
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 5

Período 2025-2029

(Proyecto)

Lima, febrero 2024

Resumen Ejecutivo

El presente informe describe los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 5¹, para el período comprendido del 01 de mayo 2025 al 30 de abril 2029.

Electrocentro S.A. (en adelante “ELECTROCENTRO”), Statkraft Perú S.A. (en adelante “STATKRAFT”), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), UNACEM PERÚ S.A. (en adelante “UNACEM”), Conelsur LT S.A.C. (en adelante “CONELSUR”), Electroperú S.A. (en adelante “ELECTROPERÚ”), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante “ADINELSA”) y Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “CTM”); son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) en el Área de Demanda 5, y que actualmente son remunerados por la demanda.

Las empresas ELECTROCENTRO, UNACEM, STATKRAFT y ELECTROPERÚ presentaron su Estudio Técnico – Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante “ESTUDIO”) para el Área de Demanda 5 (en adelante “AD 5”), correspondiente al periodo 2025-2029; sin embargo, la empresa ELECTROPERÚ, indicó que no requiere de nuevas inversiones en el presente Plan de Inversiones en Transmisión. Por otra parte, las empresas CONELSUR, ADINELSA y CTM no presentaron su ESTUDIO para el AD 5.

Para la elaboración del presente informe se considera: i) la actualización de los ESTUDIOS (Propuesta Final) presentados por los TITULARES, ii) las respuestas e información complementaria que forman parte de la absolución de las observaciones formuladas por Osinermin a los ESTUDIOS que presentaron los TITULARES (Propuesta Inicial), iii) antecedentes de estudios sobre casos particulares desarrollados por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin (en adelante “GRT”) y/o iv) los informes técnicos

¹ Área de Demanda 5 está comprendido por los sistemas eléctricos ubicados en los departamentos Huánuco, Pasco, Junín, y parte norte de los departamentos de Huancavelica y Ayacucho. Cabe indicar que las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

elaborados por la División de Supervisión de Electricidad de Osinermin (en adelante “DSE”).

Cabe precisar que, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente dichas observaciones – *presentada como parte de la subsanación* – o la información no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinermin procedió a revisar y analizar, considerando el marco regulatorio vigente para la aprobación o no, según el caso correspondiente.

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinermin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO, UNACEM y STATFKRAFT, se han considerado los siguientes criterios generales de planificación para el análisis Osinermin:

- ◆ Se ha incluido nuevas demandas que cuentan únicamente con el sustento documentado. Asimismo, en el formato “F-113” no se ha considerado demandas incorporadas con potencia menor a 200 kW, debido a que se trata de usuarios calificados como Usuarios Regulados.
- ◆ Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 5; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente. Asimismo, se considera las instalaciones aprobadas en los Planes de Inversión de los periodos: 2021-2025, 2017-2021 y 2013-2017; con la finalidad de no duplicar instalaciones adicionales en la definición del nuevo Plan.
- ◆ Las sobrecargas por déficit de oferta de transformación fueron atendidas con nuevas unidades de transformadores y/o mediante la rotación de transformadores que se encuentran en condición de capacidad disponible. En ese sentido, se realizó la proyección espacial de la demanda eléctrica en potencia – *considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores* – para identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las subestaciones durante el horizonte de estudio.

Como consecuencia de la aplicación de estos criterios generales, se propone la implementación de los siguientes proyectos, cuya responsabilidad de ejecución es la siguiente:

ELECTROCENTRO:

- **Implementar un Transformador de 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA y celdas asociadas en la SET Salesianos para el año 2025**, por temas de antigüedad y condiciones ineficientes de operación, debido a que, se ha sustentado – *mediante Informe Técnico que evidencia pruebas de análisis de aceite y registros fotográficos* – que los (02) Transformadores de 60/10 kV de 9 MVA y 14 MVA que operan en la SET Salesianos presentan deterioro. Asimismo, se aprueba la Baja de los (02) Transformadores 60/10 kV de 9 MVA y 14 MVA y sus celdas asociadas.

- **Implementar un Transformador de Reserva Compartida 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA en la SET Salesianos para el año 2028**, por temas de confiabilidad debido a que, mediante la metodología de transformadores de Reserva de Compartida, se identificó la necesidad de disponer de un Transformador de Reserva Compartida para el parque de transformadores 60/22,9/10 kV que conforman el Área de Demanda 5. Asimismo, se aprueba la Baja remunerativa del Transformador de Reserva 60/10 kV (existente) de 15 MVA en SET Parque Industrial que pertenece a la lista de SSTD.
- **Renovar dos (02) celdas de línea – transformador de 60 kV, una en la SET Huanta y la otra en la SET Cangallo para el año 2026**, por temas de antigüedad, debido a que parte de las componentes del Elemento, a ser renovados, superan los 40 años de antigüedad, y que a partir de la información presentada se ha verificado que parte de las componentes del Elemento presenta desgaste e ineficiencias que conllevaría a un evento de probabilidad de riesgo en la seguridad durante la operación y/o mantenimiento. Asimismo, corresponde aprobar la Baja remunerativa a las celdas que serán renovadas.
- **Renovar una (01) celda de alimentador en 10 kV en la SET Huanta para el año 2026**, por temas de antigüedad, debido a que parte de las componentes del Elemento, a ser renovados, superan los 40 años de antigüedad, y que a partir de la información presentada se ha verificado que parte de las componentes del Elemento requeriría acciones de mantenimiento fijas en el aislamiento, que evidenciaría una de las causas originadas por la antigüedad. Asimismo, corresponde aprobar la Baja remunerativa a las celdas que será renovada.

Además, sin perjuicio de lo mencionado, en base a las visitas técnicas realizadas “in situ”, se ha verificado que corresponde dar de Baja remunerativa la celda de alimentador en 10 kV (A4009) para el año 2025; en concordancia con la definición de “Baja” del artículo 4.4) de la Norma “Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” aprobado con Resolución N° 057-2020 OS/CD.

STATKRAFT:

- **Implementar una Barra en 138 kV en la SET Yaupi, mediante una (01) celda de línea en 138 kV para el año 2025** debido a la necesidad de mejorar la confiabilidad y seguridad en la conexión con la demanda de Oxapampa en 138 kV. Cabe precisar que, el proyecto aprobado no exime de responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar el Anteproyecto elaborado por el COES “Celda de Acoplamiento 138 kV a la SET Yaupi (STATKRAFT)” según lo dispuesto en el numeral 1.8) del Decreto Supremo 018-2021-EM.
- **Implementar una (01) Celda de Línea 50 kV en la SET Oroya Nueva, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025 para el año 2025**, debido a la necesidad de reubicar la celda línea-transformador en 50 kV por cuestiones técnicas-operativas, seguridad y de espacio, para instalar el proyecto aprobado “Autotransformador 72,5/50 kV de 12,5 MVA”, aprobado en el PI 2021-2025.

UNACEM:

- **Ejecutar la Baja remunerativa de los Elementos SSTD correspondiente a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo” (instalados en Caripa) para el año 2025;** debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)”, aprobada en el PI 2021-2025.

Cabe mencionar que, dentro de Plan de Inversiones 2025-2029, no se ha considerado retirar proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 5, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 5
para el periodo 2025-2029**

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)/Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	3 676 084	-	60	11
ELECTROCENTRO	3 081 506	-	60	9
AT				
Celda	1 076 929	-	-	4
Línea	-	-	-	-
Transformador	1 767 747	-	60	2
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	231 914	-	-	3
Banco	-	-	-	-
STATKRAFT	594 578	-	-	2
AT				
Celda	228 400	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	366 178	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-
UNACEM	-	-	-	-
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-

Notas:

- (1) No se ha considerado el costo de inversión de los Proyectos ITC.
- (2) Ver el Formato F-305 (Osinergrmin)

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	7
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	9
2. UBICACIÓN	13
3. PROPUESTA INICIAL	18
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	18
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	20
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS	25
5. PROPUESTA FINAL	31
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	31
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	33
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	38
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	38
6.1.1 Información Base	39
6.1.1.1 Ventas de energía	39
6.1.1.2 Variables explicativas	39
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	39
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	40
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	40
6.1.5 Proyección Global	41
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)	41
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	47
6.2.1 Consideraciones en el Planeamiento	48
6.2.2 Diagnóstico de la situación actual	49
6.2.3 Alternativas de expansión de la transmisión	53
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Huancavelica	53
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Huancayo – Valle del Mantaro	54
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Pasco	63
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Challhuamayo – Satipo – Pichanaki	67
6.2.3.5 Sistema Eléctrico Ayacucho – Huanta y Cangallo	70
6.2.3.6 Solicitud de Baja de instalaciones del SST	76
6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029	76
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	76
6.2.4.2 Programación de Bajas	77
6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025	78
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
8. ANEXOS	80
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL	81
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	205
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	221
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	230
ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGHMIN	234
ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGHMIN	238
ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS	240
9. REFERENCIAS	242

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 5, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029).

Cabe señalar que, 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 PI 2025-2029 y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones a dichos estudios, formuladas por Osinergmin.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

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

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas en cumplimiento del literal c) del Artículo 43 de la LCE, modificado por la Ley N° 28832³.

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

(...)

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

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

(...)

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.

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

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

(...)

⁴ **Artículo 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. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGHMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

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

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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

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

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164 2016-OS/CD.
- Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD ("NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN").

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

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

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

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

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

Inicio del Proceso

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

Primera Audiencia Pública

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

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

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

Observaciones al Estudio

El 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin notificó a los TITULARES correspondientes, las observaciones a sus ESTUDIOS presentados como sustento a sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a Observaciones

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

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 cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba PI 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista

para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinermin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta etapa de proyecto de publicación.

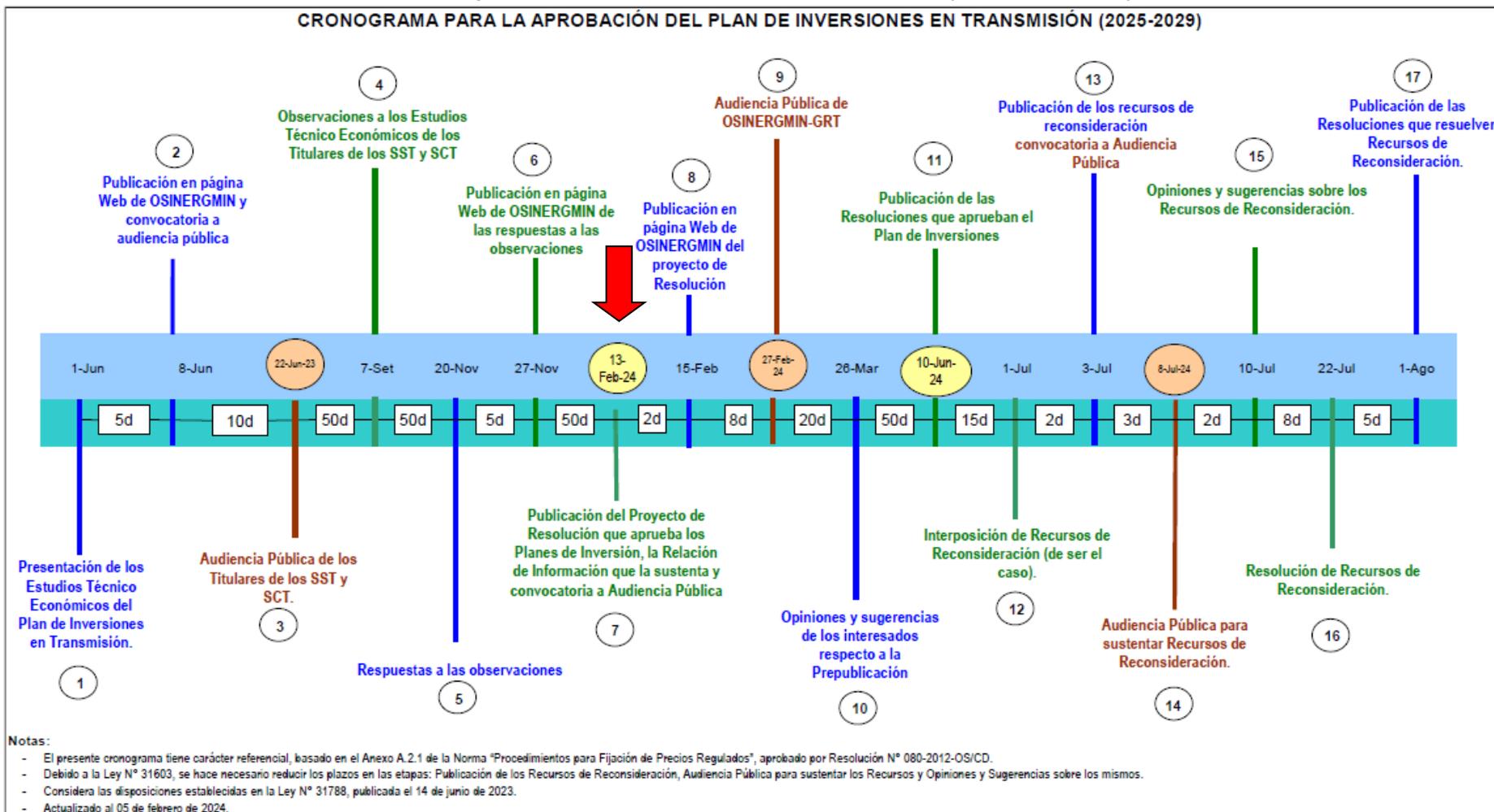
Asimismo, como siguiente etapa del proceso, hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados podrán presentar a Osinermin sus Opiniones y Sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, con la finalidad de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que aprueba el PI 2025-2029, la cual configurará la decisión de Osinermin.

Con posterioridad a la decisión de Osinermin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los Recursos de Reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En el Gráfico 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO y en donde se indica la etapa en la que nos encontramos:

Gráfico N° 1-1

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



2. Ubicación

El Área de Demanda 5 está circunscrita a los departamentos de Huánuco, Pasco, Junín, y parte norte de los departamentos de Huancavelica y Ayacucho, los cuales se ubican en la región Centro del Perú.

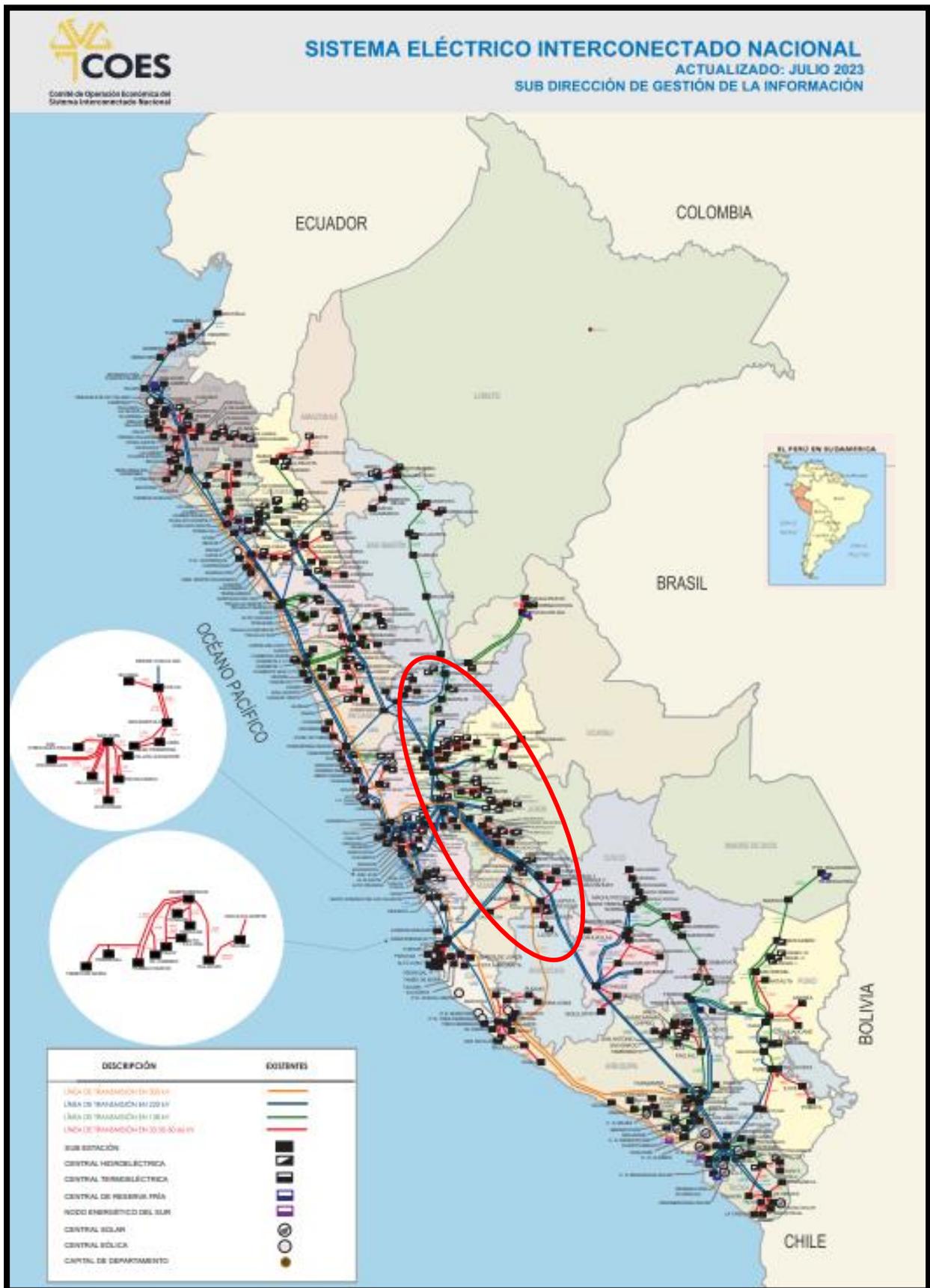
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias (en adelante "TITULARES"): Electrocentro S.A. (en adelante "ELECTROCENTRO"), Statkraft Perú S.A. (en adelante "STATKRAFT"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), UNACEM PERÚ S.A. (en adelante "UNACEM"), Conelsur LT S.A.C. (en adelante "CONELSUR"), Electroperú S.A. (en adelante "ELECTROPERÚ"), Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA") y Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante "CTM").

De acuerdo a la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 5 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo-Llusita, Huanta Rural, Ayacucho Rural SER, Cangallo - Llusita SER y Huanta Rural SER
- Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER
- Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER
- Huánuco, Huánuco Rural 1 y 2
- Pampas y Tablachaca
- Pasco y Pasco Rural
- Chalhuanayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo
- Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER
- Tingo María y Tingo María SER
- Tocache y Tocache Rural

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 5.

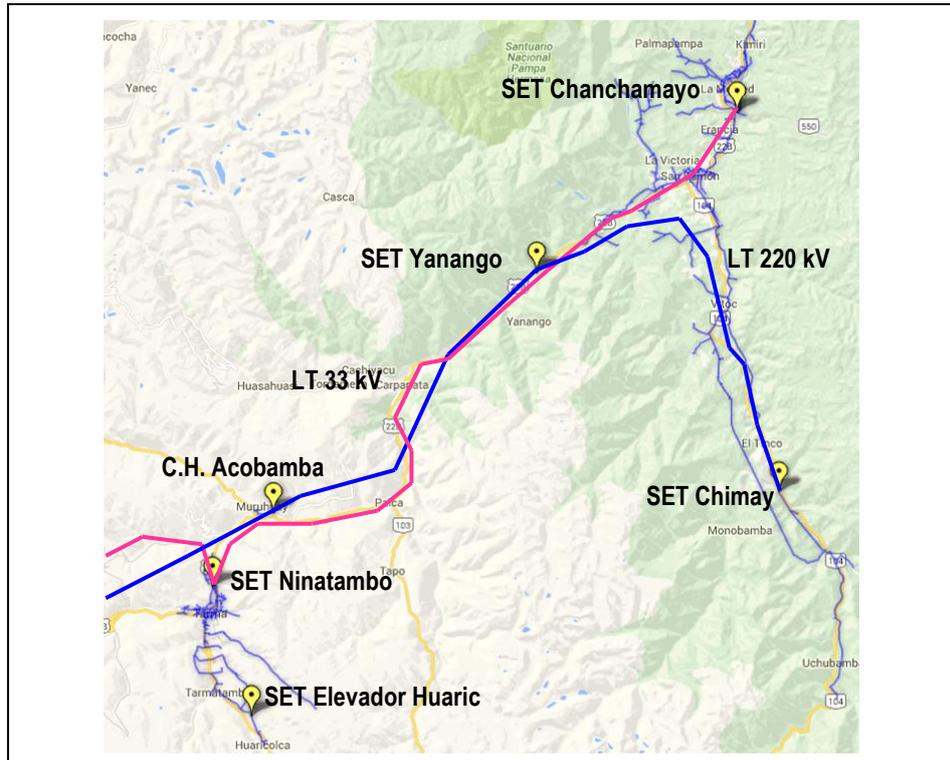
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 5



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

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 5.

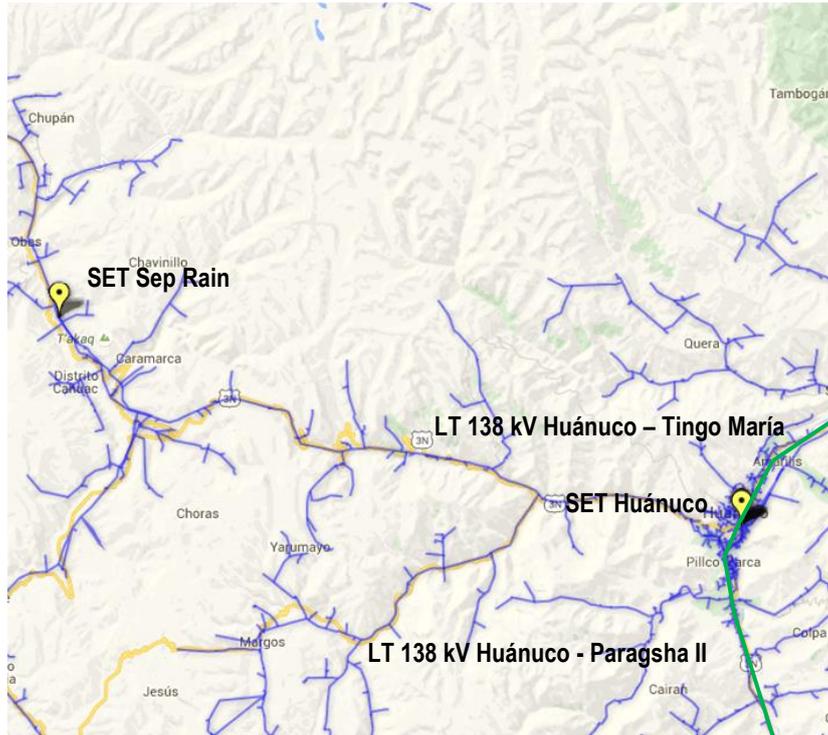
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 5



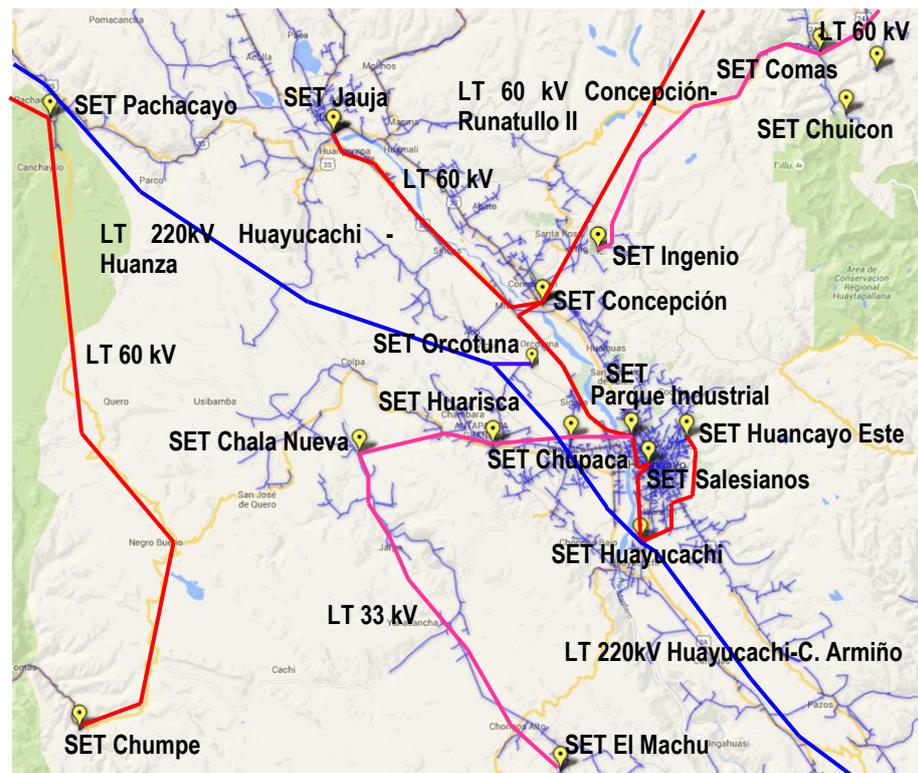
Sistemas: Chanchamayo, Tarma, Tarma Rural



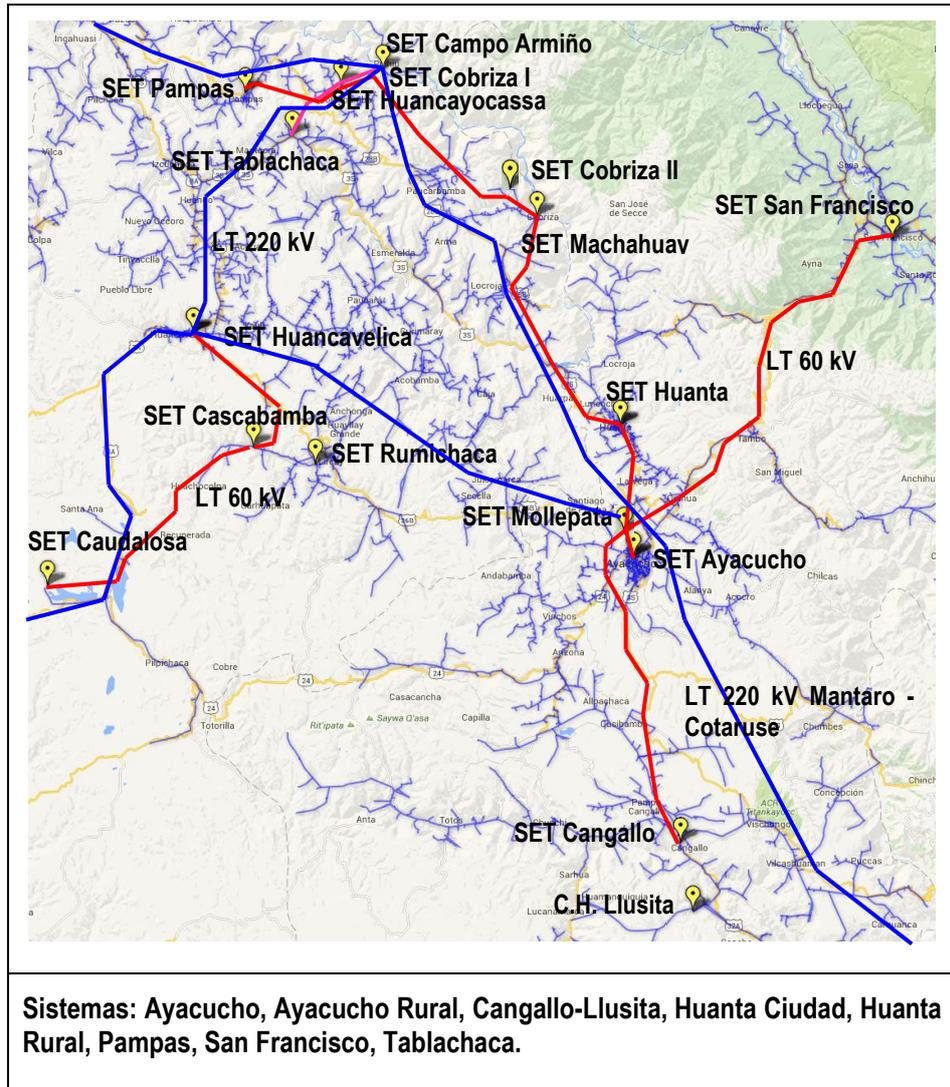
Sistemas: Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER



Sistemas: Huánuco, Huánuco 1, Huánuco 2



Sistemas: Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER



Fuente: Mapa Energético Minero OSINERGHMIN

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante las cartas N° ELCTO-GT-0483-2023 y SKP/GOP-081-2023, el 01 de junio de 2023, ELECTROCENTRO y STATKRAFT, respectivamente, presentaron el Estudio Técnico-Económico que sustenta sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029, en el Área de Demanda 5.

De otro lado, la empresa UNACEM mediante carta GOC-023-23 de fecha 01 de junio de 2023, solicita únicamente la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y celdas conexas”; mientras que, la empresa ELECTROPERU, mediante carta N° 00249-2023-C recibida el 24 de mayo de 2023, comunica que no prevé nuevas inversiones en transmisión en el Área de Demanda 5.

Todo ello, en adelante y en conjunto (“PROPUESTA INICIAL”) – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELECTROCENTRO indica haber proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados por sistema eléctrico y finalmente en forma global para toda el Área de Demanda 5. Además, agrega que las estimaciones se realizaron sobre la información histórica de las ventas de energía desagregada por sistema eléctrico y por nivel de tensión, y que en la proyección de energía de los clientes regulados del Área de Demanda 5, se aplicaron métodos tendenciales y econométricos.

Por otra parte, ELECTROCENTRO menciona que, con los valores de potencia por barra, obtenidos a partir de los registros de carga, ha proyectado su crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión y que luego a la proyección de demanda de Usuarios Regulados, ha agregado las demandas de los clientes libres y las demandas adicionales (cargas incorporadas).

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 ELECTROCENTRO:

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 5 - ELECTROCENTRO
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW) –
Demanda AT y MT

Año	Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER	Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER	Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	Pampas y Tablachaca	Pasco y Pasco Rural	Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER	Tingo María y Tingo María SER	Tocache y Tocache Rural
2022	41,91	17,04	74,20	36,14	3,51	61,99	21,04	15,69	13,04	17,16
2023	42,69	17,28	75,56	36,79	3,58	62,42	21,43	15,99	13,29	17,40
2024	51,18	18,16	82,19	38,07	4,21	64,37	22,20	16,57	13,77	17,88
2025	52,71	19,04	85,80	39,34	4,34	66,08	22,97	17,15	14,25	18,35
2026	54,25	19,92	89,41	40,62	4,47	67,60	23,74	17,73	14,73	18,83
2027	55,31	20,64	92,20	41,50	4,56	68,86	24,27	18,13	15,07	19,15
2028	56,39	20,98	94,07	42,40	4,65	69,45	24,81	18,53	15,40	19,49
2029	57,50	21,33	95,99	43,32	4,75	70,05	25,37	18,95	15,75	19,83
2030	58,63	21,68	97,94	44,26	4,84	70,66	25,93	19,38	16,11	20,18
2031	59,79	22,04	99,95	45,22	4,94	71,29	26,51	19,81	16,47	20,54
2032	60,98	22,41	101,99	46,21	5,04	71,93	27,10	20,26	16,84	20,90
2033	62,19	22,79	104,09	47,21	5,14	72,59	27,71	20,71	17,22	21,27
2034	63,42	23,17	106,23	48,24	5,25	73,26	28,33	21,18	17,61	21,66
TC	3,5%	2,6%	3,0%	2,4%	3,4%	1,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,0%

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELECTROCENTRO.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al periodo 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 5 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 3.1.
- (4) Para el sistema eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo" se considera la demanda en MT y la demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV.
- (5) UNACEM no presenta su Proyección de Demanda (F-100).

