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

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Hidrandina S.A. (en adelante “HIDRANDINA”), Red de Energía del Perú (en adelante “REP”), Compañía Transmisora Andina S.A. (en adelante “CTA”), Conelsur 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”) 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.

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

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones, o la información presentada como parte de la subsanación no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De los TITULARES, en esta oportunidad 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.

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.

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

- 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 para HIDRANDINA:

- En la SET Chepén, un transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA.
- En la SET Cajabamba, cambio de las celdas de transformador (60,22,9/10 kV), alimentador (22,9 y 10 kV) y medición (22,9 y 10 kV), así como la rotación del transformador de la SET Chepén.
- En la SET Cajamarca, un transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA con las celdas de transformador de 60 y 10 kV.
- Una nueva SET Tembladera, con transformador de 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA, dos celdas de línea 60 kV, celdas de transformador (60, 22,9 y 10 kV), dos celdas de alimentador de 22,9 kV y 2 celdas de alimentador de 10 kV y celdas de medición de (22,9 y 10 kV).
- LT 138 kV Santiago de Cao - Chocope, de 21 km.
- Una nueva SET Chocope, celda línea transformador de 138 kV, celdas de transformador de 22,9 y 10 kV, 3 celdas de alimentador de 10 kV, 3 celdas de alimentador de 22,9 kV, celdas de medición 22,9 y 10 kV.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 3, para el período 2025 – 2029, se muestra en el siguiente cuadro:

**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	12 198 359	21	105	41
HIDRANDINA	12 198 359	21	105	41
MAT	4 549 009	21	30	4
Celdas	800 384			2
Línea	2 66 677	21		1
Transformador	1 681 948		30	1
AT	4 681 550		75	8
Celda	1 671 126			5
Línea				
Transformador	3 010 424		75	3
MT	2 967 800			29
Celda	2 967 800			29

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

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	5
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	7
2. UBICACIÓN	11
3. PROPUESTA INICIAL.....	16
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	16
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	17
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS	23
5. PROPUESTA FINAL	26
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	26
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	27
6. ANÁLISIS DE OSNERGMIN	33
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA.....	33
6.1.1 Información Base.....	34
6.1.1.1 Ventas de energía.....	34
6.1.1.2 Variables explicativas.....	34
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	34
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	34
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	35
6.1.5 Proyección Global	35
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	36
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN.....	39
6.2.1 Consideraciones.....	40
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	41
6.2.3 Análisis de Alternativas	44
6.2.3.1 SE Caraz, Carhuaz, Huaraz, Huallanca, Tayabamba, Ticapampa, Pomabamba y Aija, Cotaparaco II Etapa.....	44
6.2.3.2 SE Guadalupe, Guadalupe Rural.....	44
6.2.3.3 SE Cajabamba, Cajamarca, Cajamarca Baja Densidad, Cajamarca Rural, Catilluc, Celendín, Guadalupe, Guadalupe Rural, Huamachuco, Namora.....	45
6.2.3.4 SE Casma, Casma Rural, Chimbote, Chimbote Rural, Nepeña, Santa, Santa Rural	46
6.2.3.5 SE Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao.....	47
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	51
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	51
6.2.4.2 Programación de Bajas	51
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	53
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
8. ANEXOS	55
9. REFERENCIAS.....	130

1. Introducción

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

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 3, para el período mayo 2025 - abril 2029.

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

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

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.

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° 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.

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.

(...)

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

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

a) Criterios Aplicables

(...)

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

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

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

(...)

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, 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, aprobado por Resolución N° 080-2022-OS/CD, modificada con Resolución N° 145-2022-OS/CD y actualizada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

Osinerghmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

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

Respuesta a Observaciones

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

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

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinergmin debe publicar el proyecto de resolución que

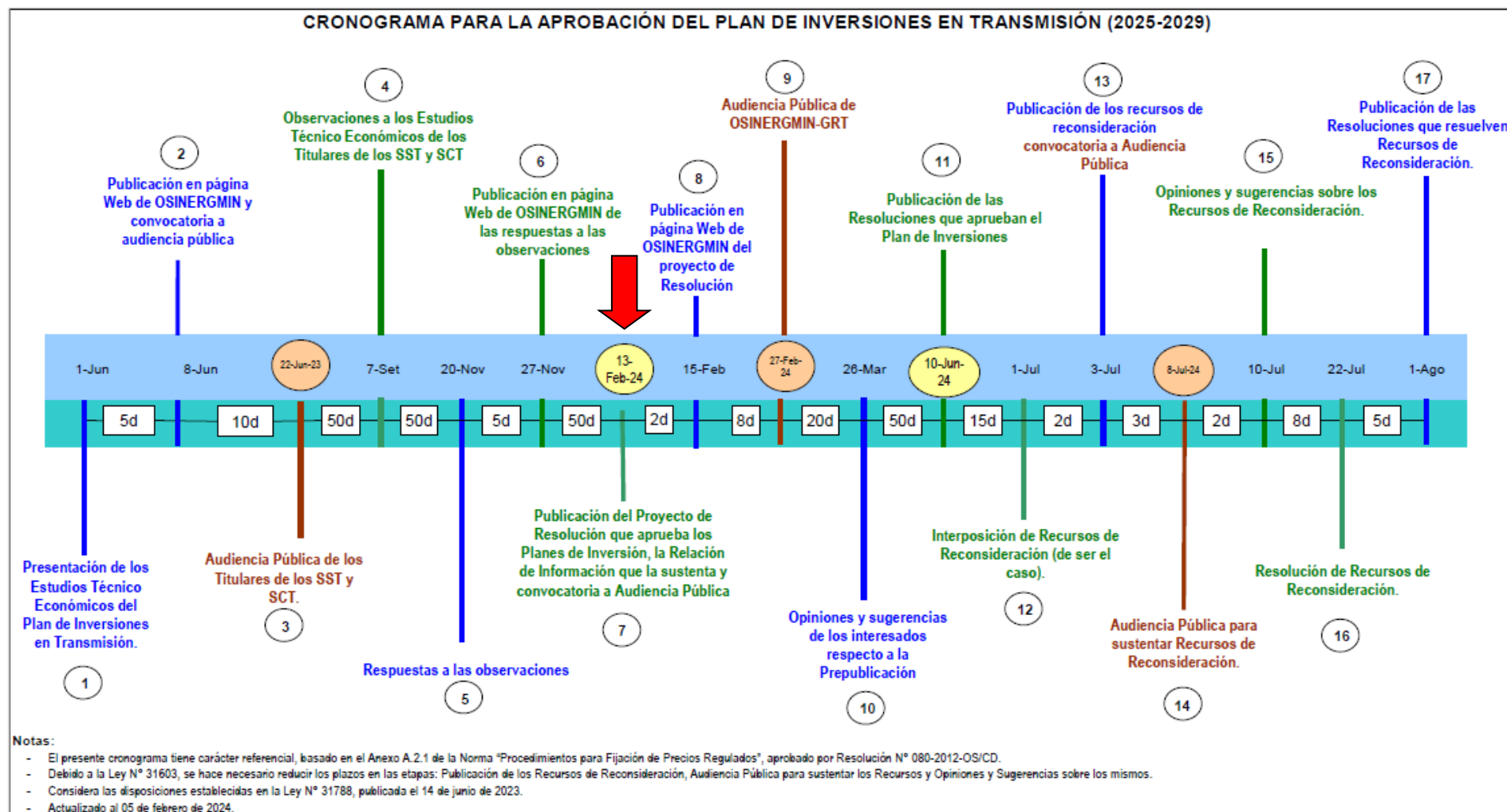
aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

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

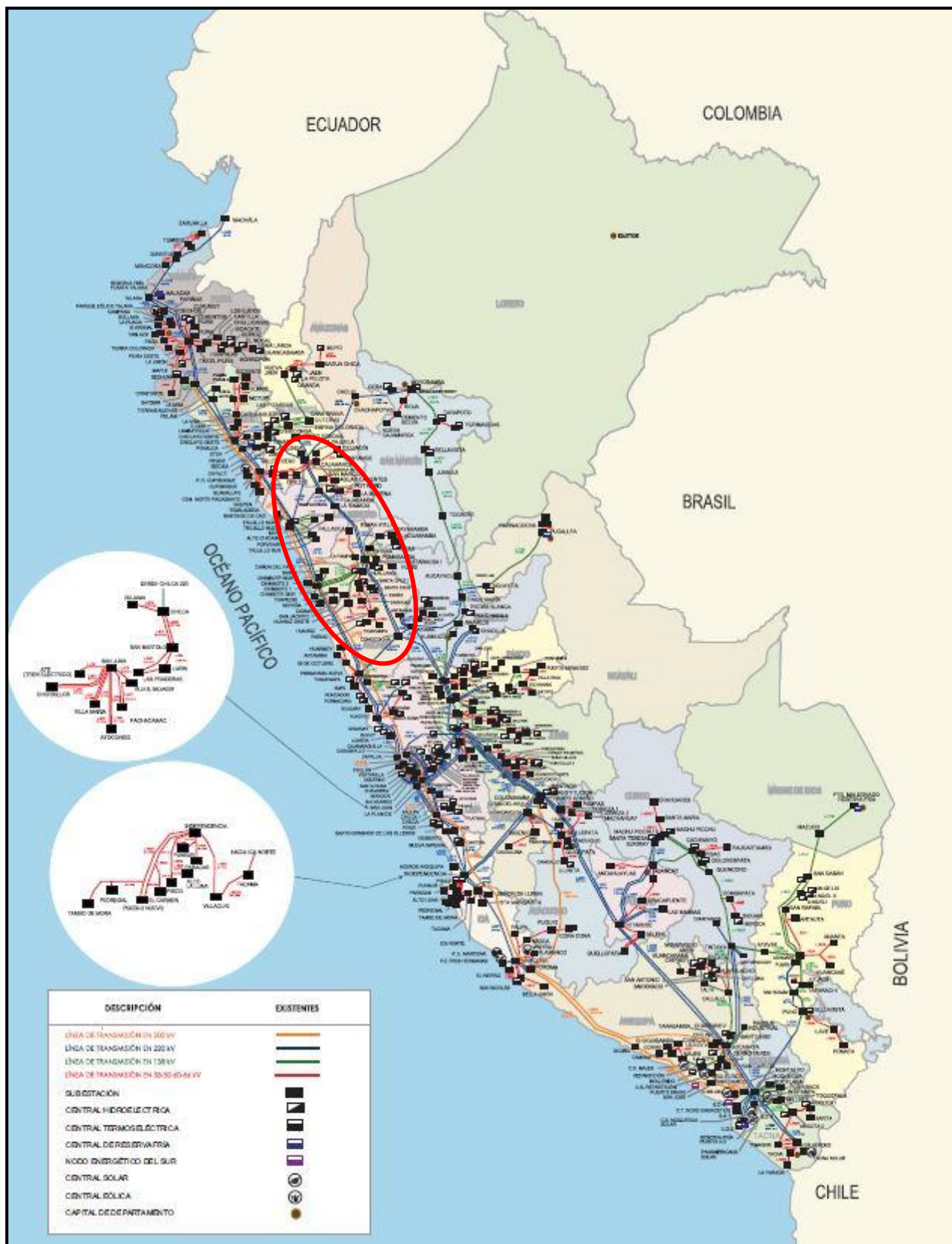
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias: Hidrandina S.A. (en adelante "HIDRANDINA"), Red de Energía del Perú (en adelante "REP"), Compañía Transmisora Andina S.A. (en adelante "CTA"), Conelsur S.A.C. (CONELSUR), Isa Perú S.A. (en adelante "ISA PERÚ") y el Proyecto Especial Chavimochic (en adelante "CHAVIMOCHIC") son las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES").

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



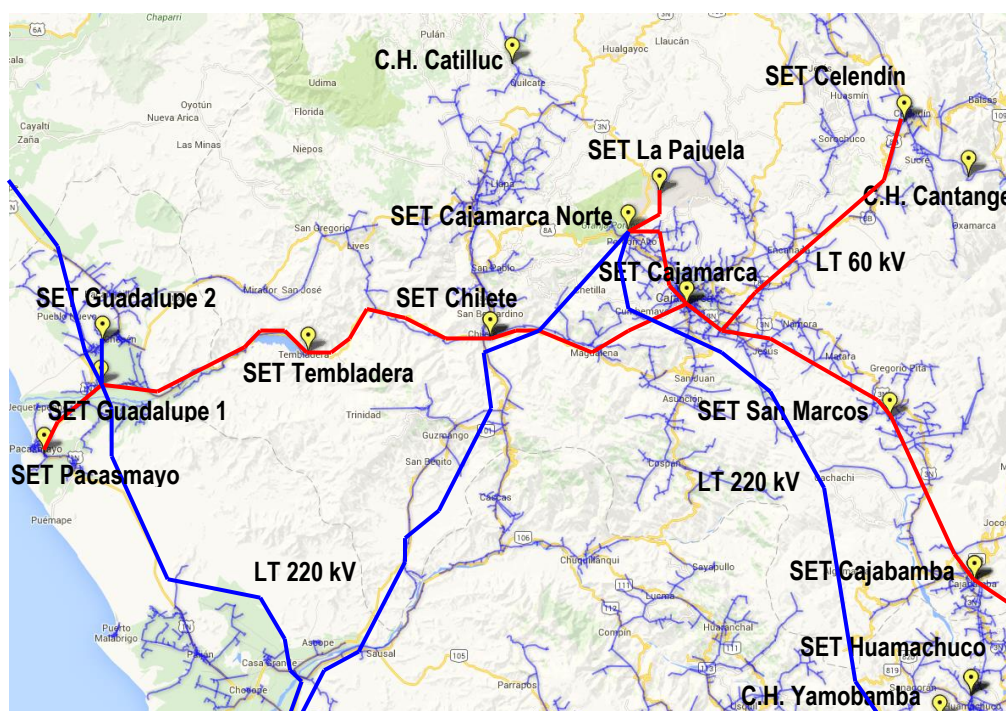
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2019

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.

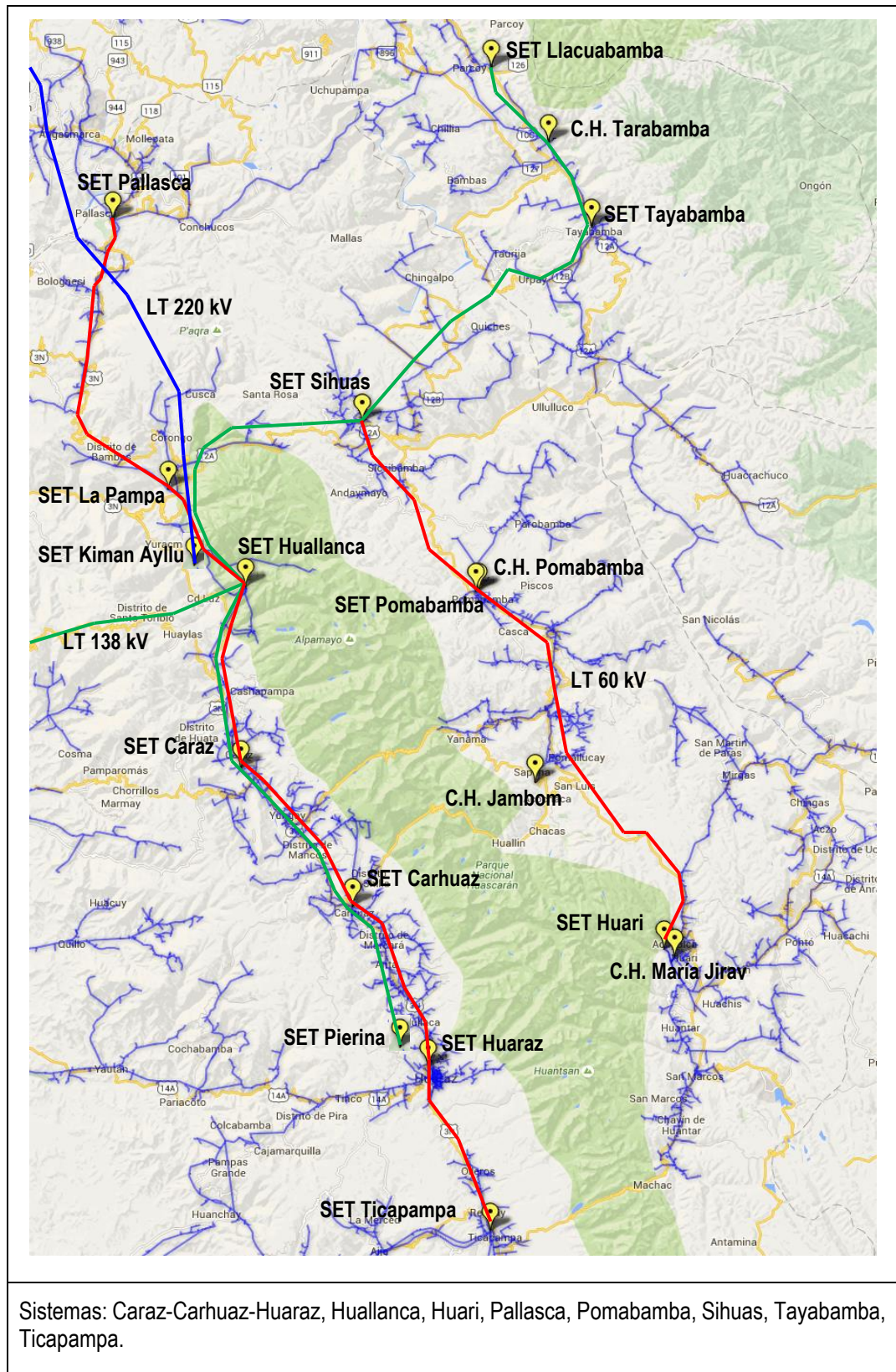
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 3



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



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





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, Osinergmin 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 Osinergmin 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 III/ 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 Osinergmin 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.

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

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, 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 Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ISA PERÚ e HIDRANDINA tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL que se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

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

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

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a 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.

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

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica del 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.

