fines comparativos se considera la demanda a Nivel de Media Tensión (MT), debido a que las demandas en MAT y AT corresponden en su gran mayoría a Clientes Libres (Mineras).

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



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

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

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3, 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 3; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO. HIDRANDINA al no considerar estas instalaciones, estaría incumpliendo el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- No incluye un análisis completo de alternativas, según lo establece la NORMA TARIFAS, lo cual no permite verificar si la alternativa planteada representa la solución de mínimo costo en el Área de Demanda.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. HIDRANDINA al no considerar ese criterio, estaría incumpliendo el numeral 12.1.8 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 remunerados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tomado en cuenta los siguientes aspectos:

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

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

La 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 3, 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.

Así, la sobrecarga prevista en los transformadores de dos devanados al año 2030 es la siguiente.

Cuadro N° 6-5
Sobrecarga en transformadores de dos devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET Cajamarca	CAJAM060	CAJAM010	28	1,15
SET Casagrande 2	CASAG33B	CASAG13B	8,4	1,05

Fuente: Formato F-202 de Osinerghmin

También, la sobrecarga prevista en los transformadores de tres devanados al año 2030 es la siguiente:

Cuadro N° 6-6
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
SET Chepén	CHEP060	CHEP023	CHEP010	30	18	15	0,64	0,17	1,08

Fuente: Formato F-202 de Osinerghmin

Respecto a las cargas de las líneas de transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 3, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y las placas de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de julio de 2023.

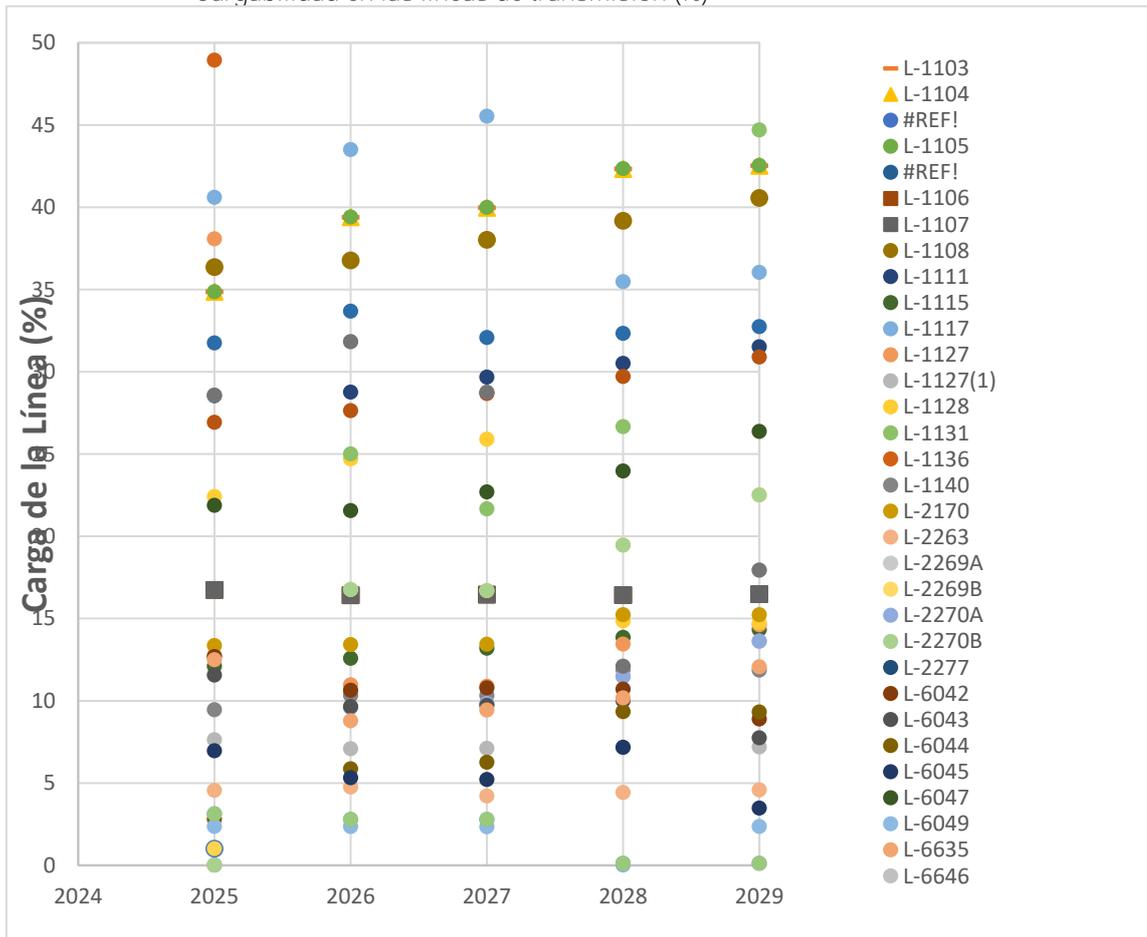
La demanda utilizada para este fin, corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Producto de dicha evaluación, se tienen los siguientes resultados.

Respecto a las líneas de transmisión, estas no presentan mayores inconvenientes en el período 2025-2029, conforme se muestra en la gráfica siguiente.

Gráfico N° 6-2

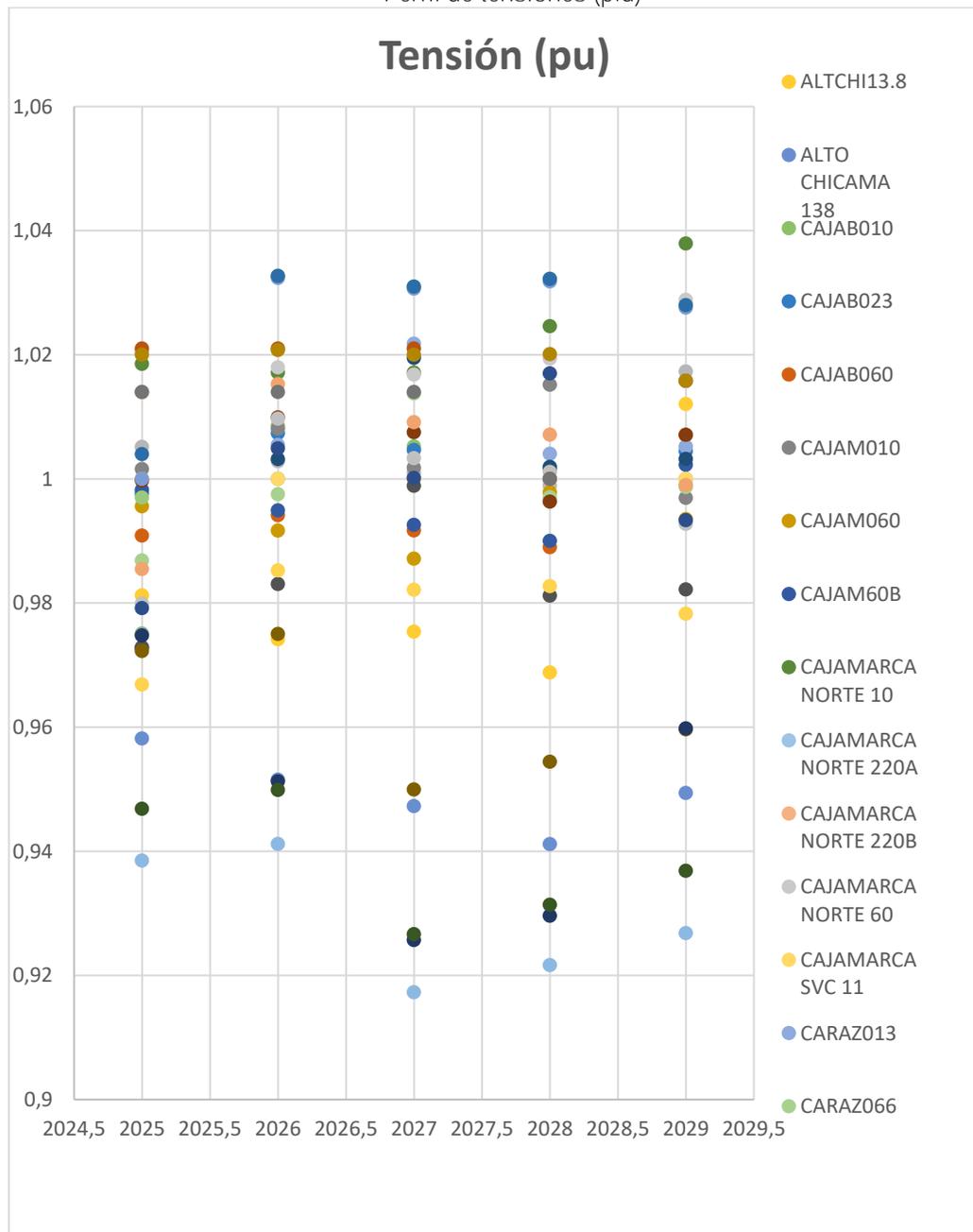
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



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

Respecto a los perfiles de tensión, podemos indicar que la mayoría de las barras en 138 kV y 60 kV del Área de demanda 3, cumplen con las tolerancias que establece la NTCSE en los años de proyección 2025 – 2029, sin embargo, algunas no cumplen con el rango establecido.

Gráfico N° 6-3
Perfil de tensiones (p.u)



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 3 en el período (2025-2029), no presentaría mayores problemas en cargabilidad en líneas siempre y cuando se cumpla con los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 y modificatoria, sin embargo, se presentan problemas de tensión en barras por ende se deben presentar proyectos que permitan resolver este problema.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 3, se han identificado los sistemas eléctricos en los cuales se requieren implementar proyectos.

6.2.3.1 SE Caraz, Carhuaz, Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapampa, Pomabamba y Aija, Cotaparaco II Etapa

- **SET Tayabamba**

En relación a la solicitud del reemplazo del transformador existente, se debe señalar que, no presenta sobrecarga para el año 2030, dado que la demanda proyectada de 5 MVA no supera su capacidad instalada de 9,3 MVA. Por ello, el transformador solicitado de 138/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA no se incluye en el PI 2025-2029.

Por otro lado, en relación al cambio de las celdas de transformación 138 kV y las celdas de MT, no se encuentra sustento alguno que justifique su reemplazo. Al respecto, estos Elementos corresponden al Sistema Complementario de Transmisión (SCT) por lo que se encuentran dentro de su vida útil. En ese sentido, esta solicitud no se incluye en el PI 2025-2029.

6.2.3.2 SE Guadalupe, Guadalupe Rural

- **SET Chepén**

Para el año 2028, según la hoja F-202, se observa sobrecarga en el transformador de 30/18/15 MVA (60/22,9/10 kV) con un factor de uso de 1,02. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 el reemplazo del transformador existente por uno de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA. Se deja en claro que la potencia de cada devanado del referido transformador será estrictamente 30 MVA.

- **SET Guadalupe Nueva**

En relación a la solicitud de la nueva SET Guadalupe Nueva, no es necesaria, dado que los problemas de sobrecarga en el transformador de la SET Chepén serán resueltos con el cambio del transformador. Además, HIDRANDINA no presenta el sustento que evidencie que este proyecto es necesario, asimismo, que es la mejor alternativa técnico económica para resolver los problemas que se encuentren en la zona de análisis. En ese sentido, la solicitud de la nueva SET Nueva Guadalupe no se incluye en el PI 2025-2029.

- **Nueva SET San Martín**

En relación a la solicitud de la nueva SET San Martín, no es necesaria, dado que la sobrecarga de la SET Chepén será resuelta con el cambio del transformador. Además, HIDRANDINA no presenta el sustento que evidencie que este proyecto es necesario, asimismo, que es la mejor alternativa técnico económica para resolver los problemas que se encuentren en la zona de análisis. En ese sentido, la solicitud de la nueva SET San Martín no se incluye en el PI 2025-2029.

6.2.3.3 SE Cajabamba, Cajamarca, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Catilluc, Celendín, Guadalupe, Guadalupe Rural, Huamachuco, Namora

- **SET Cajabamba**

En relación al nuevo transformador, se debe señalar que, esta subestación cuenta con un transformador de 9/9/2,5 MVA (año de fabricación 1997 y una reparación en el año 2000) y un transformador rotado de 12,5 MVA. Asimismo, se previó traslado de carga hacia la SET Huamachuco, aprobado en el PI 2021-2025.