Del cuadro N° 3.1 se analiza que ELECTROCENTRO propone los siguientes incrementos de demanda:

- Para el sistema eléctrico "Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural", incremento de 37,2% en el año 2029 (57,50 MW) respecto de 2022 (41,91 MW).
- Para el sistema eléctrico "Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER", incremento de 29,4% en el año 2029 (95,99 MW) respecto de 2022 (74,20 MW).
- Para el sistema eléctrico "Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo", incremento de 20,5% en el año 2029 (25,37 MW) respecto de 2022 (21,04 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTROCENTRO y STATKRAFT, proponen nuevas instalaciones de transmisión para el Área de Demanda 5; mientras que, ELECTROPERÚ comunica que no requiere nuevas inversiones en transmisión. Por otra parte, UNACEM sólo solicita la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y celdas conexas” correspondiente a su Titularidad.

Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES :

ELECTROCENTRO:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de solucionar las sobrecargas por incremento de demanda, renovación de Elementos de Transmisión por antigüedad y/o fallas, mejorar la confiabilidad del sistema por el criterio “N-1” y mejorar la caída de tensión en la red de transmisión, que están bajo su responsabilidad:

- ***Sistema Eléctrico Huancavelica***

- a) Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 15 MVA en SET Friaspata para el año 2029.

- ***Sistema Eléctrico Huancayo – Valle Del Mantaro 1, 2, 3 Y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER***

- b) Implementación de TP de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en SET Concepción para el año 2026.
- c) Implementación de TP de 60/13,2/10 kV de 15 MVA en SET Jauja para el año 2027.
- d) Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Salesianos para el año 2025.
- e) LT 60 kV Orcotuna – Parque Industrial – Chupaca + Nueva SET 60/23/13,2 kV de 15 MVA para el año 2029.
- f) LT 60 kV Chupaca – Huamancaca + Nueva SET Huamancaca 60/10 kV de 7 MVA para el año 2029.

- ***Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural***

- g) Implementación de TP de 50/22,9/10 kV de 2 MVA en SET Shelby para el año 2025.

- ***Sistema Eléctrico Chalhuanayo – Satipo – Pichanaki – Pozuzo***

- h) LT 60 kV Puerto Bermúdez – Santa Rosa – Codo Pozuzo, nueva SET Santa Rosa y nueva SET Pozuzo para el año 2029.

- i) Nueva LT 138 kV Renovandes – Yurinaki + Nueva SET 138/60/23 kV de 30 MVA y celdas asociadas para el año 2026.
- **Sistema Eléctrico Sistema Eléctrico Huanta Ciudad, Cangallo y Huanta Rural SER**
- j) Dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV para la SET Huanta para el año 2026.

STATKRAFT:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de renovar Elementos de Transmisión por antigüedad, seguridad y confiabilidad – *que en algunos casos no son reconocidos actualmente como SSTD* – que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
- k) Ampliación de la SET Pomacocha mediante un nuevo Transformador 220/50 kV de 50 MVA + LT 50 kV doble terna de SET Pomacocha – SET Antuquito + BC 23 kV de 5 MVA en SET Antuquito y celdas asociadas para el año 2028.
- l) Creación de Barra en 138 kV en SET Yaupi mediante celdas en 138 kV: 01 celda de Línea + 02 Celdas de Transformador + 01 celda de medición para el año 2026.
- m) Nuevo Banco Capacitivo 50 kV de 9 MVA y celdas asociadas en la SET San Mateo para el año 2026.
- n) Renovación de la LT 50 kV Carhuamayo – Junín + LT DT 50 kV Buenavista-Vista Alegre-Excelsior para el año 2029.
- o) Implementar nueva LT ST 50 kV Oroya – SET Oroya Nueva y celdas asociadas para el año 2027.
- p) Reconocimiento como SSTD de la LT 138 kV Caripa – Carhuamayo + Transformador 138/50/11 kV – 30/30/6,56 MVA de la SET Carhuamayo para el año 2025.
- q) Reconocimiento de una nueva Celda de Línea 50 kV en SET Oroya Nueva para el año 2025, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025.

Bajas solicitadas por los TITULARES

UNACEM:

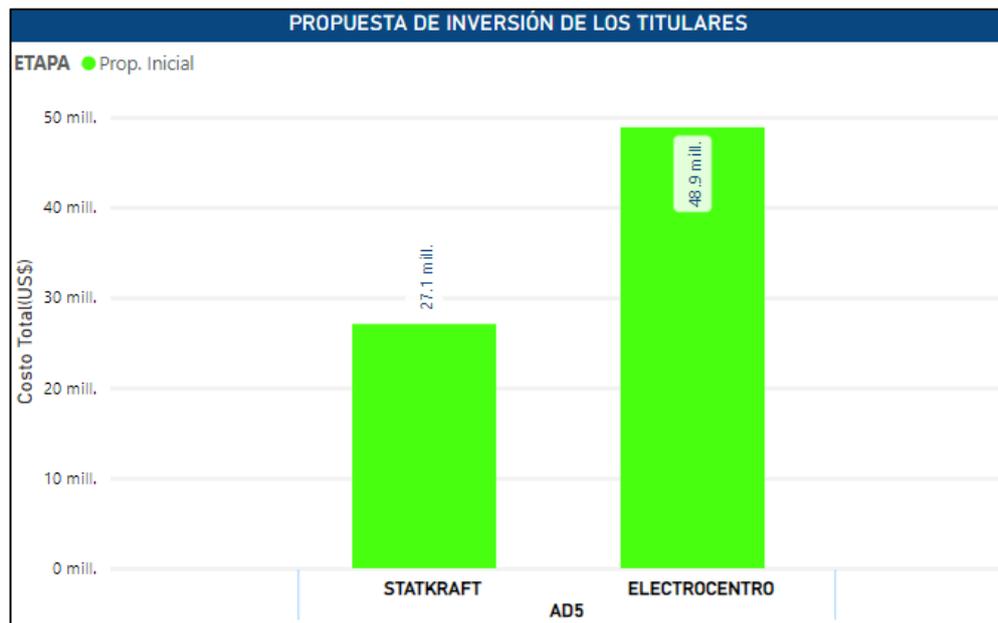
- **Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo**

Solicita la Baja tarifaria de los Elementos SSTD correspondiente a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo” para el año 2025; debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del

proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el año 2023.

Propuestas de Inversiones

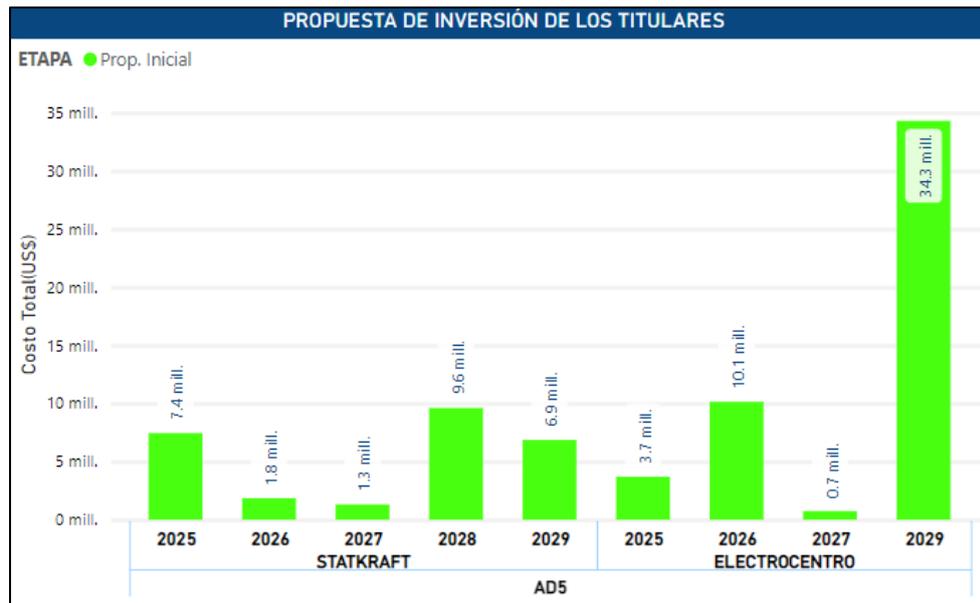
Los TITULARES en su PROPUESTA INICIAL, han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 5, que ascienden a un valor aproximado de 75,9 millones de dólares, compuesto por: i) ELECTROCENTRO: 48,9 millones de dólares, ii) STATKRAFT: 27,1 millones de dólares y iii) UNACEM y ELECTROPERÚ: no solicita inversiones.



Fuente: PROPUESTA INICIAL de los TITULARES. Elaboración propia

Respecto a la distribución anual del monto total de las inversiones solicitadas:

- ELECTROCENTRO considera ejecutar el 7,6% de su inversión total en el año 2025, el 20,7% de su inversión total en el año 2026, el 1,5% de su inversión total en 2027 y finalmente el 70,2% de su inversión total en el año 2029.
- STATKRAFT considera ejecutar el 27,5% de su inversión total en el año 2025, el 6,8% de su inversión total en el año 2026, el 4,8% de su inversión total en 2027, el 35,5% de su inversión total en 2028 y finalmente el 25,4% de su inversión total en el año 2029.



Fuente: PROPUESTA INICIAL de los TITULARES. Elaboración propia

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ELECTROCENTRO y STATKRAFT, se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 5
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)/Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	75 944 573	401,53	263	116
ELECTROCENTRO	48 872 291	259,32	169	87
AT				
Celda	9 404 909	-	-	34
Línea	22 886 120	235,92	-	4
Transformador	7 969 313	-	139	10
MAT				
Celda	1 179 693	-	-	3
Línea	2 811 110	23,40	-	1
Transformador	1 132 221	-	30	1
MT				
Celda	3 488 925	-	-	34
Banco	-	-	-	-
STATKRAFT	27 072 282	142,21	94	29
AT				
Celda	3 373 831	-	-	15
Línea	12 884 922	88,72	-	4
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	1 992 292	-	-	5
Línea	5 555 009	53,49	-	1
Transformador	2 601 360	-	80	2
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	664 868	-	14	2
UNACEM	-	-	-	-
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)/Capacidad de compensación (MVAR)	Cantidad De Elementos
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través del Oficio N° 1518-2023-GRT y Oficio N° 1510-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023 Osinermin remitió a ELECTROCENTRO y UNACEM, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico-Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Asimismo, mediante Oficio N° 1515-2023-GRT, se remitieron las observaciones a las propuestas de la empresa STATKRAFT.

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

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

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

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

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

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

- El ESTUDIO presentado por ELECTROCENTRO carece de sustento técnico-económico y de información complementaria relevante para verificar y justificar las necesidades de los proyectos y/o Elementos solicitados dentro del planeamiento del PI 2025-2029, puesto que se advierte la presentación de información de manera incompleta y no actualizada de los sistemas eléctricos del Área de Demanda (“AD 5”) para el análisis eléctrico dentro del periodo del PI 2025-2029. Al respecto, se solicita complementar, actualizar y/o corregir la información que permita al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinerghmin” o “Regulador”) verificar, analizar y evaluar la propuesta íntegra sobre las necesidades y alternativas técnicas-económicas para los sistemas eléctricos que conforman el AD 5.
- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad. De igual modo, se advierte la necesidad de considerar proyectos de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, ELECTROCENTRO debe complementar la información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- El resumen ejecutivo del ESTUDIO no contiene un consolidado sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos propuestos para retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, ELECTROCENTRO debe completar la información faltante donde corresponda.
- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, ELECTROCENTRO, no presenta dicho análisis y/o evaluación en la totalidad de propuestas de nuevos proyectos, limitándose

a proponer una única alternativa, la misma que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económica de mínimo costo. Al respecto, ELECTROCENTRO debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

- ELECTROCENTRO ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.
- ELECTROCENTRO 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 guarde coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- Sobre los años de Puesta en Operación Comercial (“POC”) de los proyectos y/o Elementos solicitados por ELECTROCENTRO para el AD 5, se solicita que ELECTROCENTRO comente - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos que sustenten por qué no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En este punto, ELECTROCENTRO debe tener en cuenta que, el año máximo de implementación corresponde al 2029.
- El archivo de flujo de potencia Digsilent (“BD SEIN-GRT - AD05.pfd”) – que sustenta el análisis eléctrico de los proyectos y evaluación de alternativas propuestos en el PI 2025-2029 – debe tener coherencia con toda la información presentada en el ESTUDIO. Asimismo, la información de cada proyecto propuesto debe de modelarse en el año en el cual se identifica la necesidad para el sistema eléctrico. En ese sentido, se verifica que ELECTROCENTRO no presenta ningún esquema de flujo de carga (formato F-212) que evidencie el análisis de las alternativas planteadas en su ESTUDIO, además, el archivo “BD SEIN-GRT - AD05.pfd” está incompleto y con información que no corresponde a lo señalado en el informe del ESTUDIO. Al respecto, se solicita a ELECTROCENTRO completar la información faltante, actualizar y/o corregir donde corresponda, de tal manera que los proyectos propuestos, análisis de alternativas y toda la información presentada en su ESTUDIO coincida con el archivo de flujo.
- ELECTROCENTRO no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, ELECTROCENTRO debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- ELECTROCENTRO no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la

caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.

- Se solicita que ELECTROCENTRO presente en formato “Google Earth” (Kmz.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 5, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinermin a la PROPUESTA INICIAL de UNACEM, son las siguientes:

- UNACEM debe indicar y presentar documentación sobre el estado actual de las coordinaciones y/o comunicaciones que haya realizado con los representantes de Electrocentro S.A. (ELECTROCENTRO) con la finalidad de tener una fecha estimada de ejecución del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km) (incluye celdas de línea conexas)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) para el año 2023. Dado que, la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha” solicitada por UNACEM en el presente PI 2025-2029, está supeditada o sujeta a que ELECTROCENTRO ejecute el proyecto y Baja aprobada en el PI 2021-2025.
- UNACEM debe indicar qué plan de contingencia y/o medidas considerará, en caso surja el retraso del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo” aprobadas para ELECTROCENTRO en el PI 2021-2025.
- UNACEM como Titular del activo del “Transformador 138/44 kV – 20 MVA de la SET Condorcocha” (“T3”) que actualmente es remunerado por la demanda – y del cual se ha aprobado su Baja para el año 2023 – debe indicar los motivos, causas y/o razones técnicas – operativas de lo ocurrido en el T3, ya que de la visita técnica “in situ”, se verificó que dicho transformador presenta fuga de aceite por lo cual esta proclive a un evento de falla. Además, debe presentar información y documentación sobre las acciones de mantenimiento que actualmente viene realizando UNACEM ante esta situación.
- UNACEM debe enviar el Diagrama Unifilar (DU) de sus instalaciones, donde se focalice, distinga y señale los Elementos que se aprobaron su Baja en el PI 2021-2025 y los nuevos Elementos solicitados a darse de Baja remunerativa en el PI 2025-2029. Asimismo, UNACEM debe mencionar los motivos de las nuevas Bajas solicitadas en el PI 2025-2029, así como verificar que dichas Bajas no afectarán a la demanda regulada.

Las observaciones relevantes formuladas por Osinermin a la PROPUESTA INICIAL de STATKRAFT, son las siguientes:

- Se ha verificado en las visitas técnicas “in situ” que algunos proyectos y/o Elementos solicitados en el ESTUDIO requieren de sustento e información adicional que justifique la necesidad real del sistema y/o Elemento a renovar por antigüedad, considerar proyectos de la DGER a nivel distribución - que actualmente cuentan con aprobación para su ejecución – que mitigan inversiones a nivel subtransmisión y considerar la factibilidad de ejecución de nuevos proyectos (SETs y Líneas de Transmisión). En ese sentido, se solicita complementar información y/o actualizar la propuesta inicial en los proyectos y/o Elementos solicitados según corresponda.
- En el resumen ejecutivo no se muestra de manera consolidada un cuadro resumen sobre la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad; y en donde se detalle “en columnas adicionales”, la necesidad, justificación y el numeral o numerales o criterios relacionados a la NORMA TARIFAS u otros que considere la empresa considerando los criterios de planificación evaluados y analizados en las últimas regulaciones. Asimismo, no se visualiza la relación de Elementos propuestos para retiro del Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) y la relación de Bajas que resultaría producto del planeamiento propuesto en PI 2025-2029. Al respecto, a fin de facilitar la revisión, necesidad y el análisis del ESTUDIO, STATKRAFT debe completar la información faltante donde corresponda.
- Los proyectos propuestos deben enmarcarse y definirse de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS; la cual, indica que se deben evaluar alternativas de solución para los proyectos solicitados, que a su vez deberían clasificarse bajo los criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad. Sin embargo, STATKRAFT en su totalidad de propuestas de nuevos proyectos no presenta dicho análisis y/o evaluación, limitándose a proponer una única alternativa, que no permite verificar si efectivamente corresponden a la alternativa técnica - económicamente de mínimo costo. Al respecto, STATKRAFT debe revisar, corregir y/o actualizar su ESTUDIO donde corresponda considerando estrictamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- STATKRAFT ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.
- STATKRAFT, presenta algunos de los formatos de demanda F-100 incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes, por lo cual no se cumple lo establecido en la NORMA TARIFAS. Al respecto, STATKRAFT debe presentar lo indicado.
- STATKRAFT debe actualizar las variables macroeconómicas, así como la información histórica de las variables explicativas con respecto al Año Representativo (Año 2022) , con la última información disponible a la fecha.
- Sobre los años de POC de los proyectos y/o Elementos solicitados por STATKRAFT para el AD 5, se solicita que STATKRAFT comente - en cada

proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos del porque no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En este punto, STATKRAFT debe tener en cuenta que, el año máximo de implementación corresponde al 2029.

- STATKRAFT no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no presenta el formato F-000 y el formato F-200 se encuentra de manera incompleta. Al respecto, STATKRAFT debe presentar los formatos de manera completa y actualizada en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- STATKRAFT no presenta los mapas de densidad de carga establecido en el Formato F-123 con la finalidad de realizar la caracterización espacial de la carga en el Área de Demanda según el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- Se solicita que STATKRAFT presente en formato “Google Earth” (Kml), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 5, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con carta ELCTO-GT-1014-2023 la empresa ELECTROCENTRO presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL.

Asimismo, las empresas UNACEM y STATKRAFT presentaron las respuestas a las observaciones mediante cartas GOC-053-23 y SKP/GOP-169-2023, respectivamente. Cabe indicar que, UNACEM mediante carta GOC-072-23 presentó información complementaria a su carta GOC-053-23.

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

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

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELECTROCENTRO consignó resultados distintos de proyección de demanda con respecto a lo presentado en su PROPUESTA INICIAL, donde el mayor incremento es aproximadamente de 22 MW en el sistema eléctrico “Pasco y Pasco Rural” debido al incremento de carga del cliente libre existente “SIERRA POLI” en la SET Azulcocha 69 kV, para el cual ELECTROCENTRO no presenta sustento.

Por su parte, STATKRAFT presenta su proyección de demanda sobre el archivo base de los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, sin embargo, considera la Demanda Incorporada con un año de inicio desde el 2022 lo cual es incorrecto. Además, para el cliente libre existente SIERRA POLI, STATKRAFT no considera el incremento de carga planteado por ELECTROCENTRO.

UNACEM PERÚ, por otro lado, no presenta proyección de demanda (F-100), debido a que, su pedido solo consiste en la solicitud de la Baja Tarifaria de Elementos de transmisión asociados a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha” y celdas conexas.

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 ELECTROCENTRO:

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 5
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW) –
Demanda AT y MT

Año	Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural	Huancavelica Ciudad, Huancavelica Rural y Huancavelica Rural SER	Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER	Huanuco, Huanuco Rural 1 y 2	Pampas y Tablachaca	Pasco y Pasco Rural	Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo	Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER	Tingo María y Tingo María SER	Tocache y Tocache Rural
2022	41,91	17,04	74,20	36,14	3,51	65,06	21,04	15,69	13,04	17,16
2023	42,56	17,24	75,55	36,68	3,57	65,42	21,37	15,94	13,25	17,36
2024	50,97	18,10	81,97	37,90	4,20	67,06	22,14	16,49	13,71	17,82
2025	52,49	18,97	85,44	39,16	4,33	68,70	22,92	17,06	14,18	18,28
2026	54,05	19,85	89,86	39,83	4,46	71,78	23,73	17,65	14,67	18,77
2027	55,66	20,75	93,59	41,16	4,59	80,38	24,56	18,26	15,18	19,26
2028	57,31	21,27	96,44	42,53	4,73	84,51	25,38	18,88	15,69	19,77
2029	58,99	21,79	99,61	43,99	4,87	85,82	26,23	19,51	16,22	20,29
2030	60,14	22,15	101,59	44,94	4,97	86,84	26,80	19,94	16,58	20,64
2031	61,31	22,51	103,61	45,91	5,07	87,88	27,38	20,38	16,94	21,00
2032	62,50	22,88	105,68	46,91	5,17	88,95	27,98	20,83	17,32	21,37
2033	63,73	23,27	107,80	47,92	5,27	90,04	28,59	21,29	17,70	21,75
2034	64,98	23,65	109,96	48,96	5,38	90,71	29,22	21,77	18,09	22,13
TC	3,7%	2,8%	3,3%	2,6%	3,6%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de ELECTROCENTRO.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al periodo 2022-2034.
- (3) El Área de Demanda 5 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 5.1.
- (4) Para el sistema eléctrico “Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo” se considera la demanda en MT y la demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV.

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

- Para el sistema eléctrico “Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho Rural, Cangallo - Llusita, Huanta Rural”, incremento de 40,8% en el año 2029 (58,99 MW) respecto de 2022 (41,91 MW).
- Para el sistema eléctrico “Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER”, incremento de 34,2% en el año 2029 (99,61 MW) respecto de 2022 (74,20 MW).

- Para el sistema eléctrico “Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo”, incremento de 24,6% en el año 2029 (26,23 MW) respecto de 2022 (21,04 MW).

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

En esta etapa los TITULARES han presentado su PROPUESTA FINAL mediante la actualización de su ESTUDIO a partir de las observaciones realizadas por OSINERGHMIN a la PROPUESTA INICIAL.

Resumen de nuevas instalaciones solicitadas por los TITULARES:

ELECTROCENTRO:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de solucionar las sobrecargas por incremento de demanda, renovación de Elementos de Transmisión por antigüedad y/o fallas, mejorar la confiabilidad del sistema y la caída de tensión en la red de transmisión, que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Huancavelica**
 - (1) Implementar un Transformador de 60/22,9/10 kV de 15 MVA y celdas asociadas en la SET Friaspata para el año 2029.
- **Sistema Eléctrico Huancayo – Valle Del Mantaro**
 - (2) Implementar un Transformador de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en la y celdas asociadas SET Concepción para el año 2025.
 - (3) Implementar un Transformador de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en la SET Jauja para el año 2027.
 - (4) Implementar un Transformador de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Salesianos para el año 2025.
 - (5) Implementar un Transformador de Reserva 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Salesianos para el año 2028.
 - (6) Nueva “LT 60 kV Orcotuna – Chupaca y rotación de TP de 60/13,2 kV de 10 MVA de la SET Concepción a la SET Chupaca” para el año 2029.
 - (7) Renovar por antigüedad Celdas en 10 kV, 22,9 kV, 33 kV y 60 kV asociadas a las SET’s Concepción, Parque Industrial y Huarisca.
- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
 - (8) Rotación de un Transformador de 60/13,2/10 kV de 7 MVA de la SET Jauja a la SET Shelby para el año 2025.
 - (9) Renovar por antigüedad Celdas en 10 Kv y 22,9 kV asociadas a las SET’s Goyllarisquiza y Shelby.

- **Sistema Eléctrico Chalhuamayo – Satipo – Pichanaki – Pozuzo**
 - (10) Implementar una “LT 138 kV Renovandes – Yurinaki + SET Yurinaki 138/60/22,9 kV de 50 MVA y celdas asociadas” para el año 2026.
- **Sistema Eléctrico Sistema Eléctrico Huanta Ciudad, Cangallo y Huanta Rural SER**
 - (11) Renovar por antigüedad Celdas en 10 kV y 60 kV asociadas a las SET’s Huanta y Cangallo.

STATKRAFT:

Propone nuevas instalaciones y reforzamientos con el objetivo de renovar Elementos de Transmisión por antigüedad, seguridad y confiabilidad – *que en algunos casos no son reconocidos actualmente como SSTD* – que están bajo su responsabilidad:

- **Sistema Eléctrico Pasco – Pasco Rural**
 - (12) Implementar una Barra en 138 kV en SET Yaupi mediante una (01) celda de Línea, (02) Celdas de Transformador y (01) celda de medición en 138 kV para el año 2026.
 - (13) Reconocimiento de una (01) nueva Celda de Línea 50 kV en SET Oroya Nueva para el año 2025, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025.
 - (14) Implementar un nuevo Banco Capacitivo 50 kV de 9 MVAR y celdas asociadas en la SET San Mateo para el año 2026.
 - (15) Renovar por antigüedad el Transformador 138/50 kV de 30 MVA y celdas asociadas de la SET Carhuamayo para el año 2027.

Bajas solicitadas por los TITULARES

ELECTROCENTRO:

- **Sistema Eléctrico Tarma – Chanchamayo / Huancayo y Valle del Mantaro / Ayacucho, Huanta y Cangallo**
 - a) Celdas que ha solicitado renovación por antigüedad.
 - b) Transformador 50/10 kV de 0,6 MVA de la SET Shelby.
 - c) Transformador 60/10 kV de 14/17,5 MVA de la SET Salesianos.

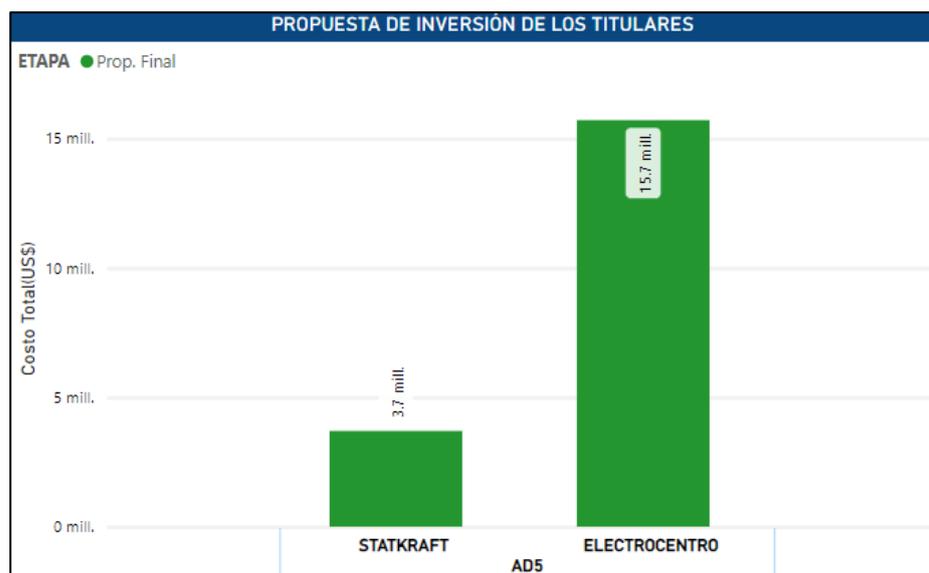
UNACEM:

- **Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo**
 - d) Solicita la Baja tarifaria de los Elementos SSTD correspondiente a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo” para el año

2025; debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el año 2023.

Propuestas de Inversiones

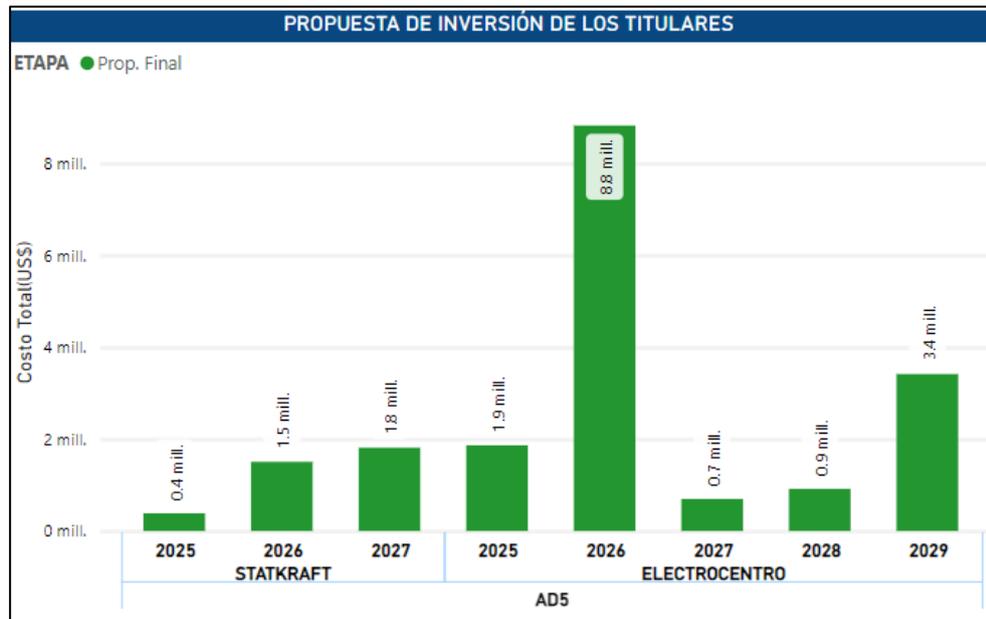
A partir de las observaciones realizadas por OSINERGMIN al ESTUDIO presentado en la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES en su PROPUESTA FINAL, han solicitado la aprobación de una cartera de inversiones en transmisión para el Área de Demanda 5, que ascienden a un valor aproximado de 19,4 millones de dólares, compuesto por: i) ELECTROCENTRO: 15,7 millones de dólares, ii) STATKRAFT: 3,7 millones de dólares, y iii) UNACEM y ELECTROPERÚ: no solicitan inversiones.



Fuente: PROPUESTA FINAL de los TITULARES. Elaboración propia

Respecto a la distribución anual del monto total de las inversiones solicitadas:

- ELECTROCENTRO considera ejecutar el 11,9% de su inversión total en el año 2025, el 56,2% de su inversión total en el año 2026, el 4,4% de su inversión total en 2027, el 5,8% de su inversión total en 2028 y finalmente el 21,7% de su inversión total en el año 2029.
- STATKRAFT considera ejecutar el 10,4% de su inversión total en el año 2025, el 40,7% de su inversión total en el año 2026 y finalmente el 48,9% de su inversión total en el año 2027.