Es así que, en la proyección del Área de Demanda 3 se ha considerado 14 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
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

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	2 740,04	4 936,43
2024	1 881,95	315,85	2 811,24	5 009,04
2025	1 881,95	317,57	2 902,38	5 101,89
2026	1 881,95	319,33	2 991,19	5 192,46
2027	1 881,95	321,14	3 068,24	5 271,33
2028	1 881,95	323,00	3 147,40	5 352,35
2029	1 881,95	324,91	3 228,70	5 435,56
2030	1 881,95	325,91	3 270,65	5 478,51
2031	1 881,95	326,93	3 313,47	5 522,35
2032	1 881,95	327,97	3 357,18	5 567,09
2033	1 881,95	329,03	3 401,79	5 612,77
2034	1 881,95	330,12	3 447,33	5 659,39

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinergmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 1,28%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 2,17%.

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 (en 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
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
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	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	3,9
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

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
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
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		814,3	829,4	844,3	863,0	881,5	898,8	916,6	934,9	944,4	954,1	964,0	974,1	984,4

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)

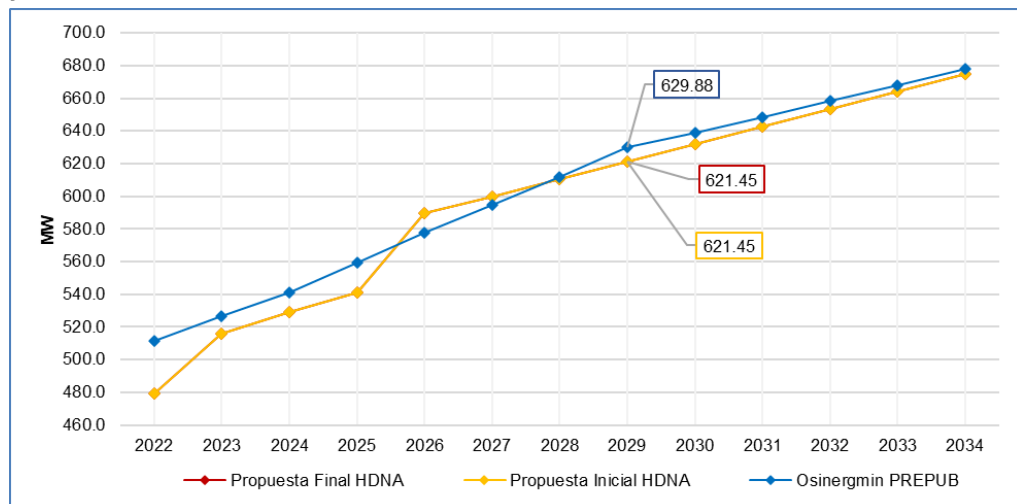
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL HIDRANDINA	PROPUESTA INICIAL HIDRANDINA
2022	511,79	479,45	479,45
2023	526,60	515,87	515,87
2024	541,21	529,32	529,32
2025	559,51	540,89	540,89
2026	577,64	589,41	589,41
2027	594,59	600,09	600,09
2028	612,00	610,77	610,77
2029	629,88	621,45	621,45
2030	639,17	632,13	632,13
2031	648,64	642,81	642,81
2032	658,31	653,50	653,50
2033	668,19	664,18	664,18
2034	678,27	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 Osinergmin.
- 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 D; 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 Osinergmin

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

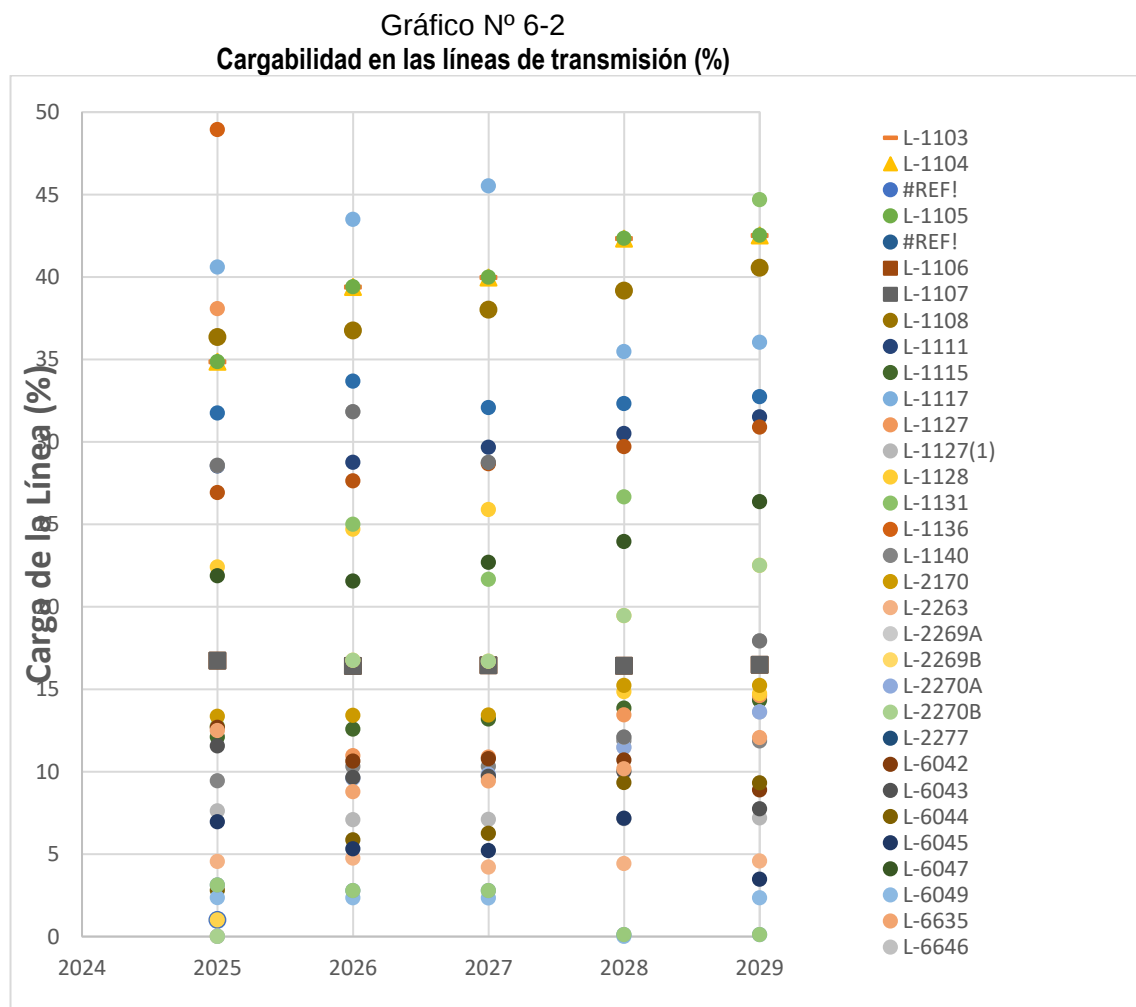
Fuente: Formato F-202 de Osinergmin

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.

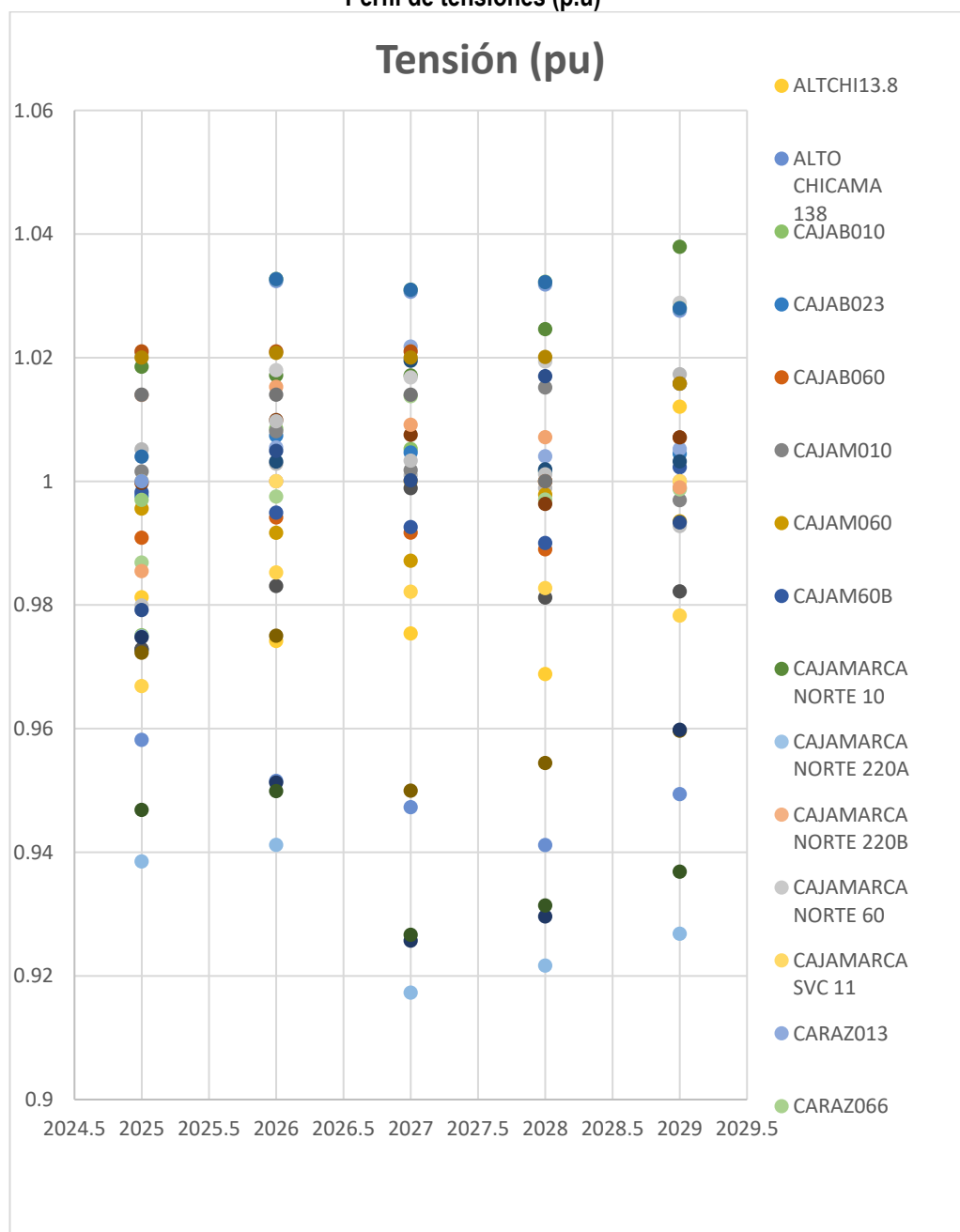
Producto de dicha evaluación, se tienen los siguientes resultados.

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



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 Chepen**

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 y de 10 kV, no siendo necesario el devanado de 22,9 kV dado que no se le viene dando uso. En ese sentido, se incluyen en el PI 2025-2029 las celdas de transformador de 60 kV 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 (07) 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, la demanda de 22,9 kV debe ser suministrada desde la SET Moyococha. En ese sentido, las dos celdas de alimentador de 22,9 kV no se incluyen en el PI 2025-2029.

Respecto a la celda de medición de 22,9 y 10 kV, se debe señalar que, el devanado de 22,9 kV no tendrá carga, por lo que no sería necesario; mientras que, para el devanado de 10 kV, HIDRANDINA no ha demostrado la necesidad de esta celda, debido a que actualmente viene funcionando sin mayor problema. En ese sentido, las celdas de medición no se incluyen 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 – Celendin. 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: Transformador de 60/23/10 kV de 15 MVA, 2 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 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 Osinergmin, 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. 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 Paiján 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	1 647 542	1 978 900	-	853 362	4 479 804	842 533	-1 504 770	3 817 568	1,000
Alternativa 2	1 570 596	2 378 380	-	1 301 439	5 250 415	1 020 859	-1 203 825	5 067 449	1,327
Alternativa 3	-	-	4 741 088	2 678 510	7 419 599	1 180 915	-	8 600 513	2,253

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 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.

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 Osinerghmin, 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

Programación de Bajas AD3				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
3	HIDRANDINA	2029	Dos (02) celdas de Alimentador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Dos (02) celdas 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	Cuatro (04) celdas de Línea de 33 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Dos (02) celdas 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	Dos (02) celdas de alimentador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Transformador de 33/10 kV de 4 MVA	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Dos (02) celdas de línea de 33 kV	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	Tres (03) celdas 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

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	12 198 359	21	105	41
HIDRANDINA	12 198 359	21	105	41
MAT	4 549 009	21	30	4
Celdas	800 384			2
Línea	2 66 677	21		1
Transformador	1 681 948		30	1
AT	4 681 550		75	8
Celda	1 671 126			5
Línea				
Transformador	3 010 424		75	3

MT	2 967 800			29
Celda	2 967 800			29

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 Osinergmin, 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 SE 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 2017-2021

Retiro de proyectos aprobados PIT 2017-2021 AD01				
Proyecto	Titular	Año	Elemento	Instalación
11	HIDRANDINA	2024	Transformador 34,5/22,9/10 kV - 15 MVA, 01 celdas de transformador, 01 celdas de alimentador y 01 celdas de medición de 22,9 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 12 198 359 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 2021, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

[sbuenalaya]

/hbc

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

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

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

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

OBSERVACIONES GENERALES

1. En el resumen ejecutivo del ESTUDIO no se presenta de manera clara la relación de proyectos a darse de Baja que resultaría producto del planeamiento propuesto 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, el estudio no presenta variación respecto a la PROPUESTA INICIAL.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

2. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que HIDRANDINA ha corregido los valores históricos de las variables explicativas del periodo 1996-2021 de manera que correspondan con los valores de la Modificatoria del PI 2021-2025. Sin embargo, para el cálculo de las variables explicativas del año 2022 se observa no se ha seguido los criterios establecidos conforme se analiza en las observaciones 11), 12), 13) y 14).

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

3. 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.

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque los sistemas eléctricos de transmisión considerados por HIDRANDINA son de acuerdo a lo aprobado en la Resolución 083-2015-OS/CD y su informe N° 232-2015-GART que ya no se encuentran vigentes.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

4. 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.

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque HIDRANDINA no ha incluido el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca como parte del Área de Demanda 3.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

5. 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.

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque HIDRANDINA no ha presentado los registros de mediciones correspondiente a la barra CERRO CORONA 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

6. 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.

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, para algunas cargas, la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

7. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA cumplió con actualizar los archivos observados.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

8. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no ha presentado la información requerida.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación no se considera absuelta.

9. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que presenta en el formato F-305 dos propuestas para la SET Huamachuco.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

10. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que HIDRANDINA presenta los Mapas de Densidad de Carga en formato AutoCAD y png. Sin embargo, dichos archivos no se han presentado de acuerdo a la NORMA TARIFAS, esto es, no se puede identificar las SET nuevas y existentes ni los radios de influencia de cada uno de ellos. Asimismo, tampoco se incluyen los Usuarios Libres y las demandas incorporadas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

Proyección de la Demanda

11. Variable PBI

12. Variable PBI

Los valores del periodo 2019-2021 de la variable "PBI" del Área de Demanda 3 (AD3) consignados en el formato F-104 y en el archivo "CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx" no son los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025.

En el archivo "CALCULOS TARIFA – Act. 2022.xlsx" se verifica que los valores de las ventas de energía por departamento del año 2022 empleados en el cálculo del PBI del AD3 no resultan ser los valores reportados por la Base de Datos del SICOM 2022.

Los valores históricos del PBI del AD3 (periodo 2019-2021) deben ser los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025. Mientras que el PBI del AD3 del año 2022 debe ser calculado mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

Por otro lado, en el Folio 10 del archivo “VOLUMEN II PROYECCIÓN DE DEMANDA.docx” se indica que en la proyección del PBI del AD3 se ha considerado “un modelo de proyección del PBI03 haciendo uso del método Holt-Winters-No Estacional (Prevía comparación con el método de proyección lineal con la ecuación PBIA03 C PBINACIONAL)”; sin embargo, en el archivo workfile “Métodos de Proyección.wf1”, HIDRANDINA no presenta el modelo mencionado ni el del método de proyección lineal en función del PBI nacional.

En el archivo “CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx” se ha observado que el valor del PBI nacional del año 2022 no está sustentado y que las tasas de crecimiento del PBI nacional de los años 2023, 2024 y 2025 (2,5%, 2,6% y 2,6% respectivamente) no son las mismas tasas referidas en el archivo “CALCULOS TARIFA - Act. 2022.xlsx” (1,9%, 2,5% y 2,6% respectivamente). Por lo que, al parecer, HIDRANDINA emplea datos de fuentes diferentes para una misma variable. Se requiere que se valide y corrija donde corresponda.

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

Finalmente, HIDRANDINA debe evaluar si dicha variable (PBI nacional) es explicativa en la proyección del PBI del AD3 y validarla estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se subsana la observación en el archivo “CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx”, asimismo se actualiza en el archivo F-104.

Año	PBI Ancash	PBI Cajamarca	PBI La Libertad	MWh Ancash	MWh Cajamarca	MWh La Libertad	PBI 03
1996	7,471	4,929	8,469				7,809
1997	7,426	5,540	8,931				8,169
1998	6,818	6,148	8,982				8,129
1999	8,284	6,640	8,971				8,529
2000	8,443	6,920	9,412				8,884
2001	11,266	6,815	9,255				9,442
2002	13,214	7,523	9,855				10,375
2003	13,495	8,179	10,508				10,940
2004	13,877	8,296	10,437				11,000
2005	14,317	8,904	11,475				11,844
2006	14,662	8,815	13,264				13,066
2007	15,673	8,159	14,616				14,097
2008	16,855	9,320	15,654				15,183
2009	16,401	10,050	15,716				15,203
2010	16,013	10,141	16,625				15,706
2011	16,156	10,595	17,378				16,278
2012	17,667	11,271	18,713				17,576
2013	18,479	11,087	19,532				18,274
2014	16,028	10,856	19,821				17,849
2015	17,585	10,799	20,275				18,495
2016	18,366	10,581	20,448				18,762
2017	19,317	10,902	20,798				19,241
2018	20,712	11,209	21,840				
2019	20,059	11,480	22,637				20,660
2020	18,775	10,324	21,228				19,271
2021	21,297	11,469	23,403				21,368

Se indica que el archivo SICOM 2022, directamente no indica las ventas de energía del mercado regulado por departamento, por lo que la determinación por departamentos se ve el sustento en el formato F-105, en la que se coloca la energía del mercado regulado en las zonas en las que HIDRANDINA tiene atención de usuarios.