De lo mencionado, con la demanda proyectada de 10,28 MVA para el año 2030, los transformadores no presentarían sobrecarga. Sin embargo, en la visita de campo se observó que los transformadores existentes se encuentran en mal estado, con derrames de aceite, por lo que serán reemplazados por el transformador proveniente de la SET Chepén de 30/18/15 MVA.

En relación al cambio de celdas, se debe señalar que, las celdas datan del mismo año del transformador, por lo que, se incluye el cambio de la celda de transformador 60 kV, 22,9 kV y 10 kV, así como las dos celdas de alimentador de 10 kV, las dos celdas de alimentador de 22,9 kV y las celdas de medición de 10 y 22,9 kV (que estando instalados no son considerados como Elementos del SST).

Finalmente, se da de Baja a los siguientes Elementos: Transformador de 9 MVA, celdas de transformador 60 kV, 22,9 kV y 10 kV, dos celdas de alimentador de 22,9 kV y dos celdas de alimentador de 10 kV.

- **SET Huamachuco**

En relación a la solicitud de la SET Huamachuco de retirarlo del PI 2021-2025 e incluirlo en el PI 2025-2029 se debe señalar que, la SET Cajabamba presentaría sobrecarga desde el año 2024, por lo que, no es posible su retiro del PI 2021-2025 (se mantiene la necesidad del sistema dentro del periodo 2021-2025). Por otro lado, este proyecto tiene contemplado un anteproyecto realizado por el COES, con nueva programación y alcance que deberá ser ejecutado por HIDRANDINA, y que será reconocido en el proceso de Liquidaciones de los SST y SCT. En ese sentido no se acepta su solicitud.

- **SET Cajamarca**

En relación al nuevo transformador de la SET Cajamarca, se debe señalar que, el transformador existente tiene una capacidad de 28 MVA, asimismo, en el PI 2017-2021 se previó una transferencia de carga a la SET Moyococha, con lo que la SET Cajamarca se estaría sobrecargando el año 2027. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 el nuevo transformador 30/30/30 MVA (60/22,9/10 kV).

En relación a las celdas de transformador solicitadas, al ser un nuevo transformador, se requiere la correspondiente instalación de celdas de transformador en 60 kV, 22,9 y 10 kV. En ese sentido, se incluyen en el PI 2025-2029 las celdas de transformador de 60 kV, 22,9 y 10 kV.

Respecto a las dos celdas de alimentador de 10 kV, se debe señalar que, en la SET Cajamarca existe 10 celdas de alimentador, siendo seis (06) celdas de alimentador las necesarias, según el formato F-204, para suministrar la demanda hasta el año 2030. En ese sentido, las dos celdas de alimentador de 10 kV no se incluyen para el PI-2025-2029.

Respecto a las dos celdas de alimentador de 22,9 kV se debe señalar que, Hidrandina solo ha justificado demanda existente para una celda de 22,9 kV. En ese sentido, se incluye una celda de alimentador de 22,9 kV, así como la celda de medición en 22,9 kV en el PI 2025- 2029.

Respecto a la celda de medición de 10 kV, se debe señalar que, HIDRANDINA no ha demostrado la necesidad de esta celda, debido a que actualmente viene funcionando sin mayor problema. En ese sentido, la celda de medición de 10 kV no se incluye en el PI 2025-2029.

- **SET Nueva Tembladera**

En relación a la solicitud de la nueva SET Tembladera, se debe señalar que, la SET Tembladera existente cuenta con un transformador de 60/13,2/2,4 kV de 3/1,5/1,5 MVA, y que la demanda proyectada para el año 2030 es de 0,76 MVA en 13,2 kV y de 0,65 MVA en 2,4 kV. En ese sentido, este proyecto no se requeriría por demanda.

Por otro lado, en el informe DSE-STE-052-2024 (sistemas eléctricos calificados como críticos), se señala que la SET Tembladera debe cambiar a una configuración "PI" para mejorar la confiabilidad del sistema SETA Guadalupe - Gallito Ciego – Cajamarca – Celendín. Sin embargo, no se puede ejecutar tal recomendación pues no se cuenta con el espacio suficiente dentro de la SET existente, correspondiendo aprobar una nueva subestación que cumpla con las recomendaciones, para esta subestación no es posible el análisis de alternativas debido a su ubicación (las alternativas serían líneas en paralelo a la existente). La aprobación de esta nueva subestación permitirá, además de mejorar la confiabilidad de la zona, atender el crecimiento de demanda en los próximos años.

Por tal motivo la SET Nueva Tembladera se incluyen en el PI 2025-2029 con los siguientes Elementos: un (01) Transformador de 60/23/10 kV de 15 MVA, dos (02) celdas de línea en 60 kV, celdas de transformador de 60, 22,9 y 10 kV, una celda de alimentador de 10 kV, dos celdas de alimentador de 22,9 kV y las celdas de medición de 22,9 y 10 kV.

Asimismo, se de Baja la celda de transformador de 10 kV y la celda de alimentador de 10 kV de la SET Tembladera.

6.2.3.4 SE Casma, Casma Rural, Chimbote, Chimbote Rural, Nepeña, Santa, Santa Rural

- **SET Santa**

En relación al cambio del transformador existente en la SET Santa de 25/13/18 MVA por uno de 40 MVA, se debe señalar que, la proyección de demanda para el año 2030 en el devanado de 22,9 kV y el devanado de 10 kV sería de 9,5 MW y 11,5 MW respectivamente.

En las opiniones y sugerencias, presenta información de nueva demanda incorporada, que indica ingresarían desde finales del año 2023 hasta el año 2024. Al respecto, luego de la evaluación de los documentos presentado por HIDRANDINA, se concluye que no cumplen con lo indicado en la NORMA TARIFAS para ser incluidos como cargas incorporadas (Ver Formato 100, Factibilidades Hidrandina).

En el formato F-202, se aprecia que la SET Santa está con una cargabilidad al año 2034 de 88, 77 y 66% en los devanados de 138, 22,9 y 13,8 kV respectivamente. En ese sentido, dado que no se observa sobrecarga, el transformador de 138/22,9/10 KV de 40/40/40 MVA no se considera para el PI 2025-2029.

Por otro lado, en el formato F-204 realizado por Osinerghmin, se observa la necesidad de una nueva celda de alimentador de 22,9 kV. Cabe mencionar, que HIDRANDINA no presenta el análisis de las celdas de esta subestación. En ese sentido, se incluye en el PI 2025-2029 una celda de alimentador de 22,9 kV.

- **SET Nueva SET Cambio Puente**

En relación a la solicitud de la nueva SET Cambio Puente se debe señalar que HIDRANDINA no presenta sustento para esta subestación. Asimismo, no se presencia problemas de sobrecargas dentro de la zona de análisis. En ese sentido, no se incluye en el PI 2025-2029 la SET Cambio Puente.

- **LT Nepeña – Chimbote Sur, Nepeña Casma, Nepeña-San Jacinto**

En relación a la renovación de las LT Nepeña-Chimbote Sur, Nepeña – Casma, Nepeña – San Jacinto, se debe señalar que, no corresponde realizar el análisis, por haber sido presentado en la PROPUESTA FINAL sin haber sido motivados por las observaciones realizadas a la PROPUESTA INICIAL (se trata de un pedido fuera de plazo), conforme también lo explica el Informe Legal 096-2024-GRT.

Por tal motivo, este pedido es desestimado por ser información extemporánea.

Sin perjuicio de lo antes señalado, se debe mencionar que HIDRANDINA menciona que las líneas se encuentran incluidas como sistema crítico en el Informe Técnico DSE-48-2019; en ese sentido, el Informe Técnico DSE-STE-052-2024, de la DSE, propone la evaluación de proyectos, recién, para el periodo 2029-2033, por lo que no corresponderían ser considerados en el PI 2025-2029.

6.2.3.5 SE Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao

- **Nueva SET Casa Grande 1**

Respecto a la solicitud de la Nueva SET Casa Grande 1, se debe señalar que, HIDRANDINA no presenta el sustento adecuado para la aprobación de tal proyecto. Sin embargo, en el informe DSE-STE-052-2024, se indica que, el sistema eléctrico Santiago de Cao – Casagrande 1 – Casagrande 2 – Paiján - Malabrigo es considerado crítico.

También, en el diagnóstico se observa caídas de tensión en las SET Casagrande 1, Casagrande 2, Paiján y Malabrigo

Ahora bien, en el PI 2021-2025 se consideró una LT 138 kV Santiago de Cao – Malabrigo y la nueva SET Malabrigo solucionando una parte de este sistema, corresponde solucionar el ramal Santiago de Cao – Casagrande 1 – Casagrande 2 – Paiján.

HIDRANDINA en las opiniones y sugerencias se desiste de realizar el proyecto Chocope, debido a que están realizando mejoras para disminuir los niveles de SAIDI y SAIFI. Sin embargo, solicita que se considere la repotenciación de los transformadores de las SET Casagrande 1 y Casagrande 2. Al respecto, se debe señalar que, aprobar transformadores de 33/10 kV en las subestaciones, sería considerar el funcionamiento del nivel de 33 kV por 30 años, que según los análisis no sería posible.

Al respecto se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1:

Nueva SET Chocope 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA

LT 138 kV de 21 km Santiago de Cao – Chocope.

Baja de las SET Casagrande 1, Casagrande 2 y Paijan y LT 33 kV.

Alternativa 2:

Nueva SET Chocope 138/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA

LT 138 kV de 12 km Der. LT Santiago de Cao - Malabrigo – Chocope.

Baja de las SET Casagrande 1, Casagrande 2 y Paijan y LT 33 kV.

Alternativa 3:

Dos LT 33 kV Santiago de Cao – Casagrande 1 (24,9 km)

LT 33 kV Casagrande 1 – Paijan (13,58 km)

LT 33kV Casagrande 1 – Casagrande 2 (6,55 km)

SET Casagrande 1 33/22,9/10 kV 15 MVA

SET Casagrande 2 33/22,9/10 kV (transformador rotado de Paijan)

SET Paijan 33/22,9/10 kV (transformador aprobado en el PI 2021-2025).

Comparación de Alternativas:

Nombre	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT	Inversión				
Alternativa 1	1 914 968	2 039 954	-	797 261	4 752 183	882 039	-1 450 340	4 183 883	1,000
Alternativa 2	1 644 506	2 448 713	-	1 222 198	5 315 417	1 026 531	-1 160 280	5 181 667	1,238
Alternativa 3	-	-	4 539 861	2 467 213	7 007 074	1 107 361	-	8 114 435	1,939

De la comparación de alternativas, la alternativa 1 es la mejor alternativa técnico económica. En ese sentido, la Nueva SET Chocope 138/22,9/10 kV y LT 138 kV Santiago de Cao – Chocope se aprueban para el PI 2025-2029.

De igual forma, se dan de Baja remunerativa las tres SET, Casagrande 1, Casagrande 2 y Paiján y las LT de 33 kV, así como el retiro del transformador de 15 MVA aprobado en el PI 2021-2025 para la SET Paiján. Es importante mencionar que, las instalaciones a darse de Baja han superado su periodo de vida útil, además, dada la ubicación de las cargas existentes y futuras, se prevé que toda la demanda de la zona sea alimentada desde la SET Chocope, considerando el nivel de tensión adecuado.

- **SET Casa Grande 2**

En relación a la solicitud del transformador de la SET Casa Grande 2, la ampliación de la transformación en esta subestación ya no sería necesaria, debido a que su demanda se suministrará desde la SET Chocope. En ese sentido, la ampliación de la transformación no se incluye en el PI 2025-2029.

- **SET Charat**

En relación a la solicitud de transformador 33/22,9/13,8 kV de 9/9/9 MVA, se debe señalar que, en esta subestación se viene remunerando por dos transformadores, un de 33/10 kV de 2 MVA del SST y otro de 33/10 kV de 5 MVA; sin embargo, al realizar la visita en campo dichos transformadores no fueron encontrados en la SET, encontrándose en su lugar un transformador de 3 MVA. Al respecto, HIDRANDINA con carta HDNA-GR/CF-0866-2023, de fecha 01 de diciembre de 2023, señala que el transformador de 2 MVA está inoperativo, debido a su antigüedad y problemas de deterioro por sobrecarga; por otro lado, con respecto al transformador de 5 MVA no se hace mención alguna. Por lo mencionado, a solicitud de HIDRANDINA el transformador del SST 33/10 kV de 2 MVA se debe dar de Baja.