Fuente: PROPUESTA FINAL de los TITULARES. Elaboración propia

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ELECTROCENTRO y STATKRAFT, se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 5
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	19 413 819	33,90	194	53
ELECTROCENTRO	15 713 408	33,90	155	44
AT				
Celda	3 842 735	-	-	16
Línea	1 083 430	10,50	-	1
Transformador	4 085 629	-	105	5
MAT				
Celda	817 063	-	-	2
Línea	2 811 110	23,40	-	1
Transformador	1 719 686	-	50	1
MT				
Celda	1 353 752	-	-	18
Compensador	-	-	-	-
UNACEM	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA) /Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Celda	-	-	-	-
Compensador	-	-	-	-
STATKRAFT	3 700 411	-	39	9
AT				
Celda	496 166	-	-	2
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	1 577 857	-	-	5
Línea	-	-	-	-
Transformador	1 215 900	-	30	1
MT				
Celda	-	-	-	-
Compensador	410 485	-	9	1

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTROCENTRO, UNACEM y STATKRAFT, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación se considera 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 SER correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinergmin y los resultados obtenidos, se denominarán en adelante “PROPUESTA Osinergmin”.

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

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 5, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que, en los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO, UNACEM y STATKRAFT, se ha identificado ciertas inconsistencias, tales como:

- Los formatos, así como los archivos de sustento no están completos y/o no están de acuerdo a los criterios establecidos por la NORMA TARIFAS.
- No regulariza los registros de mediciones presentados en el Plan de Inversiones con las presentadas en el proceso “Formularios, plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión”.

- No ha determinado el FPMWHS correctamente, usando como base las potencias máximas por barra.
- No se ha considerado en su gran mayoría los clientes libres existentes en MAT y en AT, en el Formato "F-113".
- Falta de formalidad en el sustento de las solicitudes de factibilidades de suministro para las demandas nuevas.

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, Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda, cuya metodología se desarrolla en el ANEXO B del presente informe.

A continuación, se resume el desarrollo de la proyección de la demanda eléctrica, realizada para el Área de Demanda 5, 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 que han presentado ELECTROCENTRO y STATKRAFT como parte de su PROPUESTA FINAL, han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM del año 2022 que dispone Osinergmin en su portal web; y, en relación a la información de los años anteriores, se ha considerado 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 publica 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, Población, Clientes y la Tarifa Real. El detalle se describe en el ANEXO B del presente informe.

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

A fin de verificar la existencia de cambios significativos en la demanda de energía de los sistemas eléctricos que conforman el Área de Demanda 5, conforme se manifiesta en la propuesta de ELECTROCENTRO y STATKRAFT, se revisa la proyección de la demanda con data histórica al año 2022.

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

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

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

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

En caso, los Usuarios Libres existentes no presenten y sustenten incremento de carga a partir del año 2023 hacia adelante, se considerará el valor del consumo histórico del año 2022 – *según la información de la Base de Datos del SICLI* – como constante hasta el final del año de proyección.

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, según 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 validada, revisada y seleccionada por Osinermin, conforme los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del ANEXO B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Dicho ello, en el Área de Demanda 5, ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de (48) cargas nuevas, de las cuales ninguna fue seleccionada por Osinermin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En el caso de STATKRAFT, en su PROPUESTA FINAL, ha presentado en los formatos F-100 las mismas (48) cargas de ELECTROCENTRO. Adicionalmente, STATKRAFT ha adjuntado documentación de seis (06) ampliaciones de carga de Usuarios Libres existentes, de las cuales cuatro (04) no han sido consideradas por Osinermin en la proyección de demanda debido a inconsistencias advertidas en la información consignada.

Por tanto, de la revisión realizada al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado dos (02) ampliaciones de carga de STATKRAFT que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro N° 6.1 se muestra la relación de las demandas nuevas consideradas para la proyección del Área de Demanda 5.

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

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
HUANCAYO ESTE	HCYOE010	10	REAL PLAZA – HUANCAYO 1 (Ampliación)	-	-	0,28	0,28	0,56	0,56

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
HUANUCO	HUANU010	10	REAL PLAZA – LAS MORA 1 (Ampliación)	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45

Fuente: Formato F-116 de la PROPUESTA Osinerghmin

La validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva, no seleccionada por Osinerghmin para la proyección de la demanda, se encuentran en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hojas “Factibilidades ELC” y “Factibilidades STAT”, correspondiente al Área de Demanda 5, con la finalidad que la información y/o documentación faltante sea presentada para el análisis a la publicación del PI 2025-2029.

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras de cada subestación; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 5. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2
Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 5 (en GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	2 055	887	1 428	4 371
2023	2 055	888	1 460	4 403
2024	2 055	888	1 503	4 447
2025	2 055	889	1 545	4 489
2026	2 055	890	1 588	4 533
2027	2 055	891	1 630	4 575
2028	2 055	891	1 674	4 620
2029	2 055	892	1 717	4 664
2030	2 055	893	1 746	4 694
2031	2 055	893	1 776	4 725
2032	2 055	894	1 807	4 756
2033	2 055	894	1 838	4 787
2034	2 055	895	1 870	4 820

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034, resulta 0,82%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT para el mismo período resulta 2,27%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en 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 5.

Cuadro N° 6.3
Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 5 (en MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CANGALLO	22,9	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7
SAN FRANCISCO	22,9	7,7	8,0	8,3	8,6	8,9	9,2	9,5	9,8	10,1	10,3	10,5	10,7	11,0
AYACUCHO	10	18,4	19,0	19,7	20,4	21,2	21,9	22,7	23,4	24,0	24,5	25,0	25,6	26,1
AYACUCHO	22,9	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,9
HUANTA	10	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3
HUANTA	22,9	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8
MACHAHUAY	22,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
COBRIZA II	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
COBRIZA II	69	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
FRIASPATA	10	4,9	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,3	6,5	6,6	6,8	6,9
INGENIO	22,9	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3
HUANCAVELICA NORTE	22,9	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3
CAUDALOSA	22,9	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8
RUMICHACA	22,9	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4
HUANCAVELICA	60	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
INGENIO	22,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
CHALA NUEVA	22,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
MACHU	22,9	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
MACHU	13,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
HUAYUCACHI	10	4,5	4,6	4,8	5,0	5,2	5,3	5,5	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2	6,4
PARQUE INDUSTRIAL	10	12,0	12,4	12,8	13,3	13,8	14,3	14,8	15,3	15,6	16,0	16,3	16,7	17,0
CHUPACA	13,2	5,0	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,6	6,8	6,9	7,1
HUANCAYO ESTE	10	10,9	11,1	11,5	11,8	12,4	12,7	13,3	13,7	13,9	14,1	14,4	14,7	14,9
COMAS	13,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CONCEPCION	13,2	6,8	7,0	7,3	7,5	7,8	8,1	8,4	8,7	8,8	9,0	9,2	9,4	9,6
HUARISCA	13,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHUICON	7,2	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
EL TAMBO	7,2	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
LA LIBERTAD	7,2	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
MATAPA	13,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SALESIANOS	10	12,3	12,7	13,2	13,7	14,2	14,7	15,2	15,7	16,0	16,4	16,8	17,1	17,5

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SALESIANOS	10	6,4	6,6	6,9	7,1	7,4	7,7	7,9	8,2	8,4	8,6	8,7	8,9	9,1
XAUXA	13,2	4,2	4,3	4,5	4,7	4,8	5,0	5,2	5,3	5,5	5,6	5,7	5,8	6,0
INGENIO	33	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
HUANUCO	10	18,2	18,7	19,8	20,4	21,1	21,8	22,5	23,2	23,6	24,1	24,6	25,1	25,6
HUANUCO	22,9	5,8	6,0	6,2	6,4	6,7	6,9	7,1	7,4	7,5	7,7	7,9	8,1	8,2
HUANUCO	22,9	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,4
LA UNIÓN	22,9	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
HUANCAYOCCASA	13,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
RESTITUCIÓN	13,2	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
PAMPAS	22,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
PAMPAS	10	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
TABLACHACA	22,9	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
CARHUAMAYO (22.9)	22,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
CARHUAMAYO	13,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
CHAPRIN (2.4)	2,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CURIPATA	10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CHUMPE	12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
GOYLLARISQUIZGA	13,2	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
BELLAVISTA	10	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
MARCAVALLE	10	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4
PASCO	22,9	5,9	6,1	6,3	6,6	6,8	7,0	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	8,2	8,4
JUNÍN	13,2	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
NUEVA MOROCOCHA	22,9	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0
ANDAYCHAGUA	22,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
OXAPAMPA	22,9	2,5	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4
VILLA RICA	22,9	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5
PACHACAYO	13,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PACHACHACA	10	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
SHELBY	10	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
PICHANAKI (13.2)	13,2	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3
PICHANAKI	22,9	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
PUERTO BERMUDEZ	33	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4
CHALHUAMAYO	22,9	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8
SATIPO	22,9	6,1	6,3	6,5	6,8	7,0	7,3	7,5	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5	8,7
CHANCHAMAYO	22,9	7,3	7,5	7,8	8,1	8,4	8,7	9,0	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3
NINATAMBO	22,9	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5
NINATAMBO	10	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4
PUNTAYACU	40	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
CONDORCOCHA	138	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
TINGO MARÍA	22,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8
TINGO MARÍA	10	9,2	9,5	9,8	10,2	10,6	10,9	11,3	11,7	11,9	12,2	12,5	12,7	13,0
TOCACHE	22,9	12,3	12,6	12,9	13,2	13,5	13,9	14,2	14,5	14,7	15,0	15,2	15,5	15,7
AUCAYACU	22,9	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4
ANDAYCHAGUA	50	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ANDAYCHAGUA	4,2	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
ANTAGASHA	50	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
ANTUQUITO	50	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
ANTUQUITO	2,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
AUSTRIA DUVAZ	50	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
AZULCOCHA	69	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
CARLOS FRANCISCO	50	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
CASAPALCA	2,4	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
CASAPALCA	4,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
CASPALCA NORTE	4,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CHUMPE	69	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
EXCELSIOR	12	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
EXCELSIOR	2,4	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
MAHR TUNEL	2,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
MILPO	50	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
MOROCOCHA	50	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
MOROCOCHA	2,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
NUEVA MOROCOCHA	4,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PARAGSHA 1	50	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
PARAGSHA 1	12	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
PLANTA DE ZINC	11	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
PLANTA VICTORIA	50	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
POMACOCHA	50	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
ROSAURA	50	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 CRISTOBAL	2,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
SAN CRISTOBAL	4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
SAN JUAN	10,5	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
SAN JUAN	2,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
SAN MATEO	50	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
SAN MATEO	4,2	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
SHELBY	50	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
SMELTER	50	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
TICLIO	50	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
UCHUCCHACUA	33	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
YAULI	50	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
CINCO MANANTIALES	138	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
PARAGSHA II	220	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4
PLANTA DE ÓXIDOS	138	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
TOROMOCHO	220	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
TOTAL		644,9	651,4	660,2	668,7	677,4	686,1	695,1	704,0	710,0	716,1	722,3	728,7	735,3

Fuente: Formato F-121 de la Propuesta Osinermin

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

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

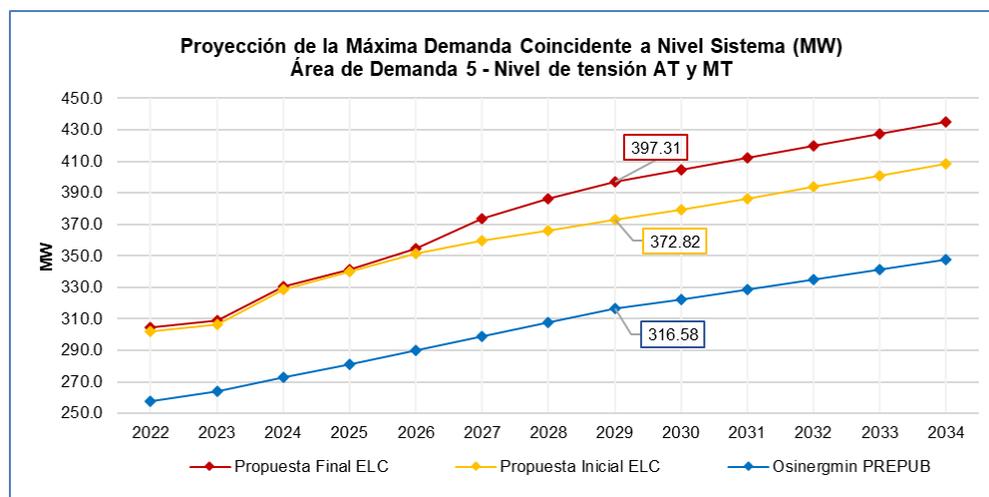
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL	PROPUESTA INICIAL
2022	644,9	627,8	622,9
2023	651,4	640,1	627,6
2024	660,2	664,0	649,7
2025	668,7	677,8	661,2
2026	677,4	693,5	672,4
2027	686,1	714,9	680,8
2028	695,1	730,7	687,3
2029	704,0	744,2	694,0
2030	710,0	754,3	700,7
2031	716,1	764,6	707,7
2032	722,3	775,2	714,8
2033	728,7	786,0	722,0
2034	735,3	793,5	729,5
TC	1,1%	2,0%	1,3%

Fuente: Formato F-121

Notas:

(1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.

Gráfico N° 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (en MW)
Área de Demanda 5

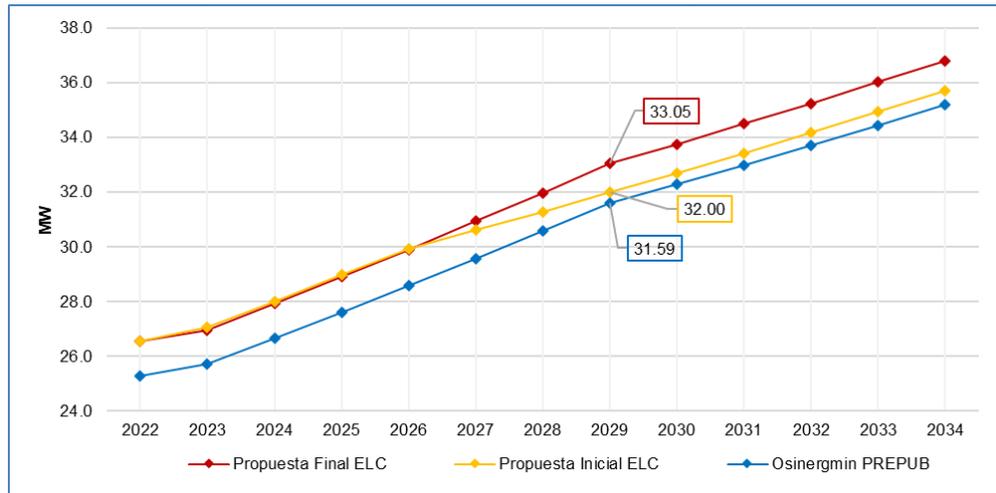


Fuente: Formato F-121

Nota:

- (1) Incluye el total en MT y AT (demanda de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV).
- (2) Por fines prácticos, no se consideran clientes libres en MAT y AT.

Gráfico N° 6.2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico del Eje Oxapampa-Villa Rica-Satipo-Chalhuamayo (en MW)

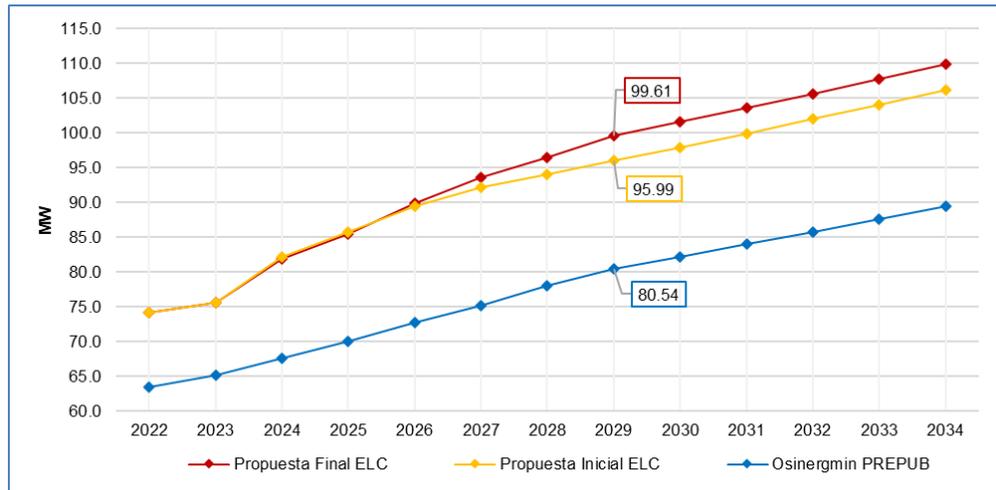


Fuente: Formato F-121

Nota:

- (1) Incluye la demanda en MT de las SET Oxapampa, Villa Rica, Pichanaki, Satipo y Chalhuamayo. Asimismo, la demanda en AT de la SET Puerto Bermúdez en 33 kV.

Gráfico N° 6.3
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico “Huancayo, Valle del Mantaro 1, 2, 3 y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER” (en MW)



Fuente: Formato F-121

Nota:

- (1) Incluye la demanda en MT.

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 para el AD 5, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible; debido a que, en los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO y STATKRAFT, como PROPUESTA FINAL, se ha identificado que:

- No presenta una adecuada proyección de demanda eléctrica para el AD5, resultando una mayor proyección a la estimada por Osinerghmin.
- Las nuevas cargas presentadas dentro del periodo de planificación, no cumplen con la sustentación adecuada y los criterios establecidos del ítem B.3.2.2 del ANEXO B del presente informe.
- El diagnóstico no considera en algunos casos de manera correcta lo aprobado en los planes de Inversión, por ejemplo, el Banco de Compensación 23 kV en la SET Satipo para el año 2021.
- No incorpora todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 5, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre 2023.
- No 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.
- No sustenta el dimensionamiento de los nuevos Elementos de transmisión que conforman el SER. Asimismo, no justifica la capacidad de los transformadores seleccionados.
- No aplica de manera correcta las solicitudes por temas de redundancia bajo el criterio "N-1" establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.
- No sustenta, menciona ni presenta documentación e información que justifique, describa o indique a nivel técnico-operativo y/o de mantenimiento, qué problemáticas viene generando la antigüedad de las Celdas en AT y MT que solicita renovación.
- No utiliza de manera correcta la metodología para solicitar Transformadores de Reserva Compartida.
- No subsana de manera completa y en algunos casos no absuelve las observaciones realizadas en el ANEXO A.

6.2.1 Consideraciones en el Planeamiento

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para el planeamiento de la expansión de la transmisión en donde se definirán las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser remunerados por la demanda, se ha considerado los siguientes criterios:

- Optimizar el uso de las instalaciones existentes considerando la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's; con la finalidad de incorporar instalaciones o equipamientos adicionales, siempre y cuando estas soluciones resulten más eficientes que la implementación de nuevas instalaciones o equipamientos.
- Verificar que desde la parte técnica-económica-operativa existen alternativas de solución más eficientes que se resuelven a nivel distribución frente a la implementación de un proyecto en subtransmisión.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Implementar nuevos transformadores de potencia considerando las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinerghmin, y que la capacidad en cada devanado de los transformadores debe ser la misma, con la finalidad que pueda ser rotado dentro del parque de transformadores que conforma el AD5.
- Considerar el impacto en la planificación del Plan de Inversiones de los proyectos ITC en evaluación y análisis del COES para el presente Plan de Transmisión 2025-2034.
- Renovar instalaciones del SSTD que hayan cumplido más de 30 de años de antigüedad, siempre y cuando se presente la documentación, información adicional o se mencione e indique la justificación de las problemáticas que desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento viene ocasionando el Elemento y/o partes de sus componentes a causa de la antigüedad. Asimismo, se valorará la información recopilada en las visitas técnicas "in situ" realizada por Osinerghmin en donde se haya verificado y/o observado la problemática actual.
- Consultar al solicitante de nuevos proyectos (SET y/o Líneas de Transmisión) que evalúen los riesgos de problemas de servidumbre, ruta, financiamiento y/o disponibilidad de terrenos con la finalidad de disminuir la incertidumbre de ejecución del proyecto solicitado.
- Dimensionar las líneas de transmisión considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo condiciones de operación máxima.
- Considerar como base, la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2025, sin que esto signifique

necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.

- Considerar el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior 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.
- Analizar el sistema de transmisión para los primeros cinco (05) años del 2025 al 2029 y para los años 10, 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello, determinar las instalaciones que son necesarias para los 10 primeros años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación actual

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

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por ELECTROCENTRO, las instalaciones del SST y SCT del AD 5, 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 actualización y/o modificación correspondiente.

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

Respecto a las congestiones de las líneas de transmisión y sobrecargas de los transformadores MAT/AT, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD 5, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia (análisis eléctricos) con el software DigSilent hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y la información disponible copiada por Osinerghmin.

Por otro lado, mediante las visitas técnicas "in situ" a las instalaciones de ELECTROCENTRO en los meses de julio y agosto de 2023 se verificó, entre otros aspectos, que existen proyectos de suma importancia y urgencia, que actualmente no han sido implementados en los años previstos en los PI 2017-2021 y PI 2021-2025, siendo los proyectos más urgentes de ejecución: "Nueva SET Chilca 60/23/10 kV – 30/30/30 MVA", "Celda de Acoplamiento 138 kV", "Banco de Compensación en 23 kV de 5x1,2 MVAr en SET Satipo" "LT 138 kV Runatullo – Satipo" , " LT 60 KV Orcotuna – Parque Industrial" y "LT 60 kV Oxapampa – Pozuzo"; correspondiente al PI 2017-2021 las cuales debieron

ser implementadas antes de mayo 2021; mientras que las instalaciones del PI 2021-2025, deberán ser implementadas por ELECTROCENTRO antes de mayo 2025, a fin de garantizar el suministro eléctrico de la zona de influencia.

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

- **Sobrecarga en Transformadores**

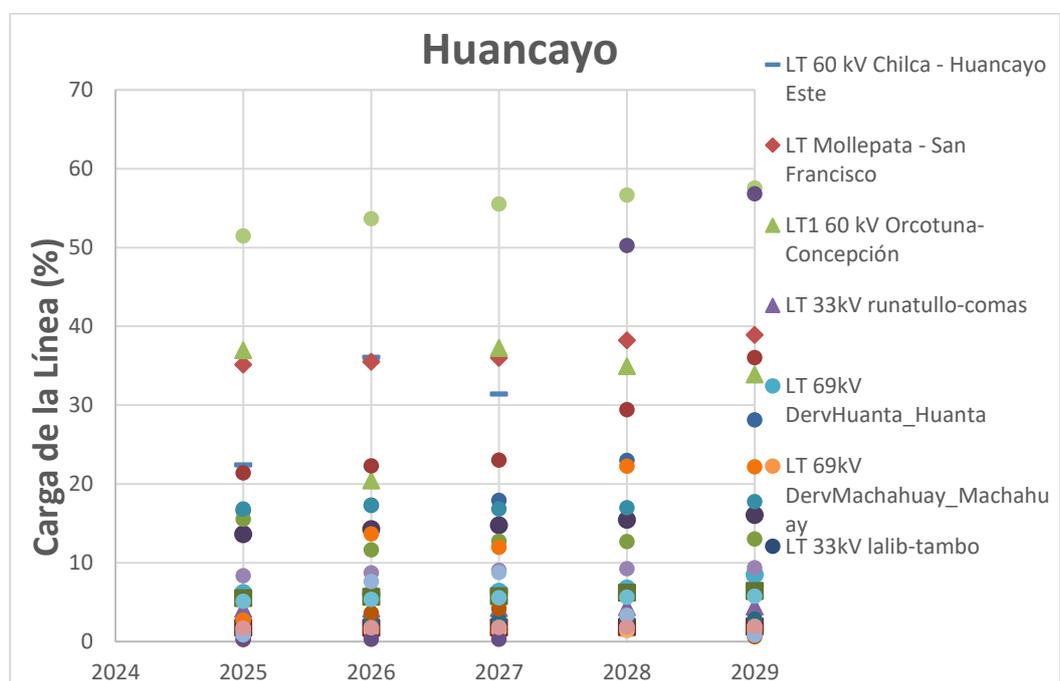
Sobre el parque de transformadores de dos devanados, en el período 2025-2029, no se avizoran sobrecargas hasta el año 2029.

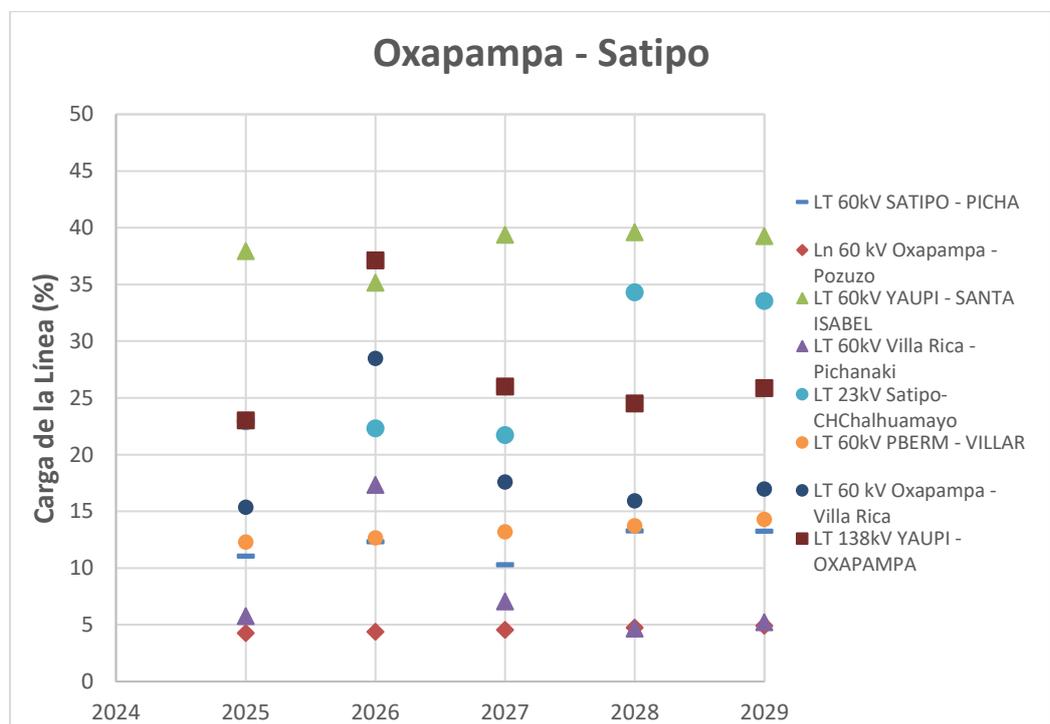
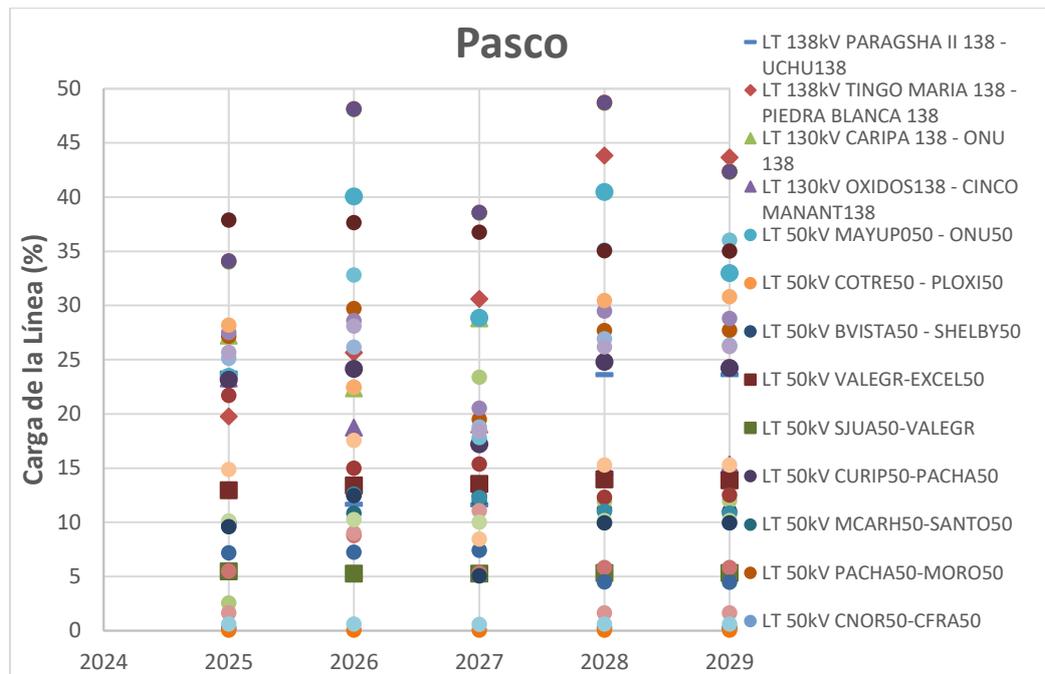
Asimismo, para el parque de transformadores de tres devanados, no se avizora sobrecargas en el período 2025-2029.

- **Congestionamientos en las Líneas de Transmisión**

Para el período 2025-2029 no se avizora congestiones en las líneas de transmisión correspondiente al AD 5.