	Ancash	Cajamarca	La Libertad	MWh
2,019	441,922.77	189,331.94	833,577.29	1,464,832.00
2,020	420,883.49	185,259.59	771,025.92	1,377,169.00
2,021	449,556.14	205,614.26	786,785.61	1,441,956.00
2,022	458,011.57	210,218.68	766,825.68	1,435,055.93

Se subsana la observación con la actualización del archivo PBI departamental 2022, descargado de la página:

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4802766/Producto%20Bruto%20Interno%20por%20Departamentos%202007-2022%20%28Cifras%20preliminares%29.xlsx?v=1688653882>

Y se actualiza tanto en el F-104 como en el archivo "CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx"

Cuadro N° 1												Regresor
PERÚ: Producto Bruto Interno												
por Años, según Departamento												
Valores a precios constantes de 2017 (Miles de soles)												
Departamentos	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019P/	2020P/	2021E/	2022E/	
Amazonas	2,551,601	2,682,266	2,824,603	2,782,128	2,784,366	2,940,822	3,118,373	3,168,990	3,034,150	3,129,734	3,074,240	
Ancash	17,666,947	18,478,843	16,028,265	17,584,621	18,365,696	19,317,454	20,712,339	20,059,093	18,770,139	21,491,279	21,751,039	
Apurímac	2,110,908	2,342,674	2,437,434	2,630,345	6,343,065	7,718,535	7,131,314	7,170,478	6,437,777	6,593,721	6,133,984	
Arequipa	22,033,542	22,629,103	22,773,308	23,524,592	29,623,112	30,724,797	31,506,818	31,404,343	26,491,442	29,989,964	31,478,366	
Ayacucho	4,482,971	4,906,299	4,879,476	5,162,331	5,177,917	5,451,854	5,760,202	5,931,518	5,200,203	5,812,277	5,992,550	
Cajamarca	11,270,583	11,086,928	10,855,588	10,798,612	10,581,305	10,901,682	11,209,419	11,479,756	10,316,482	11,507,718	11,939,309	
Cusco	17,711,332	20,708,699	20,723,581	21,071,852	21,898,270	21,576,717	21,700,735	22,006,880	19,326,435	20,594,957	21,528,113	
Huancavelica	3,143,661	3,174,927	3,281,748	3,265,820	3,212,948	3,354,985	3,525,421	3,527,812	3,284,707	3,501,268	3,462,845	
Huánuco	4,380,310	4,642,728	4,799,787	5,114,983	5,345,445	5,832,171	6,010,056	6,081,484	5,444,897	5,974,351	6,192,423	
Ica	13,067,505	14,394,675	14,809,397	15,295,581	15,325,191	16,206,741	16,994,391	17,656,354	15,621,323	19,590,684	20,589,844	
Junín	10,718,558	11,095,514	12,391,582	14,412,891	14,285,221	14,954,057	15,459,518	15,330,366	13,870,724	15,966,218	16,340,682	
La Libertad	18,712,792	19,532,083	19,821,258	20,274,733	20,448,345	20,797,558	21,840,178	22,637,274	21,239,307	23,571,322	23,926,592	
Lambayeque	9,782,672	10,138,533	10,354,938	10,809,529	11,080,412	11,371,483	11,837,862	12,113,549	11,357,224	13,104,922	13,374,058	
Lima	189,597,321	200,400,691	208,022,491	214,469,326	220,241,329	224,691,974	234,445,543	240,498,497	212,087,261	242,552,423	248,502,039	
Prov. Const. del Callao	18,070,083	19,196,189	19,828,477	20,209,052	20,890,862	21,400,320	22,229,310	22,458,010	18,855,112	22,168,532	22,803,495	
Región Lima	19,857,037	14,893,394	15,468,191	15,992,567	16,146,749	16,285,655	17,183,773	17,316,831	16,333,918	18,048,112	17,826,274	
Provincia de Lima	157,690,141	166,311,098	172,725,823	178,267,707	183,403,718	187,005,999	195,032,460	200,723,656	176,898,231	202,335,179	207,872,270	
Loreto	8,212,422	8,505,693	8,779,305	8,584,514	7,602,217	8,087,444	8,932,782	9,336,037	8,046,179	8,915,929	9,380,755	
Madre de Dios	1,950,139	2,240,082	1,923,155	2,346,810	2,663,699	2,409,050	2,255,653	2,124,983	1,611,133	1,758,085	1,780,713	
Moravia	7,756,800	8,598,669	8,371,348	8,693,747	8,635,514	8,696,704	8,785,457	8,416,846	8,585,078	9,190,784	10,279,119	

Cuadro N° 1 PERÚ: Producto Bruto Interno por Años, según Departamentos Valores a Precios Constantes de 2007 (Miles de soles)													Actualizado de la página: https://wwwinei.gob.pe/estadisticas/indicadores/tematico/prod			
Departamentos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019P/	2020P/	2021E/	2022E/
Amazonas	1,778,775	1,930,947	2,058,318	2,210,682	2,287,107	2,551,601	2,682,266	2,824,603	2,782,128	2,784,366	2,940,822	3,118,373	3,168,990	3,033,975	3,135,301	
Ancash	15,672,771	16,854,588	16,400,826	16,013,215	16,155,687	17,666,947	18,478,843	16,028,265	17,584,621	18,365,696	19,317,454	20,712,339	20,059,093	18,770,139	21,491,279	21,751,039
Apurímac	1,824,181	1,688,564	1,623,801	1,765,744	1,869,417	2,110,908	2,342,674	2,437,434	2,630,345	6,343,065	7,718,535	7,131,314	7,170,478	6,443,685	6,580,442	
Arequipa	16,991,831	18,885,807	19,032,479	20,158,733	21,038,813	22,033,542	22,629,103	22,773,308	23,524,592	29,623,112	30,724,797	31,506,818	31,404,343	26,482,174	29,897,324	
Ayacucho	2,975,676	3,401,175	3,750,401	3,922,514	4,111,349	4,482,971	4,906,299	4,879,476	5,162,331	5,177,917	5,451,854	5,760,202	5,931,518	5,161,383	5,812,277	
Cajamarca	8,159,499	9,319,769	10,050,467	10,140,905	10,595,497	11,270,583	11,086,928	10,855,588	10,798,612	10,581,305	10,901,682	11,209,419	11,479,756	10,316,482	11,507,718	11,939,309
Cusco	10,913,725	12,663,686	13,631,820	15,405,459	17,384,466	17,711,332	20,708,699	20,723,581	21,071,852	21,898,270	21,576,717	21,700,735	22,006,880	19,326,435	20,594,957	
Huancavelica	2,475,279	2,613,850	2,696,095	2,817,536	2,909,215	3,143,661	3,174,927	3,281,748	3,265,820	3,212,948	3,354,985	3,525,421	3,527,812	3,284,707	3,501,268	
Huánuco	3,200,861	3,464,132	3,499,798	3,739,082	3,955,589	4,380,310	4,642,728	4,799,787	5,114,983	5,345,445	5,832,171	6,010,056	6,081,484	5,443,863	5,974,351	
Ica	8,793,956	10,415,637	10,841,974	11,607,992	12,883,432	13,067,505	14,394,675	14,809,397	15,295,581	15,325,191	16,206,741	16,994,391	17,656,354	15,615,883	19,434,835	
Junín	9,240,435	10,023,855	9,099,077	9,518,659	10,009,485	10,718,558	11,095,514	12,391,582	14,412,891	14,285,221	14,954,057	15,459,518	15,330,366	13,870,724	15,966,218	
La Libertad	18,615,612	19,532,083	19,716,171	19,624,854	17,378,414	18,712,792	19,582,083	19,821,258	20,274,733	20,448,345	20,797,558	21,840,178	22,637,274	21,239,307	23,571,322	23,926,592
Lambayeque	6,880,023	7,512,522	7,910,362	8,449,884	8,937,792	9,782,672	10,138,533	10,354,938	10,809,529	11,080,412	11,371,483	11,837,862	12,113,549	11,355,785	13,107,163	
Lima	136,238,703	148,415,981	148,910,138	164,623,842	178,742,878	189,597,321	200,400,691	208,022,491	214,469,326	220,241,329	224,691,974	234,445,543	240,498,497	211,793,982	242,143,160	
Prov. Const. del Callao	13,386,423	14,627,416	14,288,888	15,689,336	17,563,803	18,070,083	19,196,189	19,828,477	20,209,052	20,690,862	21,400,320	22,229,310	22,458,010	18,868,542	22,199,686	

2018	20,712	11,209	21,840				20,253	Fuente Modificatoria 2021-2025
2019	20,059	11,480	22,637				20,660	
2020	18,770	10,316	21,239				19,271	
2021	21,491	11,508	23,571				21,368	Fuente Modificatoria 2021-2025
2022	21,751	11,939	23,927	458,011.57	210,218.68	766,825.68	21,476	

Para el presente levantamiento de observaciones, se indica que se está realizando la proyección de la demanda del PBI03 por el método ARIMA(1,1,1), el mismo que se adjunta en Excel como fuente.

Respecto al sustento del PBIA03-2022, se encuentra ya actualizado con los valores del PBI departamental y se adjunta en el archivo "CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx".

Al respecto se indica que los únicos valores a utilizar en los cálculos del PBI son los porcentajes presentados en el archivo "CALCULOS TARIFA - Act. 2022.xlsx".

Años	PBI Nacional	
2020	var%	
2021		
2022		
2023	1.9%	encuesta BCRP
2024	2.5%	encuesta BCRP
2025-54	2.6%	<<==PBI potencial estimados BCRP

Las mismas que serán actualizados con la última publicación.

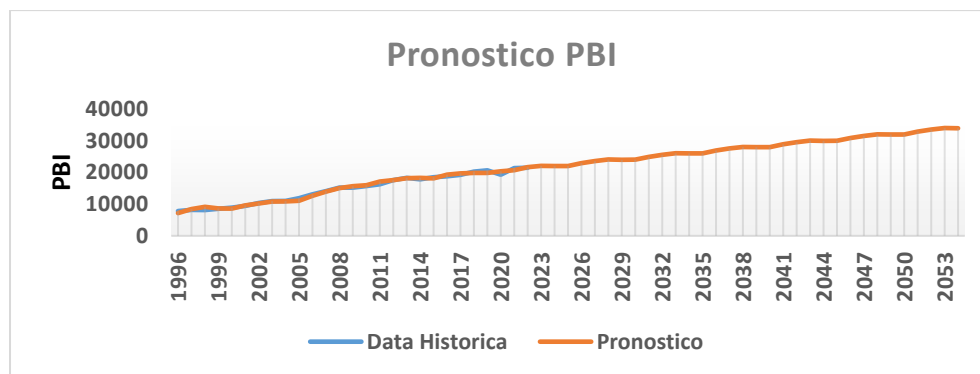
Se actualiza con la última actualización publicada por el BCRP

<https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>

Expectativas anuales de 2023			
29 de setiembre de 2023	0.7%	0.6%	1.3%
Expectativas anuales de 2024			
29 de setiembre de 2023	2.6%	2.2%	2.5%
Expectativas anuales de 2025			
29 de setiembre de 2023	3.0%	2.7%	3.0%

Años	PBI Nacional	
2020	var%	
2021		
2022		
2023	0.7%	encuesta BCRP
2024	2.6%	encuesta BCRP
2025-54	3.0%	<<==PBI potencial estimados BCRP

Para el caso en particular de la proyección de la demanda del PBIA03 se adjunta el archivo eviews sobre la proyección Holt Winter.



Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores de la variable PBI del Área de Demanda 3 del periodo 2019-2021 coinciden con los de la Modificatoria del PI 2021-2025.

De otro lado, el cálculo del valor de la variable PBI del Área de Demanda 3 del 2022 no se ha seguido los criterios establecidos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

13. Variable Clientes

Los valores del periodo 2019-2021 de la variable “Clientes” del AD3 consignados en el formato F-104 y en el archivo “CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx” no son los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025. Así tampoco el valor de la variable Clientes del AD3 del año 2022 coincide con el reportado en la Base de Datos del SICOM.

En el Folio 14 del archivo “VOLUMEN II PROYECCIÓN DE DEMANDA.docx” HIDRANDINA indica que la proyección de clientes del AD3 lo realiza usando “un método Holt-Winters-No Estacional”; sin embargo, en el archivo workfile “Métodos de Proyección.wf1” no presenta dicho modelo.

Al respecto, HIDRANDINA debe corregir los valores históricos de la variable Clientes del periodo 2019-2021 de manera que sean los aprobados en el proceso de Modificatoria del PI 2021-2025. Asimismo, debe corregir el valor de la variable Clientes del AD3 de 2022, el cual debe ser extraído de la Base de Datos del SICOM 2022.

En cuanto a la proyección de la variable Clientes, HIDRANDINA debe considerar los criterios seguidos en el proceso del PI 2021-2025 y su Modificatoria, proyectando dicha variable mediante un modelo tendencial lineal.

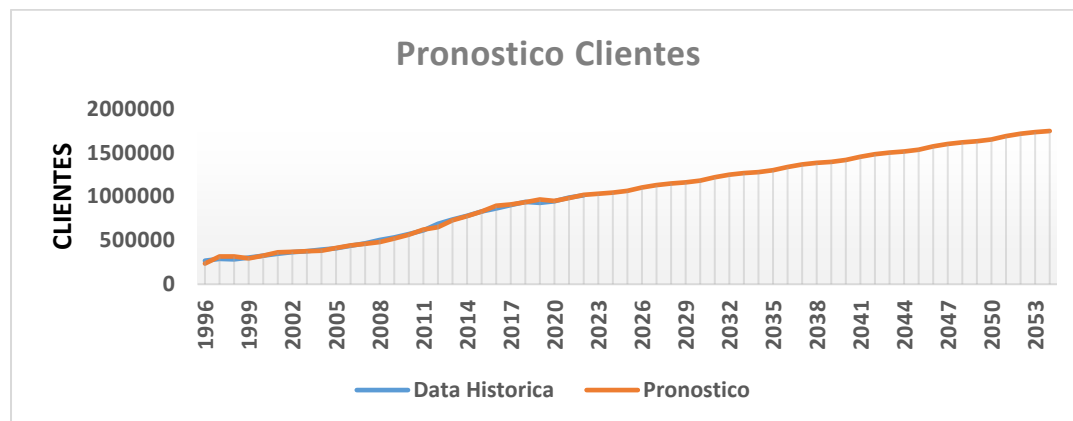
Respuesta

Al respecto se modifica la variable Clientes hasta el 2021 los cuales han sido tomados del PIT 2021-2025 ya aprobado, asimismo referente al año 2022 se adjunta el archivo SICOM con los sistemas eléctricos descontando a los clientes de HUARMEY, únicamente considerando a los clientes regulados del área de demanda 03 de HIDRANDINA S.A.

Se adjunta los archivos EVIEWS.

Al respecto se modifica la variable Clientes hasta el 2021 los cuales han sido tomados del PIT 2021-2025 ya aprobado, asimismo referente al año 2022 se adjunta el archivo SICOM con los sistemas eléctricos descontando a los clientes de HUARMEY, únicamente considerando a los clientes regulados del área de demanda 03 de HIDRANDINA S.A.

Se adjunta los archivos EViews.



Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores de la variable Clientes del Área de Demanda 3 del periodo 1996-2021 coinciden con los de la Modificatoria del PI 2021-2025.

De otro lado, HIDRANDINA no ha seguido los criterios establecidos para el cálculo del valor de la variable Clientes del Área de Demanda 3 del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

14. Variable Población

Los valores del periodo 1996-2021 de la variable “Población” del AD3 consignados en el formato F-104 no son los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025.

En el Folio 7 del archivo “VOLUMEN II PROYECCIÓN DE DEMANDA.docx” se indica que los valores de población departamental del año 2022 corresponden a la información considerada por Osinergmin en la proyección de demanda de la Liquidación Anual 2022.

Sin embargo, HIDRANDINA no ha sustentado la procedencia de las tasas de crecimiento media de la población total consignadas en el archivo “CALCULOS PBIA03-CLIENTES-POBLACION-TARIFA-Act. 2022.xlsx”, con las cuales ha proyectado la población.

Dicho ello, HIDRANDINA debe corregir los valores históricos de la variable Población del AD3 de manera que dichos valores se desprendan de los aprobados en el PI 2021-2025 y su Modificatoria.

En relación al valor de la variable “Población” del AD3 del año 2022, HIDRANDINA debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD3 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales anuales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores se deben emplear en la proyección de la variable Población del AD3.

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

Respuesta

Sobre la variable población, se actualizaron los valores del AD3, según la Modificatoria del PI 2021-2025.

Sobre los valores de la población departamental, al año 2022, se ha corroborado que estos son los mismos que los presentados por el INEI en su web actualizada, la cual es (<https://www.inei.gov.pe/estadisticas/indice-tematico/population/>).

POBLACIÓN ESTIMADA AL 30 DE JUNIO, POR AÑOS CALENDARIO Y SEXO, SEGÚN DEPARTAMENTO, 2021 Y 2022							
UBIGEO	DEPARTAMENTO	2021			2022		
		Total	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer
000000	PERÚ	33,035,304	16,394,177	16,641,127	33,396,698	16,569,707	16,826,991
010000	AMAZONAS	428,512	220,649	207,863	429,483	221,120	208,363
020000	ÁNCASH	1,188,391	599,168	589,223	1,194,156	602,365	591,791
030000	APURÍMAC	430,609	220,408	210,201	429,720	220,056	209,664
050000	AYACUCHO	669,979	343,311	326,668	670,579	344,027	326,552
060000	CAJAMARCA	1,455,245	727,990	727,255	1,454,217	727,379	726,838
070000	CALLAO	1,151,480	560,319	591,161	1,171,648	569,609	602,039
120000	JUNÍN	1,369,003	682,406	686,597	1,374,221	685,022	689,199
130000	LA LIBERTAD	2,048,492	1,015,871	1,032,621	2,077,345	1,030,226	1,047,119
140000	LAMBAYEQUE	1,325,912	645,573	680,339	1,338,994	651,779	687,215
250000	UCAYALI	602,400	314,313	288,087	615,024	320,587	294,437

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población Departamental, por Años Calendario y Edad Simple, 1995-2030, Boletín especial N° 25.

Se muestra la base de datos extraída de la página web de INEI, de la cual se obtuvieron los valores de la Población estimada para el 2022.

Para la proyección de las poblaciones departamentales se realizó la interpolación según lo indicado. (para 2023-2024, del 2022 al 2025; para 2026-2029, del 2025 al 2030 y para 2031-2054 de 1996 al 2030).