Por otro lado, la demanda proyectada para el año 2034 es de 2 MVA y considerando que se viene remunerando un transformador de 5 MVA, no se requeriría del nuevo transformador solicitado por sobrecarga. En ese sentido, el transformador 33/22,9/13,8 kV de 9/9/9 MVA no se incluye en el PI 2025-2029.

En relación a las celdas de transformador de 33 kV, celda de transformador de 10 kV y celdas de alimentador de 10 kV, tal como menciona HIDRANDINA en su carta, estas instalaciones fueron cambiadas por antigüedad a pesar de no estar consideradas en el Plan de Inversiones. En ese sentido, al no poder

corroborar la veracidad de la justificación de HIDRANDINA, las celdas mencionadas no se incluyen en el PI 2025-2029.

En relación a las celdas de transformador de 22,9 kV y celdas de alimentador de 22,9 kV, se debe señalar que la carga de 22,9 kV no se encuentra justificada; asimismo, el transformador que se viene reconociendo no cuenta con devanado en 22,9 kV. En ese sentido, las celdas de 22,9 kV solicitadas no se incluyen en el PI 2025-2029.

- **SET Huanchaco**

En relación a la solicitud de la nueva SET Huanchaco, a fin de resolver la sobrecarga del transformador de la SET Trujillo Noroeste, HIDRANDINA no ha realizado el traslado de carga hacia la SET Trujillo Centro (50% de carga del devanado de 22,9 kV, 21% de la carga del devanado de 10 kV) aprobado en el PI 2013-2017. Con lo mencionado, para una demanda en el año 2030 de 3,06 MVA en el devanado de 22,9 kV y de 24,91 MVA en el devanado de 10 kV, no se presentaría sobrecarga en el transformador de la SET Trujillo Noroeste 60/24/36 MVA (138/22,9/10 kV). Es importante mencionar que el planeamiento del sistema debe considerar necesariamente a todos los proyectos aprobados en los Planes de Inversiones anteriores.

En ese sentido, la SET Huanchaco no se incluye en el PI 2025-2029.

- **SET Florencia de Mora**

En relación a la solicitud de la nueva SET Florencia de Mora, se debe señalar que, HIDRANDINA no ha realizado los traslados de carga desde las SET Trujillo Noroeste hacia la SET Trujillo Centro (50% de carga del devanado de 22,9 kV, 21% de la carga del devanado de 10 kV de la SET Trujillo Noroeste) aprobado en el PI 2013-2017. Con lo mencionado, para una demanda en el año 2030 de 3,06 MVA en el devanado de 22,9 kV y de 24,91 MVA en el devanado de 10 kV, no se presentaría sobrecarga en el transformador de la SET Trujillo Noroeste 60/24/36 MVA (138/22,9/10 kV).

Respecto a la supuesta sobrecarga de la SET Trujillo Norte, la demanda proyectada en la SET Trujillo Norte A al año 2031 sería de 21,82 MVA en el devanado de 10 kV, no sobrecargando al transformador. A partir del año 2032 se aprecia sobrecarga en tal transformador, sin embargo, el Transformador B de la misma SET tiene capacidad suficiente para asumir parte de la carga del transformador A.

Respecto a la posible ubicación de la SET Florencia de Mora, dada su cercanía con las SET Trujillo Norte, Trujillo Noroeste y Porvenir (se ubica a una distancia aproximada entre 5 y 6 km), su carga puede ser suministrada desde tales subestaciones.

En ese sentido, la SET Florencia de Mora no se incluye en el PI 2025-2029.

- **SET Trujillo Sur**

En relación a la solicitud del cambio de transformador existente por uno de 138/22,9/10 kV de 60/60/60 MVA, a fin de evitar la sobrecarga en la SET Trujillo Sur, HIDRANDINA no ha realizado los traslados de carga hacia la SET Trujillo Centro (21% de las cargas totales), con lo que los transformadores recién se

sobrecargarían en el año 2051. Por tal motivo, el transformador solicitado no se incluye en el PI 2025-2029.

En relación a las celdas de 22,9 kV, se debe señalar que HIDRANDINA no sustenta la carga de 22,9 kV, por ello, no se incluye en el PI 2025-2029 las celdas de 22,9 KV solicitadas.

En relación a la celda de transformador de 10 kV, 4 celdas de alimentador de 10 kV y la celda de medición de 10 kV de la barra C, se debe señalar que, no corresponde realizar el análisis, por haber sido presentado en la etapa de levantamiento de observaciones sin haber sido motivados por las observaciones realizadas a la PROPUESTA INICIAL, conforme también lo explica el Informe Legal 096-2024-GRT. En tal sentido, este pedido es desestimado por ser extemporáneo.

Sin perjuicio de lo antes señalado, en el estudio no se observa sustento que motive el reemplazo de tales celdas.

- **SET Virú**

En relación a la solicitud del cambio de las celdas de transformador de 10 y 22,9 kV, se debe señalar que, no corresponde realizar el análisis, por haber sido presentado en la etapa de levantamiento de observaciones sin haber sido motivados por las observaciones realizadas a la PROPUESTA INICIAL, conforme también lo explica el Informe Legal 096-2024-GRT. Por tal motivo, este pedido es desestimado por ser extemporáneo.

Sin perjuicio de lo señalado, en su estudio no se encuentra el sustento que motive el cambio de tales celdas.

- **Celdas de Alimentador adicionales**

Adicional a lo aprobado, se debe considerar las celdas de alimentador adicionales, que no fueron solicitados por HIDRANDINA, en las SET Porvenir y en la SET Trujillo Norte, se aprueba en el PI 2025-2029 una celda de alimentador de 10 kV en cada uno, debido a que en el formato F-204 se sustenta las celdas adicionales.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

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

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

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

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

- **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 Osinerghmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

En el caso del Área de Demanda 3, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029.

Cuadro N° 6-6
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 3

Programación de Bajas AD3				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2029	Celda de transformador 60 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de transformador 22,9 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de transformador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celdas de Alimentador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2028	Transformador 60/22,9/10 kV de 7 MVA	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET Tembladera
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET Tembladera
3	HIDRANDINA	2028	Transformador 33/10 kV de 2 MVA	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador de 33 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador de 10 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Santiago de Cao	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Paján	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Santiago de Cao	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Casagrande2	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador 10 kV	SET Casagrande 1

Programación de Bajas AD3				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador 10 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Transformador 33/10 kV de 7 MVA	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Línea Transformador de 33 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Transformador de 33/10 kV de 4 MVA	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Malabrigo	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Casagrande1	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de transformador de 33 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de transformador de 10 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Santiago de Cao – Casagrande 1	Línea
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Santiago de Cao – Casagrande 1	Línea
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Casagrande 1 – Casagrande 2	Línea
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Casagrande 1 – Paiján	Línea
3	HIDRANDINA	2025	Transformador 33/10 kV de 2 MVA	SET Charat

En resumen, el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3, que se requiere implementarse en el período 2025-2029 se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6-7
Propuesta Osinergmin – ÁREA DE DEMANDA 3
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 3	12 696 882	21	105	44
HIDRANDINA	12 696 882	21	105	44
MAT	4 961 055			
Celdas	816 620			2
Línea	2 402 136	21		1
Transformador	1 742 299		30	1
AT	4 817 314			
Celda	1 808 357			5
Línea	-			-
Transformador	3 008 957		75	3
MT	2 918 513			
Celda	2 918 513			32

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 han sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo a lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la Gerencia de Supervisión Eléctrica de Osinerghmin, 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 que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021 - 2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

En referencia al transformador para la SET Paiján de 33/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA, aprobado en el PI 2021-2025 para el año 2024, se ha desestimado debido a que la nueva SET Chocope asumirá toda su carga. Al no encontrarse como obras en curso, se retira del PI 2021-2025 dicho proyecto.

Cuadro N° 6-8
Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Retiro de proyectos aprobados PI 2021-2025 AD03				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2024	TP 34,5/23/10kV - 15MVA	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2024	Celda de Transformador 23 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2024	Celda de Medición 23 kV	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2024	Celda de Alimentador 23 kV	SET Paiján

7. Conclusiones y Recomendaciones

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

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica (a nivel MT) en el Área de Demanda 3 para el período 2022-2034 es 2,4%, menor que el presentado por HIDRANDINA en su PROPUESTA FINAL (2,9%).
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 3, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 12 696 882 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo E del presente informe. Dicha inversión es asignada 100% a HIDRANDINA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 3, 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 3, 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 Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.
- Anexo B** Metodología para la Proyección de la Demanda.
- Anexo C** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de los TITULARES.
- Anexo D** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinerghmin.
- Anexo E** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinerghmin.
- Anexo F** Cuadros Comparativos.

Anexo A

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de HIDRANDINA a la PREPUBLICACIÓN

1. SET Cajamarca

HIDRANDINA menciona que en la SET Cajamarca se aprobó un Transformador de 60/22,9/10 kV - 30/30/30/ MVA y las Celdas de Transformador de 60 kV y 10 kV. Pero menciona que, adicionalmente, se debe considerar una (01) Celda de Transformador en 22,9 kV, una (01) Celda de Alimentador en 22,9 kV y una Celda de Medición en 22,9 kV, porque en la SET Cajamarca se tiene un alimentador CAJ005 el cual opera en 22,9 KV con un transformador elevador 10/22,9 kV de 3 MVA, actualmente se encuentra al 88% de cargabilidad.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida, se verifica la existencia de una carga en 22,9 kV, por lo que, se acepta incluir el devanado de 22,9 kV en esta subestación, para ello se considera en el PI 2025-2029 una (01) Celda de Transformador de 22,9 kV, una (01) Celda de Alimentador de 22,9 kV y una (01) Celda de Medición en 22,9 kV, adicional a lo ya considerado.

Conclusión

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

2. LT 138 kV, Santiago de Cao – Chocope y Nueva SET Chocope

HIDRANDINA se desiste del Proyecto LT 138 KV, Santiago de Cao – Chocope de 21km y la Nueva SET Chocope, debido a que está en desacuerdo que se pretenda desactivar las SET Casagrande 01, Casagrande 02 y Paiján, las cuales son importantes para seguir atendiendo el crecimiento de la demanda. Adiciona que, la gran mayoría de SED están diseñadas sólo para tensión en 10 kV, y el radio de acción con la nueva SET Chocope incrementaría, siendo inviable porque afectarían los parámetros técnicos.

Asimismo, HIDRANDINA menciona que en las SET Casagrande 01, Casagrande 02 y Paiján se viene ejecutando Obras de remodelación de Celdas, así como el Estudio del Mejoramiento de las Líneas L-3340 y L-3341 las cuales interconectan las SET Santiago de Cao y Casagrande 01, lo cual permitirá mejorar los indicadores de SAIDI y SAIFI. También, señala que en la SET Casagrande 02, la Empresa Agroindustria Casagrande va inyectar 4,32 MW en la barra de 13,8 kV, a la fecha cuenta con Estudio de Operatividad. Además, menciona que, en la SET Paiján se tiene aprobado el Estudio con el Transformador de Potencia de 34,5/22,9/10 KV -15/15/15 MVA, lo cual afectaría si se cambia de nivel de tensión 138 kV.

Por tales motivos, HIDRANDINA recomienda considerar la repotenciación de los transformadores de las SET Casagrande 1 y Casagrande 2, para el despacho de factibilidades debido al crecimiento demanda, de acuerdo a lo planteado en el Estudio.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se debe señalar que, el desistimiento de HIDRANDINA no está acompañado del análisis que sustente la solución para el sistema crítico identificado en el Informe DSE-STE-052-2024, ni a la caída de tensión en el diagnóstico en las SET's Casagrande 1, Casagrande 2, Paiján y Malabrigo. La Baja propuesta en el proyecto del PI 2025-2029 de las SET's Casagrande 1, Casagrande 2 y Paiján es remunerativa, eso quiere decir que HIDRANDINA puede seguir operando ambas las subestaciones, pero, sin percibir remuneración a través del peaje SST y SCT.