Gráfico N° 6.4
Cargabilidad de Líneas de Transmisión (%)

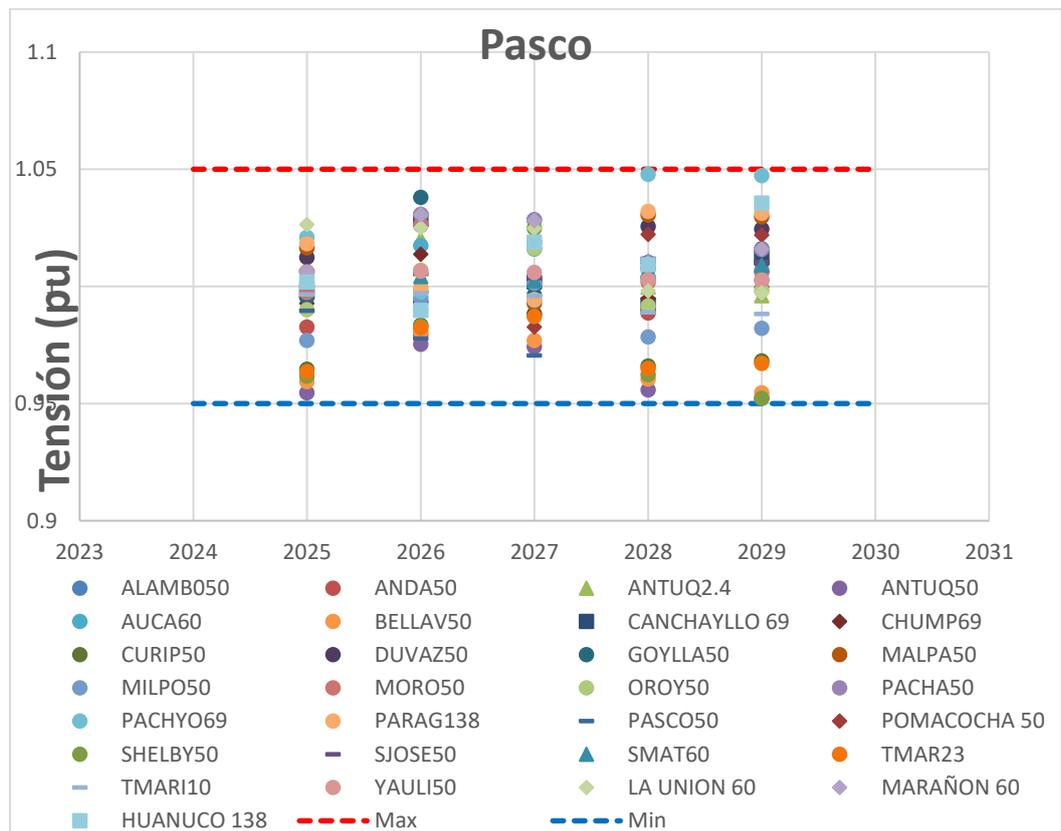
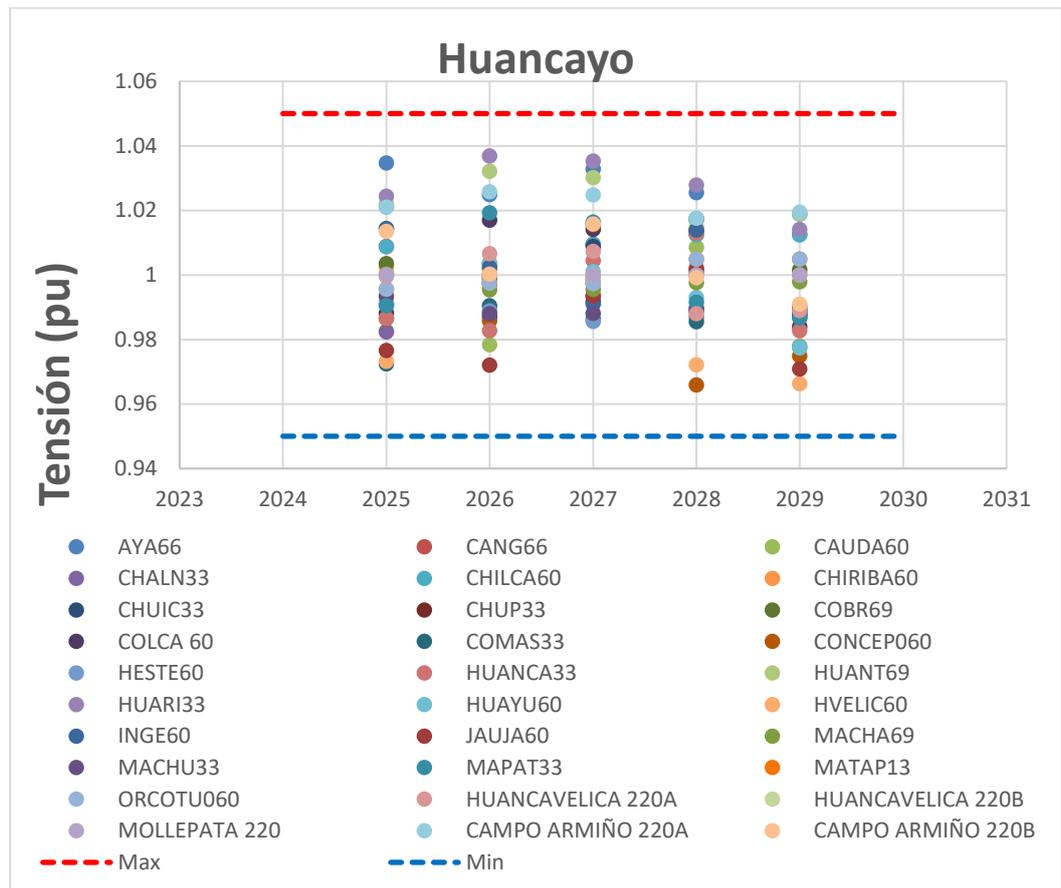


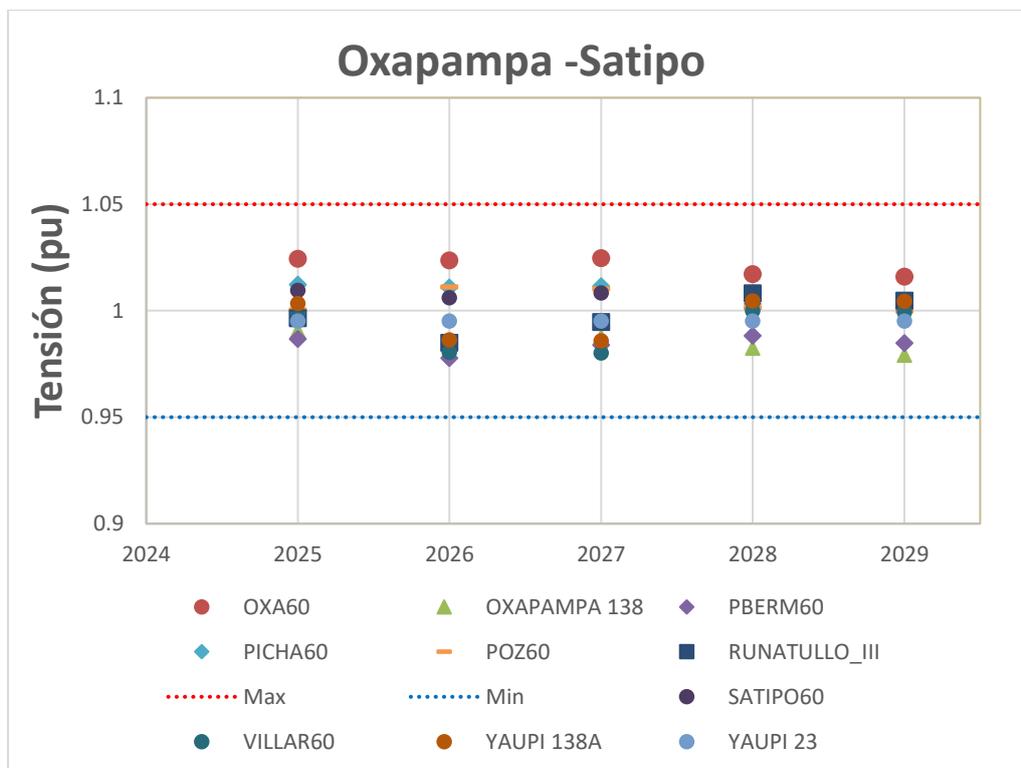


• **Perfil de Tensión en barras MT de subestaciones**

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

Gráfico N° 6.5
Perfil de Tensiones (p.u)





6.2.3 Alternativas de expansión de la transmisión

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica en el AD 5, se ha identificado que no es necesario incluir nuevos proyectos en el periodo 2025 –2029.

No obstante, Osinergmin realiza el análisis respecto a los proyectos propuestos por ELECTROCENTRO, STATKRAFT y UNACEM en el Plan de Inversiones 2025 – 2029.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Huancavelica

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que no se requiere nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

No obstante, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROCENTRO para el sistema eléctrico en análisis:

i. Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 15 MVA en SET Friaspata.

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado para el año 2029, debido a que no se avizora sobrecarga en los devanados AT y MT del transformador 220/60/10 kV de 30/30/10 MVA, dentro del periodo 2025-2029:

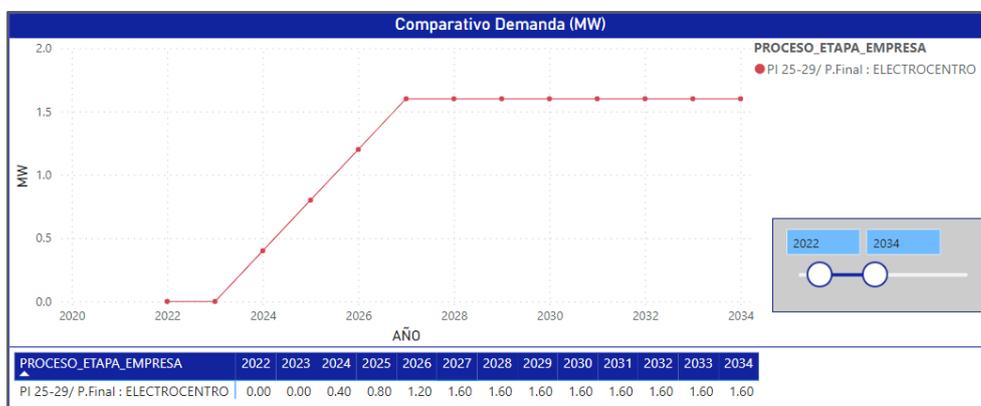
Nombre	Lado MAT Barras	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
SET FRIASPATA	220	60	10	30	30	10	94%	65%	87%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinerghmin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



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



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET FRIASPATA. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Huancayo – Valle del Mantaro

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd) – sustentan que no se requiere nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029.

No obstante, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROCENTRO para el sistema eléctrico en análisis:

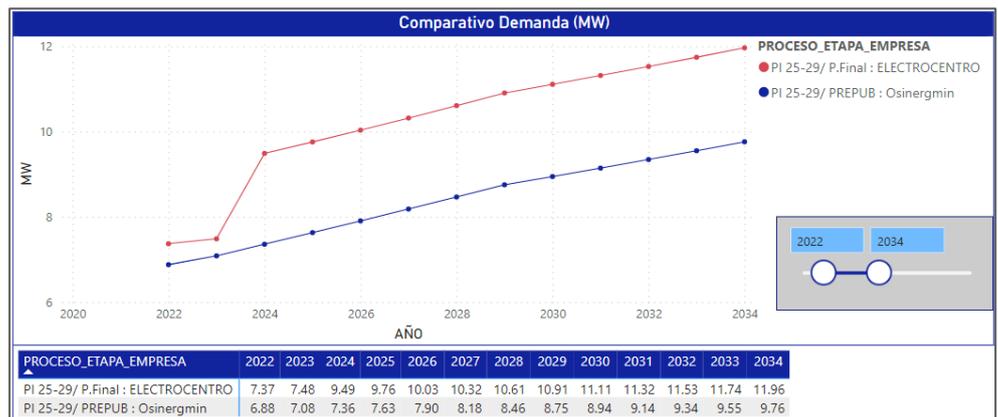
- ii. Implementación de TP de 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA en SET Concepción

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado para el año 2025, debido a que no se avizora sobrecarga en el devanado de MT del transformador 60/13,2 kV de 10/10 MVA, dentro del periodo del 2025-2029:

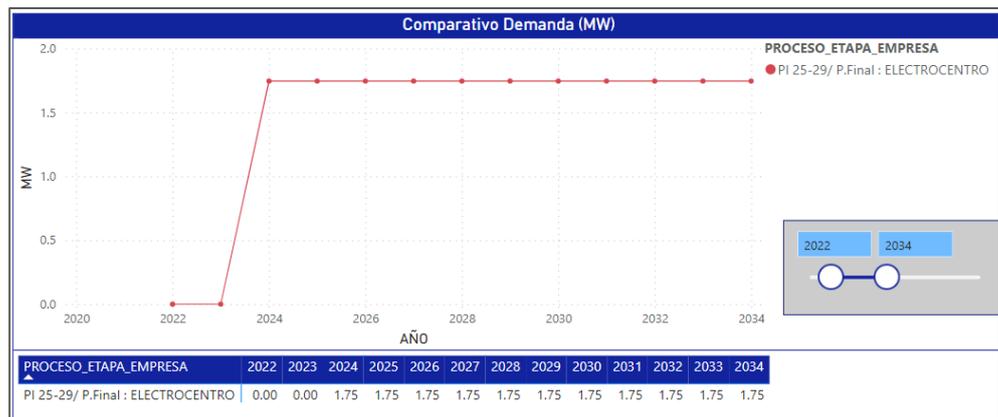
Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET CONCEPCIÓN	60	13,2	10	92%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinerghmin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SET CONCEPCIÓN 13,2 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET CONCEPCIÓN. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

En consecuencia, no se aprueba lo solicitado.

iii. Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 15 MVA en SET Jauja

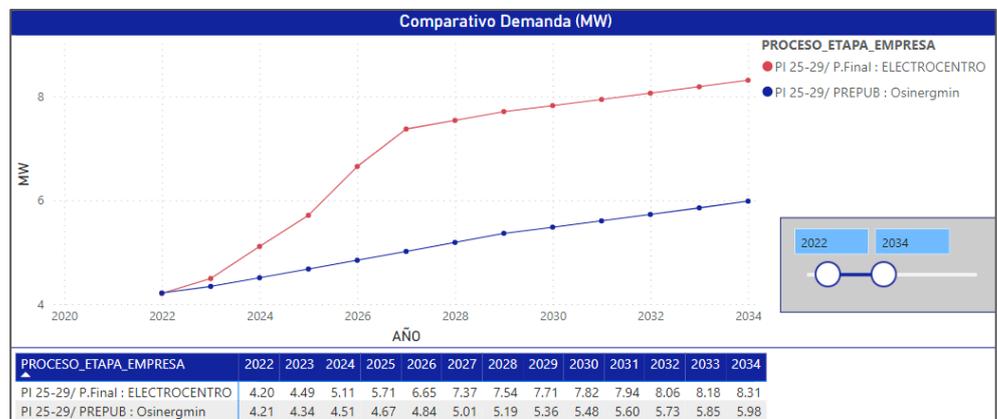
Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado para el año 2027, debido a que la proyección de demanda estimada por Osinerghmin es menor a la proyectada por los Titulares para el AD 5, siendo la mayor diferencia las nuevas demandas incorporadas que no han sido sustentadas de manera correcta por ELECTROCENTRO, la cual se sustenta en el análisis del numeral 6.1 del presente Informe y la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado, debido a que no se avizora sobrecarga en el devanado de MT del transformador 60/13,2 kV de 7 MVA, dentro del periodo del 2025-2029:

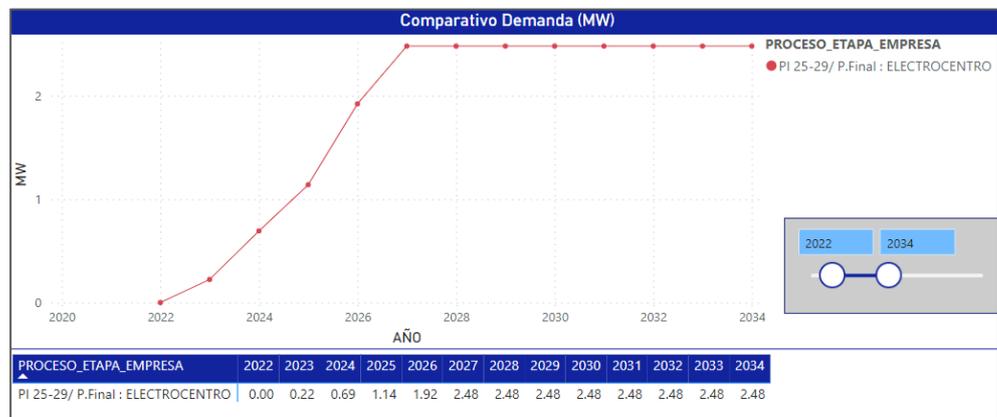
Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET JAUJA	60	13,2	7	81%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinerghmin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinerghmin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinerghmin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



Fuente: Proyección de demanda (F-120 SET) / SET JAUJA 13,2 kV. Elaboración Propia.



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET JAUJA. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente

Informe Técnico y en la hoja de cálculo “Factibilidades ELC” del archivo “F-100_AD5_PI 25-29.xls”.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

iv. Implementación de TP de 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Salesianos.

Actualmente, en la SET Salesianos se viene operando dos transformadores del SSTD en paralelo, tal como se muestra en la siguiente imagen:



Fuente: ELECTROCENTRO

Al respecto, para el proyecto solicitado para el año 2025, ELECTROCENTRO adjunta sustento sobre la necesidad de renovar el transformador 60/10 kV de 14/17,5 MVA (existente), y con el transformador solicitado hacerlo operar en paralelo con el Transformador 60/10 kV de 9/10 MVA (existente).

No obstante, ELECTROCENTRO adjunta sustento sobre el análisis de aceite realizado al transformador de 9 MVA ABB de SET SALESIANOS, en noviembre del 2021, con la empresa OIL & TRANSFORMERS y laboratorio SD MAYERS de Canadá, y en la cual detectó AZUFRE CORROSIVO y DBDS en el aceite del, hallándose valores muy altos y fuera de los límites establecidos por las normas. El Azufre Corrosivo-DBDS, es un componente que corroe los devanados de cobre de los arrollamientos de los transformadores de potencia llevándolos a su colapso. Asimismo, la empresa HITACHI ENERGY en el año 2022, realizó el análisis de aceite confirmando la detección del AZUFRE CORROSIVO-DBSS.

Por otro lado, ELECTROCENTRO menciona que el transformador 60/10 kV de 14/17,5 MVA del año 1992, viene presentando fuga de aceite por la tapa de la cuba del transformador y además requiere un tratamiento al aceite, mantenimiento del conmutador bajo carga, cambio de empaquetaduras y pintado total. Cabe indicar que, de la visita técnica “in situ” se verificó la fuga de aceite que emanaba del Transformador. Asimismo, indica que dicho transformador viene operando con un factor de uso de 97%.

En consecuencia, para brindar seguridad en la operación continua en la SET Salesianos, que podría devenir en paradas forzadas o continuas, debido a las condiciones actuales que se han sustentado, mediante pruebas de análisis de aceite y evidencia de las visitas técnicas “in situ” se procede a aprobar lo solicitado, el reemplazo de los dos (02) transformadores existentes por uno (01) de 30 MVA. El Transformador aprobado considerará un devanado en 22,9 kV (cargable) con la finalidad que ELECTROCENTRO pueda transferir carga del lado de 10 kV, mejorando la cargabilidad de los alimentadores y perfiles de tensión en las redes de MT.

Sin perjuicio de lo mencionado, debido a la sobrecarga señalada por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, como un segundo factor que motivaría la implementación del Tp solicitado, cabe señalar que en el PI 2017-2021, se planificó que el 55% de la demanda eléctrica en 10 kV (MT) de la SET Salesianos (existente) se trasladará hacia el proyecto Nueva SET Chilca 60/22.9 kV de 30/30/30 MVA (“SET CHILCA”) – *aprobado en el PI 2017-2021 con POC prevista al año 2018* – no obstante, a la fecha el estado actual del proyecto es “no ejecutado” y en condición de “Obra en Curso” con lo cual ELECTROCENTRO solicitó a la DSE reprogramar el proyecto al año 2020. En ese sentido, se solicita a ELECTROCENTRO acelerar las gestiones de ejecución del proyecto – *que lleva más de 5 años de retraso de ejecución* – para evitar eventos futuros de problemas de sobrecarga y/o problema de tensión en las redes de MT que se abastecen de la SET Salesianos, puesto que, de darse tales problemáticas, que resultarían en la falta de continuidad y calidad del servicio eléctrico, será de responsabilidad de ELECTROCENTRO afrontar los problemas ocasionados a partir de la no ejecución del proyecto SET CHILCA.

Asimismo, hacemos notar que en el Formato F-203 (archivo “F-200_AD05_2023_VF”), presentado por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL no considera el traslado de carga hacia el proyecto SET CHILCA, por lo que, no es correcta la modelación realizada por ELECTROCENTRO. Cabe indicar, que en el F-203 se debe considerar los proyectos aprobados y la optimización de los traslados de cargas entre SETs, teniendo en cuenta que estamos en un proceso de planificación el cual no considera el efecto de proyectos que no han sido ejecutados a tiempo, por parte de los Titulares responsables.

Por lo expuesto, se aprueba un (01) Transformador de 60/22,9/10 kV 30/30/30 MVA y celdas asociadas, dándose de Baja Remunerativa los (02) Transformadores: Tp 60/10 kV de 9 MVA y Tp 60/10 de 14 MVA con sus respectivas celdas de transformación asociadas.

v. **Implementación de un Transformador de Reserva Compartida 60/22,9/10 kV de 30 MVA en SET Salesianos.**

Al respecto, sobre el proyecto solicitado para el año 2028, se verifica que ELECTROCENTRO no ha estimado correctamente los valores de Potencia No Suministrada (PNS) – *información que es de base para la evaluación del módulo de confiabilidad* – por lo que los resultados

obtenidos a partir de los archivos que sustentan la metodología de Reserva de Transformación publicado mediante Resolución 094-2022-OS/CD, no reflejan un correcto análisis y evaluación.

No obstante, Osinergmin ha evaluado la necesidad de disponer de un transformador de Reserva para el Sistema Eléctrico “Huancayo” a partir de la normativa vigente y el uso de la metodología; resultando del modelo de confiabilidad y de optimización que no se requiere de una Reserva para el parque de 60/10 kV; sin embargo, para el parque de transformadores de 60/23/10 kV sí se requiere de una Reserva Compartida de Transformación de 60/23/10 kV de 30 MVA donde su ubicación óptima resulta ser la SET CHILCA, pero al no estar ejecutada la SET CHILCA, correspondería la segunda ubicación más óptima (provisionalmente, hasta que se ejecute la SET CHILCA), la SET Salesianos, por ser la más próxima y contar con disponibilidad de espacio. Asimismo, cabe precisar que el Transformador de Reserva Compartida, brindará confiabilidad a todo el parque de transformadores 60/23/10 kV remunerados por la demanda que forman parte de los sistemas eléctricos del AD 5. No obstante, se verifica de la lista de Elementos del SSTD, que actualmente se remunera un Transformador de Reserva de 60/10 kV de 15 MVA del año 1996 y del cual ELECTROCENTRO no ha solicitado su Baja, considerando que de aprobarse lo solicitado existirían dos (02) transformadores de Reserva. En ese sentido, por el criterio de eficiencia y de los resultados de la metodología de Reserva de Transformación, se debe disponer de solo un (01) transformador de Reserva de tipo Compartida para el parque 60/23/10 kV; por lo que, se estaría dando de Baja el transformador existente.

Los resultados obtenidos a partir de la aplicabilidad de la metodología de los Transformadores de Reserva Compartida, se muestran en el ANEXO C del presente informe.

Por otra parte, cabe mencionar que será responsabilidad de ELECTROCENTRO mantener la condición de “Reserva” del Transformador de Reserva Compartida, por lo que deberá tener en cuenta que existe obligaciones según la Resolución N° 094-2022-OS/CD, que estarán sujetas a sanción mediante el procedimiento de fiscalización vigente.

En ese sentido, se aprueba lo solicitado y se da de Baja remunerativa el Transformador de Reserva 60/10 kV de 15 MVA.

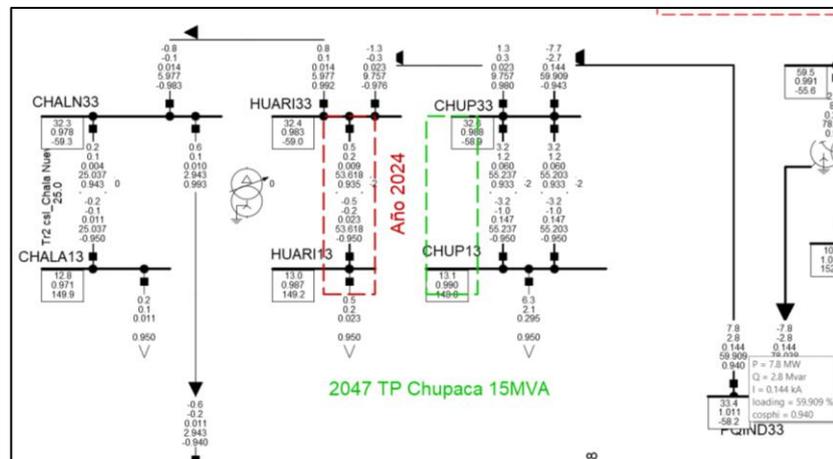
vi. **Nueva LT 60 kV Orcotuna – Chupaca y rotación de TP de 60/13,2 kV de 10 MVA de la SET Concepción a la SET Chupaca**

Al respecto, sobre el proyecto solicitado para el año 2029, ELECTROCENTRO lo sustenta por confiabilidad N-1; sin embargo, se verifica que no cumple con el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, el cual indica que:

“Se considerará redundancia bajo el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW, salvo en los casos que se justifique y se sustente de forma documentada que no es necesaria

dicha redundancia, dentro del proceso de aprobación del Plan de Inversiones”. (Subrayado nuestro)

En ese sentido, se verifica en el diagnóstico que la línea de transmisión “LT 60 kV Parque Industrial – Chupaca” atiende una demanda de 7,8 MW al año 2029, provenientes de la SET Chupaca, SET Huarisca, SET Chala Nueva y SET El Machu; por lo que, dicha línea no aplicaría al requerimiento de redundancia bajo el criterio N-1, establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.



Fuente: Archivo “BD -SEIN-GRT-AD5.pfd”. Diagnóstico al año 2029

Por otra parte, respecto al argumento de configurar un anillo para el Valle Mantaro a través del proyecto solicitado en 60 kV, debemos mencionar, que el COES en su Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 ha evidenciado la necesidad de brindar de confiabilidad N-1 a la red de 220 kV del sistema Huancayo, por lo que viene evaluando un proyecto ITC en 220 kV y 60 kV, que incluye enlaces en 60 kV que anillará la ciudad de Huancayo. En este punto, es importante indicar que, dado que el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 (Informe COES/DP-01-2023), elaborado por el COES como parte del proceso de actualización del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en la zona que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática y contenga los enlaces necesarios para afianzar las redes en 60 kV.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

Por otra parte, los resultados de la revisión de la documentación y/o información – solicitada en la etapa de Observaciones a la PROPUESTA INICIAL que se muestra en el ANEXO A – que argumentan la renovación de Elementos que hayan cumplido 30 años de antigüedad, se muestran en el siguiente análisis:

vii. **Renovación de Celdas en 10 kV, 22,9 kV, 33 kV y 60 kV asociadas a las SET's Concepción, Parque Industrial y Huarisca**

○ SET CONCEPCIÓN

Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando los tres Elementos a ser renovados: (01) celda de línea en 60 kV, (01) celda de transformador 60 kV y (01) celda de transformador en 13,2 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

ELECTROCENTRO, solo se limita a indicar:

“(...) se muestran fotografías de las placas y el equipamiento de la SET CONCEPCION, en los cuales se evidencia que la celda de línea de la L-6072, celda de transformador en 60 kV y la celda de transformador de 13,2 kV son del año 1994, los cuales al año 2026 tendrán una antigüedad mayor a 30 años, por lo que se requieren ser renovados y ser implementados en el año 2026 (...)”

Por lo que debemos precisar que, si bien por verdad material se verifica que las celdas son de fabricación del año 1994 y que tiene una antigüedad de 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas de manera automática, puesto que se debe justificar y/o evidenciar mediante documentación los problemas o fallas que viene ocasionando las celdas, a causa de la antigüedad.

Cabe señalar que la documentación solicitada se realizó en la etapa de observaciones a su PROPUESTA INICIAL, tal como se muestra en el numeral 44) del ANEXO A del presente Informe Técnico.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

○ SET PARQUE INDUSTRIAL

Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando los dos Elementos a ser renovados: (01) celda de línea en 60 kV y (01) celda de transformador 60 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

ELECTROCENTRO, solo se limita a indicar:

“(...) cuales se evidencia que la celda de línea en 60 kV de la L-6070 tiene una antigüedad mayor a 30 años, ya que tienen las placas del año de fabricación de 1981, por lo que se requieren ser renovados y ser implementados en el año 2026 (...)”

Por lo que debemos precisar que, si bien por verdad material se verifica que las celdas son de fabricación del año 1981 y que tiene una antigüedad de 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas de manera automática, puesto que se

debe justificar y/o evidenciar mediante documentación los problemas o fallas que viene ocasionando las celdas, a causa de la antigüedad.

Cabe señalar que, la documentación solicitada se requirió en la etapa de observaciones a la PROPUESTA INICIAL de ELECTROCENTRO, tal como se muestra en el numeral 44) del ANEXO A del presente Informe Técnico.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

o SET HUARISCA

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional, que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando en cinco Elementos: 01 celda de línea en 33 kV, 01 celda de transformador 33 kV, 01 celda de transformador 10 kV y 02 celdas de alimentador en 10 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

Al respecto, se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional que argumentan algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando los cinco Elementos a ser renovados: (01) celda de línea en 33 kV, (01) celda de transformador 33 kV, (01) celda de transformador 10 kV y (02) celdas de alimentador en 10 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

ELECTROCENTRO, solo se limita a indicar:

“(...) en los cuales se evidencia que la celda de línea en 33 kV de la L-6074, celda de transformador en 33 kV y la celda de transformador de 10 kV son del año 1968, los cuales al tienen una antigüedad mayor a 30 años, por lo que se requieren ser renovados y ser implementados en el año 2026 (...)”

Por lo que debemos precisar que, si bien por verdad material se verifica que las celdas son de fabricación del año 1968 y que tiene una antigüedad mayor a los 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas de manera automática, puesto que se debe justificar y/o evidenciar mediante documentación los problemas o fallas que viene ocasionando las celdas, a causa de la antigüedad.

Cabe señalar que, la documentación solicitada se requirió en la etapa de observaciones a su PROPUESTA INICIAL, tal como se muestra en el numeral 44) del ANEXO A del presente Informe Técnico.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Pasco

Los resultados del diagnóstico para el sistema en análisis – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que no se requiere nuevas instalaciones por temas de demanda dentro del periodo 2025-2029. No obstante, se analizan los proyectos de inversión solicitados por ELECTROCENTRO para el sistema eléctrico en análisis:

viii. Rotación de TP de 60/13,2/10 kV de 7 MVA de la SET Jauja a la SET Shelby.

Al respecto, no se requiere el proyecto solicitado, debido a que no se avizora sobrecarga en el devanado de MT del transformador 50/10 kV de 1 MVA (existente), dentro del periodo del 2025-2029:

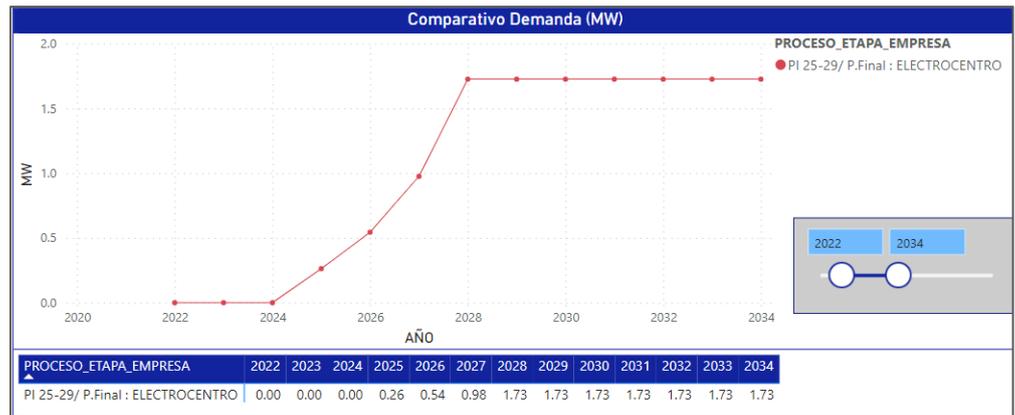
Nombre	Lado AT Barras	Lado MT Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
SET SHELBY	50	10	1	67%

Fuente: Formato F-202 (Propuesta Osinermin). Año 2029

Ello se debe a que la proyección de demanda determinada por Osinermin es menor a la proyectada por ELECTROCENTRO; debido a que Osinermin no ha considerado las nuevas cargas incorporadas en la proyección para el AD5 por no estar debidamente sustentadas por ELECTROCENTRO.