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores de la variable Población del Área de Demanda 3 del periodo 1996-2021 coinciden con los de la Modificatoria del PI 2021-2025.

De otro lado, HIDRANDINA no ha seguido los criterios establecidos el cálculo del valor de la variable Población del Área de Demanda 3 del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

15. Variable Tarifa Real

Los valores del periodo 1996-2021 de la variable “Tarifa Real” del AD3 consignados en el formato F-104 no son los aprobados en el proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025.

HIDRANDINA no indica claramente en el ESTUDIO la metodología empleada para la obtención del valor de la variable referida correspondiente al año 2022, siendo el caso que los valores de IPC departamental del año 2022 referidos en la fuente (INEI) han sido calculados con otra Base (Base 2021) que no fue empleada en la obtención de los valores históricos de la Tarifa Real aprobados. Por lo que debe haber un cambio de base en el IPC antes de emplearlo en el cálculo de la Tarifa Real.

Al respecto, HIDRANDINA debe corregir los valores históricos del periodo 1996-2021 de manera que sean los aprobados en el PI 2021-2025 y su Modificatoria; así también debe sustentar y aclarar los criterios y metodología con las cuales obtuvo el valor de la Tarifa Real del año 2022, considerando que tiene que estar en función de la facturación de la energía en miles soles, ventas de energía en MWh e Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los departamentos que conforman el AD3.

Respuesta

Sobre la variable población, se actualizaron los valores del AD3, según la Modificatoria del PIT2021-2025, asimismo se han hecho las correcciones correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores de la variable Tarifa Real del Área de Demanda 3 del periodo 1996-2021 coinciden con los de la Modificatoria del PI 2021-2025.

De otro lado, HIDRANDINA no ha seguido los criterios establecidos para el cálculo del valor de la variable Tarifa Real del Área de Demanda 3 del año 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

16. Ventas de Energía

En el formato F-105, el valor histórico de las ventas de energía los usuarios regulados del año 2022 no es el reportado en la Base de Datos del SICOM 2022. HIDRANDINA debe corregir dicho valor considerando lo indicado.

Asimismo, en dicho formato se observa que los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD3 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución 081-2021-OS/CD mediante la cual 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.

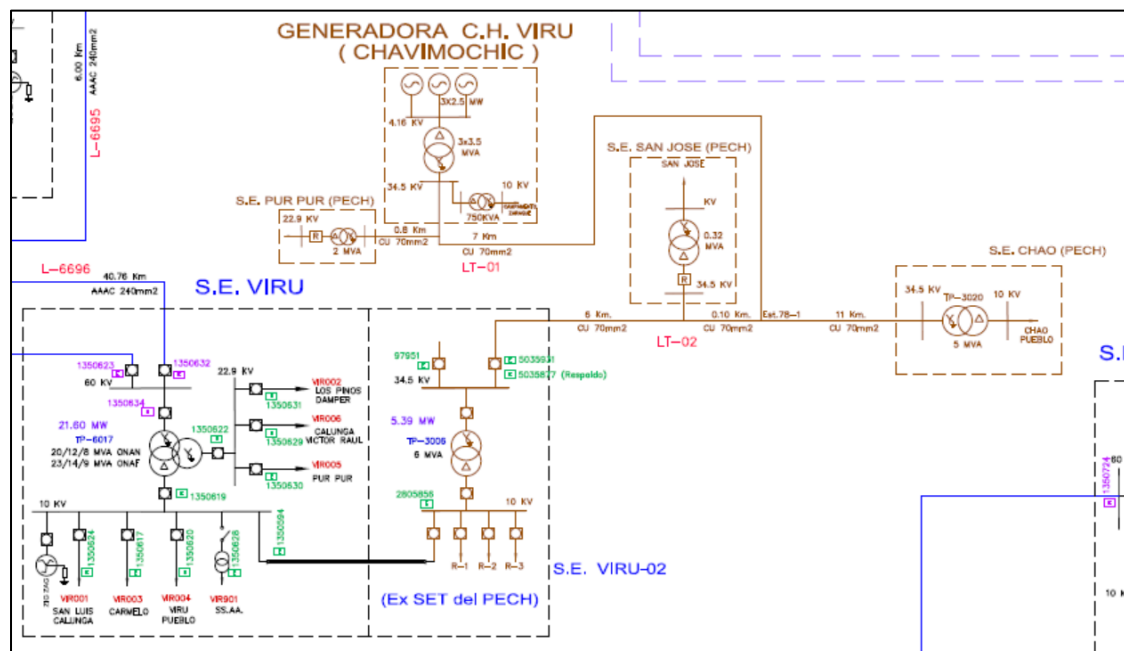
En la hoja “SICOM2023_MWh (Regulado)” del archivo “Información_Comercial_4to trimestre2022_02042023.xlsx” se han agrupado los sistemas eléctricos de distribución en sus respectivos sistemas eléctricos de transmisión. Sin embargo, se han verificado inconsistencias, las cuales se muestran en el Cuadro 1. Por tanto, se solicita a HIDRANDINA verificar, sustentar y/o corregir dichas asignaciones presentadas en su ESTUDIO.

Cuadro 1

Propuesta HIDRANDINA			Comentario Osinergmin
Código SE	SE	Sistema eléctrico de transmisión asignado por HIDRANDINA	
SE0260	Tanguche Desarenador	Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao	SE0260 es un sistema aislado.
SR1103	SER Tamguche Desarenador	Trujillo, Trujillo Baja Densidad, Virú, Trujillo Rural, Otuzco - Motil - Florida, y La Arenita, Chao	SR1103 es un sistema aislado.
SE0157	Chao	-	No se asigna a ningún sistema.

Respuesta

Al respecto se en el archivo SICOM adjunto de ventas de energía del mercado regulado se considera los sistemas eléctricos de HIDRANDINA y adicionalmente las cargas del proyecto especial CHAVIMOCHIC los cuales actualmente se conectan desde la barra de 10 KV de la SET VIRÚ, como se aprecia en el unifilar adjunto.



Por lo que si bien HIDRANDINA S.A. no atiende directamente a dichas cargas, estas se atienden desde la SET VIRÚ ya que actualmente se tienen varios problemas en la generación por parte del proyecto especial CHAVIMOCHIC.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se mantiene la observación porque en el formato F-105, el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados no es el reportado en la Base de Datos del SICOM 2022.

HIDRANDINA no se pronuncia respecto a los sistemas eléctricos de distribución observados: “Tanuche Desarenador”, “SER Tamuche Desarenador”, “Chao”.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

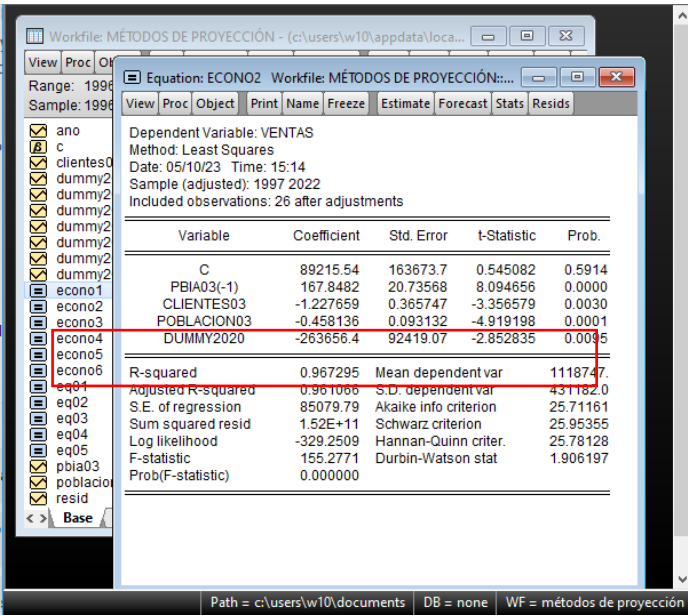
17. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final

En los formatos F-106 y F-107, HIDRANDINA para la comparación de los Modelos, ha consignado como ventas de energía del año 2022 el valor histórico; cuando debió, en cada uno de esos Modelos, consignarse valores de las proyecciones de ventas de energía de los usuarios regulados, resultado de los métodos de tendencias y econométricos, respectivamente. En ese sentido, HIDRANDINA debe corregir dicho valor.

En el formato F-106 y en el workfile presentado por HIDRANDINA se ha observado que la ecuación del modelo “Logarítmico” no corresponde a una ecuación del tipo logarítmico propiamente dicha, sino a la ecuación del modelo Polinómico 2. Se debe corregir lo referido.

De igual modo, en el formato F-107 se ha observado que el modelo que habría sido seleccionado no es coherente con el comportamiento esperado del mercado eléctrico, ya que se espera que a mayor número de clientes y de población, las ventas de energía aumenten, lo cual no se verifica de la ecuación mostrada en la Figura 1.

Figura 1



El modelo que habría sido seleccionado por HIDRANDINA presenta una variable categórica (DUMMY2020) sin añadir mayor sustento sobre la especificación de la regresión empleada. Realmente, se desconoce qué ha motivado el uso de una variable categórica en la explicación de las ventas de energía regulada del AD3.

En relación con el ajuste final, HIDRANDINA ha mencionado que “se escoge el METODO ECONOMETRICO – MODELO 03, para los 3 primeros años (2023-2025), por reflejar el desarrollo nacional según las expectativas macroeconómicas del BCRP, y a partir del cuarto año (2026 – 2054) se hace uso del METODO DE TENDENCIA (Ecuación Lineal)”. Al respecto, HIDRANDINA debe presentar nuevamente el formato F-108, teniendo en cuenta los dos siguientes criterios:

- Las proyecciones anuales de la demanda regulada del periodo comprendido entre los años 2023 y 2029 se realizan en base a las tasas anuales resultantes del modelo

econométrico validado de esos años respectivos; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva en el periodo 2022-2023 se emplee la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054.

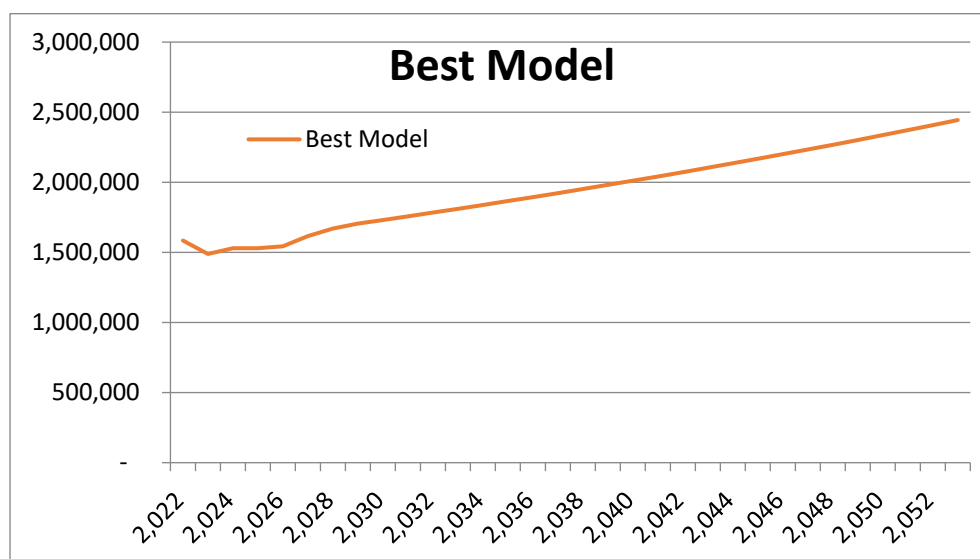
- Las proyecciones anuales de la demanda regulada a partir del año 2030 hacia adelante son constantes e igual a la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

Considerando lo anterior, HIDRANDINA debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD3. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 2021-2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Respuesta

Con respecto a usar los valores proyectados del año 2022, se corrige el error para el modelo econométrico porque los valores del año 2022 en las proyecciones son serán usadas solamente se usarán los datos del modelo econométrico del año 2023 al 2029.

Para los años 2030 al 2054 se hace uso de la tasa de crecimiento promedio anual método tendencial (lineal), cumpliendo con las observaciones indicadas.



Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información de la PROPUESTA FINAL se evidencia lo siguiente:

- En el formato F-106 ha consignado ventas de energía como valor histórico para el año 2022. Debiendo considerar los valores de las proyecciones de ventas de energía.
- En el formato F-107, se verifica la corrección efectuada.
- En el formato F-106, se hace la precisión que el modelo observado corresponde a un modelo polinómico 2.
- En el formato F-107, se mantiene la observación respecto a que el comportamiento esperado del modelo no es coherente.

- En el formato F-108, la empresa no ha cumplido con emplear en el ajuste final los dos criterios señalados por Osinerghmin.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

18. Sobre el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca

En los formatos F-100, HIDRANDINA no incluye el sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca, debiéndose hacer. Ello en correspondencia con la Resolución 081-2021-OS/CD y su Informe Técnico N° 260-2021-GRT mediante 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.

Respuesta

Al respecto se indica que dicho sistema eléctrico nunca ha sido considerado por nuestra representada en nuestros análisis por considerarse en el estudio de la ENSA la misma que presenta su respectivo Plan de Inversiones. Asimismo, no se ha recibido información alguna por parte de ENSA para poder adicionar dicho sistema en nuestro análisis.

Análisis de Osinerghmin

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

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

19. Factores de expansión de pérdidas

En la hoja "PERDIDAS- VAD 2019-2023" del archivo "Información_Comercial_4to trimestre2022_02042023.xlsx", se ha verificado que se están aplicando los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT solo de la empresa HIDRANDINA. Es preciso indicar que el AD3 también comprende a las empresas Electronorte S.A. (ELECTRONORTE - sistemas eléctricos de distribución "Bambamarca", "Bambamarca Rural", "Sistema Eléctrico Rural Bambamarca") y del Proyecto Especial Chavimochic (CHAVIMOCHIC - sistemas eléctricos de distribución "Chao" y "SER Chao") por lo que HIDRANDINA debe incorporar en el cálculo los factores PEMT y PEBT de las empresas ELECTRONORTE y CHAVIMOCHIC.

Adicionalmente, se ha observado un cálculo del factor de pérdidas efectuado a nivel de Sistema Eléctrico, cuando el cálculo y la aplicación del factor de pérdidas se debe realizar a nivel del Área de Demanda. Por lo que se debe actualizar el cálculo presentado del factor de pérdidas y luego aplicarlo a todos los Sistemas Eléctricos en la hoja "Tasas".

Cabe señalar que actualmente el proceso regulatorio del VAD 2023-2027 se encuentra en curso, una vez se cuente con la Resolución vigente, los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT del AD3 deben ser actualizados según corresponda.

Respuesta

Al respecto se indica que se ha hecho uso de los factores vigentes de pérdidas vigentes.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que están aplicando los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la empresa HIDRANDINA correspondientes a la Resolución N° 168-2019-OS/CD, que no se encuentra vigente. Por otro lado, en la etapa de Pre Publicación, para las empresas HIDRANDINA y Electronorte S.A. se debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027 que tiene vigencia hasta el 31/10/2027. Asimismo, para la empresa CHAVIMOCHIC se debe utilizar la Resolución N° 224-2022-OS/CD.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

20. Registros de mediciones de cada 15 minutos

En la hoja "Registros" del archivo "01_F-100_AD03 (ACTUALIZADO AÑO BASE 2022)-May 2022.xlsx", algunos registros de mediciones se encuentran incompletos, por ejemplo, en la barra SALAVERY 10 kV se han consignado registros iguales a 403,78 kWh para todo el mes de enero, asimismo en la barra HUACA DEL SOL 10 kV se presentan registros iguales a cero en el mes de marzo. Al respecto, HIDRANDINA debe indicar qué condiciones se han presentado para obtener esas mediciones. En caso no se cuente con los registros para algunos de los días del año representativo, debe tomar en cuenta los registros de los días similares próximos pasados, en concordancia con lo señalado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS.

Por otro lado, las mediciones en la barra VIRU 22,9 kV del mes de octubre se encuentran en formato texto, impidiendo ser reconocidos en el cálculo de las máximas demandas. Se debe revisar lo indicado y corregir donde corresponda.

Así también, HIDRANDINA debe incluir los registros de mediciones de la barra CERRO CORONA 22,9 kV ya que pertenece al sistema eléctrico Bambamarca y SER Bambamarca, dado que pertenece al AD3. Además, HIDRANDINA debe evaluar si corresponde considerar los registros de mediciones y desarrollar la proyección de demanda para la barra HUARAZ OESTE 66 kV.

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

Respuesta

1. Medición - Chimbote2 TP-A042-13kV kWh

- La demanda eléctrica es estacional y son mayores en temporada de pesca, es por ello que algunas mediciones son cercanas a "0".
- En los meses de julio, noviembre y diciembre 2022 no se cuenta con medición, por lo que se completa con mediciones en días similares según recomendación.

2. Medición – SET CHIMBOTE 2

- En los meses de julio, noviembre y diciembre 2022 no se cuenta con medición, por lo que se completa con mediciones en días similares según recomendación.

3. Medición - San Jacinto TP-A006-13kV kWh

- En los meses de junio, julio, agosto, setiembre y octubre 2022 no se cuenta con medición, por lo que se completa con mediciones en días similares según recomendación.

4. Trapezio TP-A048-13kV kWh

- El nuevo transformador TP-A062 entre en operación entra en operación en abril de 2022, por lo que se muestra las mediciones a partir de esa fecha. Se actualiza en el formato de registro el código actual TP-A062 en vez de TP-A048. En las mediciones cuatrimestrales actuales se viene reportando con el código TP-A062.

5. San Jacinto / SJC052 2.5 MVA-23kV kWh

- Se actualiza el periodo de tiempo desde la hora/fecha “01/05/22 02:45:00” hasta “01/05/22 08:15:00” y desde “06/06/22 05:45:00” hasta “10/06/22 17:15:00” con los valores que indican los medidores los cuales son valores iguales a “0”. Al inicio se colocó el promedio de los valores con la metodología de depuración de datos atípicos.

6. Tembladera TP-6024-13kV kWh

- Se actualiza medición.

7. SET Tembladera

- Se actualiza medición.

8. Charat TP-3013-13kV kWh

- En los meses de enero, marzo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre 2022 no se cuenta con medición en la barra de 13.2 kV, por lo que se completa con mediciones en días similares según recomendación.