Con respecto a que viene realizando cambios de celdas en las subestaciones antes mencionadas, sin que se encuentren aprobadas en un Plan de Inversiones, así como un Estudio del Mejoramiento de las Líneas L-3340 y L-3341, lo cual permitirá mejorar los indicadores de SAIDI y SAIFI, HIDRANDINA está en la libertad de realizar las mejoras en su sistema para atender la demanda que se conecta en ella. Sin embargo, la DSE considera que el sistema comprendido entre las SET's Santiago de Cao, Casagrande 1, Casagrande 2 y Paján se encuentran con criticidad, por ello, en la PREPUBLICACIÓN se consideró a la SET Chocope como solución, debido a que HIDRANDINA no presentó las evaluaciones necesarias para sustentar su solicitud.

Ahora bien, HIDRANDINA se desiste de realizar el proyecto considerando que están realizando mejoras para disminuir los niveles de SAIDI y SAIFI. Sin embargo, solicita que se considere la repotenciación de los transformadores de las SET's Casagrande 1 y Casagrande 2. Al respecto, se debe señalar que, aprobar transformadores de 33/10 kV en las subestaciones, sería considerar el funcionamiento del nivel de 33 kV por 30 años, que según las proyecciones no sería posible. Además, la alternativa 3 considerada en la comparación de alternativas el nivel de 33 kV es desfavorable ante el proyecto SET Chocope que si mejoraría los niveles de SAIDI y SAIFI.

Conclusión

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

3. TP 60/22,9/10 kV - 25/25/25 MVA de la SET Chilete.

HIDRANDINA indica que, como es de conocimiento de Osinerghmin que el Transformador de Potencia de la SET Virú (falla ocurrida el 13 de enero 2024) está deteriorado desde el 15 de enero 2024, por ese motivo no se podrá rotar a la SET Chilete. Por tanto, recomienda aprobar un nuevo Transformador para la SET Chilete de 60/22,9/10 kV - 25/25/25 MVA.

Análisis de Osinerghmin

La solicitud del transformador no fue solicitada ni en su PROPUESTA INICIAL ni en la PROPUESTA FINAL. En el Informe Legal N° 445-2024-GRT se analiza con más detalle.

Sin perjuicio de lo mencionado, se debe señalar que, de la revisión de la información del transformador de la SET Virú, se puede observar que dicho transformador corresponde al Sistema Complementario de Transmisión, con fecha POC de marzo de 2009, tendría a la fecha una antigüedad de 15 años, no siendo posible darse de Baja.

Asimismo, HIDRANDINA es responsable del correcto funcionamiento de los Elementos, para ello, el peaje percibido de los usuarios del Área de Demanda 3, de acuerdo con la normativa vigente, reconoce tanto el valor de la inversión como el costo de operación y mantenimiento. En ese sentido, corresponde que HIDRANDINA repare el transformador y en caso sea necesario la reposición del mismo.

Conclusión

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

4. TP 138/22,9/13,8 kV - 40/40/40 MVA de la SET Santa

HIDRANDINA recomienda aprobar un nuevo Transformador de Potencia para la SET Santa de 138/22,9/13,8 kV - 40/40/40 MVA, debido a que el transformador de potencia existente presenta sobrecarga lo cual fue debidamente presentado a Osinerghmin en el formulario F-202 [Como información complementaria, HIDRANDINA presenta en la Carpeta SET Santa /Anexo 02, factibilidades importantes desde el año 2023 hasta abril de 2024].

Asimismo, HIDRANDINA solicita que los Elementos aprobados en el PI 2025-2029 deben considerarse como año de instalación 2029 y no el año 2027, ya que HIDRANDINA ejecuta las inversiones en el marco de la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento, a diferencia de las empresas privadas.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información presentada por HIDRANDINA sobre la nueva demanda, existen 5 cargas que solicita sean incluidas en la demanda incorporada cuyos ingresos estaban previstos finales del año 2023 hasta el año 2024, se verificó que no cumplen con lo dispuesto en el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS (Ver Formato 100, Factibilidades Hidrandina).

Ahora bien, del formato F-202, se aprecia que la SET Santa presentará al año 2034 una cargabilidad de 88%, 77% y 66% en los devanados de 138 kV, 22,9 kV y 13,8 kV respectivamente. Por lo que, no requiere de un nuevo transformador en el presente proceso de Plan de Inversiones.

Sobre el año de inclusión de los proyectos aprobados, éstos se incluyen en la fecha que es requerido de acuerdo con la proyección de la demanda. Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por HIDRANDINA.

Conclusión

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

5. Transformador de Potencia en la SET Casma (Información Complementaria)

En el PI 2025-2029 no se aprobó ningún Elemento para la SET Casma, en ese sentido HIDRANDINA recomienda aprobar un nuevo Transformador de Potencia para la SET Casma de 138/22,9/10 kV - 40/40/40 MVA, debido a la sobrecarga en los devanados de 138 kV y 22,9 kV que se presentará para el año 2024 (hace referencia al formulario F-202) [Adjunta una carpeta SET Casma /Anexo 03, donde, se encuentran las factibilidades importantes desde el año 2023 hasta abril de 2024].

Asimismo, HIDRANDINA sugiere que los Elementos aprobados en el PI 2025-2029 deben considerarse como año de instalación 2029 y no el año 2024, ya que HIDRANDINA ejecuta las inversiones en el marco de la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento, a diferencia de la Empresas Privadas.

Análisis de Osinerghmin

Cabe mencionar que el transformador de potencia adicional en la SET Casma no corresponde aceptarlo, debido a que esta no fue solicitada en su PROPUESTA INICIAL ni en la PROPUESTA FINAL.

Sin perjuicio de lo indicado, luego de la evaluación de los documentos presentado por HIDRANDINA, se verificó que no cumplen con lo dispuesto en el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS (Ver Formato 100, Factibilidades Hidrandina).

Ahora bien, sobre el Formato 202, la SET Casma presenta una cargabilidad al año 2034 de 87%, 85% y 76% en los devanados de 66 kV, 22,9 kV y 10 kV, respectivamente, por lo que, no corresponde incorporar un nuevo transformador de potencia en dicha subestación.

Sobre el año de inclusión de los proyectos aprobados, la puesta en servicio se propone en la fecha que es requerido por la demanda. Por lo indicado, tampoco corresponde atender lo solicitado por HIDRANDINA.

Conclusión

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

6. Opinión y Sugerencia 06. SET Huari

HIDRANDINA señala que en el proyecto del PI 2025-2029 no se aprobó ningún Elemento para la SET Huari, por tanto, recomienda aprobar un nuevo Transformador de 60/22,9/13,8 kV - 30/30/30 MVA debido a que según el formulario F-202 presentado, para el año 2024, el Transformador existente de la SET Huari 9/9/3 MVA presentará sobrecarga en los devanados de 60 kV y 22,9 kV [Adjunta como sustento, una carpeta SET Huari /Anexo 04, donde se encuentran las factibilidades importantes desde el año 2023 hasta abril 2024, asimismo una Factibilidad de 5 MW del año 2010 y Conformidad de Obra el año 2014, correspondiente a la Minera Contonga (NYRSTAR), que a la Fecha consume 3 MW. Minera Contonga ha comunicado que tomará toda su carga en la Carpeta SET Casma /Anexo 03].

Asimismo, solicita que los Elementos aprobados en el proyecto del PI 2025-2029 deben considerarse como año de instalación 2029 y no el año 2024, ya que HIDRANDINA ejecuta las inversiones en el marco de la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento, a diferencia de las empresas privadas

Análisis de Osinerghmin

La solicitud del transformador de potencia no corresponde atender debido a que no fue solicitado en su PROPUESTA INICIAL ni en la PROPUESTA FINAL.

De la revisión de la información presentada por HIDRANDINA sobre la nueva demanda, existen 4 cargas incluidas en la demanda incorporada cuyos ingresos estaban previstos finales del año 2023 hasta el año 2024, se verificó que no cumplen con lo dispuesto en el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS (Ver Formato 100, Factibilidades Hidrandina).

Ahora bien, del formato F-202, se aprecia que la SET Huari presentará al año 2034 una cargabilidad de 75%, 66% y 29% en los devanados de 60 kV, 22,9 kV y 13,8 kV respectivamente. Por lo que, no requiere de un nuevo transformador en el presente proceso de Plan de Inversiones.

Sobre el año de inclusión de los proyectos aprobados, éstos se incluyen en la fecha que es requerido de acuerdo con la proyección de la demanda. Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por HIDRANDINA.

Conclusión

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

7. Transformador en SET Chimbote Sur

HIDRANDINA señala que, en el proyecto del PI 2025-2029 no se aprobó ningún Elemento para la SET Chimbote Sur, por lo que recomienda aprobar un nuevo Transformador de 138/22,9/13,8KV - 40/40/40 MVA, debido a que según el formulario F-202 presentado, para el año 2028, el Transformador existente de la SET Chimbote Sur 9/9/3 MVA presentará sobrecarga en los devanados de 60 kV y 22,9 kV [Como sustento, presenta la Carpeta SET Chimbote Sur /Anexo 05, donde se encuentran las factibilidades importantes desde el año 2022 hasta abril 2024].

Asimismo, solicita a Osinerghmin que los elementos aprobados en el PI 2025-2029 deben considerarse como año de instalación 2029 y no el año 2028, ya que HIDRANDINA ejecuta las inversiones en el marco de la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento, a diferencia de las empresas privadas.

Análisis de Osinergmin

La solicitud del transformador adicional no corresponde debido a que este no fue solicitado en su PROPUESTA INICIAL ni en la PROPUESTA FINAL.

De la revisión de la información presentada por HIDRANDINA sobre la nueva demanda, existen 4 cargas solicita sean incluidas en la demanda incorporada cuyos ingresos estaban previstos desde finales del año 2022 hasta el año 2024, se verificó que no cumplen con lo dispuesto en el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS (Ver Formato 100, Factibilidades Hidrandina).

Respecto a la sobrecarga, en el Formato 202 del proyecto del PI 2025-2029, la SET Chimbote Sur al año 2024 presentará una cargabilidad de 56% y 76% en los devanados de 138, y 13,8 kV, respectivamente. Por lo que, no requiere de un nuevo transformador en el presente proceso de Plan de Inversiones

Sobre el año de inclusión de los proyectos aprobados, éstos se incluyen en la fecha que es requerido de acuerdo con la proyección de la demanda. Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por HIDRANDINA.

Conclusión

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

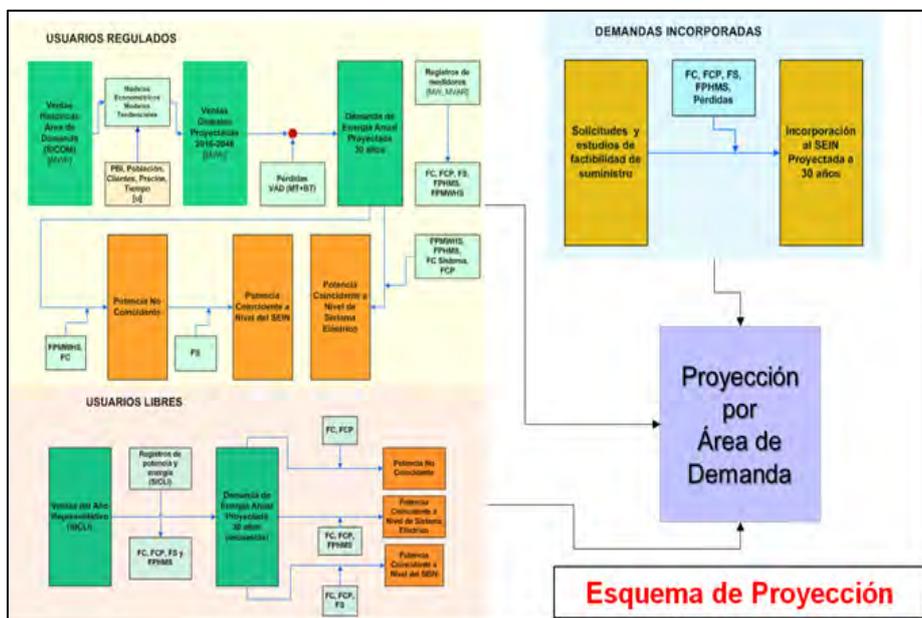
Anexo B

Metodología para la proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

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



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

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

B.1.2 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Áncash, La Libertad y Cajamarca, 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 3 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 3 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 INEI, los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 3 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI departamental con las ventas de energía de cada uno de los departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 3 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 3 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 3 se calculó a partir de las 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 3 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 3 del Año Representativo (2022) se obtuvieron 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 3.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 3 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 3 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 3. 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