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



Fuente: Proyección de Nuevas Cargas Incorporadas (F-116 SET) / SET SHELBY. Elaboración Propia.

El análisis y revisión de las nuevas cargas incorporadas, que se presentaron para el AD 5, se realiza en el numeral 6.1 del presente Informe Técnico y en la hoja de cálculo "Factibilidades ELC" del archivo "F-100_AD5_PI 25-29.xls".

Por otra parte, se verifica que ELECTROCENTRO ha representado la capacidad del TP 50/10 kV con un valor de 0,6 MVA; sin embargo, a partir de la información enviada por ELECTROCENTRO sobre el parque de Transformadores existentes al 2023 ("TRANSFORMADORES EXISTENTES ELC.xls") se verifica que existe en operación un TP 50-44/13,2-10 kV de 1 MVA.

En consecuencia, no se aprueba lo solicitado.

ix. Creación de Barra en 138 kV en SET Yaupi mediante celdas en 138 kV: 01 celda de Línea + 02 Celdas de Transformador + 01 celda de medición

Al respecto, se verifica que STATKRAFT argumenta su solicitud dada la necesidad de realizar una barra en 138 kV en la SET Yaupi con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad de la conexión entre la SET Yaupi (STATKRAFT) y la SE Oxapampa mediante la ejecución del proyecto "Celda de Acoplamiento en 138 kV en SET Yaupi" que fue aprobado a ELECTROCENTRO en la modificatoria del PI 2017-2021 para el año 2021.

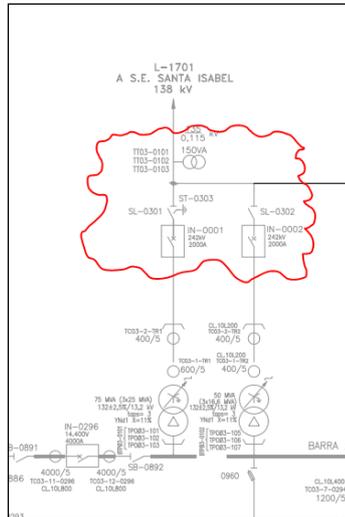
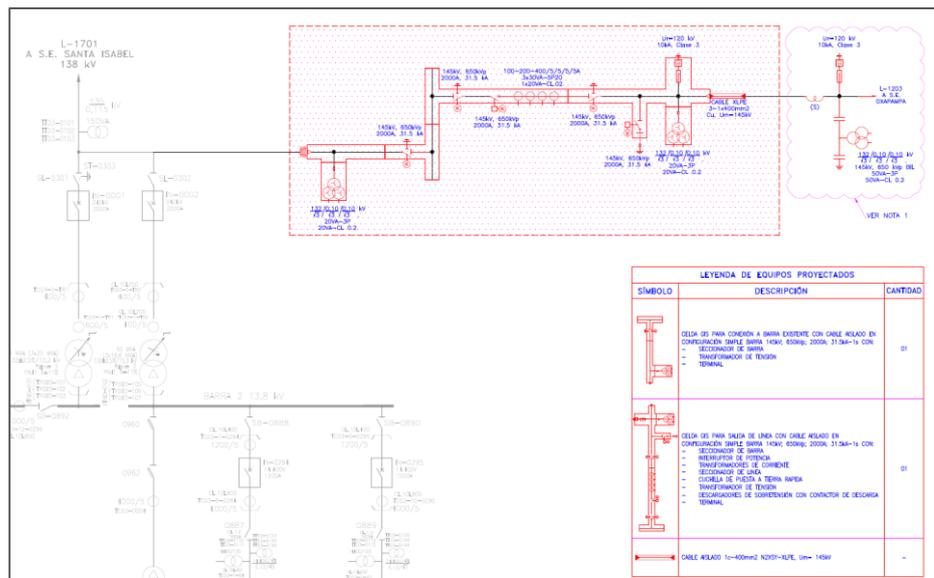


Diagrama Unifilar / Estado Actual / SET Yaupi 138 kV.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar que el COES ha realizado el Anteproyecto “celda de acoplamiento en 138 kV”, en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM. En dicho Anteproyecto, el COES evidencia que no se dispone con un sistema de barras en el lado de 138 kV de la SET Yaupi tanto del lado de STATKRAFT como de ELECTROCENTRO, por lo que para realizar el acoplamiento en 138 kV de las dos (02) SETs se conectará una Celda GIS mediante seccionador al sistema 138 kV de la SE Yaupi de STATKRAFT y una celda de línea (GIS) hacia la SE Oxapampa, para lo cual utilizará espacios de reserva que se encuentran disponibles en la subestación de propiedad de STATKRAFT:



Fuente: Anteproyecto “Celda de acoplamiento en 138 kV en SE Yaupi”

En ese sentido, con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad, ante un evento de falla de la “LT 138 kV Yaupi – Santa Isabel” que ocasionaría la interrupción del suministro del Sistema Eléctrico Selva Central atendida por la “LT 138 kV Yaupi – Oxapampa”, a través de la conexión en el lado de 138 kV entre la SET Yaupi (STATKRAFT) y la

SET Oxapampa que se realizará con la ejecución del proyecto “Celda de Acoplamiento en 138 kV” cuyo Anteproyecto ha sido realizado por el COES, se hace necesario aprobar la creación de una Barra en 138 kV en la SET Yaupi (STATKRAFT); no obstante, cabe indicar, que lo aprobado no exime de responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar el Anteproyecto elaborado por el COES “Celda de Acoplamiento 138 kV a la SET Yaupi (STATKRAFT)” en el marco del numeral 1.8) del Decreto Supremo N° 018-2021-EM. Cabe indicar que, se evidencia que las instalaciones de la generación cuentan con las dos celdas de transformación en 138 kV; por otro lado, si bien no indica si tiene o no espacio para la implementación de las celdas, la información (vista de planta y cortes) del anteproyecto del COES (implementación de celda de acoplamiento en 138 kV) se evidencia que sí es posible la implementación de una celda de línea en 138 kV, que le permitiría configurar la barra ya que las celdas de transformación tienen el equipamiento completo incluido el transformador de tensión en 138 kV.

Respecto a la celda de medición en 138 kV solicitada por STATKRAFT, se precisa que dicho Elemento forma parte de los alcances del Anteproyecto del COES a ser ejecutado por ELECTROCENTRO, en relación a lo aprobado en la modificatoria del PI 2017-2021, por lo que no existe motivación y/o necesidad técnica-operativa para la demanda eléctrica de implementar una celda de medición adicional en 138 kV.

Por lo expuesto, se aprueba (01) celda de línea en 138 kV para la configuración de una Barra en 138 kV en la SET Yaupi para el año 2026, a cargo de STATKRAFT.

x. **Implementar una (01) nueva Celda de Línea 50 kV en SET Oroya Nueva, a raíz de ejecutar un proyecto aprobado del PI 2021-2025.**

Se verifica que el argumento de STATKRAFT técnica y operativamente es aceptable. Asimismo, en la visita técnica “in situ” se verificó que debido a los espacios técnica y operativamente, no era viable instalar el nuevo transformador aprobado sin reubicar la celda línea-transformador en 50 kV existente debido a los espacios, por lo que era eficiente reutilizar la celda línea-transformador en 50 kV (existente) y adaptarla como celda de transformador en 50 kV con la finalidad de instalar el nuevo autotransformador 72,5/50 kV de 12,5 MVA aprobado en el PI 2021-2025.

En ese sentido, se considera razonable implementar una nueva celda de línea por la reconfiguración que se tenía que realizar para ejecutar lo aprobado en el PI 2021-2025 debido a las reducidas dimensiones de espacio.

Por lo expuesto, se aprueba lo solicitado.

Por otra parte, los resultados de la revisión de la documentación y/o información – solicitada en la etapa de Observaciones a la PROPUESTA INICIAL – que argumentan la renovación de Elementos que hayan cumplido 30 años de antigüedad, se muestran en el siguiente análisis:

xi. Renovación de Celdas en 10 kV y 22,9 kV asociadas a las SET's Goyllarisquiza y Shelby

○ SET GOYLLARISQUIZA

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional, que argumenten algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando en un Elemento: 01 celda de alimentador en 22,9 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

Cabe señalar que la documentación solicitada se realizó en las observaciones del numeral 46) que se muestran en el ANEXO A del presente Informe Técnico.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

○ SET SHELBY

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado la documentación y/o información adicional, que argumenten algún problema desde lo técnico-operativo y/o mantenimiento que viene ocasionando en un Elemento: 01 celda de alimentador en 10 kV; y/o partes de sus componentes para motivar la renovación de los Elementos y/o instalaciones del SSTD.

Cabe señalar que la documentación solicitada se requirió en las observaciones del numeral 46) que se muestran en el ANEXO A del presente Informe Técnico.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados por cuestiones de antigüedad.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Challhuamayo – Satipo – Pichanaki

Los resultados del diagnóstico – *realizado mediante el (formato F-202) y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que se requieren nuevas instalaciones por temas de confiabilidad para el sistema eléctrico en el análisis dentro del periodo 2025-2029. En ese sentido, se analizan los proyectos de inversión solicitados para el sistema eléctrico en análisis:

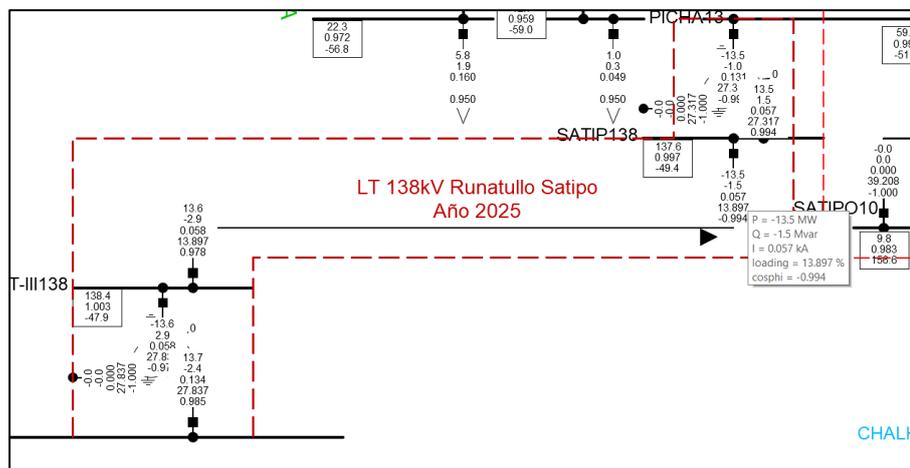
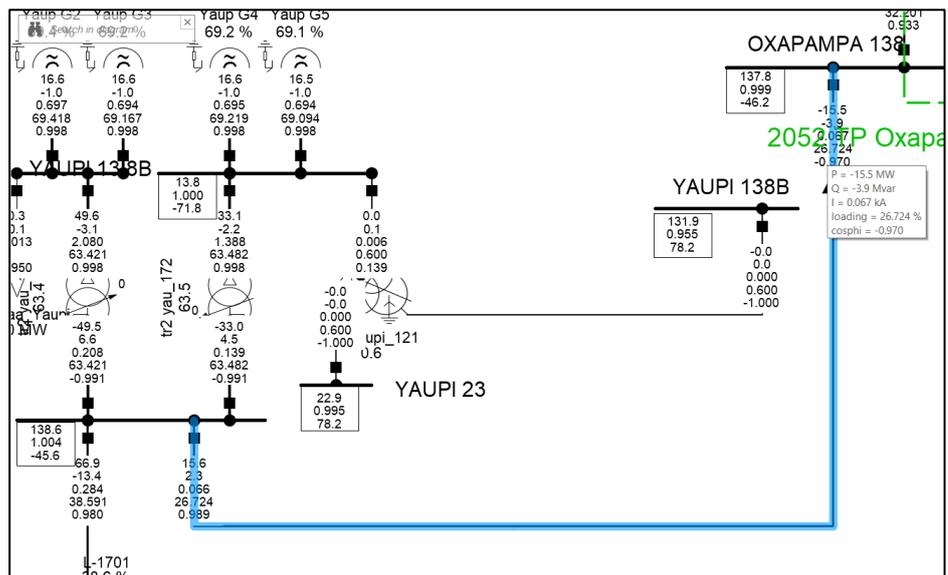
xii. Nueva LT 138 kV Renovandes – Yurinaki + Nueva SET Yurinaki 138/60/23 kV de 50 MVA

Al respecto, sobre el proyecto solicitado por ELECTROCENTRO para el año 2026, se motiva por el criterio de confiabilidad N-1 del numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, el cual indica que:

“Se considerará redundancia bajo el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW, salvo en los casos que se justifique y se sustente de forma documentada que no es necesaria

dicha redundancia, dentro del proceso de aprobación del Plan de Inversiones”. (Subrayado nuestro)

En ese sentido, se verifica que, a partir del largo plazo (año 2030), la máxima demanda coincidente con el Sistema Eléctrico Selva Central “Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki – Satipo – Challhuamayo” (sin considerar el aporte de la generación de la CH. Challhuamayo en MT), supera los 30 MW; por lo que, es factible evaluar un proyecto por el criterio “N-1” establecido en el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS, a partir del año 2030 y no al año 2026 como solicita ELECTROCENTRO. Cabe indicar que los 30 MW no se superan en el año 2029:



Fuente: Análisis Eléctrico Selva Central. Diagnóstico al año 2029.

Ahora bien, respecto al proyecto solicitado por ELECTROCENTRO, contempla una salida de línea en 138 kV que dependerá de reconvertir el patio de 60 kV (actualmente) de la SET Renovandes a 138 kV, que si bien, ELECTROCENTRO ha mencionado que la reconversión en 138 kV es una realidad futura por parte de las empresas EGE SANTA ANA

(propietario de la CH Renovandes) y VARI ENERGÍA (propietario de la futura CH Anashironi); no obstante, a partir de la información solicitada a ELECTROCENTRO en la etapa de observaciones – numeral 53) del ANEXO A del presente Informe – se ha verificado que en lo referente a las coordinaciones, la última información refiere a la fecha de diciembre de 2022, por lo que no se adjunta coordinaciones más recientes al año 2023 que permitan conocer la etapa, fase y nivel de aceptación por parte de EGESA y VARI ENERGÍA, para el uso de sus instalaciones reconvertidas a futuro en 138 kV, por lo que existe un grado de incertidumbre para la conexión de la salida de línea en 138 kV del proyecto solicitado por ELECTROCENTRO.

Sin perjuicio de lo mencionado, se debe indicar que:

- Considerando que el Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 (Informe COES/DP-01-2023), elaborado por el COES como parte del proceso de actualización del Plan de Transmisión, ha identificado una problemática en la zona en análisis que debe ser resuelta bajo el alcance de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), conforme los criterios establecidos en la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM que modificó la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, se prevé que el COES formule un proyecto de transmisión que resuelva dicha problemática. Asimismo, durante el desarrollo del proceso regulatorio en curso se ha venido realizando diversas reuniones de coordinación con dicho comité, en las cuales se ha tomado conocimiento de la formulación de alternativas de expansión para la zona. En tal sentido, se considera que la problemática descrita por ELECTROCENTRO para este caso, será resuelta con el aporte del proyecto ITC que deberá ser canalizado a través del Plan de Transmisión, conforme se establece en la normativa vigente. Cabe señalar que, la aprobación de las ITC que formarán parte del Plan de Transmisión 2025-2034, se realizará en el mes de diciembre del presente año (aprobación a cargo del Ministerio de Energía y Minas), siendo que, Osinergmin revisará la propuesta elaborada por el COES y opinará oportunamente con la finalidad de que la alternativa de expansión planteada cumpla con los criterios establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” y armonice con las medidas adoptadas en el Plan de Inversiones 2025-2029 y/o con las inversiones aprobadas a la fecha.

En línea con lo anterior, el COES en su Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión 2025-2034 referido a las Instalaciones ITC, identifica lo siguiente:

“(...) la salida de la línea 138 kV Runatullo-Satipo o de la línea 60 kV Oxapampa – Villa Rica provocan colapsos de tensión desde el 2028 en adelante, lo que denota que la redundancia existente no es suficiente para el largo plazo (...)”

En tal sentido, el COES ha evidenciado la necesidad de brindar confiabilidad N-1 al Sistema Selva Central, por lo que viene

evaluando un proyecto ITC “LT 138 kV Campas - Yurinaki + SET Yurinaki 138/60 de 50 MVA” que no depende de la generación. Por lo tanto, dentro del contexto mencionado, no amerita aprobar en el Plan de Inversiones un proyecto con características similares que resuelven la misma problemática.

- Por otra parte, es de suma importancia que se ejecute el proyecto “LT 138 kV Runatullo – Satipo” aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025 para el año 2025, con la finalidad que la operación en condiciones normales o en condiciones N-1 del sistema eléctrico Selva Central, no tenga problemas de continuidad y calidad en el servicio eléctrico. Asimismo, dado la problemática actual que viene ocurriendo en las zonas del Sistema Selva Central, es de suma urgencia que ELECTROCENTRO en el corto plazo, ejecute los proyectos retrasados “Celda de Acoplamiento 138 kV” (Modificatoria PI 2017-2021) y “Banco Capacitivo 23 kV de 5x1,2 MVar en SET Satipo” (PI 2021-2025) que fueron aprobados para implementarse en el año 2021 y 2025, respectivamente. Si bien, ELECTROCENTRO ha solicitado mediante Carta ELCTO-GT-0933-2033 de fecha 20.10.2023, declarar en estado de Emergencia el Sistema Eléctrico Yaupi- Oxapampa- Villa Rica – Pichanaki - Satipo, ello no exime de responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar los proyectos retrasados en el corto plazo de manera urgente y en cumplimiento del Plan de Inversiones. Cabe indicar que, esta situación de declaratoria de emergencia, no debería ocurrir si se ejecutaran los proyectos previstos aprobados en los Planes de Inversión, puesto que, declarar en emergencia un Sistema Eléctrico, incurre en afectación a los usuarios de electricidad y en costos que deberán ser asumidos por toda la demanda del SEIN.

En consecuencia, no se aprueba lo solicitado.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico Ayacucho – Huanta y Cangallo

Los resultados del diagnóstico – *realizados mediante el Formato F-200 y el análisis eléctrico (AD5.pfd)* – sustentan que no se requieren nuevas instalaciones por temas de demanda y confiabilidad para el sistema eléctrico en análisis dentro del periodo 2025-2029.

Por otra parte, para los resultados de la revisión de la documentación y/o información – *solicitada en la etapa de Observaciones a la PROPUESTA INICIAL* – que argumentan la renovación de Elementos que hayan cumplido (30) años de antigüedad, se desarrolla el siguiente análisis:

xiii. Renovación de Celdas en 10 kV y 60 kV asociadas a las SET's Huanta y Cangallo

o SET HUANTA

Al respecto, sobre la renovación de la celda de línea - transformador en 60 kV y la celda de alimentador 10 kV (A4010) solicitado a ser renovado para el año 2026, se verifica que ELECTROCENTRO ha presentado un Informe Técnico de la SET Huanta de fecha 30 de agosto de 2022 a cargo de la empresa NEMETSA – *por el servicio de “Mantenimiento en*

SET de Potencia y Líneas de Subtransmisión de ELECTROCENTRO – donde recomienda una mayor frecuencia de la actividad de mantenimiento de aislamiento en los equipos de potencia en el patio de llaves y celdas en MT. Asimismo, ELECTROCENTRO, evidencia en su PROPUESTA FINAL mediante registros fotográficos que hay componentes de la celda línea – transformador que son del año 1984 teniendo 40 años de antigüedad al presente año; mientras que la celda de alimentador en 10 kV (A4010) se verificó en la visita técnica “in situ” que se encontraba en estado de obsolescencia, tal es así que no se podía visualizar el año de placa (debido a la antigüedad) del Elemento.



Fuente: Registro fotográfico del 18.07.2023 de Celda de Alimentador en 10 kV (A4010). SET Huanta

En ese sentido, debido a que se evidencia la antigüedad de más de 40 años, estado de obsolescencia y la necesidad de una frecuencia fija en la actividad en el mantenimiento del aislamiento de los equipos de potencia, se considera válido el sustento presentado; por lo que se requiere la necesidad de aprobar lo solicitado.

Sin perjuicio de lo señalado, sobre las (02) celdas de alimentador 10 kV operativas y una (01) celda de alimentador en 10 kV que se encontró en estado “no operativo”, que se observaron en la visita técnica “in situ”; se verifica que en la SET Huanta deben existir tres (03) celdas de alimentador en 10 kV en operación, de las cuales a la fecha se viene remunerando por la demanda del AD 5. Además, se tiene aprobado (01) celda de alimentador de 10 kV en el Plan de Inversiones 2021-2025 con fecha POC prevista al año 2023; no obstante, ELECTROCENTRO indica que la SET Huanta dispone de (02) celdas de alimentadores en 10 kV en operación y (01) celda de alimentador en 10 kV en estado “no operativo”, lo mismo que se validó en la visita técnica “in situ”, no correspondiendo con la cantidad de Elementos de celdas de alimentadores en 10 kV que viene remunerando la demanda del AD 5. Ante ello, ELECTROCENTRO argumenta que la celda no operativa correspondería a la celda de alimentador en 10 kV (A4009) el cual fue reemplazado con la celda de alimentador del SCT (que se remunera actualmente y que ELECTROCENTRO indica como “celda ejecutada”);

por lo que, de la información brindada y las evidencias recogidas en la visita técnica “in situ”, corresponde dar de Baja remunerativa al Elemento celda de alimentador en 10 kV (A4009), en concordancia con la definición de “Baja” del artículo 4.4) de la Norma “Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” aprobado con Resolución N° 057-2020 OS/CD, que indica:

“4.4. Baja. - Instalación retirada definitivamente de operación o que dejará de ser utilizada por la demanda regulada en cumplimiento del Plan de Inversiones. Se entiende como instalación retirada definitivamente de operación al Elemento que, sin formar parte de la reserva de transformación, se encuentra sin uso o desconectado de la red de transmisión, por un período mayor a noventa (90) días calendario. [...]” (Subrayado nuestro)

Por lo expuesto, se aprueba la renovación de la celda línea-transformador en 60 kV y la celda de alimentador en 10 kV (A4010) para el año 2026, por cuestiones de antigüedad. Asimismo, se aprueba la Baja remunerativa para el año 2026 de la celda línea-transformador 60 kV y (02) celdas de alimentador en 10 kV (A4009 y A4010), a ser renovadas.

○ **SET CANGALLO**

Al respecto, sobre el Elemento (01) celda de línea - transformador en 60 kV solicitado a ser renovado para el año 2029, se verifica que ELECTROCENTRO ha presentado un Informe Técnico de la SET Cangallo de fecha 20 de marzo de 2023 a cargo de la empresa NEMETSA – *por el servicio de “Mantenimiento en SET de Potencia y Líneas de Subtransmisión de ELECTROCENTRO”* – donde las observaciones que consigna dicho informe es que los accionamientos de los seccionadores apertura y cierre se realizaron de manera manual y el control remoto se encuentra inoperativo.

Asimismo, ELECTROCENTRO, evidencia en su PROPUESTA FINAL mediante registros fotográficos que hay componentes de la celda línea – transformador que son del año 1981, teniendo 43 años de antigüedad al presente año. En ese sentido, debido a que se evidencia la antigüedad y problemas durante el mantenimiento y por ende una posible probabilidad de algún riesgo en la operación del Elemento durante la apertura manual de los seccionadores, por lo que se sustenta la necesidad de aprobar lo solicitado.

Por lo expuesto, se aprueba la renovación del Elemento solicitado por cuestiones de antigüedad, pero para el año 2026 por razones de seguridad para evitar posibles riesgos durante la operación y mantenimiento. Asimismo, se aprueba la Baja remunerativa para el año 2026 de la celda línea-transformador 60 kV a ser renovada.

○ **SET COBRIZA**

Al respecto, sobre el Elemento (01) celda de línea en 60 kV solicitado a ser renovado para el año 2026, se verifica que ELECTROCENTRO menciona en su ESTUDIO que:

“(…) el 10 de julio del 2019 se produjo un derrame de la poza de relaves de la mina Cobriza (Expansión), llegando a una altura 1,20 mt. el relave. Todos los equipos eléctricos, así como las instalaciones de la SET Cobriza II, sufrieron daños irreversibles, las pruebas realizadas recomiendan el cambio del equipamiento, así también de la infraestructura, por tal motivo no es posible la reparación, además también muchos de ellos ya cumplieron su vida útil y algunos están por cumplir, por lo tanto, sólo el reemplazo con un equipamiento nuevo brindará la garantía y confiabilidad del sistema eléctrico de Ayacucho y del SEIN (…)” (SUBRAYADO NUESTRO)

Asimismo, ha presentado un Informe Técnico N°GTT-025-2020 de fecha 6 de mayo de 2020, en donde se describe los resultados de la evaluación del patio de llaves y sala de control de la bahía en 66 kV de la SET Cobriza, concluyendo que a partir de los resultados de las pruebas eléctricas y la inspección de campo se requiere reemplazar los equipos. Por otra parte, se muestra una comunicación mediante Memorandum GTT-025-2020 de ELECTROCENTRO a minera Cobriza cuyo asunto indica *“Reposición del equipamiento dañado de la set cobriza II a consecuencia de la inundación causada por el desborde del relave de la unidad minera cobriza de propiedad de la empresa DOE RUN PERÚ”* y en la cual hace referencia que los daños causados por la Unidad Minera deben ser reemplazados en su totalidad por equipamiento nuevo que incluye infraestructura electromecánica y civil. Cabe indicar que, no se ha adjuntado la respuesta por parte de la unidad minera responsable de la afectación a las instalaciones de la SET Cobriza.

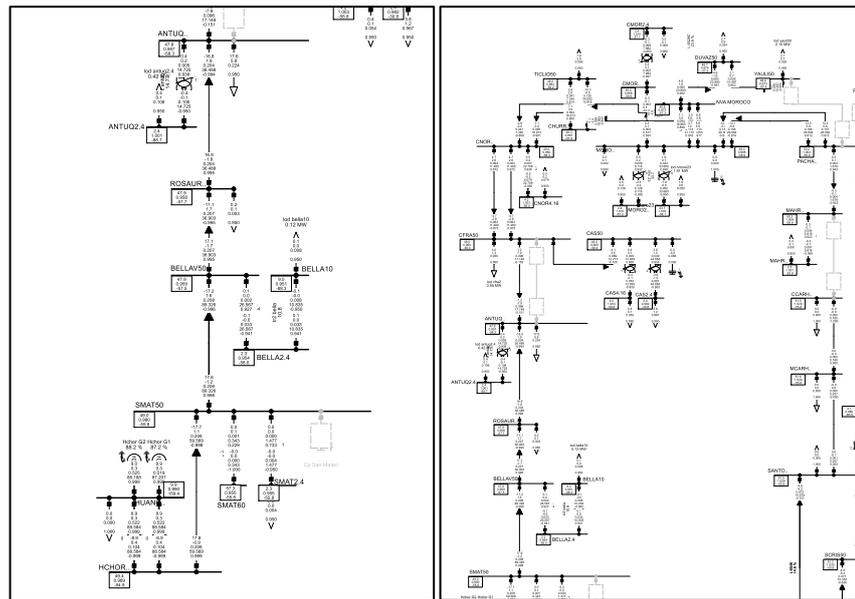
En consecuencia, al no disponer de la respuesta del tercero (Minera Cobriza) y considerando que sólo se dispone de información reportada – *hasta el año 2020* – para la renovación del Elemento, no se considera razonable que la demanda eléctrica del AD 5 tenga que asumir costos por daños de terceros a instalaciones que actualmente vienen siendo reconocidos tarifariamente por dicha demanda.

Sin perjuicio de lo mencionado, a raíz de la información reportada se evidencia que la responsabilidad del daño ocasionado es la unidad minera. Asimismo, no se ha presentado la respuesta al Memorandum GTT-025-2020 por parte de la unidad minera que, de asumir su responsabilidad de los daños ocasionados, no sería necesario lo solicitado puesto que incurriría a una duplicidad de inversiones.

En consecuencia, no se aprueba la renovación de los Elementos solicitados.

xiv. Nuevo Banco Capacitivo 50 kV de 9 MVAr y celdas asociadas en la SET San Mateo

Al respecto, sobre lo solicitado por STATKRAFT para el año 2026, se ha verificado mediante análisis eléctrico (“AD5.pfd”) al año 2029 – *considerando la proyección de demanda F-121 actualizada por Osinergmin en base al análisis realizado en el numeral 6.1 del presente informe* – que retirando el Banco Capacitivo de la barra de San Mateo 50 kV, no se presentan problemas de tensión, ni sobrecargas en las barras y líneas asociadas a las instalaciones del SSTD y/o SCTD actualmente remuneradas por la demanda.



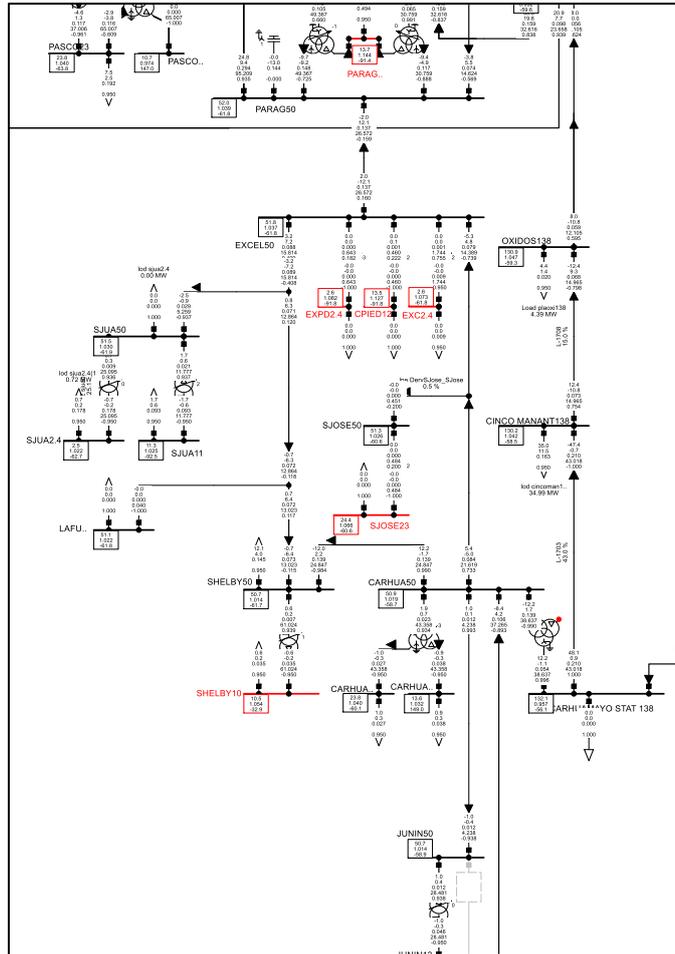
Fuente: Archivo de Análisis Eléctrico. SE San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito. Escenario: Sin el Banco Capacitivo Diagnóstico al año 2029.