9. Salaverry TP-3005-10kV kWh

- En el mes de enero 2022 no se cuenta con medición, por lo que se completa con mediciones en días similares según recomendación.

10. Huaca del Sol TP-6033-10kV kWh

- En el mes de marzo 2022 no se cuenta con medición, por lo que se completa con mediciones en días similares según recomendación.

11. SET Huaca del Sol

- Se actualiza medición.

12. Viru TP-6017-22kV kWh

- Se cambia las mediciones a formato número.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la PROPUESTA FINAL, se ha presentado el sustento de las barras que presentaron falta de datos. Con ello, Osinergmin tomó en cuenta dicha información para la evaluación correspondiente.

Por otro lado, respecto a la barra CERRO CORONA 22,9 kV; se observa que no se ha presentado los registros de mediciones ni se ha desarrollado la proyección de demanda.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

21. Barra Huaraz Oeste 66 kV incluida en la proyección de demanda

En el archivo F-100, HIDRANDINA ha proyectado la demanda de la barra HUARAZ OESTE 66 kV con los registros de cada 15 minutos del transformador TP-A049 138 kV, según lo indicado en la columna "BW" de la hoja "Registros" de ese archivo. Asimismo, en el formato F-101 se ha calculado los factores de caracterización de dicha barra para luego proyectar la demanda regulada en los formatos F-109, F-110, F-111, F-112. Al respecto, HIDRANDINA debe verificar y enviar el sustento correspondiente de si efectivamente la barra HUARAZ OESTE 66 kV atiende demanda regulada que conlleve a incluir esa barra en la proyección de demanda. De lo contrario, HIDRANDINA debe retirar dicha barra y recalculer sus resultados.

Respuesta

Se retira barra y se recalcula.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se observa que no ha retirado la barra HUARAZ OESTE 66 kV de los formatos F-100.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

22. Datos atípicos en los registros de mediciones

En el ESTUDIO, HIDRANDINA no señala la metodología y los criterios que sustenten la depuración de datos atípicos de los registros de mediciones de cada 15 minutos. Si bien HIDRANDINA ha adjuntado en la Carpeta "LIMPIADOR DE DATOS ATÍPICOS" varios archivos relacionados con la depuración de datos atípicos ("Nepeña13.8.xlsm", "Santa13.8.xlsm", "Santa22.9.xlsm", "Limpiar de Datos Atípicos.xlsm"), se observa que los valores no están vinculados con los usados en los formatos F-100. En tal sentido, HIDRANDINA debe sustentar la metodología empleada en la depuración de datos atípicos y precise las barras a las que fue necesaria su aplicación.

Respuesta

Se emplea una metodología para la depuración de datos atípicos en los registros de mediciones de cada 15 minutos. La metodología implica la normalización de los datos de energía, la identificación de datos atípicos basada en límites establecidos por la probabilidad acumulativa de una distribución normal estándar (campana de Gauss), y la

posterior sustitución de datos atípicos por la media de la distribución. Además, se utiliza un gráfico de bigotes para visualizar la distribución de los datos y verificar la consistencia de los resultados. Estos pasos están respaldados por fórmulas específicas, como las funciones DISTR.NORM.ESTAND.N de Excel, que calculan la probabilidad acumulativa de las variables normalizadas.

- Las barras donde se fue necesaria su aplicación son:

- Pomabamba 22 kV.
- Moyococha 60 kV.
- Celendin 23 kV.
- Casagrande 1_10 kV
- Trujillo Norte T29.
- Trujillo Norte T81.
- Huari 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Carhuaz 13 kV (En los datos atípicos cercanos a "0").
- Huaraz 13.8 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Casagrande 2_13.8 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Paijan 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Santiago de Cao 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Trujillo Oeste 22 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Trujillo Oeste 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Motil 33 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Otuzco 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Otuzco 33 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Florida 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Quiruvilca 33 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Porvenir 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Porvenir 22 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Trujillo Sur TP-A005_10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Trujillo Sur TP-A050_10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Trujillo Sur TP-A026_10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Salaverry 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Huaca del Sol 33 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Viru 22 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Chao 22 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Casma 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Casma 23 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Chimbote Sur 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Nepeña 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Santa 13 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Trapecio 13 kV 007 (En los datos atípicos iguales a "0").
- San Jacinto 23 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Tembladera 2 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- San Marcos 22 kV (En los datos atípicos cercanos a "0").
- Chilete 23 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Cajamarca Norte 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Cajamarca 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Cajabamba 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Huamachuco 23 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Chepen 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").
- Pacasmayo 10 kV (En los datos atípicos iguales a "0").

- Llacuabamba 138 kV (En los datos atípicos iguales a “0”).
- Huallanca 13.8 kV (En los datos atípicos iguales a “0”).
- Cajabamba 23 kV (En los datos atípicos iguales a “0”).
- Chepen 23 kV (En los datos atípicos iguales a “0”).

Tener en cuenta que debido a la observación “19” algunas barras en que se utilizó la depuración de datos típicos y mostró datos contantes (por no tener mediciones en ese rango de tiempo ser igual a “0”), se reemplazó con datos de mediciones de días similares según como solicitan en la observación “19”.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA presenta el sustento de la metodología de depuración de atípicos empleada.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

23. Clientes libres existentes

En el formato F-113, HIDRANDINA no incluye a los clientes libres “HIPERMERCADOS TOTTUS 38” y “GREENEX”, a pesar que dichos clientes registran consumos en el año 2022. Por tanto, deben ser considerados en la proyección de demanda; caso contrario, HIDRANDINA debe justificar el motivo por el cual no están siendo considerados como parte del AD3.

Respuesta

Se considera en la proyección de demanda.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, en el formato F-113 se evidencia que no se han incluido los clientes libres “HIPERMERCADOS TOTTUS 38” y “GREENEX”, a pesar que HIDRANDINA señala lo contrario.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

24. Incorporación de nuevas demandas

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS se señala lo siguiente:

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

HIDRANDINA, en los formatos F-100 incluye un total de 48 nuevas demandas que luego lo agrega en su proyección de demanda, sin haber presentado el sustento de la mayoría de la nueva demanda. Por lo que, debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas demandas

para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada.

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

Al respecto, HIDRANDINA presenta factibilidades que estarían próximas a vencerse. Es el caso de la carga “Empresa Minera Coriwayra S.A.C.” (solicitud de demanda 3 MW), para la cual no adjunta documentación adicional de avance del proyecto. Por lo que debe presentar la documentación de sustento actualizada.

Finalmente, en el ESTUDIO se verifica que la totalidad de las nuevas demandas, considera un ingreso de carga proyectado para el año 2023 sin mayor sustento. HIDRANDINA debe sustentar el año de ingreso indicado de cada carga mencionada.

Respuesta

Se adjunta en el link las factibilidades emitidas, así como su expediente técnico presentado por el cliente donde se encuentra el cuadro de Máxima Demanda enviada por el cliente y firmada por un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por HIDRANDINA en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se ha presentado la misma documentación que en su PROPUESTA INICIAL. En ese sentido, para algunas cargas la documentación presentada no cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas.

Cabe indicar que, el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva o incorporada no considerada en la proyección de demanda se encuentra en la hoja “Factibilidades HDNA” de los formatos “F-100” del Área de Demanda 3.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

25. Mapas de Densidad de Carga

HIDRANDINA no presenta los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. Por lo que debe presentar para los años “0, 1, 2, 3, 4, 15 y 25” en formatos AutoCAD. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con la que se generó, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km²) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120, considerando lo establecido en el numeral 8.1.2, en el Artículo 36° (respecto al formato F-123) de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

Se envía los mapas de densidades de carga en formato CAD y en imagen según los años indicados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que HIDRANDINA presenta los Mapas de Densidad de Carga en formato AutoCAD y png. Sin embargo, dichos archivos no se han presentado de acuerdo a la NORMA TARIFAS en cuanto no se ha podido identificar las SET nuevas y existentes ni los radios de influencia de cada uno de ellos. Tampoco se incluyen los Usuarios Libres y las demandas incorporadas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

26. Formatos de información general

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

Respuesta

Se presentan dichos formatos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no presenta los archivos mencionados.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

27. Formatos del SER

HIDRANDINA presenta formatos incompletos que son solicitados en la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, el formato F-205 "Selección de Alternativa Óptima", F-206 "Parámetros Eléctricos de Futuras Líneas de Transmisión y Transformadores de Alternativa Seleccionada", F-207 "Selección de la Selección Óptima de conductor", F-208 "Estadística de Fallas e índices de Desempeño", F-211 "Resumen por área de Demanda", F-212 "Diagrama Unifilar de Alternativas" de forma completa en su propuesta. Al respecto, HIDRANDINA debe presentar dichos archivos debidamente vinculados y validados.

Respuesta

Se envía el archivo actualizado y vinculado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, no se observan comparación de alternativas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

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

Es necesario que HIDRANDINA considere en la valorización el costo de terreno, además, debe adjuntar la fuente de referencia de donde lo ha obtenido dicho costo. Por ejemplo, para la SET Huanchaco y para la SET San Martín utiliza el mismo precio. En ese sentido, HIDRANDINA debe complementar la valorización con los sustentos debidos.

[Respuesta](#)

Se adjuntó cotizaciones en cual indica que el m2 está valorizado en 50 dólares.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica el envío de una cotización, sin embargo, este no sería un sustento adecuado para todas las subestaciones, sino para la SET Huanchaco.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

29. SET Tayabamba

HIDRANDINA señala que, se cambiará el transformador actual (9,3 MVA) por uno nuevo de 15 MVA, para atender la demanda creciente en la zona. También, que al año 2029 la tensión en barras cae a valores menores a 0,9 p.u. lo cual está por debajo del umbral inferior. Sin embargo, estos valores no son reflejados en los archivos de flujo de carga. En ese contexto, HIDRANDINA debe sustentar cómo el cambio de transformador solucionaría el problema de la caída de tensión.

Asimismo, se requiere que HIDRANDINA evalúe la cargabilidad del transformador. Además, presente fotografías del transformador existente, entre ellas la de su placa, a fin de verificar el estado del mismo. También, debe indicar cuales son los inconvenientes de este transformador en su operación y mantenimiento.

Respecto al cambio de la celda de transformación 138 kV, HIDRANDINA debe indicar el motivo por el que requiere su cambio y presente los sustentos necesarios para su evaluación, como tomas fotográficas de las placas, así como, alguna evidencia que el Elemento es necesario cambiarlo.

Respecto al cambio de las cuatro celdas de transformador, se requiere que HIDRANDINA verifique que el ESTUDIO tenga relación con los formatos, debido a que, en el "Volumen III: Determinación del SER" solicita cuatro celdas de transformador de 22,9 kV mientras que en el formato F-302 se valorizan 1 celda de transformador, cuatro celdas de alimentador y una celda de medición en 22,9 kV. En ese sentido, se requiere que HIDRANDINA verifique la congruencia de lo solicitado con lo valorizado.

Por otro lado, se requiere que HIDRANDINA especifique, si lo que solicita son celdas adicionales a las existentes (deberá sustentarlos en los formatos F-204) o la renovación de las mismas (deberá presentar la antigüedad del Elemento, así como las dificultades que estaría ocasionando para la operación y el mantenimiento, así como incluir a los Elementos existentes en el listado de Bajas o en todo caso, HIDRANDINA deberá mencionar el destino de estos Elementos).

[Respuesta](#)

Se sustenta en el formato F-204 y en el formato F300 con los Elementos actualizados.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, en los formatos F-204 no se encuentra evaluada la SET Tayabamba, asimismo, HIDRANDINA no explica la necesidad de todos los Elementos solicitados.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

30. SET Cajamarca

HIDRANDINA debe verificar el espacio en la subestación, tanto para la instalación de un nuevo transformador como para las salidas de los alimentadores. En ese sentido, HIDRANDINA debe verificar y confirmar que en la SET Cajamarca existe el espacio suficiente para la instalación de los Elementos solicitados.

Respecto a las dos celdas de alimentador de 10 kV, HIDRANDINA debe sustentar cual es el propósito de los alimentadores. En el Formato F-204, señalan que la SET Cajamarca tiene solo dos celdas de alimentador de 10 kV, asimismo, la capacidad de los alimentadores para el caso de Cajamarca disminuye de 6 a 5 MW. En ese sentido, HIDRANDINA debe verificar el número de alimentadores y explique porque disminuye la capacidad de los alimentadores.

Respecto a la celda de medición en 10 kV, HIDRANDINA debe presentar el sustento de este Elemento, debido a que la subestación ya cuenta con este. Si se trata de un reemplazo, deberá presentar el motivo para que sean renovadas.

Respecto a las dos celdas de alimentador de 22,9 kV, HIDRANDINA debe explicar la demanda a suministrar con los alimentadores solicitados, debido a que en el F-203 se puede verificar que la demanda se encuentra en valores. Por lo que, HIDRANDINA debe sustentar con diagramas de carga de los dos alimentadores la demanda que sería atendida, y las salidas de los alimentadores de 22,9 kV de la SET Cajamarca. Por otro lado, en el F-204 con la demanda que HIDRANDINA no sustenta, solo se requeriría un alimentador.

Además, HIDRANDINA debe analizar la posibilidad de atender esa demanda desde la SET Moyococha, así como la rotación del transformador que se encuentra en la SET Moyococha a la SET Cajamarca, y solicitar para esta subestación un transformador de 30/30/30 MVA.

Respuesta

Se actualiza en los formatos con los sustentos el cual se encuentra en el link. Las visitas en se realizó en conjunto con personal de OSINERGMIN el cual se evidencia las características técnicas de los equipos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA evalúa la necesidad del transformador de la SET Cajamarca; sin embargo, no analiza la posibilidad de suministrar la carga de 22,9 kV desde la SET Moyococha, asimismo, no menciona sobre los espacios para las salidas de los alimentadores, así como no sustenta la demanda de 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

31. SET Nueva Tembladera

HIDRANDINA señala que el transformador de la actual SET Tembladera se encuentra con sobrecarga. Al respecto, teniendo en cuenta que el transformador y la misma subestación pertenecen a la empresa Cementos Pacasmayo, HIDRANDINA debe realizar las coordinaciones con la empresa para implementar el sistema de ventilación forzada del transformador o, eventualmente, su cambio.

Asimismo, HIDRANDINA debe analizar la posibilidad de transferir parte de la carga del alimentador que va a la laguna Gallito Ciego a la SET Guadalupe 1 en 22,9 kV.

Por otro lado, HIDRANDINA debe verificar el estado de las celdas de 10 kV en esta subestación, así como la antigüedad y las dificultades que se tienen para la operación y mantenimiento de las mismas.

Respuesta

Se realizó las coordinaciones con la empresa Cementos Pacasmayo (Ing. Carlos Barrientos), para el Reforzamiento del Transformador de Potencia, sin embargo, por teléfono indicó que ellos ya apoyaron con el Transformador en su momento.

Asimismo, se les invitó para tener una reunión virtual, la cual nunca accedieron, con lo cual queda claro que Cementos Pacasmayo no volverá a invertir en la SET Tembladera, razón por la cual Hidrandina S.A. está proponiendo una nueva SET Tembladera de propiedad netamente de Hidrandina S.A, puesto que la SET actual ya tiene más de 30 años de Operación. Con la nueva SET Tembladera permitirá realizar enlaces con los AMTs de la SET Chilete, mejorando la confiabilidad y calidad de producto del Sistema eléctrico.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA menciona que hizo las coordinaciones con la empresa Cementos Pacasmayo.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

32. SET Cajabamba

HIDRANDINA debe analizar la potencia optima del transformador solicitado, asimismo, deberá tener en cuenta que la SET Huamachuco no tomará carga de este transformador, debido a que se encuentra aprobado para Huamachuco una nueva subestación. Por otro lado, debe mencionar qué pasará con el transformador existente, si se dará de Baja deberá presentar en la lista de Bajas, caso contrario indicar el destino del mismo.

Respecto a las celdas de transformador 60 kV, 22,9 kV y 10 kV, HIDRANDINA debe presentar el sustento necesario (como tomas fotográficas de las placas, así como, alguna evidencia que los Elementos son necesarios cambiarlos) para una correcta evaluación, de ser el caso, debe presentar en la lista de Bajas a los Elementos a ser reemplazados, en todo caso, indicar el destino de estos.

Respuesta

Se considera para el crecimiento futuro en la SET Cajabamba como se muestra en los formatos de demandas el cual reemplazará a los dos transformadores de Cajabamba.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no toma en cuenta a la SET Huamachuco.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

33. SET Huamachuco

Respecto al retiro del proyecto aprobado en el PI 2021-2025 SET Huamachuco 138 kV, HIDRANDINA debe sustentar que no se requiere en el periodo 2021-2025. Asimismo, HIDRANDINA para la inclusión en el PI 2025-2029 debe presentar la evaluación de alternativas que confirmen que el proyecto solicitado es la mejor alternativa técnica económica en su ESTUDIO dentro del “Volumen III Determinación del SER”.

Además, HIDRANDINA debe validar que el punto PAMPA WASI de donde se conectará su proyecto es viable, confiable y que no ocasionará dificultades para el desarrollo del mismo.

Por otro lado, HIDRANDINA debe confirmar los devanados del transformador solicitado, debido a que el proyecto presentado señala que será de 138/60/22,9 kV, mientras que en la visita técnica se refirieron que será de 60/22,9 kV. En ese sentido, HIDRANDINA debe sustentar que el devanado de 138 kV es necesario, configuración definitiva de la subestación y la ubicación donde se realizará la subestación.

Respuesta

Se considera las dos alternativas para la SET Huamachuco en la cual se incluye el proyecto PAMPA WASI.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, y de la carta enviada donde HIDRANDINA menciona que el proyecto final es el que cuenta con anteproyecto, sin embargo, incluye en los formatos F-305 al proyecto desde Pampa Wasi.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

34. SET Santa

HIDRANDINA señala que se requiere un nuevo transformador 138/23/10 kV de 40 MVA, sin embargo, no demuestra cual es la potencia optima del parque de transformadores. En ese sentido, HIDRANDINA deberá verificar que la potencia óptima para su parque es de 40 MVA.

El transformador existente en la SET Santa 138/22,9/10 kV de 25/13/18 MVA, tiene una carga del 65% en el año base, HIDRANDINA debe explicar cuál es el detonante para que en el año 2026 la demanda se dispare.

Por otro lado, señala que la subestación presenta caídas de tensión que no han sido sustentadas, se requiere que presente lo diagramas de carga en el archivo de flujo de potencia, donde se evidencie tal caída de tensión.