En la proyección del PBI del Área de Demanda 3 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

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

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

En la Figura N° 2, se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 3, se observa que este se encuentra ligado al 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 98,79%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 3

Dependent Variable: PBI03 Method: Least Squares Date: 10/13/23 Time: 15:24 Sample (adjusted): 1997 2022 Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	359.4822	356.0297	1.009697	0.3231
PBI03(-1)	1.018113	0.023939	42.52982	0.0000
D2020	-2122.824	549.9442	-3.860072	0.0008
R-squared	0.987907	Mean dependent var		15017.02
Adjusted R-squared	0.986856	S.D. dependent var		4515.656
S.E. of regression	517.7102	Akaike info criterion		15.44488
Sum squared resid	6164549.	Schwarz criterion		15.59004
Log likelihood	-197.7834	Hannan-Quinn criter.		15.48668
F-statistic	939.4951	Durbin-Watson stat		1.967810
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 3 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual en el periodo 2022-2054 es 2,90%:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 3

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	21 850,33	-

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2023	22 815,89	4,4%
2024	23 588,63	3,4%
2025	24 375,36	3,3%
2026	25 176,34	3,3%
2027	25 991,84	3,2%
2028	26 822,10	3,2%
2029	27 667,40	3,2%
2030	28 528,01	3,1%
2031	29 404,21	3,1%
2032	30 296,28	3,0%
2033	31 204,51	3,0%
2034	32 129,19	3,0%
2035	33 070,61	2,9%
2036	34 029,09	2,9%
2037	35 004,93	2,9%
2038	35 998,45	2,8%
2039	37 009,95	2,8%
2040	38 039,78	2,8%
2041	39 088,27	2,8%
2042	40 155,74	2,7%
2043	41 242,55	2,7%
2044	42 349,04	2,7%
2045	43 475,58	2,7%
2046	44 622,52	2,6%
2047	45 790,23	2,6%
2048	46 979,09	2,6%
2049	48 189,49	2,6%
2050	49 421,81	2,6%
2051	50 676,45	2,5%
2052	51 953,82	2,5%
2053	53 254,32	2,5%
2054	54 578,38	2,5%
		2,90%

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 3

Dependent Variable: CLI03 Method: Least Squares Date: 10/13/23 Time: 15:14 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	171929.7	18386.97	9.350623	0.0000
@TREND	33149.94	1213.281	27.32257	0.0000
R-squared	0.967597	Mean dependent var		602878.9
Adjusted R-squared	0.966300	S.D. dependent var		267489.0
S.E. of regression	49104.15	Akaike info criterion		24.51246
Sum squared resid	6.03E+10	Schwarz criterion		24.60845
Log likelihood	-328.9182	Hannan-Quinn criter.		24.54100
F-statistic	746.5227	Durbin-Watson stat		0.106472
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 3 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 2,11%.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 3

Año	Clientes	Δ%
2022	1 075 128	-
2023	1 066 978	-0,8%
2024	1 100 128	3,1%
2025	1 133 278	3,0%
2026	1 166 428	2,9%
2027	1 199 578	2,8%
2028	1 232 728	2,8%
2029	1 265 878	2,7%
2030	1 299 028	2,6%
2031	1 332 178	2,6%
2032	1 365 328	2,5%
2033	1 398 478	2,4%
2034	1 431 628	2,4%
2035	1 464 777	2,3%
2036	1 497 927	2,3%
2037	1 531 077	2,2%
2038	1 564 227	2,2%
2039	1 597 377	2,1%
2040	1 630 527	2,1%
2041	1 663 677	2,0%
2042	1 696 827	2,0%
2043	1 729 977	2,0%
2044	1 763 127	1,9%
2045	1 796 277	1,9%
2046	1 829 427	1,8%
2047	1 862 577	1,8%
2048	1 895 727	1,8%
2049	1 928 877	1,7%
2050	1 962 027	1,7%

Año	Cientes	Δ%
2051	1 995 177	1,7%
2052	2 028 327	1,7%
2053	2 061 476	1,6%
2054	2 094 626	1,6%
		2,11%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 3 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente.

Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 3 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable. donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es de 1,23% en el periodo 2022-2054.

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

Año	Población	Δ%
2022	1 791 600	-
2023	1 808 529	0,9%
2024	1 825 668	0,9%
2025	1 843 019	1,0%
2026	1 857 962	0,8%
2027	1 873 076	0,8%
2028	1 888 363	0,8%
2029	1 903 823	0,8%
2030	1 919 460	0,8%
2031	1 944 997	1,3%
2032	1 970 917	1,3%
2033	1 997 226	1,3%
2034	2 023 931	1,3%
2035	2 051 037	1,3%
2036	2 078 550	1,3%
2037	2 106 478	1,3%
2038	2 134 826	1,3%
2039	2 163 601	1,3%
2040	2 192 810	1,4%
2041	2 222 460	1,4%
2042	2 252 556	1,4%

Año	Población	Δ%
2043	2 283 108	1,4%
2044	2 314 121	1,4%
2045	2 345 602	1,4%
2046	2 377 560	1,4%
2047	2 410 001	1,4%
2048	2 442 934	1,4%
2049	2 476 365	1,4%
2050	2 510 302	1,4%
2051	2 544 755	1,4%
2052	2 579 730	1,4%
2053	2 615 235	1,4%
2054	2 651 280	1,4%
		1,23%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 3 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 0,4347 soles por kWh.

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

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

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 3

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)	0,8408	0,8548	0,7660	0,8910	0,9730	0,8331	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	6,44	195,21	-0,02	2,93	9,66	111,24
	Prob,	0,0000	0,0000	0,9879	0,0073	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	11,49	12,13	9,05	6,73	-2,07	11,17
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0504	0,0000
Variable 3	Valor				-3,33	7,12	
	Prob,				0,0028	0,0000	
Variable 4	Valor					-8,37	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	132,00	147,13	81,86	98,10	276,69	124,81	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

La Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 5,52%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 3 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	1 759 767,93	2 008 558,43	1 512 281,92	1 565 448,94	1 302 660,56	1 570 795,92
2023	1 810 783,15	2 119 520,74	1 528 990,78	1 568 033,88	1 157 679,72	1 599 671,85
2024	1 861 798,36	2 236 613,13	1 545 113,24	1 567 031,40	980 811,16	1 628 037,48
2025	1 912 813,57	2 360 174,26	1 560 689,06	1 562 441,48	770 033,43	1 655 918,96
2026	1 963 828,78	2 490 561,50	1 575 754,12	1 554 264,14	523 325,10	1 683 340,32
2027	2 014 843,99	2 628 151,94	1 590 340,83	1 542 499,37	238 664,70	1 710 323,61
2028	2 065 859,21	2 773 343,54	1 604 478,65	1 527 147,18	-85 969,21	1 736 889,23
2029	2 116 874,42	2 926 556,21	1 618 194,39	1 508 207,55	-452 598,08	1 763 055,99
2030	2 167 889,63	3 088 233,07	1 631 512,51	1 485 680,50	-863 243,36	1 788 841,37
2031	2 218 904,84	3 258 841,73	1 644 455,42	1 459 566,02	-1 319 926,50	1 814 261,58
2032	2 269 920,05	3 438 875,62	1 657 043,68	1 429 864,11	-1 824 668,95	1 839 331,74
2033	2 320 935,26	3 628 855,45	1 669 296,22	1 396 574,78	-2 379 492,15	1 864 065,94
2034	2 371 950,48	3 829 330,65	1 681 230,47	1 359 698,02	-2 986 417,56	1 888 477,34
2035	2 422 965,69	4 040 881,07	1 692 862,56	1 319 233,83	-3 647 466,63	1 912 578,28
2036	2 473 980,90	4 264 118,53	1 704 207,41	1 275 182,21	-4 364 660,80	1 936 380,32
2037	2 524 996,11	4 499 688,69	1 715 278,86	1 227 543,17	-5 140 021,52	1 959 894,32
2038	2 576 011,32	4 748 272,86	1 726 089,78	1 176 316,69	-5 975 570,25	1 983 130,52
2039	2 627 026,54	5 010 590,00	1 736 652,15	1 121 502,80	-6 873 328,42	2 006 098,53
2040	2 678 041,75	5 287 398,79	1 746 977,14	1 063 101,47	-7 835 317,50	2 028 807,45
2041	2 729 056,96	5 579 499,81	1 757 075,20	1 001 112,71	-8 863 558,93	2 051 265,87
2042	2 780 072,17	5 887 737,88	1 766 956,07	935 536,53	-9 960 074,16	2 073 481,89
2043	2 831 087,38	6 213 004,48	1 776 628,91	866 372,92	-11 126 884,63	2 095 463,23
2044	2 882 102,60	6 556 240,35	1 786 102,30	793 621,89	-12 366 011,80	2 117 217,16
2045	2 933 117,81	6 918 438,21	1 795 384,29	717 283,42	-13 679 477,12	2 138 750,61
2046	2 984 133,02	7 300 645,59	1 804 482,47	637 357,53	-15 069 302,03	2 160 070,15
2047	3 035 148,23	7 703 967,92	1 813 403,97	553 844,21	-16 537 507,99	2 181 182,06
2048	3 086 163,44	8 129 571,70	1 822 155,53	466 743,46	-18 086 116,44	2 202 092,28
2049	3 137 178,66	8 578 687,85	1 830 743,50	376 055,29	-19 717 148,84	2 222 806,49
2050	3 188 193,87	9 052 615,31	1 839 173,88	281 779,69	-21 432 626,62	2 243 330,12
2051	3 239 209,08	9 552 724,77	1 847 452,35	183 916,66	-23 234 571,25	2 263 668,32
2052	3 290 224,29	10 080 462,65	1 855 584,30	82 466,20	-25 125 004,17	2 283 826,05
2053	3 341 239,50	10 637 355,28	1 863 574,81	-22 571,68	-27 105 946,82	2 303 808,03
2054	3 392 254,72	11 225 013,31	1 871 428,73	-131 196,99	-29 179 420,67	2 323 618,79
	2,07%	5,52%	0,67%			1,23%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. La tasa de crecimiento promedio 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 potencial, donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI con un rezago, TARIFA REAL y una variable dicotómica llamada D2020, la cual explica la disminución en las ventas

de energía en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19.