Adicionalmente, se verifica en el archivo de análisis eléctrico presentado por STATKRAFT que los problemas de caída de tensión en el Sistema eléctrico San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito son originados por las magnitudes de la demanda eléctrica del Cliente Libre (Minera Los Quenuales) modeladas en las barras Casapalca 4.16 kV y Casapalca 2.4 kV con valores de 7 MW y 9 MW respectivamente; sin embargo, dichas magnitudes no corresponden con los valores consignados de 1,35 MW y 3,92 MW, en su Formato F-121, los cuales son los valores que se utilizan para realizar el análisis eléctrico de flujo de potencia. En ese sentido, se concluye que la caída de tensión presentada en el archivo de análisis eléctrico de STATKRAFT es originada por la magnitud del Cliente Libre conectada a las barras de Casapalca 2,4 kV y Casapalca 4,16 kV, y cuyo suministrador al año 2022 es la empresa STATKRAFT.

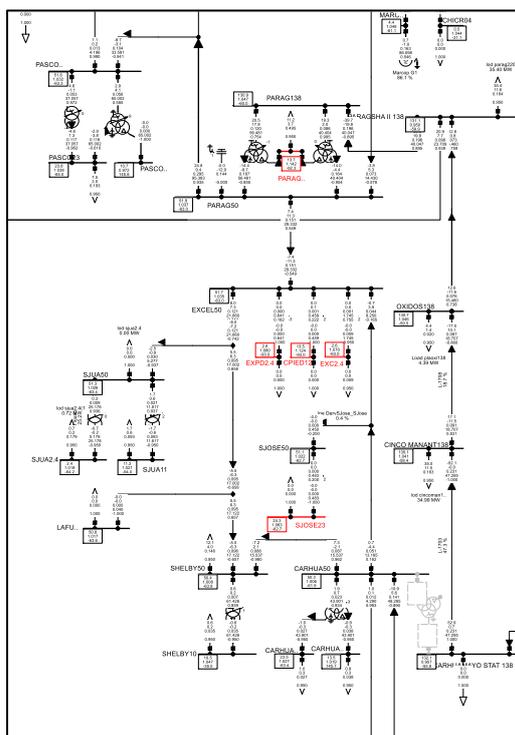
Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

xv. **Renovación del Transformador 138/50 de 30/30 MVA de la SET Carhuamayo**

Al respecto, sobre lo solicitado por STATKRAFT para el año 2027, se ha verificado mediante análisis eléctrico (“AD5.pfd”) al año 2029 – considerando la proyección de demanda F-121 actualizada por Osinergrmin en base al análisis realizado en el numeral 6.1 del presente informe – que retirando la “LT 138 kV Caripa-Carhuamayo + Tp 138/50/11 kV – 30/30/6,56 MVA de la SET Carhuamayo”, no se presentaría problemas de tensión, ni sobrecargas en las SETs y barras asociadas a las instalaciones del SSTD y/o SCTD actualmente remuneradas por la demanda.



Fuente: Archivo de Análisis Eléctrico. SE Carhuamayo-Shelby. Escenario: Con el Transformador 138/50 kV. Diagnóstico al año 2029.



Fuente: Archivo de Análisis Eléctrico. SE Carhuamayo- Shelby. Escenario: Sin el Transformador 138/50 kV. Diagnóstico al año 2029.

Por lo expuesto, no se aprueba lo solicitado.

6.2.3.6 Solicitud de Baja de instalaciones del SST

UNACEM, solicita la Baja tarifaria de los Elementos SSTD correspondiente a la "LT 138 kV Caripa – Condorcocha y sus tres (03) celdas de línea en 138 kV a SET Oroya / SET Condorcocha y SET Carhuamayo" (celdas ubicadas en la SET Caripa); debido a que la demanda regulada conectada en la SET Condorcocha será desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación mediante la ejecución del proyecto "Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu" y la Baja de la "LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km)", aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025.

Al respecto, UNACEM no ha realizado la verificación que demuestre que las Bajas solicitadas - *en caso se retiren de operación* - no afectarán las instalaciones del SSTD y/o SCTD, no obstante, se ha verificado mediante análisis eléctrico que retirando de operación los Elementos solicitados, no afectarían a la demanda (de tipo regulada y libre).

En consecuencia, se aprueba lo solicitado para el año 2025.

6.2.4 Resultados del Plan de Inversiones 2025-2029

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

Como resultado del análisis realizado por Osinergmin, en el Anexo F 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 F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.

Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:

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

6.2.4.2 Programación de Bajas

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

Al respecto, en el caso del Área de Demanda 5, las Bajas programadas durante el periodo 2025-2029, se listan en el Anexo F del presente Informe.

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 5, que se requiere implementar en el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.5
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 5
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)/Capacidad de compensación (MVar)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 5	3 676 084	-	60	11
ELECTROCENTRO	3 081 506	-	60	9
AT				
Celda	1 076 929	-	-	4
Línea	-	-	-	-
Transformador	1 767 747	-	60	2
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	231 914	-	-	3
Banco	-	-	-	-
STATKRAFT	594 578	-	-	2
AT				
Celda	228 400	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	366 178	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-
UNACEM	-	-	-	-
AT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MAT				
Celda	-	-	-	-
Línea	-	-	-	-
Transformador	-	-	-	-
MT				
Celda	-	-	-	-
Banco	-	-	-	-

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

6.2.5 Solicitud de retiro de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021 - 2025, que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo a lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de Osinermin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

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

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS⁹, 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 corresponderá, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Finalmente, de la revisión de la PROPUESTA INICIAL por parte de los Titulares del Área de Demanda 5 - *que presentaron su ESTUDIO dentro del plazo correspondiente a la etapa del proceso* – NO se ha encontrado ninguna propuesta de solicitud que haya motivado la necesidad de retirar instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021 - 2025.

⁸ (...)

"Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

⁹

5.8.5.- La aplicación del Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de SST y SCT, quedará sujeta al resultado de la revisión y pronunciamiento de OSINERMIN al que se refiere el numeral VII) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, respecto de la eliminación de proyectos o reprogramación del inicio de su implementación, que se formulen ya sea en una solicitud de modificación del Plan de Inversiones o en una propuesta del mismo para el siguiente Período Tarifario. En caso sea negativo el pronunciamiento de OSINERMIN, se mantendrá el plazo original establecido para la implementación de dichos proyectos.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinerghmin a los ESTUDIOS presentados por ELECTROCENTRO y STATKRAFT se concluye lo siguiente:

- a) Osinerghmin ha obtenido el valor de 2,5% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica (a nivel MT y AT, sin considerar clientes libres en AT) para el Área de Demanda 5 que resulta ser menor que el 3,0% presentado por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, para el periodo 2022 – 2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión asciende al monto de USD 3 676 085 – *según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe* – que representa una reducción de -95% y -81%, respecto al monto de inversión solicitada en el AD 5 presentada en la PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL respectivamente, para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 5, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029.
- d) Finalmente, se precisa que las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

[sbuenalaya]

/ncha

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** Metodología y determinación de transformadores de reserva.
- Anexo D** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de los TITULARES.
- Anexo E** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin.
- Anexo F** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin.
- Anexo G** 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 ELECTROCENTRO

OBSERVACIONES GENERALES

1. El ESTUDIO presentado por ELECTROCENTRO carece de sustento técnico-económico y de información complementaria relevante para verificar y justificar las necesidades de los proyectos y/o Elementos solicitados dentro del planeamiento del PI 2025-2029, puesto que se advierte la presentación de información de manera incompleta y no actualizada de los sistemas eléctricos del Área de Demanda (“AD 5”) para el análisis eléctrico dentro del periodo del PI 2025-2029. Al respecto, se solicita complementar, actualizar y/o corregir la información que permita al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin” o “Regulador”) verificar, analizar y evaluar la propuesta íntegra sobre las necesidades y alternativas técnicas-económicas para los sistemas eléctricos que conforman el AD 5.

Respuesta

Se adjunta el informe actualizado de la propuesta final con la absolución de observaciones.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROCENTRO, se verifica que ha levantado la observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se ha procedido a actualizar el informe conforme a las sugerencias y observaciones realizadas por OSINERGMIN, además se adjunta la información adicional de sustento del pedido de los elementos que se viene solicitando por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROCENTRO, se verifica que ha levantado en parte la observación; se observan Elementos por antigüedad que no han sido sustentados, por ejemplo, entre otras, en la SET Shelvy, Goyllarizquisga, etc.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

Respuesta

Se procedió a la actualización del resumen ejecutivo, en el cual se detalla los proyectos solicitados por demanda, antigüedad, redundancia N-1 y otros, los cuales son los siguientes:

1. DETERMINACION DE NUEVOS ELEMENTOS POR DEMANDA

1.1. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA ELECTRICO DE HUANCVELICA

- 01 transformador de 15MVA, 60/22.9/10KV para la SET Friaspata.
- 01 celda de transformador en 60KV para la SET Friaspata.
- 01 celda de transformador en 23KV para la SET Friaspata.
- 01 celda de transformador en 10KV para la SET Friaspata.
- 01 celda de medición en 23KV para la SET Friaspata.

1.2. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA HUANCAYO, VALLE DEL MANTARO 1, 2, 3 Y 4 Y VALLE DEL MANTARO 3, 4 SER

- 01 transformador de 15MVA, 60/22.9/13.2KV para la SET Concepción.
- 01 celda de transformador en 23KV para la SET Concepción.
- 01 celda de alimentador en 23KV para la SET Concepción.
- 01 celda de medición en 23KV para la SET Concepción.
- 01 transformador de 15MVA, 60/13,2/10KV para la SET JAUJA.

1.3. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA PASCO Y PASCO RURAL

- Rotación del transformador de 7/7/3 MVA 60/13,2/10kV de la SET JUJA para la SET SHELVEY.

2. DETERMINACION DE NUEVOS ELEMENTOS POR ANTIGUEDAD

2.1. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA AYACUCHO, HUANTA CIUDAD, SAN FRANCISCO, AYACUCHO RURAL, CANGALLO - LLUSITA, HUANTA RURAL, AYACUCHO RURAL SER, CANGALLO - LLUSITA SER Y HUANTA RURAL SER

- 01 celda línea-transformador en 60KV para la SET HUANTA.
- 01 celda de alimentador en 10KV para la SET HUANTA.
- 01 celda de línea - transformador en 60KV para la SET CANGALLO.
- 01 celda de línea en 60KV para la SET COBRIZA.

2.2. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA HUANCAYO, VALLE DEL MANTARO 1, 2, 3 Y 4 Y VALLE DEL MANTARO 3, 4 SER

- 01 celda de línea en 60KV para la SET CONCEPCION.
- 01 celda de transformador en 60KV para la SET CONCEPCION.
- 01 celda de transformador en 13,2KV para la SET CONCEPCION.
- 01 celda de línea en 33KV para la SET HUARISCA.
- 01 celda de transformador en 33KV para la SET HUARISCA.
- 01 celda de transformador en 10KV para la SET HUARISCA.
- 02 celdas de alimentador en 10KV para la SET HUARISCA.
- 01 celda de línea en 60KV para la SET PARQUE INDUSTRIAL
- 01 celda de transformador en 60KV para la SET PARQUE INDUSTRIAL

2.3. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA PASCO Y PASCO RURAL

- 01 celda de alimentador en 10KV para la SET SHELVEY.
- 01 celda de alimentador en 22,9KV para la SET GOYLLARISQUIZGA.
- 01 celda de línea-Transformador en 60KV para la SET CARHUAMAYO
- 01 celda de transformador en 13,2KV para la SET CARHUAMAYO

3. DETERMINACION DE NUEVOS ELEMENTOS POR CONFIABILIDAD

3.1. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA HUANCAYO, VALLE DEL MANTARO 1, 2, 3 Y 4 Y VALLE DEL MANTARO 3, 4 SER

- 01 transformador de 30MVA de 60/22,9/10KV para la SET SALESIANOS
- 01 transformador de reserva de 30MVA de 60/22,9/10KV ubicada en la SET SALESIANOS para la ciudad de Huancayo

- LT 60 KV Orcotuna - Chupaca

3.2. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA SELVA CENTRAL

- INTERCONEXION DEL SISTEMA SELVA CENTRAL A TRAVES DE UNA NUEVA LINEA EN 138KV CH RENOVANDES -YURINAKI

Además, se ha incluido cuadros resumen de elementos a darse de baja y transformadores que serán rotados.

BAJAS PROGRAMADAS (PIT 2025-2029)

Año	Nombre Elemento
	SET AT/MT "Concepción"
2026	Celda de LI 60 kV
2026	Celda de TR 60 kV
2026	Celda de TR 13,2 kV
	SET AT/MT "Huanta"
2026	Celda Línea - transformador 60 kV
2026	Celda de alimentador 10 kV
	SET AT/MT "Cangallo"
2029	Celda Línea - transformador 60 kV
	SET AT/MT "Cobriza"
2026	Celda línea 60 Kv
	SET AT/MT "Goyllarisquizga"
2026	Celda de AL23 kV
	SET AT/MT "Carhuamayo"
2026	Celda de LT60 kV
2026	Celda de TR13,2 kV
	SET AT/MT "SHELVY"
2025	Celda de AL 10 kV
2025	TP 50/10 kV -0.6 MVA
	SET AT/MT "Parque industrial"
2026	Celda línea 60 kV
2026	Celda Transformador 60 kV
	SET AT/MT "Salesianos"
2025	Trasformador 60/10kV - 14/17.5 MVA

ROTACION DE TRANSFORMADORES (PIT 2025-2029)

Año	Nombre Elemento
	SET AT/MT "Concepción"
2026	Se rotará el transformador de 10MVA a la SET CHUPACA
	SET AT/MT "Jauja"
2027	Se rotará el transformador de 7MVA a la SET SHELVY

Análisis de Osinergmin

De la revisión de la Información que forma parte de la PROPUESTA FINAL presentada por ELECTROCENTRO, se verifica que ha levantado la observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se realizó los análisis de diferentes alternativas de solución para los siguientes proyectos:

- LT 60 KV Orcotuna - Chupaca

Se solicita la interconexión de la LT 60KV Orcotuna-Chupaca a través de una línea de 9.9km con una sección de conductor de 240mm², con los cuales se tendrá un anillo interconectado para todo el valle de Mantaro en 60KV, Para ello se ha planteado las siguientes alternativas:

- A. Alternativa 01: Línea 60kV Orcotuna - Chupaca
Esta alternativa consiste en la instalación de 9.9km de línea en 60kV con conductor AAAC de 240mm².
- B. Alternativa 02: Línea 60kV Parque Industrial - Chupaca
Esta alternativa consiste en la instalación de 5.63km de línea en 60kV, el cual estará dividido en 02 tramos, un tramo subterráneo de 2.63km con conductor de cobre de 300mm² y un tramo de 3.0km conductor AAAC de 240mm².

3.3. ELEMENTOS NUEVOS PARA EL SISTEMA SELVA CENTRAL

- INTERCONEXION DEL SISTEMA SELVA CENTRAL A TRAVES DE UNA NUEVA LINEA EN 138KV CH RENOVANDES -YURINAKI

Para ello se ha planteado las siguientes alternativas:

- A. Alternativa 01: Línea 138kV Renovandes - Yurinaki
Esta alternativa contempla una línea en 138KV con conductor de 240mm² en una longitud de 23,4km desde la CH RENOVANDES hacia YURINAKI para lo cual se instalará una nueva SET YURINAKI, con un transformador de 30MVA 138/60/22,9KV; se realizará una derivación en PI a la línea que va desde la SET VILLA RICA hacia la SET PICHANAKI

B. Alternativa 02: Línea 220kV Chimay - Yurinaki

Esta alternativa contempla una línea en 220KV con conductor de 600 MCM en una longitud de 60km desde la CH CHIMAY hacia YURINAKI para lo cual se instalará una nueva SET YURINAKI, con un transformador de 30MVA 220/60/22,9KV; se realizará una derivación en PI a la línea que va desde la SET VILLA RICA hacia la SET PICHANAKI

Análisis de Osinermin

Se verifica que ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL ha realizado el análisis de alternativas de dos proyectos (02) con la finalidad de sustentar la alternativa técnica-económica de mínimo costo que resuelve el problema de confiabilidad "N-1" en el sistema eléctrico de Selva Central.

No obstante, se verifica inconsistencias en el modelamiento de las alternativas propuestas en el archivo .PFD para el análisis eléctrico, debido a que no guardan coherencia con lo presentado en su ESTUDIO; por ejemplo para las alternativas que presenta: "Alternativa 01: Línea 60kV Orcotuna – Chupaca" y "Alternativa 02: Línea 60kV Parque Industrial - Chupaca", el transformador 60/13.2 kV de 10/13 MVA que se plantea rotar de la SET Concepción se modela erróneamente con una potencia de 15 MVA.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

Respuesta

Se actualizó el informe conforme a las sugerencias y observaciones realizadas por OSINERGMIN, además se han retirado proyectos que se solucionarían inicialmente a nivel de distribución tales como:

- NUEVA SET HUAMANCACA
- NUEVA SET CODO POZUZO
- NUEVA SET SANTA ROSA

Análisis de Osinermin

Se verifica que ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL ha retirado proyectos de transmisión asociados a Nuevas Subestaciones en 60 kV debido a que argumenta que a nivel distribución se solucionan las problemáticas identificadas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

6. ELECTROCENTRO ha presentado una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del

año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el 2054.

Respuesta

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

Así mismo se modifica y rectifica los valores de los formatos F-100.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 se verifica que la proyección de demanda está hasta el año 2054, conforme a lo indicado en la presente observación

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se revisó, actualizo y corrigió donde corresponde las variables explicativas para la proyección de las ventas, con mayor detalle se aclara esta observación en la respuesta a la observación 16, respuesta a la observación 17 respuesta a la observación 18, respuesta a la observación 19 y respuesta a la observación 20.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se advierte que para el cálculo de las variables explicativas del AD 5 para el año 2022, ELECTROCENTRO considera al departamento de Amazonas lo cual es incorrecto. No se presenta el sustento de dicha inclusión. Por tanto, el cálculo efectuado por ELECTROCENTRO sería inconsistente.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

8. ELECTROCENTRO 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 los datos atípicos.

Respuesta

Se adjunta y completa los registros cada 15 minutos en la hoja Registros del formato F-100.

Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 se verifica que los registros de mediciones presentados por ELECTROCENTRO son los mismos que la PROPUESTA INICIAL. Asimismo, ELECTROCENTRO no presenta ni precisa los criterios o metodología adoptados para la depuración de los datos atípicos u otras consideraciones empleadas.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

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

Análisis de Osinermin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL se observa en la evaluación de la Demanda Incorporada que no se cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas solo se adjuntó la factibilidad emitida por ELECTROCENTRO sin presentar el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

10. Sobre los años de Puesta en Operación Comercial ("POC") de los proyectos y/o Elementos solicitados por ELECTROCENTRO para el AD 5, se solicita que ELECTROCENTRO comente - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos que sustenten por qué no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En este punto, ELECTROCENTRO debe tener en cuenta que, el año máximo de implementación corresponde al 2029.

Respuesta

Respecto a los años de POC presentados para la ejecución de los proyectos solicitados en el presente PIT 2025-2029, estos han sido considerados como años prudentes en el

cual ELECTROCENTRO S.A. ejecutara estos sin retraso alguno, por lo cual no requieren ser cambiados de fecha de POC.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELETROCENTRO mantiene su posición de considerar los años solicitados como POC prevista para el planeamiento del AD 5, argumentando que ejecutará dichos proyectos sin retraso alguno.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

11. El archivo de flujo de potencia Digsilent (“BD SEIN-GRT - AD05.pfd”) – que sustenta el análisis eléctrico de los proyectos y evaluación de alternativas propuestos en el PI 2025-2029 – debe tener coherencia con toda la información presentada en el ESTUDIO. Asimismo, la información de cada proyecto propuesto debe de modelarse en el año en el cual se identifica la necesidad para el sistema eléctrico. En ese sentido, se verifica que ELECTROCENTRO no presenta ningún esquema de flujo de carga (formato F-212) que evidencie el análisis de las alternativas planteadas en su ESTUDIO, además, el archivo “BD SEIN-GRT - AD05.pfd” está incompleto y con información que no corresponde a lo señalado en el informe del ESTUDIO. Al respecto, se solicita a ELECTROCENTRO completar la información faltante, actualizar y/o corregir donde corresponda, de tal manera que los proyectos propuestos, análisis de alternativas y toda la información presentada en su ESTUDIO coincida con el archivo de flujo.

Respuesta

Se adjunta el archivo PFD de las simulaciones de los flujos, en el cual se actualizo los diagramas unifilares de alternativas de solución de los proyectos presentados, los resultados y el archivo PFD se ubican en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Asimismo, se completó el formato F-212 con los diagramas unifilares correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELETROCENTRO actualizó y corrigió lo solicitado, no obstante como se indicó en la observación 4 se ha identificado inconsistencias en el modelamiento de las propuestas indicadas en su ESTUDIO, además se ha verificado que algunas propuestas no han sido modeladas en el archivo .PFD, como es el caso de los transformadores que solicitan en su ESTUIDO para las subestaciones Friaspata, Jauja, Concepción y Shelby.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

Respuesta

Respecto al análisis de nuevos elementos para ELECTROCENTRO S.A. estos han sido analizados dentro del periodo de proyección de 10 años, tal es el caso de nuevos alimentadores, sobrecarga de Transformadores, así como la cargabilidad de conductores de LT, es así que se detectó proyectos como nuevos TP a instalar en OXAPAMPA, PICHANAKI y BANCOS DE CONDENSADORES de acuerdo a las simulaciones de flujos realizados y el formato F-203 análisis de demanda y capacidad de transformación.

Análisis de Osinermin

Se verifica que ELECTROCENTRO ha realizado lo solicitado.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se adjunta los formatos F-000 (F-001, F-002 y F-003) y el diagrama unifilar actualizado al año 2023 del AD 05 de las instalaciones que pertenece a ELECTROCENTRO S.A.

Esta información se encuentra en la carpeta Formato F-000 del ANEXO 01 FORMATOS.

Análisis de Osinermin

De la información enviada por ELECTROCENTRO se verifica que se ha adjuntado como parte de su PROPUESTA FINAL los formatos F-001, F-002 y F-003.

Sin embargo, se ha identificado que la información presentada en el formato F-000, está incompleta en relación a lo modelado en los archivos de flujo.

Respecto al formato F-200, se verifica que los formatos F-207 y F-208 se encuentran incompletos

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

Respuesta

Se presenta los diagramas de carga en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA en formato pdf.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se advierte que no ha presentado la carpeta de MAPAS DE DENSIDAD. Por tanto, la observación no ha sido subsanada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

15. Se solicita que ELECTROCENTRO presente en formato "Google Earth" (Kml), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 5, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

[Respuesta](#)

[Se adjunta en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER los correspondientes archivos kml con las LT y SETs existentes y las alternativas de solución propuestos.](#)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO adjunta un archivo .kml con las alternativas de los 02 nuevos proyectos solicitados para el sistema eléctrico Selva Central y Huancayo-Valle del Mantaro.

No obstante, no se ha sustentado sobre los problemas de DMS y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de los proyectos solicitados.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

16. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD 5 para el año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que ELECTROCENTRO no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada en la obtención de los PBI de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Cabe señalar que en el archivo "PBI Departamental.xlsx" se ha presentado valores únicamente hasta el año 2021. Asimismo, se ha observado que los porcentajes de repartición de ventas de energía por departamento no corresponde a los reportados en la base de Datos del SICOM.

Al respecto, ELECTROCENTRO debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 5 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.

Asimismo, 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>

Así también se ha verificado que los valores de PBI nacional presentados en el formato F-104 del periodo 2015-2021 no son los valores aprobados por el PI 2021-2025 ni en su correspondiente modificatoria.

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

Una vez que se proyecte nuevamente el PBI nacional, ELECTROCENTRO debe analizar si dicha variable se comporta como una variable explicativa en la proyección del PBI del AD 5 y presentar en el workfile la ecuación de esa proyección, y las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se corrigió el PBI histórico nacional guiándose de la modificatoria, así mismo se obtiene la data del PBI departamental del año 2022 del enlace <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se tiene la descarga en el archivo sustento en el archivo PBI.xls

En cuanto al PBI que se usara entre los años 2023-2025 se hace uso de la Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) el cual se encuentra en la carpeta sustento y el archivo expectativas-pbi.xlsx:

Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores históricos presentados en el formato F-104 del periodo 2015-2021 son los valores considerados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

Por otro lado, se observa que para el cálculo de la variable PBI 2022 del Área de Demanda 5, ELECTROCENTRO considera al departamento de Amazonas (ver formato F-104 de la PROPUESTA FINAL). Al respecto, no se presenta sustento de dicha inclusión. Con lo que el cálculo efectuado por ELECTROCENTRO no sería el correcto.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

17. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del año 2022 no coincide con el de la base de datos del SICOM 2022. Por lo que ELECTROCENTRO debe corregir dicho valor de manera que sea coherente con la base de datos referida.

Respuesta

Se realizó la verificación de los datos referentes a clientes con la descarga del último SICOM 2022 que se encuentra en el portal de OSINERGMIN.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se observa que el valor de la variable Clientes del año 2022 considerado por ELECTROCENTRO (973 451) no corresponde al obtenido de la base de datos del SICOM 2022 (972 616).

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

18. Variable Población

Respecto a la variable Población, si bien en el ESTUDIO ELECTROCENTRO menciona que la información ha sido calculada a partir de los datos del INEI (Boletín Demográfico N° 39); no se verifica de cómo ha llevado a cabo las proyecciones al año 2054; ya que dicho Boletín solo presenta proyecciones hasta el año 2030.

Al respecto, ELECTROCENTRO debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD 5 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 departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 5.

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

Respuesta

Se obtiene la población a partir de las ventas registradas por cada departamento, donde los datos fueron obtenidos del siguiente enlace: <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>

Del cual se descargó el archivo y se incorporó en la carpeta sustento con el archivo Población proyectado.xls; para los siguientes años se utilizó la población nacional proyectado y el mismo porcentaje para proyectar la población del área de la demanda 05, cabe recordar que este mismo modelo se usó en la modificatoria y PIT anterior.

Análisis de Osinerghin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se observa que para el cálculo de la variable Población 2022 del Área de Demanda 5 se considera al departamento de Amazonas (Ver formato F-104 de la PROPUESTA FINAL). Al respecto, no se presenta sustento de dicha inclusión. Con lo que el cálculo efectuado por ELECTROCENTRO no sería el correcto.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

19. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD 5 del año 2022 se ha construido sobre valores del IPC que han sido estimados y que no corresponden a la fuente citada (INEI). Asimismo, se observa que ELECTROCENTRO ha presentado el archivo "Índice General de Precios al Consumidor.xlsx"; en el que solo presenta información de IPC departamental hasta el año 2016. Por lo anterior, el valor de la Tarifa Real del AD 5 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado. Al respecto, se debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizado.

Respuesta

Se obtiene el IPC de la página web: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>

En el cual se encuentra Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2009 que tiene los valores hasta el 2021 y otro del Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2021 del cual se obtiene el valor del 2022 por ello se obtiene un estimado del 2021 diciembre como valor 100 y con respecto a ese valor se determina el estimado a diciembre del 2022 para obtener la tarifa Real, esto permite obtener valores de tarifas coherentes.

Análisis de Osinerghin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se observa que para el cálculo del IPC 2022 del Área de Demanda 5 se considera al departamento de Amazonas. (Ver formato F-104 de la PROPUESTA FINAL). Al respecto, no se presenta sustento de dicha inclusión. Con lo que el cálculo efectuado por ELECTROCENTRO no sería el correcto.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

20. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que el valor de las ventas de energía de los usuarios regulados del año 2022 para el AD 5 consignado por ELECTROCENTRO no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Al respecto, se debe corregir dicho valor considerando lo indicado.

Adicionalmente, en el formato F-105, se observa que, los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD 5 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinermin N° 081-2021-OS/CD mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, a que se refieren los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

Respuesta

Se realizó la verificación de los datos referentes a ventas con la descarga del último SICOM 2022 que se encuentra en el portal de OSINERGMIN

El cual se muestra en el siguiente cuadro:

AREA DE DEMANDA: 5					
AÑO	Mercado Regulado MT+BT				TOTAL VENTAS
	MAT	AT	MT(1)	BT(1)	
1996	0.00	0.00	49,893.65	193,046.79	242,940.44
1997	0.00	0.00	53,329.31	202,065.20	255,394.51
1998	0.00	0.00	50,787.25	219,086.95	269,874.20
1999	0.00	0.00	43,851.64	233,735.96	277,587.60
2000	0.00	0.00	49,754.13	239,587.35	289,341.48
2001	0.00	0.00	50,169.24	249,114.08	299,283.32
2002	0.00	0.00	50,119.74	261,710.41	311,830.15
2003	0.00	0.00	47,139.75	273,831.36	320,971.11
2004	0.00	22.39	55,495.56	297,610.42	353,128.37
2005	0.00	9,073.86	66,337.21	322,074.08	397,485.16
2006	0.00	18,118.18	81,392.67	346,028.85	445,539.71
2007	0.00	25,068.84	94,243.65	378,216.14	497,528.63
2008	0.00	14,837.94	89,585.13	409,125.30	513,548.36
2009	0.00	1,310.37	101,912.94	431,114.57	534,337.87
2010	0.00	4,952.97	105,207.54	462,382.99	572,543.50
2011	294.02	6,839.21	104,487.39	496,863.98	608,484.60
2012	1,871.86	5,725.90	116,030.42	523,625.11	647,253.28

2013	2,169.58	5,140.08	131,858.00	566,587.58	705,755.24
2014	1,975.94	1,190.34	136,145.06	588,568.87	727,880.21
2015	2,049.21	12.79	140,917.01	617,534.03	760,513.03
2016	2,114.19	136.68	141,015.14	646,226.86	789,492.87
2017	1,876.62	165.24	126,049.05	679,298.22	807,389.13
2018	1,943.10	147.68	126,303.33	717,232.22	845,626.32
2019	1,898.93	87.64	125,961.77	744,061.07	872,009.42
2020	723.04	69.00	122,993.71	744,366.77	868,152.51
2021	1,310.50	103.90	137,745.72	803,244.63	942,404.75
2022	1,749.87	138.19	135,654.93	828,842.65	966,385.65

Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se observa que los valores considerados de ventas de energía en MT y BT para el año 2022 no coinciden con lo reportado en la Base de Datos de SICOM 2022. Asimismo, no se presenta el sustento del cálculo de las ventas de energía obtenidas por sistema eléctrico.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

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

En el formato F-106 se observa que el valor del estadístico F del modelo tendencial lineal no es el que se consigna en la ecuación del modelo tendencial lineal según el workfile "AD05.wf1". Por lo tanto, ELECTROCENTRO debe corregir dicha información de manera que todos los documentos que forman parte del ESTUDIO guarden coherencia.