Asimismo, debe analizar la posibilidad de alimentar la zona donde se propone la SET Cambio Puente en 22,9 kV desde esta subestación, por su cercanía.

Respuesta

Se considera las solicitudes de factibilidades el cual evidencia el crecimiento industrial y pesquero que se viene desarrollando en la zona como se muestra en el formulario de demanda.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, Hidrandina no sustenta la demanda conforme se señala en la NORMA TARIFAS.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

35. Nueva SET Cambio Puente

HIDRANDINA solicita la nueva SET Cambio Puente debido a que una futura carga rural no podría ser atendida desde la SET Chimbote 1 por problemas de caída de tensión. Sin embargo, la caída de tensión no ha sido demostrada a través de simulaciones. Adicionalmente, en la visita de campo, se verificó que estas cargas no podían ser atendidas debido a la existencia de un transformador de aislamiento que está llegando a su tope de carga. Por este motivo, HIDRANDINA debe evaluar la posibilidad de no depender de este equipamiento, pues existe capacidad suficiente en los transformadores de dicha subestación para cubrir la demanda requerida en las zonas suburbanas y rurales aledañas.

Por otro lado, HIDRANDINA debe presentar mapa de densidad de carga y análisis de alternativas donde se verifique que el proyecto presentado es la mejor solución técnica económica. Se requiere, además, que HIDRANDINA verifique que los Elementos propuestos en el informe concuerden con los formatos presentados (en el informe no se observan las celdas de medición).

Asimismo, es necesario mencionar que los proyectos rurales en 22,9 kV los financia la DGER/MEM, motivo por el cual HIDRANDINA debe evaluar la posibilidad de solicitar a la DGER el financiamiento de una SET 13,8/22,9 kV para atender dichas cargas.

Respuesta

Se actualiza los formatos de demanda y se completa las celdas en los módulos estándares F300.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no presenta los análisis solicitados.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

36. SET Casa Grande 1 138/33/23, línea de transmisión y celdas asociadas

HIDRANDINA no presenta una evaluación de alternativas donde se verifique que el proyecto presentado es la mejor solución técnica económica. Debe considerar, por ejemplo, que el sistema eléctrico siga en 33 kV con el cambio de las líneas y otras que HIDRANDINA considere.

Por otro lado, la solicitud de HIDRANDINA no incluye la Baja de las dos líneas L-3340 y L-3341, que serían reemplazadas por la nueva LT Santiago de Cao – Casa Grande. Asimismo, HIDRANDINA debe indicar si las líneas se encuentran como Elementos Críticos.

Respecto a su solicitud en la SET Casa Grande, de las 3 celdas de alimentador en 33 kV, se requiere que HIDRANDINA verifique el número de celdas, sustentados en los formatos F-204. Asimismo, se requiere que verifique, si las celdas de medición no son necesarias. Por otro lado, los Elementos que ya no serán necesarios en la SET Casa Grande 1 deberán estar listados en los Elementos a dar de Baja, caso contrario indicar el destino de los mismos.

HIDRANDINA, debe sustentar la necesidad del devanado en 22,9 kV y que cargas se prevé suministrar, debido a que se observa en el formato F-203 que se encuentra en valores.

Respecto a las líneas de transmisión solicitadas se debe presentar información en los formatos F-206, F-207, según la NORMA TARIFAS, se requiere que HIDRANDINA sustente y valide la propuesta.

Respuesta

Se incluye los Elementos mencionados en los formatos mencionado y se enlista en los elementos de baja.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no presenta el listado de Bajas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

37. SET Casagrande 2

Se requiere que HIDRANDINA, verifique que la carga registrada en la SET Casagrande 2 no puede ser atendida desde subestaciones existentes mediante traslados de carga. Asimismo, deberá sustentar la necesidad del devanado en 22,9 kV y que cargas se piensa suministrar, debido a que se observa que en el formato F-203 no figura la subestación. Debido a la solicitud de alimentadores en 33 kV en la SET Casagrande 1, HIDRANDINA debe confirmar si una celda es para esta subestación.

Por otro lado, y de ser el caso, deberá mencionar que sucederá con el transformador existente, si se dará de Baja, debe presentarlo en el listado de Bajas, de lo contrario mencionar el destino de este.

Respecto a la solicitud de una celda de transformador de 33 kV, siendo que la SET es una subestación que tiene una celda de línea transformador, HIDRANDINA debe sustentar la necesidad de la celda de transformador en 33 kV. Por otro lado, no se observa en su solicitud el sustento de la necesidad de la celda de medición de 22,9 kV, en ese sentido, HIDRANDINA debe verificar y corregir donde corresponda.

Respuesta

Se considera el devanado de 22.9 kV por mayor alcance en MT, los cuales atenderá la creciente carga regulada e industrial que se evidencia en la zona. Se sustenta en el formato de demanda y en los mapas de densidades de cargas.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no sustenta adecuadamente las cargas de 22,9 kV.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

38. SET Chepén

HIDRANDINA presenta en los formatos del ESTUDIO (F-202) que la SET Chepén se sobrecargaría el año 2025. Sin embargo, en el formato F-203 no plantea solución al problema sino hasta el año 2028. En ese contexto, HIDRANDINA debe señalar cual será el tratamiento que realizará para el suministro de la carga.

[Respuesta](#)

[Está previsto según los plazos de ingreso de proyectos.](#)

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no presenta solicitud.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

39. Nueva SET Guadalupe nueva y Nueva SET San Martín

Es necesario que HIDRANDINA evalúe la necesidad de estas subestaciones, considerando las capacidades y el radio de acción de las SET Chepén, Pacasmayo y Guadalupe para realizar traslados de carga. De persistir su solicitud, debe presentar las alternativas que validen que la alternativa propuesta es la mejor solución técnica económica.

[Respuesta](#)

[Se sustenta en los mapas de densidades de carga y en la evolución de la demanda.](#)

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, no se observa dichos sustentos en el estudio.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

40. SET Charat

Es necesario que HIDRANDINA precise la ubicación actual del transformador de 2 MVA del SST y de 5 MVA del SCT cuya acta fue firmada en el año 2007. Esto debido a que en la inspección de campo no se observó ninguno de los dos transformadores que se encuentran registrados y remunerados en esta subestación. En el lugar se encontró un transformador de 3 MVA fabricado el año 2010, HIDRANDINA debe mencionar cual es la razón de que este transformador se encuentre operando en esta subestación.

Asimismo, se requiere que evalúe que los Clientes Incorporados (mineras) que han solicitado Puntos de Alimentación, que por su ubicación y distancia tendrían que conectarse a la SET Charat en 33 kV. Para mejorar la regulación de tensión, los mineros tendrían que implementar bancos de reguladores de tensión en 33 kV en la barra de Charat.

Respecto al cambio de las celdas solicitadas, en la visita de campo se pudo advertir que todas las celdas son del año 2008. En ese sentido, HIDRANDINA debe verificar y corregir su solicitud donde corresponda.

Respuesta

Se sustentan en las factibilidades el crecimiento de la demanda, asimismo el crecimiento de la demanda rural se evidencia en la zona a través de las solicitudes de Electrificación Rural y en el mapa de densidades de carga.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no sustenta adecuadamente la demanda según la NORMA TARIFAS, en carta señala que no se encuentra operativo el transformador de 2 MVA, sin embargo, no menciona donde se encuentra el transformador de 5MVA que viene siendo reconocido.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

41. SET Trujillo Sur

Respecto al cambio del transformador, HIDRANDINA en el diagnóstico debe utilizar todas las instalaciones que se encuentran aprobadas en los Planes de Inversiones, por ejemplo, la SET Trujillo Centro, para identificar las subestaciones que presentarían sobrecargas. En ese sentido, HIDRANDINA debe realizar nuevamente el diagnóstico considerando todos los Elementos aprobados.

Respecto a las dos celdas de alimentador en la SET Trujillo Sur, HIDRANDINA no menciona en su ESTUDIO a qué se refiere; si se trata de alimentadores nuevos o cambios, HIDRANDINA debe presentar los sustentos para el análisis, por ejemplo, para nuevos alimentadores deben estar sustentados en los formatos F-204 que HIDRANDINA presenta, pero no se encuentra el análisis de la SET Trujillo Sur.

También, HIDRANDINA debe mencionar qué pasará con el transformador existente, si es la Baja deberá incluir en la lista de Bajas, caso contrario indicar el destino del transformador.

Respuesta

Se sustenta en los formatos F-204 y en los flujos AMTs adjuntado en los Anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, en el formato F-204 HIDRANDINA no evalúa la SET Trujillo Sur.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

42. Nueva SET Huanchaco, línea de transmisión y celdas asociadas

HIDRANDINA debe demostrar que las cargas destinadas a ser suministrada desde la nueva subestación, no puedan realizarse desde las SET existentes, por ejemplo, desde la SET Trujillo Noroeste.

Por otro lado, HIDRANDINA debe presentar evaluación de alternativas, que demuestre que la alternativa presentada es la mejor solución técnico económica.

[Respuesta](#)

Se sustenta en los formatos y en los flujos AMTs adjuntado en los Anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, no se puede identificar los sustentos mencionados por HIDRANDINA. Asimismo, no presenta comparación de alternativas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

43. Nueva SET Florencia de Mora, línea de transmisión y celdas asociadas

HIDRANDINA debe demostrar que las cargas destinadas a ser suministrada desde la nueva subestación no puedan realizarse desde las SET existentes, por ejemplo, desde la SET El Porvenir.

Por otro lado, se requiere que HIDRANDINA presente la evaluación de alternativas, que demuestre que la alternativa presentada es la mejor solución técnico económica.

Respecto a la solicitud de los elementos, presenta incoherencias. Por ejemplo, en el informe solicita un transformador de 138/22,9/10 kV de 60 MVA, y en el archivo de flujo está simulado con un transformador de 138/22.9/10 kV de 30 MVA (Huanchaco).

Asimismo, en el informe se hace mención a la necesidad de esta subestación debido la distribución de cargas, en ese sentido se requiere que HIDRANDINA entregue el detalle de la concentración de cargas durante el horizonte de evaluación en las zonas de influencia del proyecto en los formatos requeridos en la NORMA TARIFAS.

[Respuesta](#)

Se sustenta en los formatos y en los flujos AMTs adjuntado en los Anexos.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, no se puede identificar los sustentos mencionados por HIDRANDINA. Asimismo, no presenta comparación de alternativas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

44. Respecto al archivo de flujo de potencia

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

El archivo de flujo de potencia no ha tomado en cuenta la base referida a los ITC del área de demanda correspondiente del Plan de Transmisión 2023 - 2032 del SEIN, esta integración debe efectuarse correctamente utilizando los archivos fuentes publicados en la

web del COES. Además, presenta inconsistencias como el año de puesta de operación comercial de los Elementos propuestos en su ESTUDIO.

El archivo pfd no presenta el diagnóstico del AD 3 en el periodo 2025-2034, solo presenta hasta el año 2029. En ese sentido, HIDRANDINA debe actualizar el diagnóstico en el periodo de 10 años, asimismo no presenta los casos de estudio en los diagramas de flujos de potencia de los años 10, 15, 20, 25 y 30, tal como detalla la NORMA TARIFAS.

Deberá reformular el ordenamiento de los casos de estudio, escenarios de operación y variaciones con el objetivo de poder realizar el análisis para todo el periodo de evaluación y no solo para el año de ingreso. Se debe unificar las bases de diagnóstico con la evaluación SER, incluido las alternativas.

Al respecto, se solicita que HIDRANDINA verifique y corrija el archivo de flujo de carga donde corresponda.

Respuesta

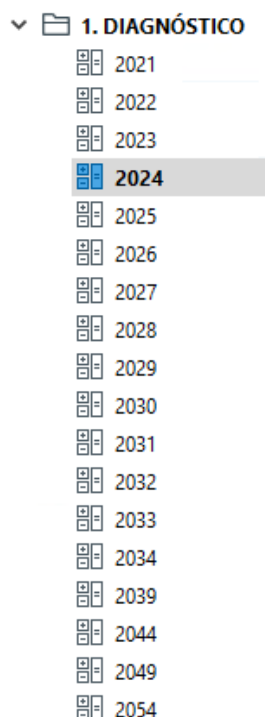
En el área de demanda 03, se identificaron dos proyectos del Plan de Transmisión 2023 – 2032, que se estima deberían concluirse antes del 2028, que se detalla:

- a. Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).
- b. Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC).

La ejecución del proyecto a. dependerá de la ejecución y puesta en servicio de la SET Nueva Virú, la cual se encuentra en búsqueda de terreno teniendo en cuenta los nuevos alcances indicados en los Anteproyectos aprobados por COES; dado con Oficio N° 0021-2023-MINEM/DGE el MINEM nos ha comunicado la culminación del Primer proceso de Reasignación habiéndose declarado desierta la segunda convocatoria.

Con respecto al proyecto b, se estima que entre en servicio en el año 2028, según estudios de estudios de flujo de potencia de la propuesta y dependerá de la puesta en servicio de la SET Huaraz Sur.

Se presenta en archivos pfd, las simulaciones de diagnóstico del AD 3 en el periodo 2025-2034, tal que se muestra:



En el archivo pfd de los proyectos propuestos para el PI 2025-2029, se incluyeron lo siguiente:

- a. El proyecto de Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).
- b. El proyecto Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)
- c. Presentó la configuración del sistema eléctrico para los 30 años de Horizonte de Estudio.
- d. Se absolvió la observación.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se observa que presenta evaluación hasta el año 2054; sin embargo, no presenta el análisis de alternativas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

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

Se debe adjuntar archivos de sustento necesarios para verificar las transferencias de carga entre las SET existentes y nuevas. Del mismo modo, se debe tener en cuenta el factor de uso obtenido luego del traslado de carga y/o del ingreso de nuevos transformadores, verificando que no se supere el valor de 1.0 en el horizonte del estudio.

Respuesta

Se está incorporando los cálculos de flujos de Potencia de los alimentadores de las SETs Trujillo Norte y Porvenir como sustento sustento de la Creación de la Nueva SET Florencia de Mora, se encuentra en la carpeta denominada: "Flujos de AMTs".

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no considera las transferencias de carga a las subestaciones aprobadas, por ejemplo a la SET Trujillo Centro.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

46. Esquema de rotaciones de transformadores existentes

Se debe evaluar como medidas alternativas para la implementación de un nuevo transformador, la rotación de transformadores existentes. Al respecto, se requiere presentar el esquema de rotaciones realizadas.

[Respuesta](#)

[Se considera en los Elementos de baja.](#)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no considera en su Estudio rotación de transformadores, señala que considera Bajas, sin embargo, no presenta el listado de ellos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

47. Selección de la alternativa óptima

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

[Respuesta](#)

[Se completa lo indicado en el F-205.](#)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no presenta comparación de alternativas para todos los proyectos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

48. Selección de la sección óptima del conductor

HIDRANDINA presenta el formato F-207 sin información. Al respecto, se debe presentar dicho formato con los cálculos justificativos empleados que permitan demostrar la sección óptima de los conductores para las líneas de transmisión.

[Respuesta](#)

[Se sustenta en los flujos efectuados y se presentan en el Volumen I, Resumen Ejecutivo.](#)

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, Hidrandina no presenta los formatos F-207, señala que se encuentran en el Volumen I, Resumen Ejecutivo, sin embargo, solo menciona que se debe realizar, pero en ningún proyecto lo realiza.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

49. Estadística de fallas e índice de desempeño

HIDRANDINA presenta el formato F-208 sin información. Al respecto, debe remitir la información correspondiente al formato F-208 en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS o indicar las razones por las cuales no la presenta.

Respuesta

Se envía la información en el F-208.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA presenta el formato F-208.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

50. Diagrama Unifilar de Alternativas

HIDRANDINA no presenta en el formato F-212 ni adjunta en los anexos sus diagramas unifilares, tampoco presento alternativas en KML, Diagramas Unifilares de las SET, vista de planta de SET, archivo GIS de redes existentes y reconfiguradas por nuevas SET ni rutas de las líneas de transmisión de los nuevos proyectos en KMZ. Se solicita a HIDRANDINA que presente en el formato F-212 sus Diagramas Unifilares, asimismo presente toda la información requerida por la observación.

Respuesta

Se adjuntan los anexos los diagramas unifilares y planos.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, HIDRANDINA no presenta comparación de alternativas.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

Costos de inversión**51. Respecto a los formatos de costos de inversión**

Los cuadros de evaluación económica presentados en el ESTUDIO no corresponden con la propuesta de valorización. Por ejemplo, para la instalación de las nuevas SET, los costos

del ESTUDIO y del formato F-305 no son los mismos. Al respecto HIDRANDINA debe verificar y corregir donde corresponda.

De la revisión del ESTUDIO y del “F-300_400_AD03 (PIT 2025-2029).xlsx”, HIDRANDINA no utiliza en la formulación de su ESTUDIO, la base de porcentajes de costos de operación y mantenimiento vigente, aprobados mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD aplicables para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027”, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.

Al respecto, se requiere que HIDRANDINA revise y realice la corrección de los formatos de inversión, en función a las observaciones realizadas verificando que se guarde relación con el informe, análisis eléctrico, formatos F-100 y F-200, y otros documentos presentados. Además, el prorrateo de los Costos Incrementales de Centros de Control (F-303) y los Costos Incrementales de Telecomunicaciones (F-304) no ha sido realizado a todos los Elementos de las nuevas subestaciones propuestas en el ESTUDIO. Al respecto HIDRANDINA debe revisar y corregir los formatos de costos de inversión considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

Respuesta

- ✓ Se corrigió los cuadros de la Evaluación económica, coincidiendo los Costos del Estudio (corregir en el informe) con el formato F-305.
- ✓ Se actualizó la base de porcentajes de costos de operación y mantenimiento vigente, aprobados mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD aplicables para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027”, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- ✓ Se corrigió en el informe (corregir en el informe) con los Formatos F-100 y F-200.
- ✓ El prorrateo de los Costos Incrementales de Centros de Control (F-303) y los Costos Incrementales de Telecomunicaciones (F-304) fueron realizados a todos los Elementos de las nuevas subestaciones propuestas..

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que HIDRANDINA corrige la base de porcentajes del COyM, los proyectos solicitados no guardan relación con el formato F-305.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de ISA PERÚ S.A.