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 3

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6 (seleccionado)	
ECUACIÓN:	LOG(ENE03) C LOG(PBIAD03) LOG(CLIAD03) LOG(TARAD03) AR(1)	ENE03 C PBIAD03 CLIAD03 TARAD03	ENE03 C PBIAD03(-1) TARAD03(-1)	ENE03 C PBIAD03(-1) TARAD03(-1) D2015 D2016 D2020	LOG(ENE03) C LOG(PBIAD03) LOG(POBAD03) LOG(TARAD03(-1))	LOG(ENE03) C LOG(PBIAD03(-1)) LOG(TARAD03) D2020	
R ²	0,9888	0,9443	0,9590	0,9815	0,9837	0,9749	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	352,23	124,43	257,07	201,62	421,51	284,33	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADÍSTICO t:							
Variable 1	Valor	0,70	2,73	4,71	5,42	2,48	5,21
	Prob.	0,4904	0,0123	0,0001	0,0000	0,0215	0,0000
Variable 2	Valor	1,19	0,30	21,03	26,55	10,19	27,42
	Prob.	0,2490	0,7703	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 3	Valor	1,68	2,01	-6,53	-7,83	-1,66	-4,48
	Prob.	0,1083	0,0572	0,0000	0,0000	0,1110	0,0002
Variable 4	Valor	-0,95	-3,75		2,80	-4,37	-1,83
	Prob.	0,3556	0,0011		0,0113	0,0003	0,0802
Variable 5	Valor	9,40			2,99		
	Prob.	0,0000			0,0075		
Variable 6	Valor	3,03			-2,23		
	Prob.	0,0066			0,0382		

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinermin)

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 6, con un estimado de crecimiento promedio anual de 3,74%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 3 (MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	1 642 483,05	1 626 964,51	1 585 000,12	1 585 183,03	1 536 812,87	1 676 476,89
2023	1 659 904,19	1 626 940,82	1 612 781,38	1 614 064,83	1 616 203,61	1 725 410,75
2024	1 711 999,28	1 681 890,47	1 697 582,08	1 698 255,22	1 687 106,13	1 824 201,14
2025	1 764 405,14	1 737 003,47	1 765 448,26	1 765 632,98	1 759 757,94	1 904 136,72
2026	1 817 126,86	1 792 282,76	1 834 543,68	1 834 231,12	1 836 176,17	1 986 297,49
2027	1 870 169,40	1 847 731,37	1 904 890,61	1 904 071,75	1 914 562,27	2 070 733,56
2028	1 923 537,63	1 903 352,37	1 976 511,69	1 975 177,38	1 994 948,69	2 157 496,33
2029	1 977 236,33	1 959 148,86	2 049 430,03	2 047 570,92	2 077 370,34	2 246 638,53
2030	2 031 270,17	2 015 124,04	2 123 669,11	2 121 275,70	2 161 859,63	2 338 214,24
2031	2 085 643,79	2 071 281,13	2 199 252,85	2 196 315,47	2 239 798,64	2 432 278,90
2032	2 140 361,74	2 127 623,44	2 276 205,62	2 272 714,41	2 319 234,50	2 528 889,39
2033	2 195 428,52	2 184 154,31	2 354 552,20	2 350 497,13	2 400 183,03	2 628 103,97
2034	2 250 848,61	2 240 877,17	2 434 317,85	2 429 688,70	2 482 659,61	2 729 982,39

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2035	2 306 626,40	2 297 795,49	2 515 528,26	2 510 314,64	2 566 681,98	2 834 585,86
2036	2 362 766,29	2 354 912,81	2 598 209,60	2 592 400,93	2 652 267,50	2 941 977,13
2037	2 419 272,61	2 412 232,73	2 682 388,53	2 675 974,02	2 739 432,05	3 052 220,49
2038	2 476 149,70	2 469 758,94	2 768 092,15	2 761 060,84	2 828 194,98	3 165 381,80
2039	2 533 401,84	2 527 495,15	2 855 348,10	2 847 688,80	2 918 574,18	3 281 528,55
2040	2 591 033,32	2 585 445,18	2 944 184,48	2 935 885,82	3 010 588,02	3 400 729,88
2041	2 649 048,40	2 643 612,89	3 034 629,92	3 025 680,33	3 104 255,40	3 523 056,58
2042	2 707 451,32	2 702 002,24	3 126 713,57	3 117 101,25	3 199 597,91	3 648 581,22
2043	2 766 246,33	2 760 617,23	3 220 465,09	3 210 178,04	3 296 632,26	3 777 378,07
2044	2 825 437,65	2 819 461,95	3 315 914,70	3 304 940,70	3 395 381,14	3 909 523,23
2045	2 885 029,51	2 878 540,57	3 413 093,16	3 401 419,77	3 495 865,64	4 045 094,64
2046	2 945 026,13	2 937 857,32	3 512 031,77	3 499 646,32	3 598 105,11	4 184 172,09
2047	3 005 431,73	2 997 416,51	3 612 762,42	3 599 652,01	3 702 122,87	4 326 837,31
2048	3 066 250,52	3 057 222,53	3 715 317,57	3 701 469,07	3 807 939,33	4 473 174,00
2049	3 127 486,72	3 117 279,86	3 819 730,27	3 805 130,31	3 915 579,05	4 623 267,84
2050	3 189 144,56	3 177 593,04	3 926 034,15	3 910 669,12	4 025 064,78	4 777 206,58
2051	3 251 228,27	3 238 166,72	4 034 263,48	4 018 119,52	4 136 417,40	4 935 080,07
2052	3 313 742,09	3 299 005,61	4 144 453,12	4 127 516,13	4 249 663,29	5 096 980,30
2053	3 376 690,25	3 360 114,50	4 256 638,59	4 238 894,20	4 364 827,03	5 263 001,45
2054	3 440 077,01	3 421 498,31	4 370 856,04	4 352 289,63	4 481 931,23	5 433 239,95
	2,34%	2,35%	3,22%	3,21%	3,40%	3,74%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 6), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 97,49%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual según los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

Dependent Variable: LOG(ENE03)				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 16:06				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.366494	0.646493	5.207321	0.0000
LOG(PBIAD03(-1))	1.287595	0.046952	27.42385	0.0000
LOG(TARAD03)	-0.496048	0.110652	-4.482976	0.0002
D2020	-0.151696	0.082701	-1.834278	0.0802
R-squared	0.974857	Mean dependent var		13.84208
Adjusted R-squared	0.971429	S.D. dependent var		0.446447
S.E. of regression	0.075463	Akaike info criterion		-2.189703
Sum squared resid	0.125284	Schwarz criterion		-1.996149
Log likelihood	32.46614	Hannan-Quinn criter.		-2.133966
F-statistic	284.3335	Durbin-Watson stat		1.117544
Prob(F-statistic)	0.000000			

Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

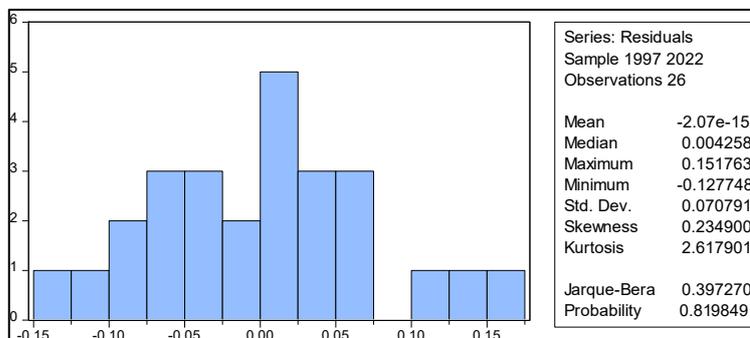
El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 3 es consistente estadísticamente, pues superaron las pruebas

establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del Test de Jarque-Bera >5% (81,98%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F-statistic > 5% (24,64%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	1.483788	Prob. F(3,22)	0.2464	
Obs*R-squared	4.375406	Prob. Chi-Square(3)	0.2237	
Scaled explained SS	2.534189	Prob. Chi-Square(3)	0.4691	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 15:04				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.040915	0.026048	-1.570756	0.1305
LOG(PBIAD03(-1))^2	0.000177	0.000199	0.889908	0.3831
LOG(TARAD03)^2	0.002304	0.001245	1.850849	0.0777
D2020^2	-0.009439	0.006667	-1.415823	0.1708
R-squared	0.168285	Mean dependent var	0.004819	
Adjusted R-squared	0.054869	S.D. dependent var	0.006250	
S.E. of regression	0.006077	Akaike info criterion	-7.228110	
Sum squared resid	0.000812	Schwarz criterion	-7.034557	
Log likelihood	97.96544	Hannan-Quinn criter.	-7.172374	
F-statistic	1.483788	Durbin-Watson stat	1.574939	
Prob(F-statistic)	0.246446			

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% (18,29%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.851512	Prob. F(2,20)	0.1829	
Obs*R-squared	4.061871	Prob. Chi-Square(2)	0.1312	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 15:07				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.227864	0.657180	0.346730	0.7324
LOG(PBIAD03(-1))	-0.014190	0.046984	-0.302025	0.7658
LOG(TARAD03)	-0.026635	0.109570	-0.243085	0.8104
D2020	0.048790	0.085018	0.573882	0.5724
RESID(-1)	0.475554	0.247367	1.922467	0.0689
RESID(-2)	-0.149203	0.240297	-0.620913	0.5417
R-squared	0.156226	Mean dependent var	-2.07E-15	
Adjusted R-squared	-0.054718	S.D. dependent var	0.070791	
S.E. of regression	0.072702	Akaike info criterion	-2.205727	
Sum squared resid	0.105711	Schwarz criterion	-1.915397	
Log likelihood	34.67445	Hannan-Quinn criter.	-2.122122	
F-statistic	0.740605	Durbin-Watson stat	1.776341	
Prob(F-statistic)	0.602065			

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 2,51% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 3 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	1 475 426	-
2023	1 530 578	3,74%
2024	1 587 795	3,74%
2025	1 657 290	4,38%

Año	Ajuste final	TC
2026	1 728 719	4,31%
2027	1 802 125	4,25%
2028	1 877 555	4,19%
2029	1 955 053	4,13%
2030	1 995 526	2,07%
2031	2 036 838	2,07%
2032	2 079 005	2,07%
2033	2 122 047	2,07%
2034	2 165 980	2,07%
2035	2 210 824	2,07%
2036	2 256 596	2,07%
2037	2 303 318	2,07%
2038	2 351 007	2,07%
2039	2 399 685	2,07%
2040	2 449 371	2,07%
2041	2 500 087	2,07%
2042	2 551 854	2,07%
2043	2 604 693	2,07%
2044	2 658 628	2,07%
2045	2 713 680	2,07%
2046	2 769 873	2,07%
2047	2 827 230	2,07%
2048	2 885 776	2,07%
2049	2 945 534	2,07%
2050	3 006 532	2,07%
2051	3 068 793	2,07%
2052	3 132 344	2,07%
2053	3 197 212	2,07%
2054	3 263 425	2,07%
		2,51%

Fuente: Formato F-108 (PROPUESTA Osinerghmin)

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 3 que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 3) 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 Usuarios 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.

Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Por tanto, en el Área de Demanda 3, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los Usuarios 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 Usuarios Libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

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

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

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

actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

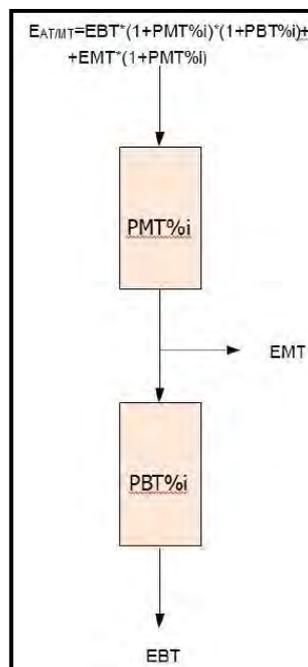
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 3 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