En relación al ajuste final, ELECTROCENTRO 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, ELECTROCENTRO debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 5. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025 y de su correspondiente proceso de modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

[Respuesta](#)

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

Asimismo, se actualizaron los valores en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los valores del estadístico “t” del modelo tendencial lineal consignados en el formato F-106 son los que se consignan en el workfile “ad05_electrocentro (1).wf1” presentado.

Asimismo, en relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados en la presente observación. No obstante, con fines de suavizar la curva se debió considerar la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054 (3,01%) en lugar de la tasa considerada para el periodo 2022-2023 (1,57%).

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

22. Factores de expansión de pérdidas utilizados

ELECTROCENTRO no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión, debiendo hacerlo en la absolución de estas observaciones. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD, según corresponda.

Respuesta

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

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha utilizado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las resoluciones indicadas como parte de la observación. No obstante, para la etapa de Pre-Publicación ya se cuenta con la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, con una vigencia desde el 01/11/2023 al 31/10/2027. En ese sentido, corresponde tomar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

23. Registros de mediciones de cada 15 minutos

ELECTROCENTRO no ha presentado la totalidad de registros históricos de mediciones del Año Representativo 2022 correspondiente a cada devanado de transformador de cada subestación, según lo estipulado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, no se ha presentado los registros de las barras CANGALLO 22,9 kV; HUANTA 10 kV; HUANTA 22,9 kV; MACHAHUAY 22,9 kV.

Asimismo, en el ESTUDIO no se ha evidenciado registros de mediciones de las barras COBRIZA II 10 kV; HUANCAVELICA NORTE 22,9 kV; RUMICHACA 22,9 kV; CHUICON 7 kV; EL TAMBO 7 kV; LA LIBERTAD 7 kV; MATAPA 13,2 kV; NUEVA MOROCOCHA 22,9 kV; TOCACHE 22,9 kV. Al respecto, ELECTROCENTRO debe indicar el motivo por el cual no se ha incluido esos registros.

Dicho ello, ELECTROCENTRO 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 N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, debe de mencionarse los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

Se actualizó y completó el formato F-103 con los registros de mediciones cada 15 minutos de las barras faltantes de los sistemas eléctricos que pertenecen a ELECTROCENTRO en el AD 05, el cual se encuentra en la hoja Registros del archivo F-100_AD05_2023_v3.

Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 se verifica que los registros de mediciones presentados por ELECTROCENTRO son los mismos que los de la PROPUESTA INICIAL. No indica el motivo por el cual no se ha incluido los registros de mediciones faltantes.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

24. Sobre los Formatos F-100

ELECTROCENTRO, en el formato F-120 (SET), ha presentado un error de vinculación en los valores provenientes del formato F-110 (SET). Por ejemplo, para el año 2023 se observa que se están sumando los valores del formato F-110 (SET) de la columna “G”, que son del año 2024 y no de 2023. Por lo que, ELECTROCENTRO, en el formato F-120 (SET), debe corregir la vinculación de los valores provenientes del formato F-110 (SET) desde el año 2023.

Figura 1

Archivo Inicio Insertar Disposición de página Fórmulas Datos Revisar Vista Programador Mis Macros Ayuda

F9 =SUMAR.SI(F-116 (SET)!\$C:\$C;F-120 (SET)!\$C9;F-116 (SET)!\$G:G;F-110 (SET)!\$C:\$C;F-120 (SET)!\$C9;F-110 (SET)!\$G:G)

OSINERGHMIN

RESUMEN DE LA PROYECCIÓN DE LA POTENCIA NO COINCIDENTE (MW)

SISTEMA	SUBESTACIÓN	BARRA	Tensión (kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	POTENCIA
				Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho	CANGALLO	CANGA023	23	3.05	3.22	4.74	4.85	4.93	5.01	5.09	5.17	5.25	5.34	5.43	5.52	5.61
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho	SAN FRANCISCO	SFRAN023	23	8.02	8.47	10.17	10.47	10.67	10.88	11.09	11.31	11.53	11.76	11.99	12.23	12.47	12.72	12.98	13.24	
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho	AYACUCHO	AYACU010	10	18.71	19.75	21.43	22.11	22.58	23.06	23.55	24.06	24.57	25.10	25.63	26.18	26.74	27.32	27.91	28.51	
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho	AYACUCHO	AYACU023	22.9	4.32	4.57	5.93	6.09	6.20	6.31	6.43	6.55	6.67	6.79	6.91	7.04	7.17	7.31	7.45	7.59	

Fuente: Formato F-100 de la propuesta de ELECTROCENTRO.

Respuesta

Se verificó y actualizó las fórmulas de vinculas de los formatos F-120 (SET) y F-110 (SET) en los formatos F-100 del AD 05.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, en el formato F-120 (SET) se verifica la corrección correspondiente.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

25. Clientes libres existentes

En el formato F-113, se ha observado una lista de clientes libres que no habría sido obtenida de la base de datos del SICLI 2022. Asimismo, ELECTROCENTRO debe considerar que el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

Respuesta

Se actualizó la lista de clientes libres a partir de la lista del SICLI 2022 y sus respectivos consumos, los cuales se pueden observar en el formato F-113.

Análisis de Osinerghmin

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

Por otro lado, se observa que, para el cliente libre SIERRA POLI en la SET Azulcocha 69 kV, ELECTROCENTRO considera un incremento de carga de aproximadamente 22 MW, sin incluir la documentación que la sustente.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

26. 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.”

ELECTROCENTRO, en los formatos F-100 ha incluido un total de 47 nuevas demandas que luego lo agrega en su proyección de demanda, sin haber presentado el sustento de la mayoría de ellas. Por tanto, ELECTROCENTRO 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 Osinerghmin.

De otro lado, en relación a las nuevas demandas identificadas en la región de Huancavelica, ELECTROCENTRO ha presentado como sustento una comunicación vía correo electrónico de fecha 26/04/2023 en la cual se menciona que en Julio 2023 los nuevos clientes libres estarían presentando las solicitudes formales. Al respecto, se requiere que se adjunte toda la documentación necesaria que sustente el requerimiento de esos nuevos suministros, a fin de poder evaluar las nuevas demandas identificadas en el periodo de análisis.

Respuesta

Se presenta la documentación solicitada para el sustento de incorporación de nuevas cargas, los cuales se puede apreciar en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA carpeta FACTIBILIDADES, la lista de cargas adicionales se muestra a continuación:

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	Máxima Demanda (MW)
SAN FRANCISCO	SFRAN023	Palacio Municipal de Pichari - San Francisco	23	0.26
FRIASPATA	FRIAS010	Hospital Regional MINSA	10	1.60
PAMPAS	PAMPA023	Planta Procesadora Empresa Minera TACAMA SAC	23	0.60
GOYLLARISQUIZGA	GOYLL013	Hospital de Yanahuanca	13	0.80
HUAYUCACHI	HUAYU010	Inversiones Aguilar y Ortiz	10	0.14
CHUPACA	CHUPA013	Hospital Pedro Sánchez	13	0.25
HUANTA	HUANT010	LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE TARA AGROMAX, EN EL SECTOR DE MAYNAY, DISTRITO Y PROVINCIA DE HUANTA, REGIÓN AYACUCHO	10	0.35
AYACUCHO	AYACU023	Mejoramiento y Ampliación del Servicio de Energía Eléctrica Mediante Sistema Convencional en 04 Localidades del Distrito de Pacaycasa - Provincia Huamanga - Departamento Ayacucho	23	0.26
AYACUCHO	AYACU010	MEJORAMIENTO DE LA CAPACIDAD RESOLUTIVA DEL CENTRO DE SALUD BELEN, DISTRITO DE AYACUCHO, PROVINCIA DE HUAMANGA - AYACUCHO	10	0.33
CANGALLO	CANGA023	MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS EDUCATIVOS DEL INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO FEDERICO GONZALES CABEZUDODISTRITO DE SANCOS-PROVINCIA DE HUANCA SANCOS- DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	23	0.28

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	Máxima Demanda (MW)
HUANTA	HUANT010	LA CREACION DE LOS SERVICIOS BASICOS, PISTAS Y VEREDAS DE LA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE HUANTA, DISTRITO DE LURICOCHAPROVINCIA DE HUANTA-DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	23	0.41
HUANTA	HUANT010	PLANTA DE MOLIENDA IMPAO EN EL DISTRITO Y PROVINCIA DE HUANTA ,REGIÓN DE AYACUCHO	10	0.26
SAN FRANCISCO	SFRAN023	AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL DEL DISTRITO DE VILLA KINTIARINA - PROVINCIA DE LA CONVENCION - DEPARTAMENTO DE CUSCO	23	0.24
CANGALLO	CANGA023	Instalación de Subestación de Distribución para Centro de Salud Vilcas Huaman	23	0.31
AYACUCHO	AYACU010	MEJORAMIENTO DE LA CAPACIDAD RESOLUTIVA DEL CENTRO DE SALUD SANTA ELENA, MICRORED SANTA ELENA, RED HUAMANGA-AYACUCHO	10	0.24
AYACUCHO	AYACU010	MEJORAMIENTO DE LA CAPACIDAD RESOLUTIVA DEL CENTRO DE SALUD CARMEN ALTO,PRIMER NIVEL DE ATENCIÓN,DISTRITO DE CARMEN ALTOHUAMANGA-AYACUCHO	10	0.20
CANGALLO	CANGA023	ESTABLECIMIENTO DE SALUD HUANCASANCOS, DISTRITO DE SANCOS, PROVINCIA HUANCASANCOS, DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	23	0.41
HUANTA	HUANT023	PLANTA PROCESADORA DE LA EMPRESA GOLD & COOPER MINING SAC – SAN PEDRO DE CORIS, UBICADO EN EL DISTRITO DE SAN PEDRO DE CORIS, PROVINCIA CHURCAMP, DEPARTAMENTO DE HUANCATELICA	23	0.40
CANGALLO	CANGA023	AMPLIACIÓN DE POTENCIA PARA MONTEFINO S.A.C	23	0.40
HUANTA	HUANT023	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV,TRIFÁSICO PARA LA PLANTA DE BENEFICIO KILLARI,EN EL DISTRITO DE SAN PEDRO DE CORIS,PROVINCIA DE CHURCAMP,DEPARTAMENTO DE HUANCATELICA	23	0.30
AYACUCHO	AYACU010	MEJORAMIENTO DEL SERVICIO INSTITUCIONAL DE LA SEDE DE LA UNIDAD DE GESTIÓN EDUCATIVA LOCAL HUAMANGA, DISTRITO DE SAN JUAN BAUTISTA - PROVINCIA DE HUAMANGA - DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	10	0.23
SAN FRANCISCO	SFRAN023	MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL ESTABLECIMIENTO DE SALUD SAN JUAN DE KIMBIRI EN LA LOCALIDAD DE KIMBIRI, DISTRITO DE KIMBIRI, PROVINCIA DE LA CONVENCION, DEPARTAMENTO DE CUSCO	23	0.37
AYACUCHO	AYACU023	MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DE LOS SERVICIOS DE EDUCACIÓN DEL CETPRO SAN FRANCISCO TAMBO DEL DISTRITO DE TAMBO - PROVINCIA DE LA MAR - DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	23	0.38
SAN FRANCISCO	SFRAN023	MEJORAMIENTO E INSTALACIÓN DEL SISTEMA DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE 10 COMUNIDADES DE PICHARI DEL DISTRITO DE PICHARI - PROVINCIA DE LA CONVENCION - DEPARTAMENTO DE CUSCO	23	0.29
SAN FRANCISCO	SFRAN023	MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS MARGINALES DE LAS COMUNIDADES DE PUERTO MAYO, TERESA, UNIÓN VISTOSO Y LAS COMUNIDADES DE SAN ANTONIO Y MIMIRINI ALTA DEL DISTRITO DE PICHARI- LA CONVENCION- CUSCO	23	0.25
HUANTA	HUANT023	PLANTA PROCESADORA DE LA EMPRESA GOLD & COOPER MINING SAC – SAN PEDRO DE CORIS, UBICADO EN EL DISTRITO DE SAN PEDRO DE CORIS, PROVINCIA CHURCAMP, DEPARTAMENTO DE HUANCATELICA	23	0.50
AYACUCHO	AYACU023	SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION TRIFASICO PARA CAMARA CONGELADORA COINREFRIAIR DEL DISTRITO DE ANDRES AVELINO CACERES, PROVINCIA DE HUAMANGA DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	23	0.40
HUANTA	HUANT023	CREACION DE LOS SERVICIOS BASICOS, PISTAS Y VEREDAS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE HUANTA, DISTRITO DE LURICOCHA, PROVINCIA DE HUANTA, DEPARTAMENTO DE AYACUCHO	23	0.34
AYACUCHO	AYACU023	MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL SISTEMA CONVENCIONAL DE LAS LOCALIDADES DE BUENA VISTA, CAHUA, ANCHACUAY, ARCUILLA, JULCAMARCA, MANYACLLA, SAÑOCCLLA, HUACACLLA Y	23	0.22

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	Máxima Demanda (MW)
		YURACCOCHA, DISTRITO DE JULCAMARCA, PROVINCIA DE ANGARAES, REGION HUANCVELICA		
SALESIANOS	SALES010_14	CENTRO SALUD ESPECIALIZADO DE ENFERMEDADES NEUROLÓGICAS Y SALUD MENTAL, DISTRITO Y PROVINCIA DE HUANCAYO, DEPARTAMENTO DE JUNÍN	10	0.78
SHELBY	SHELB010	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN 10 KV, 3Ø, PARA EL PROYECTO MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL HOSPITAL II PASCO DE LA RED ASISTENCIAL PASCO, EN EL DISTRITO DE FUNDICIÓN DE TINYAHUARCO, PROVINCIA DE PASCO, DEPARTAMENTO DE PASCO	10	1.50
PASCO	PASCO023	MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL ESTABLECIMIENTO DE SALUD ESTRATEGICO SAN RAFAEL, DISTRITO DE SAN RAFAEL – PROVINCIA DE AMBO – DEPARTAMENTO DE HUANUCO	23	0.23
SHELBY	SHELB010	Mejoramiento de las Redes de Media y Baja Tensión del Centro Poblado Cochamarca, Distrito de Vicco, Provincia y Departamento de Pasco	10	0.23
PASCO	PASCO023	D DE SUMINISTRO Y FIJACIÓN DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO "SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 1000 KVA, 22.9KV TRIFÁSICO USO EXCLUSIVO DE LA PLANTA CONCENTRADORA YACUTINGO, EN EL DISTRITO DE YARUSYACÁN, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE PASCO	23	0.69
SALESIANOS	SALES010_14	CREACION DE LOS SERVICIOS ESPECIALIZADOS DE PEDIATRIA, DISTRITO DE PILCOMAYO, PROVINCIA DE HUANCAYO, DEPARTAMENTO DE JUNIN	10	0.80
PACHACAYO	PACHY013	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACIÓN DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 13.2 KV TRIFASICO, PARA LA PLANTA INGENIM, PREDIO UBICADO EN LA CARRETERA CENTRAL, LOCALIDAD DE YANACHACRA, DISTRITO DE CURICACA EL ROSARIO, PROVINCIA DE JAUJA, DEPARTAMENTO DE JUNIN.	13	0.24
XAUXA	XAUXA013	PARA EL PABELLON DE CIENCIAS AGRARIAS, PABELLON DE LABORATORIOS DE CIENCIAS AGRARIAS, PABELLON DE LABORATORIOS DE LA FAIIA Y LA EE.AA. EL MANTARO; EN LA SEDE DE LA UNCP, EN LA CARRETERA CENTRAL MARGEN IZQUIERDA, DISTRITO DE EL MANTARO, PROVINCIA DE JAUJA, DEPARTAMENTO DE JUNIN	13	0.25
CONCEPCION	CONCEP013	DIRECCIÓN REGIONAL DE TRANSPORTES Y COMUNICACIONES JUNIN	13	0.65
CONCEPCION	CONCEP013	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 13.2 KV TRIFASICO, PARA CALES DEL PACIFICO DE REPEBRA S.A.C	13	0.34
CONCEPCION	CONCEP013	CREACIÓN DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS EN LA CADENA PRODUCTIVA DEL SECTOR CUERO Y CALZADO ANEXO DE SAN ROQUE DE MALAYO	13	0.21
CHUPACA	CHUPA013	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DEL PUNTO DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 13.2 KV TRIFASICO, PARA SUMINISTRAR ENERGIA ELECTRICA AL CENTRO DE ESPARCIMIENTO MAYOR CHUPACA	13	0.35
CONCEPCION	CONCEP013	CREACIÓN DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS EN LA CADENA PRODUCTIVA DEL SECTOR CUERO Y CALZADO ANEXO DE SAN ROQUE DE MALAYO	13	0.34
CHUPACA	CHUPA013	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACIÓN DE PUNTO DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 13.2 KV TRIFASICO, PARA LA PLANTA DE CAMPION Y SACOS DEL CENTRO	13	0.28
CHUPACA	CHUPA013	REVALIDACION FIJACION DE PUNTO DE DISEÑO SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 13.2 KV DE USO EXCLUSIVO PARA LA SUBESTACION ELECTRICA ORCOTUNA 220/60 KV	13	0.21
CONCEPCION	CONCEP013	PLANTA DE LADRILLOS ANDINOS SAN ROQUE S.A.C.", UBICADO EN LA INTERSECCIÓN DE LAS CALLES JUNÍN Y MIGUEL GRAU, BARRIO SAN ROQUE, DISTRITO DE SAN PEDRO DE SAÑO, PROVINCIA DE HUANCAYO, DEPARTAMENTO DE JUNIN	13	0.21
XAUXA	XAUXA013	POLICLINICO ESSALUD DE JAUJA	13	0.62
XAUXA	XAUXA013	Hospital Domingo Olavegoya 1610 Kw	13	1.61
CHUPACA	CHUPA013	FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO Y FIJACION DEL PUNTO DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 13.2 KV TRIFASICO, PARA EL PROYECTO PIEDRA MONTADA	13.2	0.34

Análisis de Osinermin

Al respecto, de la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL se verifica que se ha presentado factibilidades para los años 2020, 2021, 2022 y 2023; sin embargo, esos documentos no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes solo se adjuntó la factibilidad emitida por ELECTROCENTRO sin presentar el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

De otro lado, es preciso indicar que, en la PROPUESTA FINAL, además, se presenta como documentación anexa ciertas factibilidades emitidas por ELECTROCENTRO para las cuales tampoco se verifica la documentación de sustento y que no son consideradas por ELECTROCENTRO en sus formatos F-100. Al respecto, estas cargas han sido evaluadas junto con la totalidad de cargas estén o no en el formato F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO.

Finalmente, el detalle de la evaluación de cada solicitud de Demanda Incorporada (Usuarios Libres nuevos) que no ha sido considerada en la proyección de demanda por Osinermin se encuentra en la hoja "Factibilidades ELC" del archivo de los formatos "F-100" de la PROPUESTA Osinermin.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

27. Mapas de Densidad de Carga

ELECTROCENTRO no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga. Por tanto, debe presentar todos los mapas de densidad de carga de los años "0, 1, 2, 3, 4, 15 y 25" en formatos AutoCAD y .KMZ. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km²) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120. Ello en concordancia a lo establecido en el numeral 8.1.2 del Artículo 36° de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA en la carpeta MAPAS DE DENSIDAD los archivos pdf de los mapas de densidad solicitados

Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL, se advierte que no ha presentado la carpeta MAPAS DE DENSIDAD según lo indicado por la misma empresa.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

28. Falta información general del sistema eléctrico existente

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

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

Respuesta

Se adjunta los formatos F-000 (F-001, F-002 y F-003) y el diagrama unifilar actualizado al año 2023 del AD 05 de las instalaciones que pertenece a ELECTROCENTRO S.A. Esta información se encuentra en la carpeta Formato F-000 del ANEXO 01 FORMATOS.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO presenta los Formatos F-000; sin embargo, no ha presentado la información adicional solicitada en la observación para fines del planeamiento.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

29. No se presenta el detalle de la rotación de transformadores entre las subestaciones existentes y nuevas

Se observa que ELECTROCENTRO no ha considerado la posibilidad de rotación de transformadores de una subestación a otra en el horizonte de evaluación, cuando ésta es una solución técnicamente viable, a fin de optimizar el aprovechamiento del equipamiento existente, por ejemplo, para las subestaciones Shelby, Friaspata, Concepción y Jauja, que se requieren por temas de demanda en su ESTUDIO.

Al respecto, se requiere que ELECTROCENTRO presente el esquema de rotación de transformadores entre las subestaciones nuevas y existentes, en todo el horizonte de evaluación.

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

y "Tipo de sistema (SST-SCT)".

Respuesta

Para el caso de rotación de transformadores entre las S.E. Shelby, Friaspata, Concepción y Jauja, SE presenta a continuación sus características principales de estas SE

ubicación	Nivel de tensión			Potencia			Año de fabricación
	TP	TS	TT	PP	PS	PT	
SET AT/MT CHUPACA	33	13.2		5/6.25			2002
SET AT/MT CONCEPCION	60	13.2		10/13.0		1	1995
SET AT/MT SHELBY	50	10		0.6			2001
SET AT/MT XAUXA	58	13.9	10.8	7	7	3	1982

Se observa que para la SE Shelby no es posible la rotación de transformadores, ya que las barras MT no son las mismas.

Para el caso de la SE CHUPACA si es posible la rotación del transformador de la SE CONCEPCION.

A continuación, se muestra la tabla solicitada con información del parque de transformadores de ELECTROCENTRO S.A.

Estado actual	ubicación	Nivel de tensión			Potencia			Año de fabricación	SISTEMA
		TP	TS	TT	PP	PS	PT		
operación	SET AT/MT AYACUCHO	66	22.9	10	15	4	15	1996	SST
operación	SET AT/MT CHALA NUEVA	33	13.2		1			1983	SST
operación	SET AT/MT CHANCHAMAYO	44-60	35	22.9	10/13.0	4/5.2	7/9.1	1987	SST
operación	SET AT/MT CHUPACA	33	13.2		5/6.25			2002	SST
operación	SET AT/MT COMAS	33	13.2		0.63			1995	SST
operación	SET AT/MT CONCEPCION	60	13.2		10/13.0		1	1995	SST
Reserva	SET AT/MT GOYLLARISQUIZGA	50	13.2		3			1998	SST
operación	SET AT/MT HUANCAYOCCASA	33	13.2		1			1991	SST
operación	SET AT/MT HUARISCA	33	13.2		0.5			1998	SST
operación	SET AT/MT JUNIN	50	13.2		3			1999	SST
operación	SET AT/MT MACHAHUAY	66	22.9		3			2008	SST
operación	SET AT/MT MATAPA	33	7.62		0.4			1995	SST
operación	SET AT/MT NINATAMBO	44-60	22.9	10	10	5	5	1985	SST
operación	SET AT/MT OXAPAMPA	138	60	22.9	15/20	10/13.0	8/10.0	1995	SST
operación	SET AT/MT PACHACAYO	69	13.2		1			2001	SST
operación	SET AT/MT PASCO	60	25	11	7/9.0	7	7	2007	SST
Reserva	SET AT/MT PQUE IND (ELC)	60	10		15/20			1996	SST
operación	SET AT/MT PQUE IND (ELC)	58	10		7			1982	SST
operación	SET AT/MT PQUE IND (ELC)	33	10	4.16	5/6.25	5/6.25	1.5/1.875	2009	SST
operación	SET AT/MT SALESIANOS	60	10		14/17.5			1992	SST
operación	SET AT/MT SALESIANOS	58	10		9/11.0			2005	SST
operación	SET AT/MT ANDAYCHAGUA	50	22.9		2/2.66			1997	SST
operación	SET AT/MT CARHUAMAYO	50	22.9	10	7/8.75	4/5.0	3/3.75	1998	SST
operación	SET AT/MT SHELBY	50	10		0.6			2001	SST
operación	SET AT/MT TABLACHACA	33	22.9		1.5			1994	SST
operación	SET AT/MT XAUXA	58	13.9	10.8	7	7	3	1982	SST
operación	SET AT/MT EL MACHU	33	22.9	13.2	3	1	1	2009	SCT
operación	SET AT/MT SAN FRANCISCO	62	22.9	10	4/5.0			2008	SCT
operación	SET AT/MT HUANCAYO ESTE	60	22.9	10	10/13.3	5/6.6	10/13.3	2008	SCT
operación	SET AT/MT VILLA RICA	60	22.9		5			2009	SCT
operación	SET AT/MT SATIPO	58	22.9	10	9/11.0		1	2010	SCT
operación	SET AT/MT PICHANAKI	60	22.9	13.2	9	7	2	2009	SCT
operación	SET AT/MT PUERTO BERMUDEZ	58	33	10	7/9.0	7/9.0	2.3/3	2010	SCT
operación	SET AT/MT LA UNION	60	22.9		7/9.0			2014	SCT

Estado actual	ubicación	Nivel de tensión			Potencia			Año de fabricación	SISTEMA
		TP	TS	TT	PP	PS	PT		
operación	SET MAT/AT OXAPAMPA	132	60	22.9	20/25	20/25	5/6.25	2015	SCT
operación	SET AT/MT CANGALLO	66	22.9		10/12.5	10/12.5		2014	SCT
operación	SET AT/MT AYACUCHO	66	22.9	10	25/31.25	5/6.25	22/27.5	2014	SCT
operación	SET AT/MT HUANTA	60	22.9	10	10/12.5	4/5.0	7/8.75	2014	SCT
operación	SET AT/MT PARQUE INDUSTRIAL	60	33	10	25/31.5	8/10.0	25/31.5	2016	SCT
operación	SET AT/MT PASCO	50	22.9	4.1	10/13.0		3/3.9	2016	SCT
operación	SET AT/MT HUANCAYO ESTE							2020	SCT

Además, en el ANEXO 03 se presenta el archivo Excel [características de los transformadores existentes.xls](#) en el cual se describe la situación actual de todos los transformadores de ELECTROCENTRO reconocidas y no reconocidas por la tarifa

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO ha presentado lo solicitado.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

30. Sobre el archivo de flujo de potencia (Digsilent)

ELECTROCENTRO ha enviado un archivo de flujo (Digsilent), sin embargo, no ha realizado el modelamiento de los proyectos y análisis de alternativas que solicitan en el ESTUDIO; por lo que, se solicita a ELECTROCENTRO actualizar y/o en donde corresponda, considerando las siguientes observaciones:

- La información consignada en el archivo de flujo de potencia (Digsilent) no es coherente con la información plasmada en el ESTUDIO, en los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO. Además, ELECTROCENTRO no incluye en el archivo de flujo las propuestas del ESTUDIO. Al respecto, la concesionaria debe revisar toda la información y corregir donde corresponda.
- ELECTROCENTRO no ha realizado el modelamiento de las alternativas propuestas, para el año 30. Al respecto, se requiere que se presente los análisis de flujo de potencia de cada alternativa evaluada para el horizonte de 10 años y durante los años 15, 20, 25 y 30, como indica la NORMA TARIFAS.
- El archivo pfd. no guarda correspondencia con la demanda propuesta en el formato F-121; por ejemplo, en dicho formato para SET Huancayo Este (año 2025) se consigna una demanda de 15,88 MW para la barra en 10 kV, mientras que, en el archivo pfd., se consigna una demanda de 16.25 MW (año 2025) para el caso de estudio "PLAN LC 2025 CP". Al respecto, la concesionaria debe revisar toda la información y corregir donde corresponda.

Name	In Folder	Grid	Nom.L-... kV	U, Magnit... kV	u, Magnitu... p.u.	dv/dQ.Sensitivity p.u./Mvar	General Load, Active Power MW
HESTE10	AREA_05	AREA_05	10.0	9.5	0.948	0.0000	16.2
HESTE60	AREA_05	AREA_05	60.0	58.4	0.973	0.0000	0.0

Figura 1: Demanda en SET Huancayo Este en el año 2025 modelado en archivo pfd presentado por ELECTROCENTRO

- Para el análisis de flujo de carga por Área de Demanda se debe incluir el Sistema Principal y Garantizado de Transmisión, el Programa de Obras de Generación 2019-

2023, Programa de Obras de Transmisión 2019-2023, proyectos vinculantes ITC para el AD 5 y los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (elaborado por el COES), de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Para el caso del diagnóstico y el planteamiento de las alternativas de solución de los proyectos se ha actualizado las demandas utilizadas en las simulaciones en el digsilent, además se indica que se ha realizado los flujos año en año desde el año 2025 hasta el año 2034 y luego cada 5 años hasta el año 2054

Análisis de Osinergmin

Se verifica que la demanda que se encuentra en el archivo .PFD no coincide con la demanda del formato F-121 presentado por ELECTROCENTRO tanto para el Diagnóstico y las Alternativas. Asimismo, como se indica en las observaciones 4 y 11, se han identificado inconsistencias en el modelamiento en el archivo de flujo de las propuestas que solicita Electrocentro en su ESTUDIO.

Por otro lado, se verifica que el archivo .PFD presentado por ELECTROCENTRO contiene los casos de estudio para los años 15, 20, 25 y 30 (hasta el año 2054).

Respecto al modelamiento del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 05, se ha identificado que no se ha incluido en el archivo de flujo los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (las ITC aprobadas para el Área de Demanda 05 “Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina - Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas”, “Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo”, “Enlace 138 kV Yaros - Amarilis (segundo circuito)” y “Repotenciación LT 138 kV Amarilis - Huánuco, Amarilis - Paragsha y Ampliación de SE Amarilis”).

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

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

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

Respuesta

En el siguiente cuadro se resume las fechas POC reales según los cronogramas actualizados y describiendo su estado situacional a la fecha del proyecto del PIT 2021-2025.

Item	CP	Nombre	año POC OSINERGHMIN	Año POC REAL
1	4-21-TX-0047	Implementa Celda AT/MT en SET Ingenio 23 kV	2022	Nov-25
2	4-19-TX-0030	Celda MT SET Piedra Blanca, 22.9 kV	2022	Dic-25
3	4-21-TX-0053	Celdas SET San Francisco y Bco Compensación (BC)	2021	Ago-25
4	4-21-TX-0049	Compensación SET Satipo + BC	2021	Ago-25
5	4-19-TX-0031	Celda MT SET CH Renovandes, 22.9 kV	2022	Oct-25
6	4-21-TX-0050	Celdas en SETs Huancayo	2022	Oct-25
7	4-21-TX-0052	Línea Ninatambo 44 a 60 kV - Puntayacu, celdas asociadas	2023	Set-25
8	4-19-TX-0016	Nueva SET 60/22.9/10 kV, 25 MVA Huamanga Sur	2025	Ago-26
9	4-21-TX-0048	Implementa trafo 2 MVA SET Huarisca 33/10 kV	2024	Set-25
10	4-20-TX-0034	Celdas en SETs Ayacucho	2023 / 2024	Jun-26
11		Línea Transmisión Runatullo - Satipo y celdas	2025	Nov-26

A. Implementación Celda AT/MY en SET Ingenio 23. kV:

Proyecto a la fecha se encuentra en el estudio de Pre-Inversión, con fecha de POC prevista para el 15/11/2025, según el cronograma detallado en el documento: 1. Cronograma Celdas SET Ingenio.