OBSERVACIONES GENERALES

1. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

2. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se verifica que se corregido los valores históricos de las variables explicativas del periodo 1996-2021 de manera que correspondan con los valores de la Modificatoria del PI 20212025.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

3. 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.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se observa que en el cálculo de las variables explicativas del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos por Osinergmin.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

4. 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.

Respuesta

Como se señaló al inicio del documento, al no tener respuestas positivas por parte de Hidrandina respecto a la Demanda del área 3 se ha considerado para el presente análisis la información pública disponible.

Esta información se ha empleado conforme al área de influencia de las instalaciones de ISA Perú (ex-ETENORTE) que se encuentran acotadas a las instalaciones en la subestación Huallanca (Transformador 138/66/5.4 kV - 20/20/6,6MVA y Transformador TP 66/13,8 kV - 3MVA)

En ese sentido, se ha incluido los formatos F-100 disponibles según lo indicado

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se verifica que ha corregido los valores históricos de las variables explicativas del periodo 1996-2021 de manera que coinciden con los valores de la Modificatoria del PI 2021/2025. Sin embargo, en el cálculo de las variables explicativas del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

OBSERVACIONES ESPECIFICAS

Proyección de la Demanda

5. Variable PBI

ISA PERÚ debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD3 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda.

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

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

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

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se mantiene la observación porque en el cálculo del valor de la variable PBI del Área de Demanda 3 del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

6. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del AD3 para el año 2022 debe coincidir con el de la base de datos del SICOM 2022.

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se mantiene la observación porque en el cálculo del valor de la variable Clientes del Área de Demanda 3 del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

7. Variable Población

ISA PERÚ debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD3 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Se trata de la misma metodología que se sigue para la variable PBI.

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

Luego, las poblaciones departamentales del periodo 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio departamental correspondiente al periodo 1996-2030, de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD3.

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

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinerghmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se mantiene la observación porque en el cálculo del valor de la variable Población del Área de Demanda 3 del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

8. Variable Tarifa Real

ISA PERÚ debe incluir en el formato F-104 y en los demás archivos que forman parte del Estudio el valor de la Tarifa Real correspondiente al año 2022, el cual se obtiene del cálculo en función de la facturación de la energía en miles soles, ventas de energía en MWh e Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los departamentos que conforman el AD3. Por lo tanto, ISA PERÚ debe sustentar el cálculo en los archivos correspondientes.

[Respuesta](#)

No responde.

Análisis de Osinerghmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se mantiene la observación porque en el cálculo del valor de la variable Tarifa Real del Área de Demanda 3 del año 2022 no ha seguido los criterios establecidos.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

9. Ventas de Energía

El formato F-105 se encuentra incompleto, en tanto se observa que ISA PERÚ no ha consignado el valor histórico de las ventas de energía de usuarios regulados del 2022. Al respecto, ISA PERÚ debe consignar dicho valor de manera que corresponda con el valor reportado de la Base de Datos del SICOM 2022.

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinerghmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se mantiene la observación porque en el formato F-105, el valor histórico de las ventas de energía de los usuarios regulados del año 2022 no es el reportado en la Base de Datos del SICOM 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

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

Se ha identificado que los formatos F-106 y F-107 presenta información incompleta, en tanto no se está considerando todo el periodo de proyección del presente proceso PI 2025-2029. Por tanto, ISA PERÚ debe consignar en los formatos F-106 y F-107 los valores de las proyecciones de las ventas de energía mediante modelos tendenciales y econométricos respectivamente; indicando el valor proyectado correspondiente al Representativo ("Año 0") y los valores del periodo 2023-2054; para ello se solicita que ISA PERÚ reestime los modelos presentados considerando toda la información histórica de las ventas de energía de usuarios regulados y de las variables explicativas del AD3 (1996-2022).

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

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

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

Respuesta

No responde.

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA, se verifica que en los formatos F-106 y F-107 está considerando todo el periodo de proyección del presente proceso PI 2025-2029. De otro lado, se mantiene la observación porque en el ajuste final (formato F-108) no ha cumplido con emplear los criterios señalados por Osinergmin.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

11. Factores de caracterización y los pulsos de energía cada 15 minutos

En el formato F-101, los factores de caracterización no han sido reportados de acuerdo a los sistemas eléctricos comprendidos en el AD3 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución N° 081-2021-OS/CD, mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y sus sistemas eléctricos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

Los factores de caracterización y la información de la carga consignados en el formato F-101, F-102 y F-103 consignadas por ISA PERÚ han presentado las siguientes inconsistencias:

- Los valores consignados en el Formato F-101 son una copia de los valores correspondientes al proceso de la Modificatoria del PI 2021-2025.
- Los registros de energía y potencia cada 15 minutos presentados por ISA en la pestaña "Registros" de los formatos F-100 no corresponden al Año Representativo (2022).

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

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

Respuesta

Como se indicó en la respuesta a las observaciones generales se ha considerado para el presente análisis la información pública disponible.

Esta información se ha empleado conforme al área de influencia de las instalaciones de ISA Perú (ex-ETENORTE) que se encuentran acotadas a las instalaciones en la subestación Huallanca (Transformador 138/66/5.4 kV - 20/20/6,6MVA y Transformador TP 66/13,8 kV - 3MVA). En ese sentido, se ha incluido los formatos F-100 disponibles según lo indicado.

Análisis de Osinergmin

Dado que ISA PERÚ ha presentado el mismo formato F-100 que HIDRANDINA en la PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores de los formatos F-101, F-102, F-103 corresponden al año representativo 2022.

Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

Sistema Eléctrico a Remunerar

12. Archivo de flujo de potencia

El archivo de flujo de carga en DigSILENT que forma parte del ESTUDIO presenta las siguientes inconsistencias:

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

ISA PERÚ no presenta el formato F-212 del AD3 con los diagramas de flujos de potencia de los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 tal como detalla la NORMA TARIFAS.

En el archivo de flujo de potencia se observa que las demandas de las barras no tienen coherencia con las presentadas en el formato F-121. Al respecto, ISA PERÚ debe presentar un archivo (formato) auxiliar donde se evidencien las demandas que van cargadas a los archivos de flujo correspondiente.

Respuesta

En las simulaciones de flujo de potencia para la evaluación del Plan de Inversiones 2025-2029 se ha incluido los proyectos ITC para el área de demanda 3 aprobados en la actualización del Plan de Transmisión 2023-2032:

- Al año 2026 se incluye el proyecto ITC “Enlace 138 kV Nueva Virú - Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas”.
- Al año 2027 se incluye el proyecto ITC “Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz”.

Se ha considerado las características técnicas de los diferentes equipos propuestos como parte de los ITC propuestos por el COES para el área de demanda 3.

Se incluye la carpeta F-212 que contiene los flujos para los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30.

Se adjunta un archivo auxiliar (F121 - F200 Auxiliar.xlsx) con la vinculación entre la demanda F-121 y la demanda empleada en el software DigSilent.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de lo remitido en la PROPUESTA FINAL, no se incluye el total de los años de evaluación, faltando el año 25.

Conclusión.

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

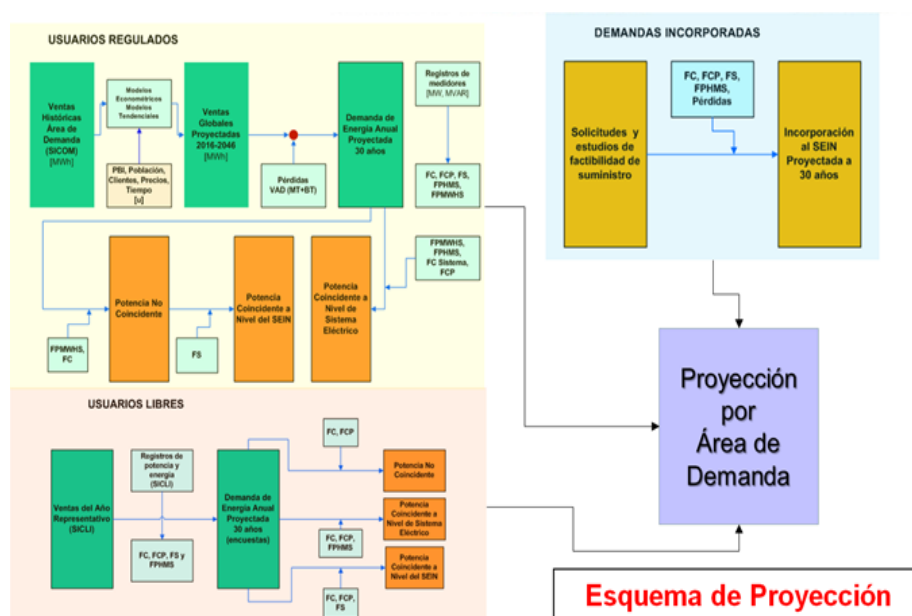
Anexo B

Metodología para la proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

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



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

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

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

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

B.1.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han obtenido teniendo como referencia la información histórica considerada en la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025. Para el Año Representativo (2022) se ha tomado en cuenta las Bases de Datos que dispone 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	-
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%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
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%
2051	1 995 177	1,7%

Año	Cientes	Δ%
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%
2043	2 283 108	1,4%

Año	Población	Δ%
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 Osinergmin)

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
	Prob.	0,4904	0,0123	0,0001	0,0000	0,0215
Variable 2	Valor	1,19	0,30	21,03	26,55	10,19
	Prob.	0,2490	0,7703	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 3	Valor	1,68	2,01	-6,53	-7,83	-1,66
	Prob.	0,1083	0,0572	0,0000	0,0000	0,1110
Variable 4	Valor	-0,95	-3,75		2,80	-4,37
	Prob.	0,3556	0,0011		0,0113	0,0003
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 Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 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
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

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
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 Osinergmin)

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			

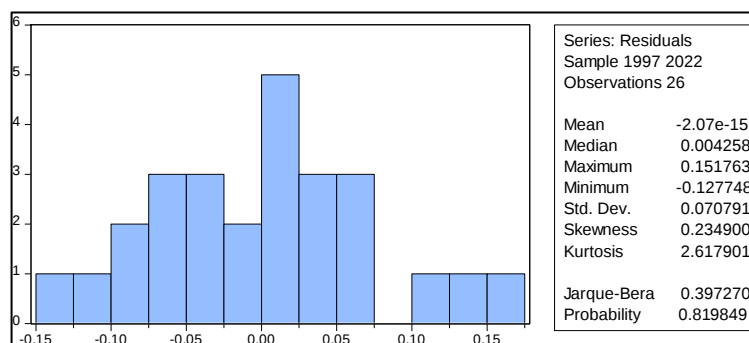
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

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%
2026	1 728 719	4,31%
2027	1 802 125	4,25%
2028	1 877 555	4,19%
2029	1 955 053	4,13%

Año	Ajuste final	TC
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 Osinergmin)

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda 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:

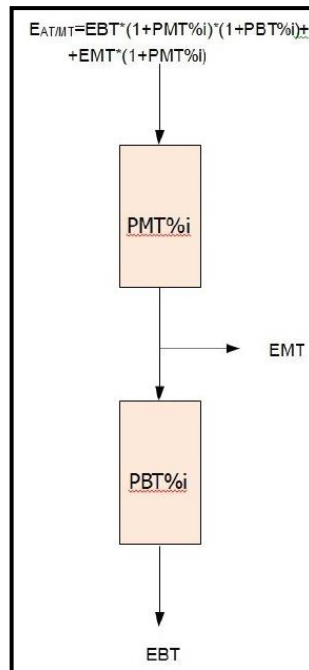
- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta 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.
- 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.

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



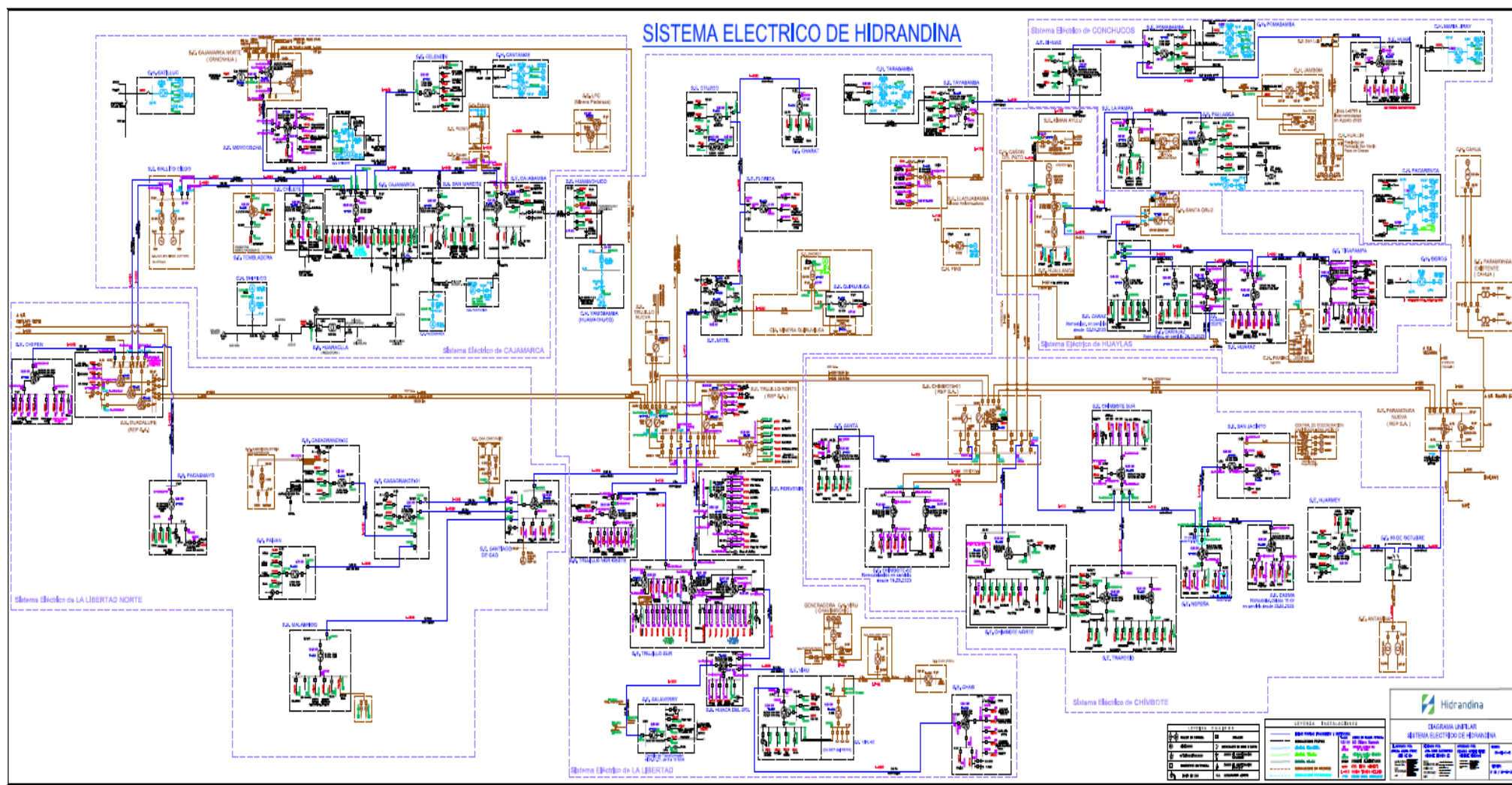
B.5 Integración y conversión de energía en potencia

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

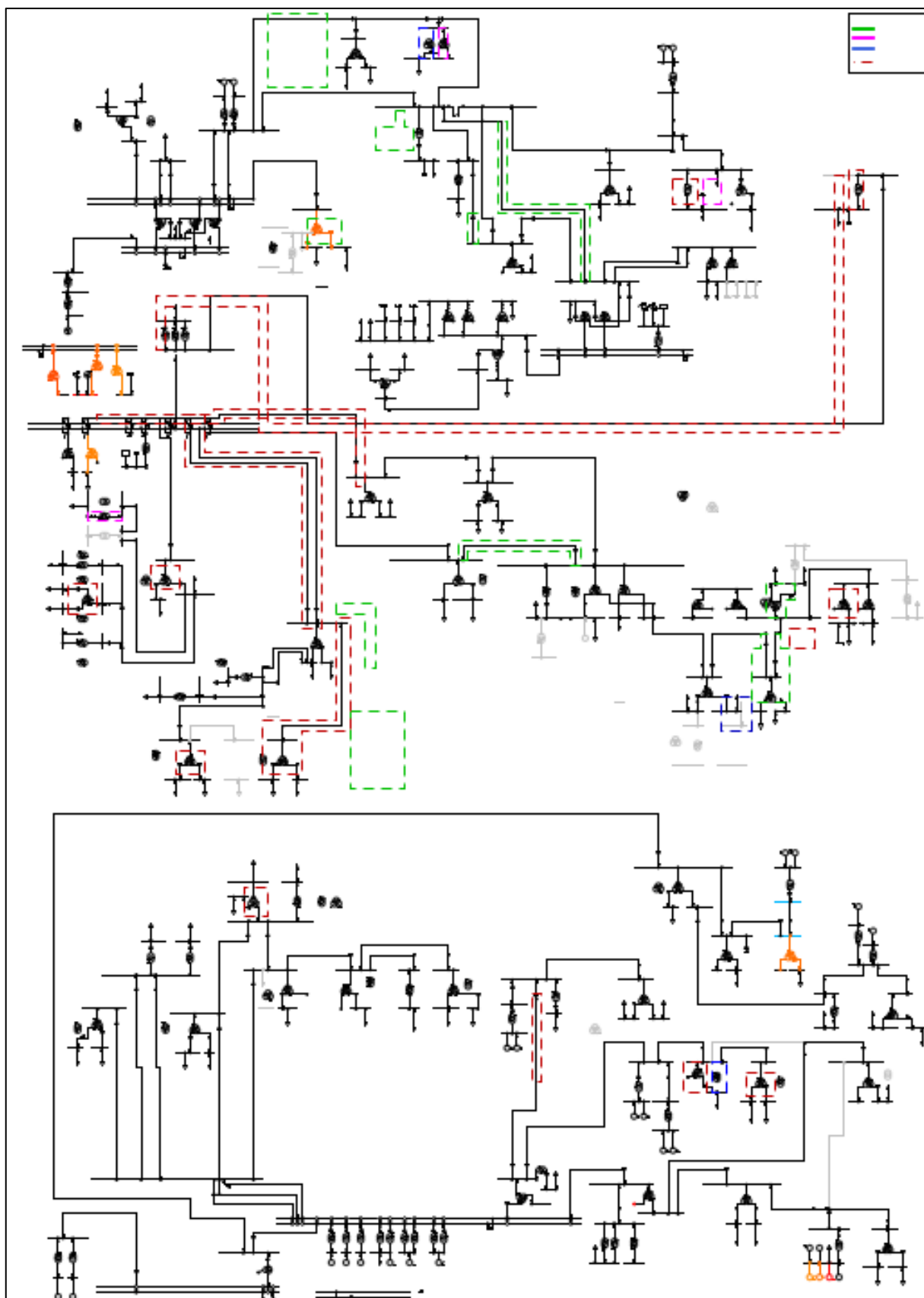
Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares