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

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía

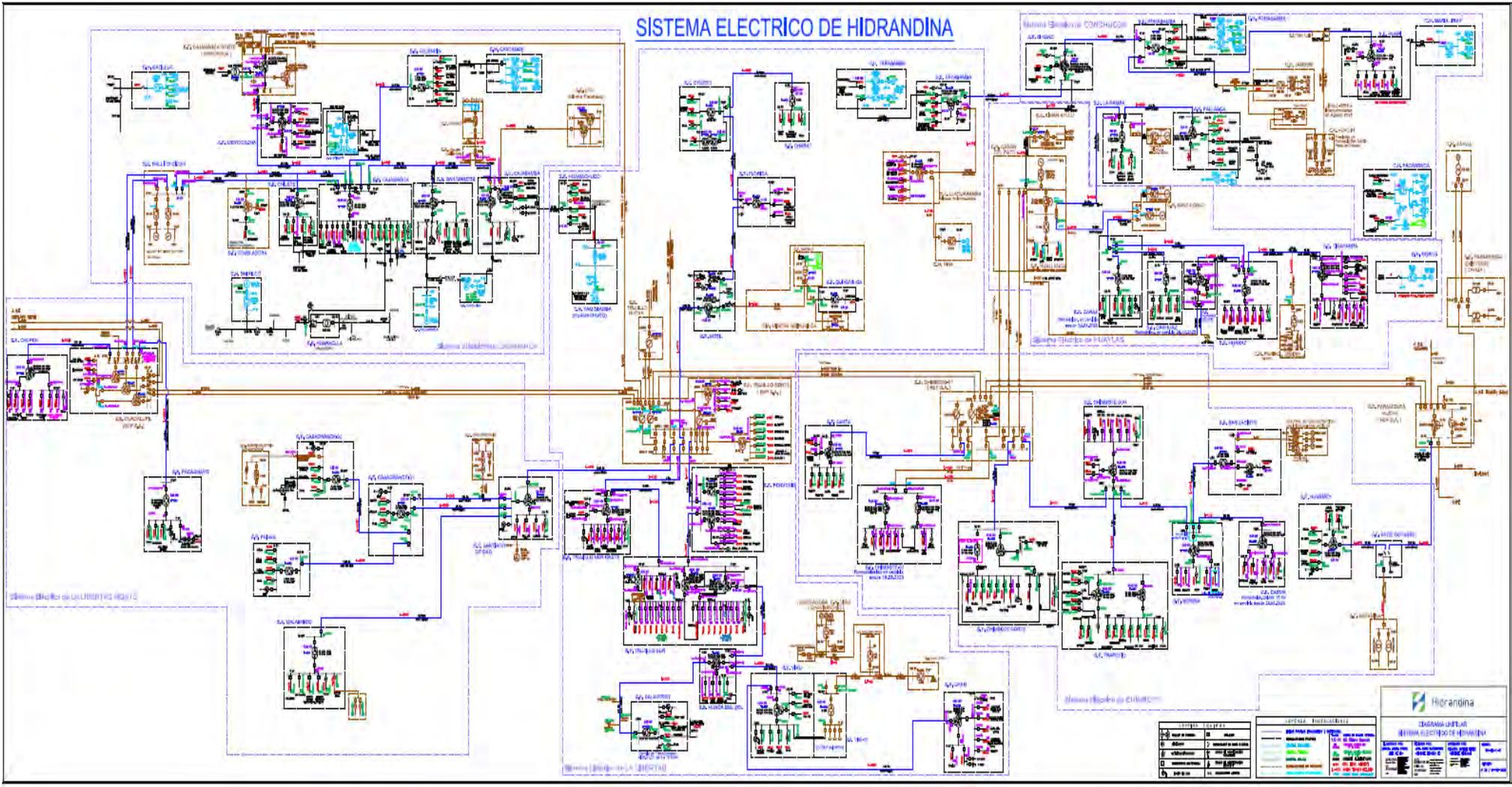


B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

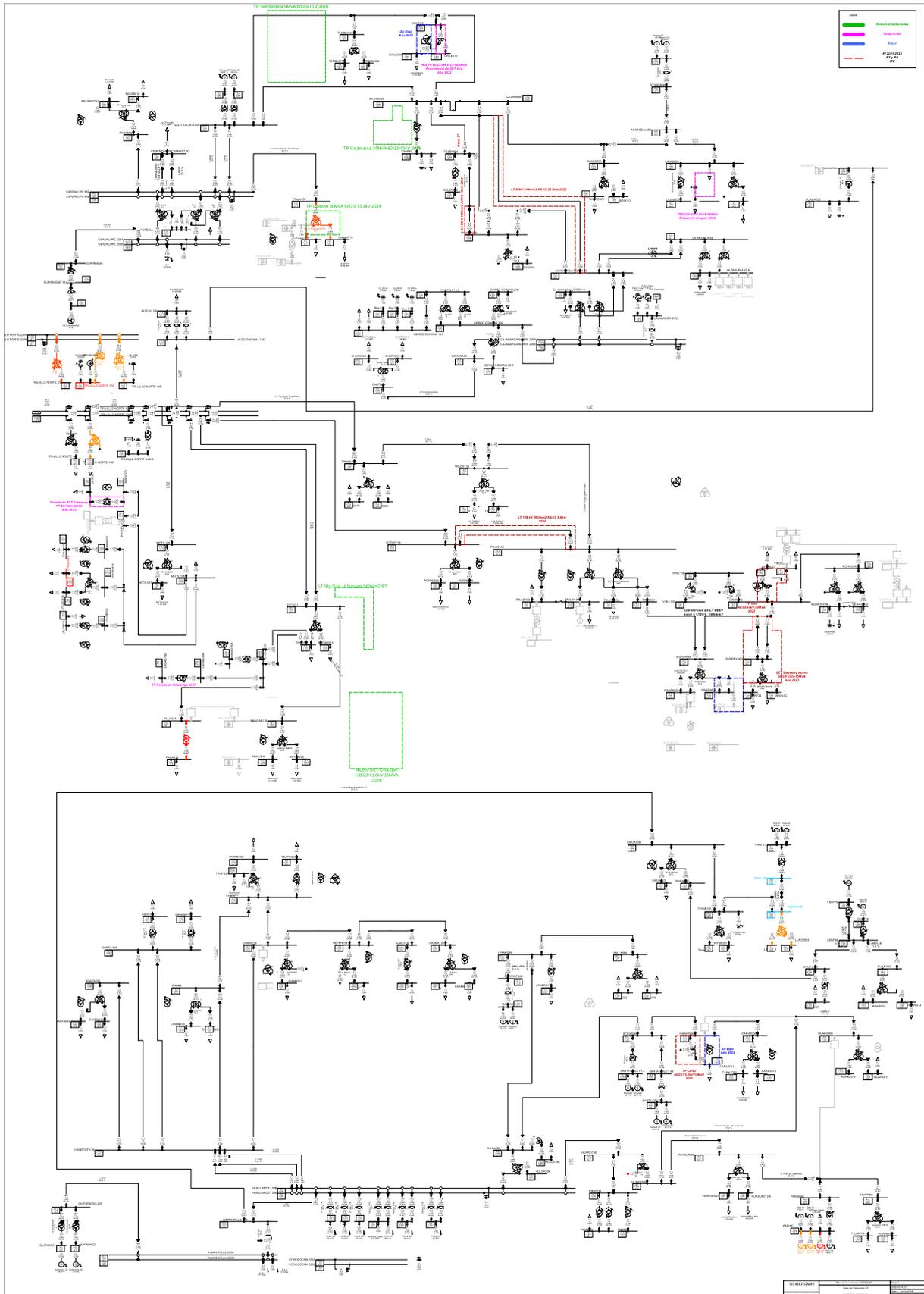
Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C
Diagrama Unifilar del Sistema Actual
según información de Titulares

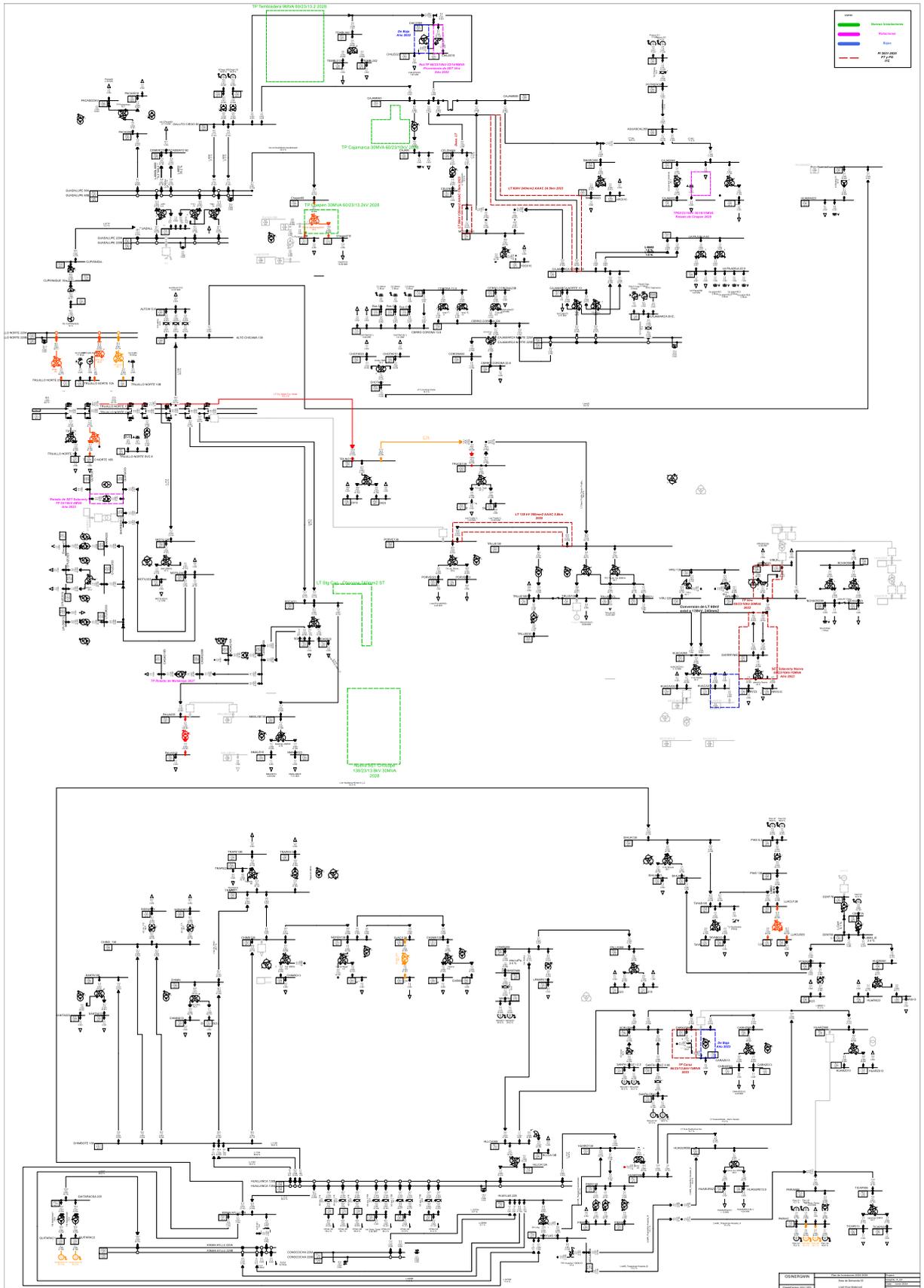


Anexo D
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de Osinerghmin

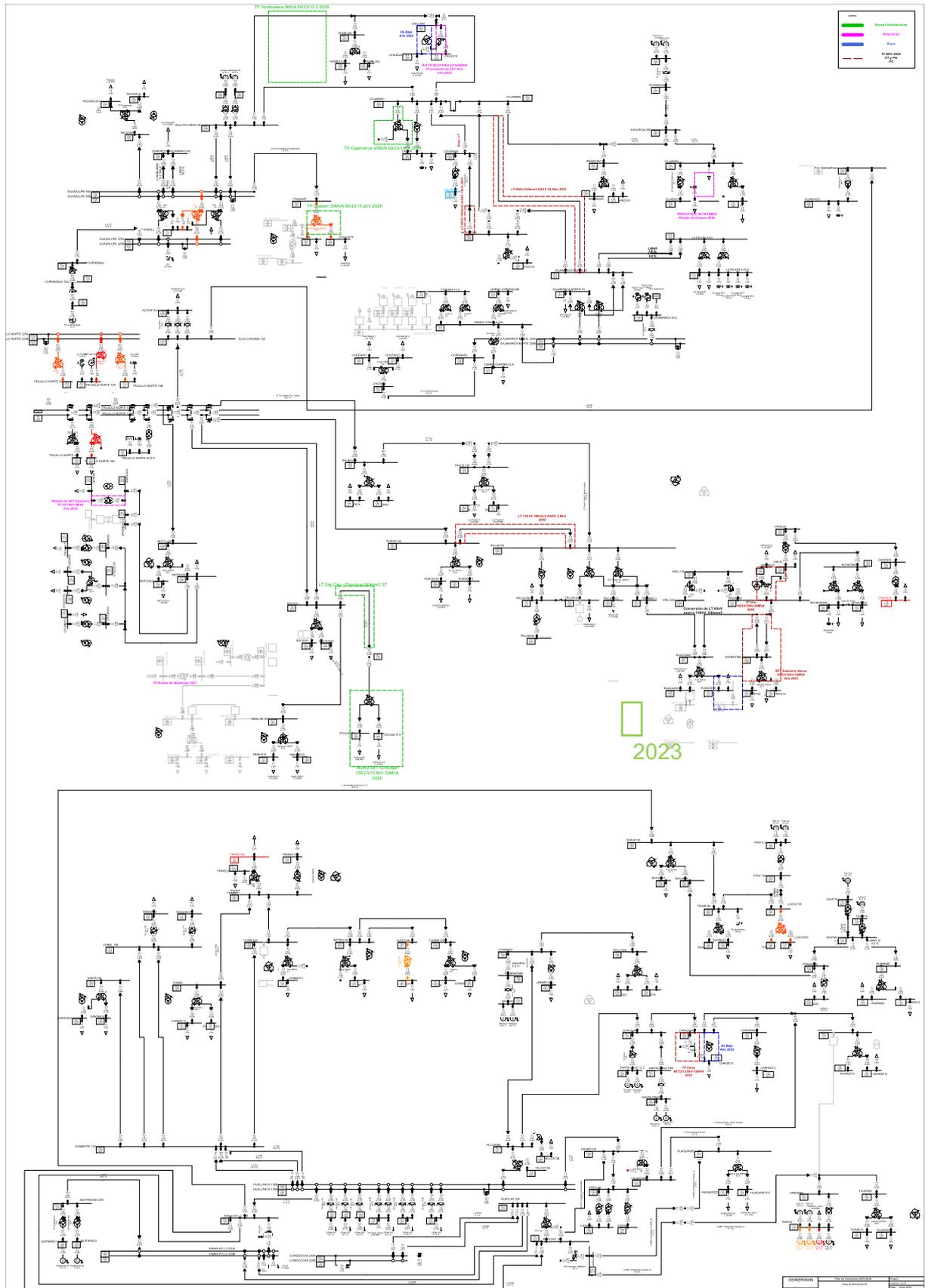
Área de Demanda 3 (Año 2025)