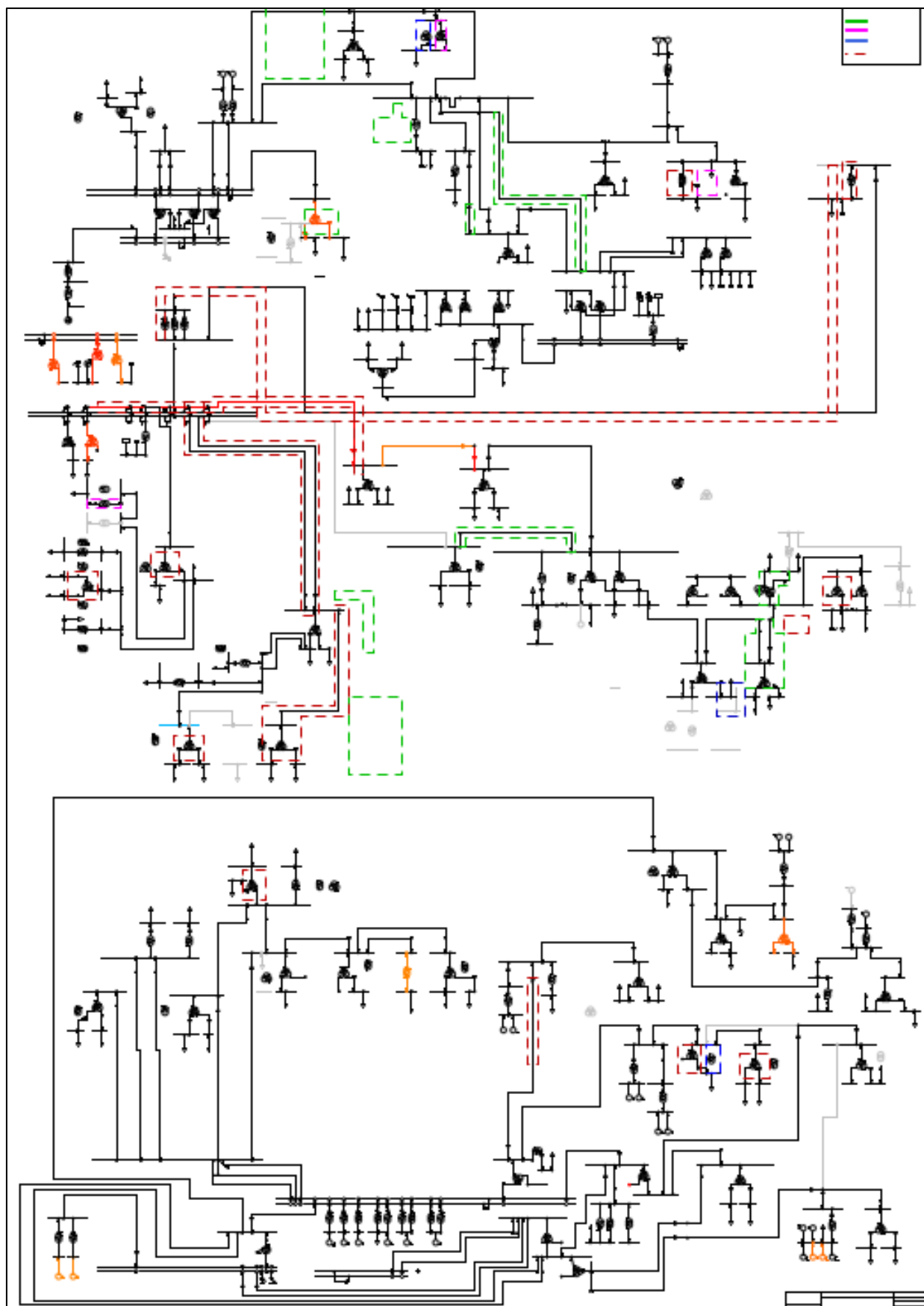
Anexo D

Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada según análisis de Osinergmin

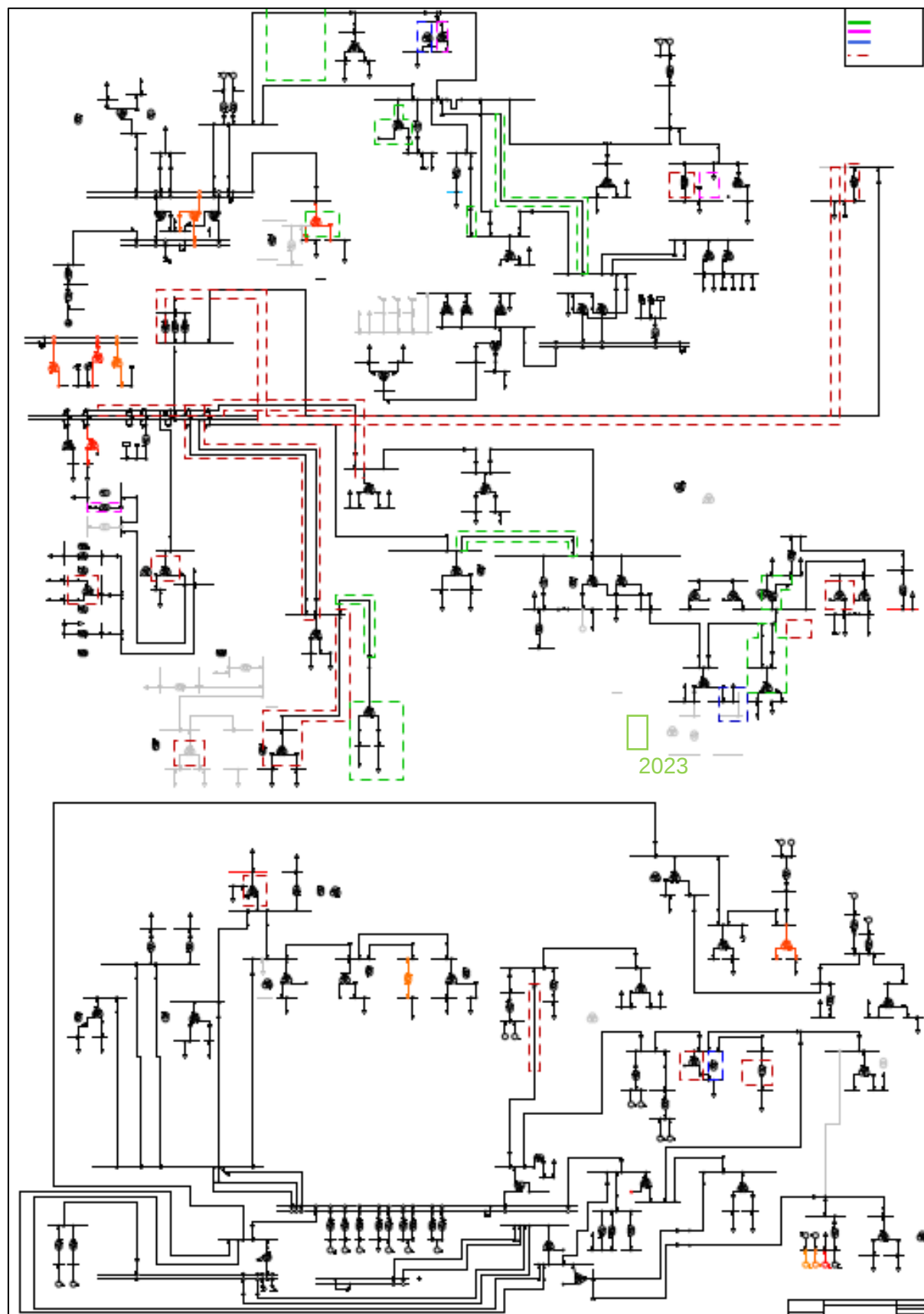
Área de Demanda 3 (Año 2025)



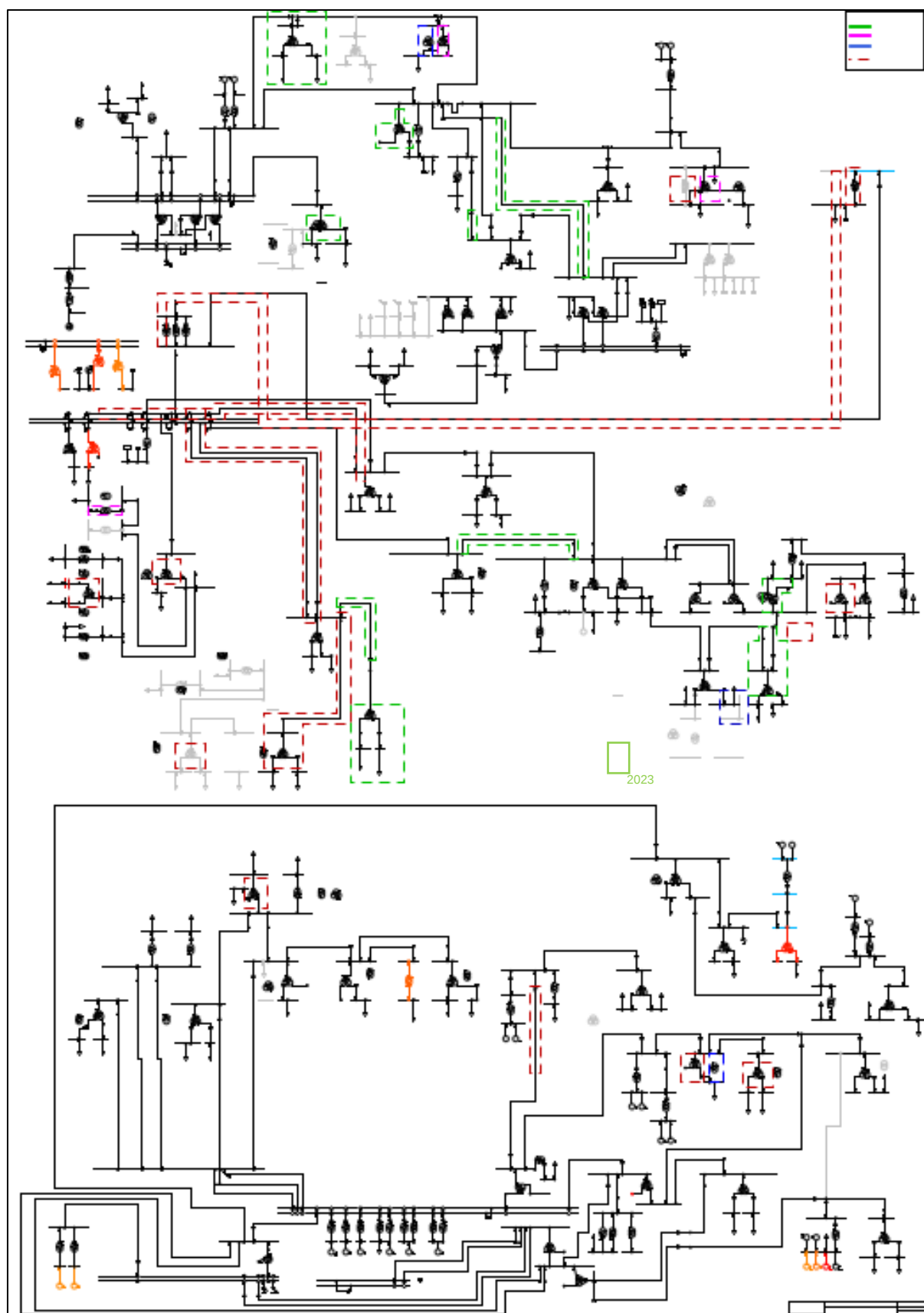
Área de Demanda 3 (Año 2026)



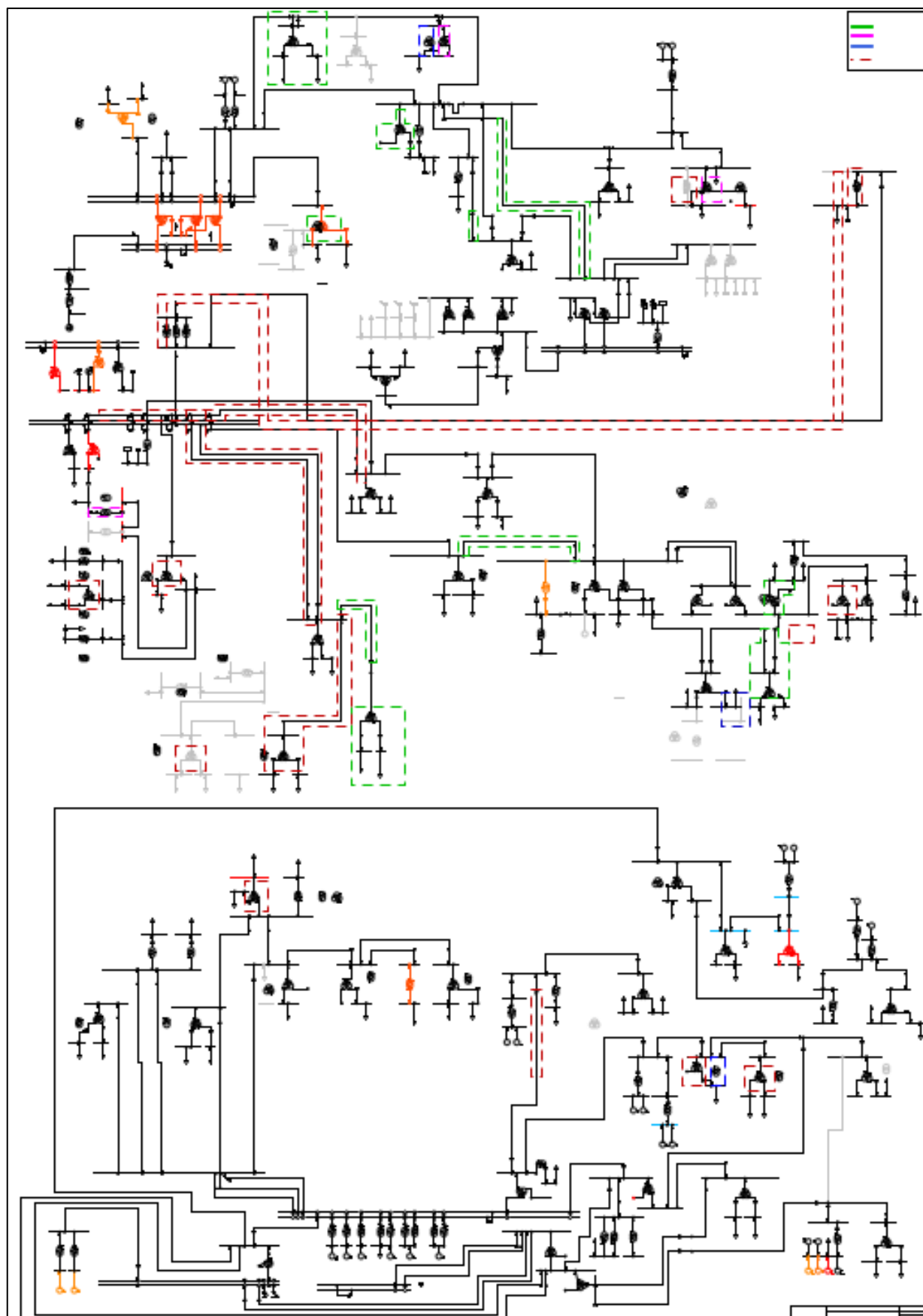
Área de Demanda 3 (Año 2027)



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	5 619 466
2	2028	HIDRANDINA	Nueva SET Tembladera	SET Tembladera	3 206 939
3	2027	HIDRANDINA	Transformador 60/23/10 de 30/30/30 MVA incluye celda	SET Cajamarca	1 317 445
4	2029	HIDRANDINA	Celdas AT y MT	SET Cajabamba	914 423
5	2025	HIDRANDINA	Transformador 60/23/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Chepen	920 672
6	2026/2028	HIDRANDINA	Celda MT	SET Varias	219 414

(*) 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 AD03				
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	Dos (02) celdas de Alimentador 10 kV	SET Cajabamba
3	HIDRANDINA	2029	Dos (02) celdas 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	Cuatro (04) celdas de Línea de 33 kV	SET Casagrande 1
3	HIDRANDINA	2028	Dos (02) celdas 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	Dos (02) celdas de alimentador de 10 kV	SET Casagrande 2
3	HIDRANDINA	2028	Transformador de 33/10 kV de 4 MVA	SET Paiján
3	HIDRANDINA	2028	Dos (02) celdas de línea de 33 kV	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	Tres (03) celdas 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

Anexo F

Cuadros Comparativos

**COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 3**

Año	HIDRANDINA		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	2 526,07	-	2 665,59	-
2023	2 742,61	8,57%	2 740,04	2,79%
2024	2 849,46	3,90%	2 811,24	2,60%
2025	2 947,30	3,43%	2 902,38	3,24%
2026	3 221,62	9,31%	2 991,19	3,06%
2027	3 272,63	1,58%	3 068,24	2,58%
2028	3 323,64	1,56%	3 147,40	2,58%
2029	3 374,65	1,53%	3 228,70	2,58%
2030	3 425,66	1,51%	3 270,65	1,30%
2031	3 476,67	1,49%	3 313,47	1,31%
2032	3 527,68	1,47%	3 357,18	1,32%
2033	3 578,69	1,45%	3 401,79	1,33%
2034	3 629,70	1,43%	3 447,33	1,34%

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)	Osinergmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025		713 745			-100%
2026			144 856	-	-
2027			6 936 912	-	-
2028	45 233 064	59 731 186	4 202 169	-90,71%	-93,10%
2029			914 423	-	-
TOTAL	45 233 064	60 444 931	12 198 359	-73,03%	-80,22%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULAR como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025 – 2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULAR – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025–2029.

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