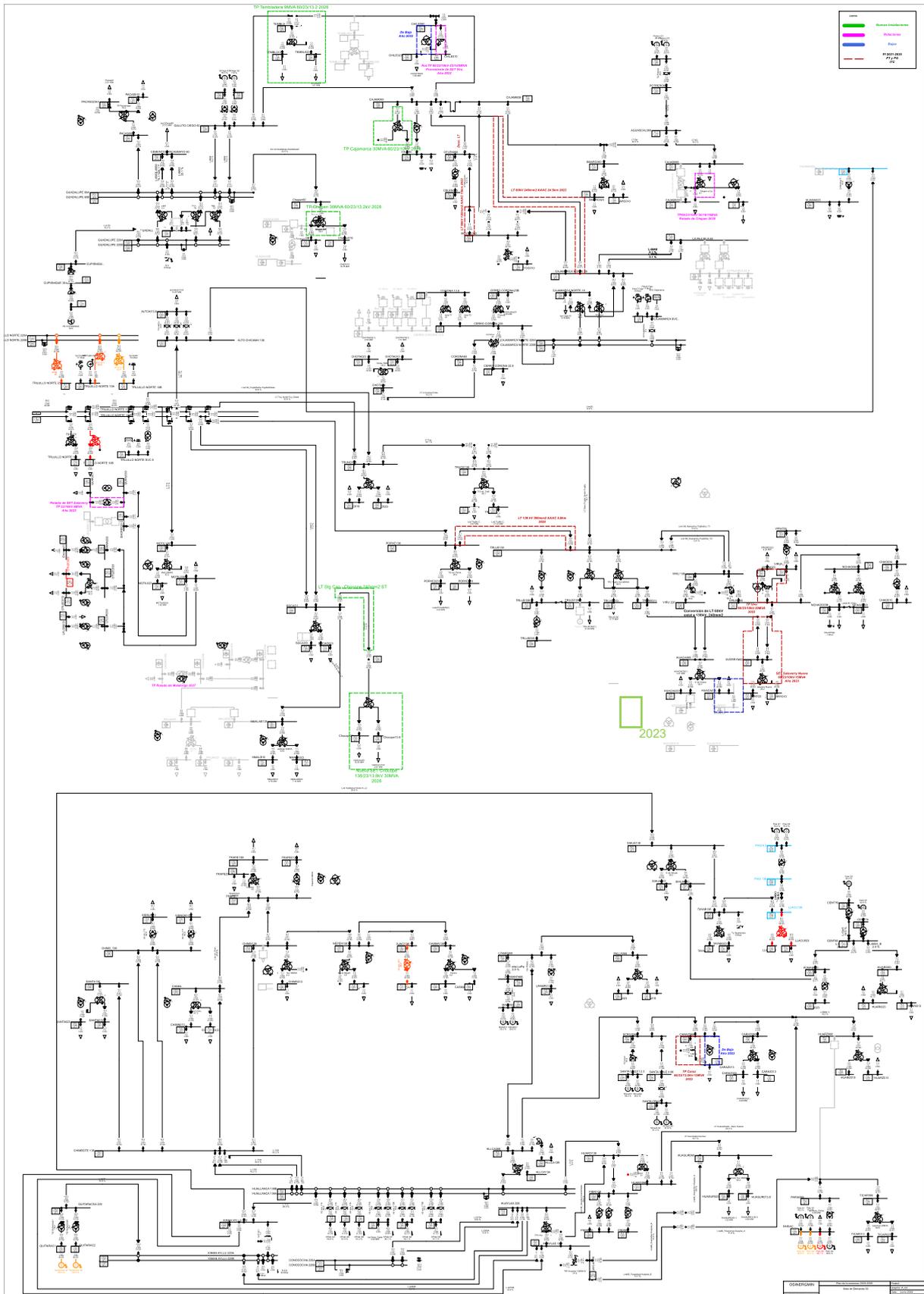
Área de Demanda 3 (Año 2026)



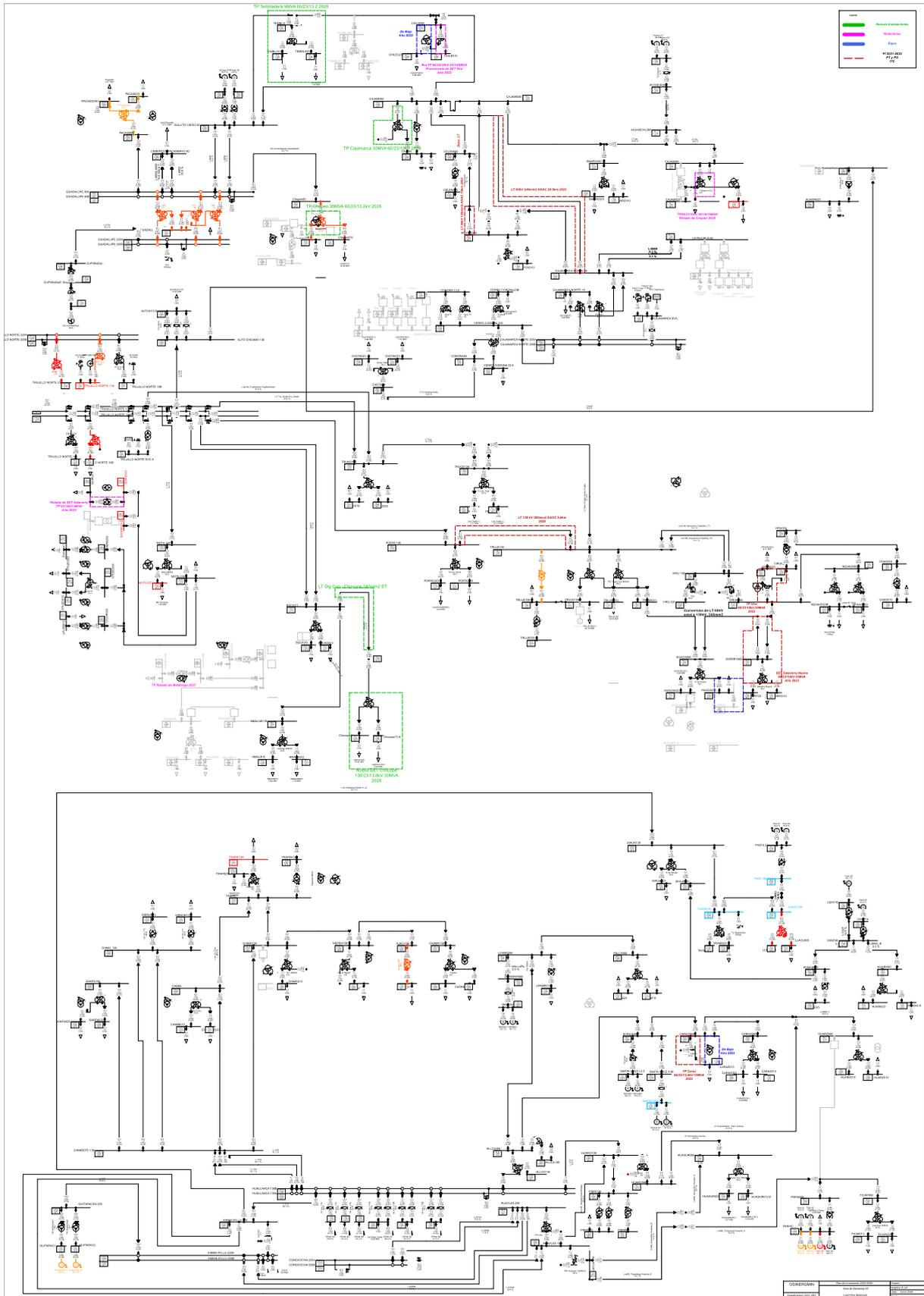
Área de Demanda 3 (Año 2027)



Área de Demanda 3 (Año 2028)



Área de Demanda 3 (Año 2029)



Anexo E
Plan de Inversiones 2025-2029 determinado por
Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029– Área de Demanda 3

Proyecto N°	Año previsto(*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD
1	2027	HIDRANDINA	Nueva SET Chocope	SET Chocope	5 961 139
2	2028	HIDRANDINA	Nueva SET Tembladera	SET Tembladera	3 338 571
3	2027	HIDRANDINA	Transformador 60/23/10 de 30/30/30 MVA incluyen celda	SET Cajamarca	1 479 222
4	2029	HIDRANDINA	Celdas AT y MT	SET Cajabamba	826 591
5	2028	HIDRANDINA	Transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Chepén	906 907
6	2026/2028	HIDRANDINA	Celda MT	SET Varias	184 452

(*) 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 3

Programación de Bajas AD3				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2029	Celda de transformador 60 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de transformador 22,9 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de transformador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de Alimentador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celdas de Alimentador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2028	Transformador 60/22,9/10 kV de 7 MVA	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET Tembladera
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET Tembladera
3	HIDRANDINA	2028	Transformador 33/10 kV de 2 MVA	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador de 33 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador de 10 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Santiago de Cao	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Paiján	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Santiago de Cao	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Casagrande2	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador 10 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador 10 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Transformador 33/10 kV de 7 MVA	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Línea Transformador de 33 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de Transformador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Transformador de 33/10 kV de 4 MVA	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Malabrigo	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de línea a SE Casagrande1	SET Paiján

Programación de Bajas AD3				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2028	Celda de transformador de 33 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de transformador de 10 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2028	Celda de alimentador de 10 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Santiago de Cao – Casagrande 1	Línea
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Santiago de Cao – Casagrande 1	Línea
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Casagrande 1 – Casagrande 2	Línea
3	HIDRANDINA	2028	LT 33 kV Casagrande 1 – Paján	Línea
3	HIDRANDINA	2025	Transformador 33/10 kV de 2 MVA	SET Charat

Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Retiro de proyectos aprobados PI 2021-2025 AD03				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2024	TP 34,5/23/10kV - 15MVA	SET Paján
3	HIDRANDINA	2024	Celda de Transformador 23 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2024	Celda de Medición 23 kV	SET Paján
3	HIDRANDINA	2024	Celda de Alimentador 23 kV	SET Paján

Anexo F

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 3

Año	HIDRANDINA		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	2 526,07	-	2 665,59	-
2023	2 742,61	8,57%	2 760,89	3,58%
2024	2 849,46	3,90%	2 832,09	2,58%
2025	2 947,30	3,43%	2 923,23	3,22%
2026	3 221,62	9,31%	3 012,03	3,04%
2027	3 272,63	1,58%	3 089,09	2,56%
2028	3 323,64	1,56%	3 168,25	2,56%
2029	3 374,65	1,53%	3 249,54	2,57%
2030	3 425,66	1,51%	3 291,50	1,29%
2031	3 476,67	1,49%	3 334,32	1,30%
2032	3 527,68	1,47%	3 378,02	1,31%
2033	3 578,69	1,45%	3 422,64	1,32%
2034	3 629,70	1,43%	3 468,17	1,33%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT). La demanda Global en (GWh) de HIDRANDINA corresponde a la PROPUESTA FINAL.

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 3 (USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1 C/B-1	
2025		713 745			-100%
2026			112 812	-	-
2027			7 440 361	-	-
2028	45 233 064	59 731 186	4 317 119	-90,461%	-92,77%
2029			826 591	-	-
TOTAL	45 233 064	60 444 931	12 696 882	-71,93%	-78,99%

9. Referencias

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

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.