B. Celda MT SET Piedra Blanca, 22.9 kV:

Se ha otorgado la buena pro del proyecto el 22/08/2023 para desarrollar el estudio de Pre-Inversión y el Expediente Técnico de Obra, con fecha de POC prevista para el 14/12/2025, según el cronograma detallado en el documento: 2. Cronograma_Celdas SET Piedra Blanca.

C. Celdas SET San Francisco y Bco Compensación (BC):

El proyecto se encuentra en la OEC, para ser convocados para el desarrollo de la IOARR y el ETO del proyecto, cuya fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 05/08/2025, según el cronograma detallado en el documento: 3. Cronograma Celdas de compensación San Francisco y Satipo_2.

D. Celdas SET Satipo (BC):

El proyecto se encuentra en la OEC, para ser convocados para el desarrollo de la IOARR y el ETO del proyecto, cuya fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 05/08/2025, según el cronograma detallado en el documento: 3. Cronograma_Celdas de compensación San Francisco y Satipo_2.

E. Celda MT SET CH Renovandes, 22.9 kV:

El proyecto se encuentra con ficha de iniciativa, pendiente la confirmación de la disponibilidad de terreno, para iniciar con las gestiones para su convocatoria, cuya fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 24/10/2025, según el cronograma detallado en el documento: 5. Cronograma_Celdas SET CH Renovandes.

F. Celdas en SETs Huancayo:

El concurso para la contratación del estudio de Pre-Inversión y Expediente Técnico de Obra, ha sido declarado desierto por segunda oportunidad, se viene realizando los trámites para nuevamente iniciar su convocatoria. La fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 29/10/2025, según el cronograma detallado en el documento: 6. Cronograma_Celdas Huancayo.

G. Linea Ninatambo 44 kV a 60 kV - Puntayacu, celdas asociadas:

El proyecto cuenta con la ficha de iniciativa, a la espera de la confirmación de la disponibilidad de terreno de parte de la Gerencia Técnica, para dar inicio con el concurso para el desarrollo del estudio de Pre-Inversión y el ETO del proyecto, cuya fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 05/09/2025, según el cronograma detallado en el documento: 7. Cronograma_LST 60 kV_Ninatambo-Deriv Puntayacu.

H. Nueva SET 60/22.9/10 kV, 25 MVA Huamanga Sur:

El proyecto cuenta con la ficha de iniciativa, a la espera del inicio de compra del terreno, lugar donde se desarrollarán el proyecto para la subestación. La fecha aproximada para la Puesta en Operación Comercial está prevista para el 23/08/2026, según el cronograma detallado en el documento: 8. Cronograma_LST 60 kV_SET Ayacucho Sur - Derivación.

I. Implementa trafo 2 MVA SET Huarisca 33/10 kV:

El proyecto se encuentra en la etapa de desarrollo del estudio de Pre-Inversión, cuya fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 13/09/2025, según el cronograma detallado en el documento: 9. Cronograma_Ampliación SET Huarisca.

J. Celdas en SETs Ayacucho:

El proyecto cuenta con la ficha de iniciativa para iniciar con los trámites y convocar el estudio de Pre-Inversión y expediente Técnico de Obra, cuya fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 18/07/2026, según el cronograma detallado en el documento: 10. Cronograma_Celdas Sistemas Eléctrico Ayacucho.

K. Linea Transmisión Runatullo - Satipo y celdas

El proyecto cuenta como idea, pendiente de determinar su inicio de ejecución, adquisición de terreno para las subestaciones de salida y llegada y elaborar el TDR para el estudio de Pre-Inversión y ETO. La fecha de Puesta en Operación Comercial está prevista para el 16/11/2026, según el cronograma detallado en el documento: 11. Cronograma_LST 60 kV_Runatullo-Satipo.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO presenta la lista de proyectos aprobados en el PI 2021-2025 indicando su estado actual; sin embargo, no ha indicado el "Motivo de no Ejecución" y "Plan de Contingencia y/o solución temporal frente al retraso" (desde el punto de vista técnico operativo), teniendo en cuenta que de la información presentada

se aprecia un notable desfase entre 1 a 4 años de la nueva fecha “POC REAL” con respecto al año de POC prevista por el Regulador.

Cabe indicar, que el “Año POC REAL” que presenta ELECTROCENTRO están para después del 30 de abril de 2025, por lo que estarían fuera del periodo del PI 2021-2025, existiendo un potencial riesgo en la calidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico en responsabilidad de la empresa.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

32. Sobre el incumplimiento del Criterio N-1

ELECTROCENTRO no ha presentado el análisis eléctrico de los resultados de las simulaciones por criterio de N-1 del proyecto solicitado: “Implementación de la LT 138 kV Renovandes – Yurinaki”, por lo que el Regulador no puede verificar si aún con el proyecto “Runatullo – Satipo + LT 138 kV” es necesario el proyecto solicitado. Asimismo, no ha presentado el análisis de alternativas de mínimo costo sustentado bajo el criterio técnico -económico. Al respecto, es necesario que se realice dicho análisis a fin de descartar la necesidad de redundancia bajo el criterio N-1 en los sistemas eléctricos que atienden una demanda, siempre y cuando este sea superior a 30 MW, en cumplimiento del numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

El suministro de energía eléctrica a la provincia de Satipo es a través del sistema interconectado del punto de entrega Yaupi, de propiedad de la Empresa Statkraft. Las interrupciones del sistema eléctrico se originan en los Sistemas de Transmisión (Alta Tensión), Sistema de Distribución (Media Tensión 22.9 KV) así como en Baja tensión.

Además, la demanda en el sistema eléctrico de selva central se encuentra por los 38.627MW al año 2025, mientras que en el año 2034 está en 49.19MW, al tener el sistema más de 30MW de potencia cumple el requisito para considerar el criterio N-1, por lo cual se solicita la implementación de la Línea en 138KV Renovandes Yurinaki, a continuación, se muestra la tabla de la demanda del sistema selva central.

SEP	BARRA	(kV)	Máxima Demanda (MVA)								
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
OXAPAMPA	OXAPA023	22.9	3.4	3.5	3.6	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2
VILLA RICA	VRICA023	22.9	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6
PICHANAKI	PICHA013	13.2	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2
PICHANAKI	PICHA023	22.9	5.5	5.7	6.0	6.2	6.3	6.5	6.6	6.7	6.9
PUERTO BERMUDEZ	PBERM033	33	4.5	4.6	4.8	5.0	5.1	5.2	5.4	5.5	5.6
SATIPO	SATIP023	22.9	10.9	11.3	11.7	12.1	12.5	12.8	13.1	13.4	13.6
CHANCHAMAYO	CHANC023	22.9	9.7	10.0	10.4	10.7	11.1	11.3	11.6	11.9	12.1
AUCAYACU	AUCAY023	22.9	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4
TOTAL			40.7	42.1	43.5	45.0	46.5	47.5	48.5	49.6	50.7

Asimismo, se ha planteado las siguientes alternativas:

- A. **Alternativa 01: Línea 138kV Renovandes - Yurinaki**
Esta alternativa contempla una línea en 138KV con conductor de 240mm² en una longitud de 23,4km desde la CH RENOVANDES hacia YURINAKI para lo cual se instalará una nueva SET YURINAKI, con un transformador de 30MVA 138/60/22,9KV; se realizará una derivación en PI a la línea que va desde la SET VILLA RICA hacia la SET PICHANAKI
- B. **Alternativa 02: Línea 220kV Chimay - Yurinaki**
Esta alternativa contempla una línea en 220KV con conductor de 600 MCM en una longitud de 60km desde la CH CHIMAY hacia YURINAKI para lo cual se instalará una nueva SET YURINAKI, con un transformador de 30MVA 220/60/22,9KV; se realizará una derivación en PI a la línea que va desde la SET VILLA RICA hacia la SET PICHANAKI

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO ha modelado dos alternativas con propuesta de solución por temas de confiabilidad N-1 – numeral 13.3 de la norma tarifas – para el sistema eléctrico Selva Central. No obstante, se observa que del cuadro de Máxima Demanda en MVA se está considerando subestaciones que no corresponden al sistema eléctrico del Eje Oxapampa, Villa Rica, Pichanaki y Satipo, que representan al sistema eléctrico Selva Central. En este caso, se está considerando las demandas de STE CHANCHAMAYO y SET Aucayacu, por lo que harían un total al 2029 de 31,2 MVA.

Cabe señalar que a partir de los valores de demanda estimados por Osinerghmin en el numeral 3.22 no se supera los 30 MW para el periodo del plan vinculante del Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

33. Sobre la renovación de equipamiento por antigüedad

Respecto a la solicitud de Elementos por antigüedad, es necesario que ELECTROCENTRO desarrolle y sustente sus propuestas, evidenciando cuál es la real motivación para solicitar su renovación, puesto que, la antigüedad de un Elemento que supera su vida útil de 30 años, por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su inmediata renovación. Asimismo, se requiere que verifique y replantee su solicitud, en caso corresponda, con los sustentos adecuados que permita evaluar la propuesta.

Respuesta

Al respecto, como parte de sustento adicional de los elementos solicitados por antigüedad, se adjuntan en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO presenta sustento de algunos Elementos que solicita renovación por antigüedad.

No obstante, no se ha encontrado la justificación por antigüedad de los Elementos asociados a las SETs Concepción, Goyllarisquiza, Shelby, Carhuamayo y Huarisca. Asimismo, la carpeta donde se presenta el sustento para la SET Parque Industrial se encuentra vacía.

Conclusión.

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

34. Sobre el diagnóstico de las redes de transmisión

ELECTROCENTRO no ha desarrollado el diagnóstico integral de las redes de transmisión, dado que, si bien en su ESTUDIO aparece que ha realizado la cargabilidad de las redes de transmisión, esta información no guarda relación con su archivo Digsilent. Al respecto, se requiere que ELECTROCENTRO presente los resultados del diagnóstico realizado; por ejemplo, cargabilidad de los transformadores de potencia, congestión de las líneas, tensiones en las barras, corrientes de cortocircuito, entre otros. Para cada caso detectado que supera los límites establecidos se deberá presentar el análisis de alternativas correspondiente.

Respuesta

En el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER, en la carpeta SIMULACIONES FLUJOS se encuentra los resultados de los diagnósticos de las redes de transmisión y sub estaciones de potencia, además del archivo pfd para su verificación, a continuación, se muestra los resultados de diagnóstico del nivel de carga de las LT:

NOMBRE	NIVEL DE CARGA														
	2025 SP	2026 SP	2027 SP	2028 SP	2029 SP	2030 SP	2031 SP	2032 SP	2033 SP	2034 SP	2039 SP	2044 SP	2049 SP	2054 SP	
1ER TRAMO ORCOTUNA-CONCEPCION	35.73	24.08	23.91	22.86	25.67	19.54	19.05	18.56	18.15	14.18	16.1	14.42	12.78	11.94	
CAMPAS - CHANCHAMAYO				9.77	9.7	8.95	8.9	8.86	8.83	8.82	9.07	9.87	11.31	12.46	
CAMPAS - LA VIRGEN				22.34	22.27	11.25	11.19	11.12	11.05	11.03	10.89	10.73	10.52	10.4	
L ORCOTUNA-PQINDUSTRIAL L6078	52.77	44.72	43.73	45.68	55.86	41.87	42.27	42.72	43.16	46.85	48.96	54.17	60.66	65.4	
L Oxapampa-Pozuzo	2.38	2.42	2.38	2.53	2.6	2.67	2.73	2.79	2.86	2.89	3.28	3.7	4.18	4.51	
L-2116	38.58	38.54	38.59	38.22	38.92	57.42	57.32	57.23	57.13	56.94	56.3	55.63	55	54.69	
L-2116a	39.25	39.31	39.37	39	39.73	58.37	58.27	58.18	58.08	57.9	57.26	56.59	55.97	55.67	
L-2221	42.72	42.46	42.81	43.09	42.93	63.91	64.24	64.59	64.94	65.45	66.17	67.27	68.57	69.47	
L-2221a	42.81	41.7	41.95	42.29	42.56	63.33	63.66	64.02	64.37	64.98	65.58	66.67	67.96	68.85	
L-2256	23.28	27.28	27.28	31.86	31.79	43.18	43.13	43.08	43.03	42.99	42.81	42.62	42.39	42.25	
L-2257	98.12	94.56	94.56	94.69	94.69	95.56	95.56	95.56	95.57	95.57	95.57	95.57	95.56	95.56	
L-3413	72.68	75.35	75.33	77.97	80.15	80.62	82.54	84.57	86.62	84.63	88.32	91.05	94.64	97.41	
L-3414	10.03	10.47	10.5	10.92	11.27	11.37	11.69	12.02	12.36	12.15	13.22	14.27	15.59	16.57	
L-3415	6.13	6.4	6.42	6.68	6.89	6.95	7.15	7.35	7.56	7.38	7.65	7.84	8.09	8.29	
L-6065	9.78	10.28	10.45	10.67	10.89	11.14	11.38	11.63	11.88	11.88	11.88	11.88	11.88	11.88	
L-6065_b	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	
L-6070	15.82	21.94	23.48	23.46	19.61	27.04	27.38	27.71	28.08	25.51	30.51	32.64	35.26	37.14	
L-6070(1)	15.81	16.89	16.9	17.56	18.48	18.01	18.43	18.97	19.41	19.61	22.91	25.87	29.4	31.88	
L-6072 Jauja-Concepción	17.71	19.45	19.82	20.32	20.2	21.37	21.86	22.34	22.86	22.04	23.05	23.19	23.38	23.55	
L-6073	58.04	51.8	52.21	50.88	50.26	48.53	48.14	47.75	47.34	45.4	45.11	42.88	40.4	38.77	
L-6074	50.6	46.03	46.07	46.04	46.1	46.61	46.64	46.66	46.7	44.83	46.98	47.41	48.21	48.99	
L-6082	9.78	10.26	10.07	10.82	11.07	11.44	11.74	12.04	12.35	12.47	14.44	16.6	19.19	21.12	
L-6085	34.44	31.11	31.17	30.05	30.06	30.14	30.15	30.15	30.16	30.17	30.22	30.28	30.35	30.41	
L-6086	7.11	8.83	9.93	8.69	8.12	13.31	13.18	13.04	12.9	12.95	12.61	12.6	12.85	13.21	
L-6087(1)	34.89	23.83	23.34	12.52	12.34	12.6	12.4	12.2	12	11.79	10.64	9.36	7.93	7	
L-6631(1)	16.24	17.42	17.46	18.13	19	18.65	19.08	19.62	20.08	20.24	23.66	26.68	30.29	32.83	
LAV-L2	53.52	50.28	50.31	48.08	48.08	50.56	50.57	50.58	50.58	50.59	50.62	50.65	50.67	50.69	
LAV-L4	53.52	50.28	50.31	48.08	48.08	50.56	50.57	50.58	50.58	50.59	50.62	50.65	50.67	50.69	
LAV-L6	53.52	50.28	50.31	48.08	48.08	50.56	50.57	50.58	50.58	50.59	50.62	50.65	50.67	50.69	
LT 138 kV Runatullo -Satipo	6.74	7.42	7.82	7.67	7.65	8.86	8.99	9.12	9.27	9.28	10.45	11.85	13.62	14.96	
LT 220 kV Yanango-NuevaYanango	32.5	28.98	28.97	27.79	27.81	24.14	24.16	24.17	24.19	24.21	24.26	24.33	24.41	24.46	
LT 33 kV Chala - El Machu	3.02	3.15	3.16	3.28	3.39	3.42	3.51	3.61	3.71	3.62	3.75	3.84	3.96	4.05	
LT 33 kV Villa Rica - Pichanaki	9.08	9.05	11.71	9.6	9.81	8.53	8.84	9.18	9.54	7.71	11.76	14.08	17.02	19.21	
LT 60 Parque Industrial - Huancayo Este	28.94	29.13	29.08	30.29	32.53	30.6	30.52	30.45	30.36	32.18	34.31	37.22	40.83	43.48	
LT 60 kV Oxapampa - Villa Rica	18.36	18.64	20.44	19.87	20.5	18.76	19.47	20.21	20.96	20.08	25.66	30.37	36.08	40.24	
LT Deriv. Huayucachi - Huayucachi	27.07	33.22	34.51	35.11	32.64	38.66	39.31	40.08	40.77	38.76	45.92	50.25	55.48	59.2	

NOMBRE	NIVEL DE CARGA														
	2025 SP	2026 SP	2027 SP	2028 SP	2029 SP	2030 SP	2031 SP	2032 SP	2033 SP	2034 SP	2039 SP	2044 SP	2049 SP	2054 SP	
LT Mollepatá - San Francisco	34.17	36.5	37.33	38.43	39.42	40.73	41.98	43.31	44.71	44.72	44.72	44.72	44.72	44.72	
LT1 60 kV Orcotuna-Concepción	48.86	32.94	32.71	31.27	35.12	26.74	26.08	25.41	24.85	19.43	22.05	19.76	17.53	16.38	
LT2 60 kV Orcotuna-Concepción	15.24	16.78	17.1	17.55	17.42	18.47	18.89	19.31	19.77	19.04	19.94	20.06	20.23	20.38	
Line(1)	51.28	65.65	68.95	69.69	62.42	78.1	79.3	80.63	81.91	76.57	91.05	98.84	108.27	115	
Santa rosa - pozuzo	29.92	14.6	14.7	6.44	6.57	7.43	7.55	7.67	7.8	7.94	8.74	9.74	10.98	11.82	
Ln Orcotuna - Parque Industrial	38.52	32.75	32.06	33.46	40.82	30.73	31.02	31.34	31.66	34.29	35.87	39.67	44.41	47.87	

Análisis de Osinerghin

Se verifica que ELECTROCENTRO presenta el flujo de potencia de las líneas de transmisión que comprende sus sistemas eléctricos en el AD 5; sin embargo, no ha determinado el porcentaje de Cargabilidad de las líneas de transmisión, transformadores de potencia, tensiones en las barras, corrientes de cortocircuito, entre otros; por lo que no se ha respondido específicamente a lo solicitado.

Conclusión.

Se considera NO ABSUELTA la observación.

35. Sobre los niveles de tensión utilizados en media tensión

ELECTROCENTRO debe aclarar en que sistemas eléctricos considera los niveles de tensión 13,2 kV, 13,8 kV y 10 kV, debido a que en su ESTUDIO se utiliza estos niveles de tensión de manera indistintas, no pudiendo distinguirse qué nivel de tensión se necesita para cada sistema eléctrico.

Respuesta

El sistema de transmisión de ELECTROCENTRO tiene variedad de niveles de tensión, los cuales se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Estado actual	ubicación	Nivel de tensión		
		TP	TS	TT
operación	SET AT/MT AYACUCHO	66	22.9	10
operación	SET AT/MT CHALA NUEVA	33	13.2	
operación	SET AT/MT CHANCHAMAYO	44-60	35	22.9
operación	SET AT/MT CHUPACA	33	13.2	
operación	SET AT/MT COMAS	33	13.2	
operación	SET AT/MT CONCEPCION	60	13.2	
Reserva	SET AT/MT GOYLLARISQUIZGA	50	13.2	
operación	SET AT/MT HUANCAYOCCASA	33	13.2	
operación	SET AT/MT HUARISCA	33	13.2	
operación	SET AT/MT JUNIN	50	13.2	
operación	SET AT/MT MACHAHUAY	66	22.9	
operación	SET AT/MT MATAPA	33	7.62	
operación	SET AT/MT NINATAMBO	44-60	22.9	10
operación	SET AT/MT OXAPAMPA	138	60	22.9
operación	SET AT/MT PACHACAYO	69	13.2	
operación	SET AT/MT PASCO	60	25	11
Reserva	SET AT/MT PQUE IND (ELC)	60	10	
operación	SET AT/MT PQUE IND (ELC)	58	10	
operación	SET AT/MT PQUE IND (ELC)	33	10	4.16
operación	SET AT/MT SALESIANOS	60	10	
operación	SET AT/MT SALESIANOS	58	10	
operación	SET AT/MT ANDAYCHAGUA	50	22.9	
operación	SET AT/MT CARHUAMAYO	50	22.9	10
operación	SET AT/MT SHELBY	50	10	
operación	SET AT/MT TABLACHACA	33	22.9	

Estado actual	ubicación	Nivel de tensión		
		TP	TS	TT
operación	SET AT/MT XAUXA	58	13.9	10.8
operación	SET AT/MT EL MACHU	33	22.9	13.2
operación	SET AT/MT SAN FRANCISCO	62	22.9	10
operación	SET AT/MT HUANCAYO ESTE	60	22.9	10
operación	SET AT/MT VILLA RICA	60	22.9	
operación	SET AT/MT SATIPO	58	22.9	10
operación	SET AT/MT PICHANAKI	60	22.9	13.2
operación	SET AT/MT PUERTO BERMUDEZ	58	33	10
operación	SET AT/MT LA UNION	60	22.9	
operación	SET MAT/AT OXAPAMPA	132	60	22.9
operación	SET AT/MT CANGALLO	66	22.9	
operación	SET AT/MT AYACUCHO	66	22.9	10
operación	SET AT/MT HUANTA	60	22.9	10
operación	SET AT/MT PARQUE INDUSTRIAL	60	33	10
operación	SET AT/MT PASCO	50	22.9	4.1
operación	SET AT/MT HUANCAYO ESTE	60	22.9	10

Por lo cual, en el estudio también se mencionarán a esta variedad de niveles de tensión por ser las existentes en el sistema eléctrico de ELECTROCENTRO.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO ha presentado la información requerida en un cuadro.

Conclusión.

Se considera ABSUELTA la observación.

SOBRE LA DETERMINACIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS POR DEMANDA

Sistema Eléctrico Huancavelica

36. Transformador 60/22,9/10 kV de 15 MVA y celdas asociadas en la SET Friaspata

Para solucionar el problema de sobrecarga a presentarse en el TP 220/60/10 kV de la SET Friaspata en el lado de 10 kV, ELECTROCENTRO propone implementar un transformador 60/22,9/10 kV de 15 MVA, que será instalado desde la barra de 60 kV en el año 2029 con la finalidad de alimentar las cargas de Huancavelica Norte (que actualmente se alimentan de un autotransformador elevador de 10 kV a 22,9 kV) mediante alimentadores en 22,9 kV. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO, debe indicar si en el devanado de 22,9 kV del nuevo transformador solicitado tiene previsto alimentar futuras cargas, de ser el caso, se solicita precisar si serán demandas libres (presentado con la documentación correspondiente) y/o reguladas, asimismo, deberá presentar las redes en media tensión (MT) que pasarán de 10 kV a 22,9 kV, las ubicaciones y capacidad (MW) de las futuras cargas que se alimentarán de dicho devanado, dicha información se solicita sea enviada en formato KMZ.
- ELECTROCENTRO, debe justificar la utilización del devanado de 10 kV del TP solicitado, el tipo de demanda (libre o regulado) o si realizará algún traslado de carga en 10 kV de los alimentadores actuales, puesto que en el ESTUDIO no se encuentra referencia de ello. Asimismo, de ser el caso debe indicar si necesitará nuevas celdas de alimentador en 10 kV o si reutilizará las celdas en 10 kV que actualmente se remunera por la demanda.
- ELECTROCENTRO debe analizar y evaluar si la ubicación y disponibilidad de espacios para la instalación de los Elementos solicitados, es dentro sus instalaciones (donde actualmente se encuentra su autotransformador) o en las instalaciones de la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. ("Grupo ISA") propietario de la SET Friaspata 220/60/10 kV, considerando además los criterios técnicos-económicos y operativos. De ser el caso, que resulte que la factibilidad de ejecución del proyecto sea en las instalaciones de Grupo ISA, ELECTROCENTRO debe presentar las comunicaciones, coordinaciones y/o interacciones con el Grupo ISA para la factibilidad de ejecución del proyecto solicitado.
- ELECTROCENTRO, debe evaluar y analizar si la disponibilidad de espacio actual es factible ejecutar el proyecto solicitado con tecnología de tipo convencional, en caso considere que requiera implementar tecnología de tipo (GIS o AIS) debe presentar un plano de su propia instalación, en donde se verifique la distribución de los espacios para la ejecución del transformador y celdas de tipo convencional solicitadas no cumplirían con las distancias mínimas de seguridad por falta de espacio. Asimismo, deberá indicar y precisar los motivos por lo que no sería factible ampliar su espacio actual.
- ELECTROCENTRO, debe revisar el Plan de Expansión de REP 2022-2026, en donde el Grupo ISA propuso la instalación de un transformador 60/10 kV con la finalidad de evitar las sobrecargas en 10 kV que actualmente presenta, al respecto, ELECTROCENTRO debe analizar esta alternativa y revisar si su alternativa será la de mínimo costo técnico económico, así como detallar las ventajas desde el punto de vista de factibilidad de ejecución y operativo, respecto a la planteada por el Grupo ISA.

- ELECTROCENTRO, en su ESTUDIO solicita considerar el devanado de 22,9 kV con su celda de transformador y celda de medición; sin embargo, no solicitan celda de alimentador en 22,9 kV, al respecto, ELECTROCENTRO debe aclarar si esto es una omisión o plantea considerar las celdas en 22,9 kV existentes (A4111 y A4113). ELECTROCENTRO debe ampliar el sustento sobre la necesidad del devanado en 22,9 kV indicando que cargas se alimentaran desde la barra en 22,9 kV.
- ELECTROCENTRO, debe modelar las alternativas de solución en los archivos: “.pfd” y formatos establecidos en la NORMA TARIFAS.

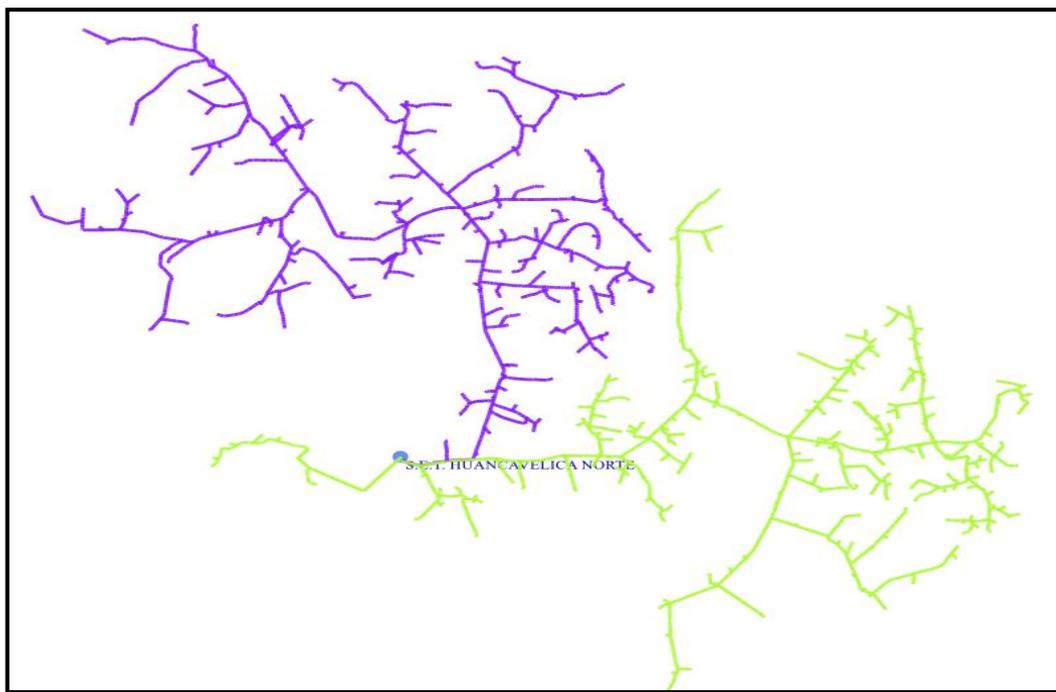
Respuesta

Respecto a la solicitud del devanado en 22.9kV se indica que actualmente se viene atendiendo demanda regulada en el nivel de tensión de 22.9 a través de los alimentadores A4111 y A4113, los cuales se obtienen a través de un transformador 22.9/10kV, ya que el transformador de la SET Friaspata únicamente cuenta con devanado de 10kV, por lo cual al presentar sobrecarga en esta barra de 10kV se viene solicitando un nuevo transformador de tres devanados 60/22.9/10kV.

El devanado de 10kV será para atender la demanda actual de la ciudad de Huancavelica a través de los alimentadores A4101 y A4102, cuyas redes MT se muestran a continuación:



El devanado de 22.9kV será para atender la demanda actual de Huancavelica Norte a través de los alimentadores A4111 y A4113, cuyas redes MT se muestran a continuación:



Para ambos casos de la barra en 10kV y la barra en 22.9kV se seguirán reutilizando las celdas de alimentador existentes en 10kV (A4101 y A4102) y 22.9kV (A4111 y A4113).

Respecto al planteamiento de REP 2022- 2026, en donde propuso la instalación de un transformador 60/10 kV, se menciona que, ese planteamiento únicamente daría solución a la sobrecarga en la barra de 10kV, sin embargo, se indica que el transformador 22.9/10kV de 2.5MVA de propiedad de ELECTROCENTRO que tiene de ELECTROCENTRO, el cual fue instalado para la atención de la carga rural de Huancavelica Norte en 22.9kV y por el incremento de demanda por la solicitud de incorporación de nuevas cargas este transformador se sobrecargara, ya que la suma total de demanda solicitada en el nivel de tensión de 22.9kV es de 5.82MW, las cargas adicionales se muestra en el siguiente cuadro:

ITEM	INSTITUCIÓN SOLICITANTE	POTENCIA (KW)
01	HOSPITAL SACARIAS CORREA VADIVIA	1500.00
02	COLEGIOS DE ALTO RENDIMIENTO - COAR	400.00
03	FACULTAD DE MEDICINA - UNH	400.00
04	SENASA	250.00
05	INSTITUTO DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICO PÚBLICO DE HUANCAVELICA	400.00
06	SENATI	250.00
07	MININTER	400.00
08	PALACIO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ASCENSIÓN	400.00
09	CENTRO DE OPERACIONES DE EMERGENCIA REGIONAL - COER	160.00
10	FERIA AGROPECUARIA - GOREH	160.00
11	CECEMIENTO VEGETATIVO (COMUNUES y ESPECIALES)	1500.00
TOTAL, DE POTENCIA		5820.00

Por lo tanto, es necesario que este nuevo transformador a instalarse en la SET FRIASPATA tenga el devanado de 22.9kV

Por último, en la SET FRIASPATA existe espacios para la instalación de este nuevo transformador, el cual se muestra en la siguiente fotografía:



Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO justifica y argumenta la alimentación de las barras de 10 kV y 22,9 kV del proyecto solicitado "Transformador 60/22,9/10 kV de 15 MVA"; sin embargo, las futuras cargas adicionales en 22,9 kV solo se ha modelado la carga del HOSPITAL SACARIAS CORREA VADIVIA no modelándose el resto de las cargas mostradas. Asimismo, cabe indicar que la mayoría de dichas cargas no cumplen con los criterios B.3.3 del ANEXO B.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sistema Eléctrico Huancayo, Valle Del Mantaro 1, 2, 3 Y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER

37. Transformador 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA y celdas asociadas en la SET Concepción

Para solucionar el problema de sobrecarga a presentarse en la SET Concepción, ELECTROCENTRO propone implementar un transformador 60/22,9/13,2 kV de 15 MVA

al año 2024 y celdas asociadas. Al respecto, se tiene los siguientes comentarios:

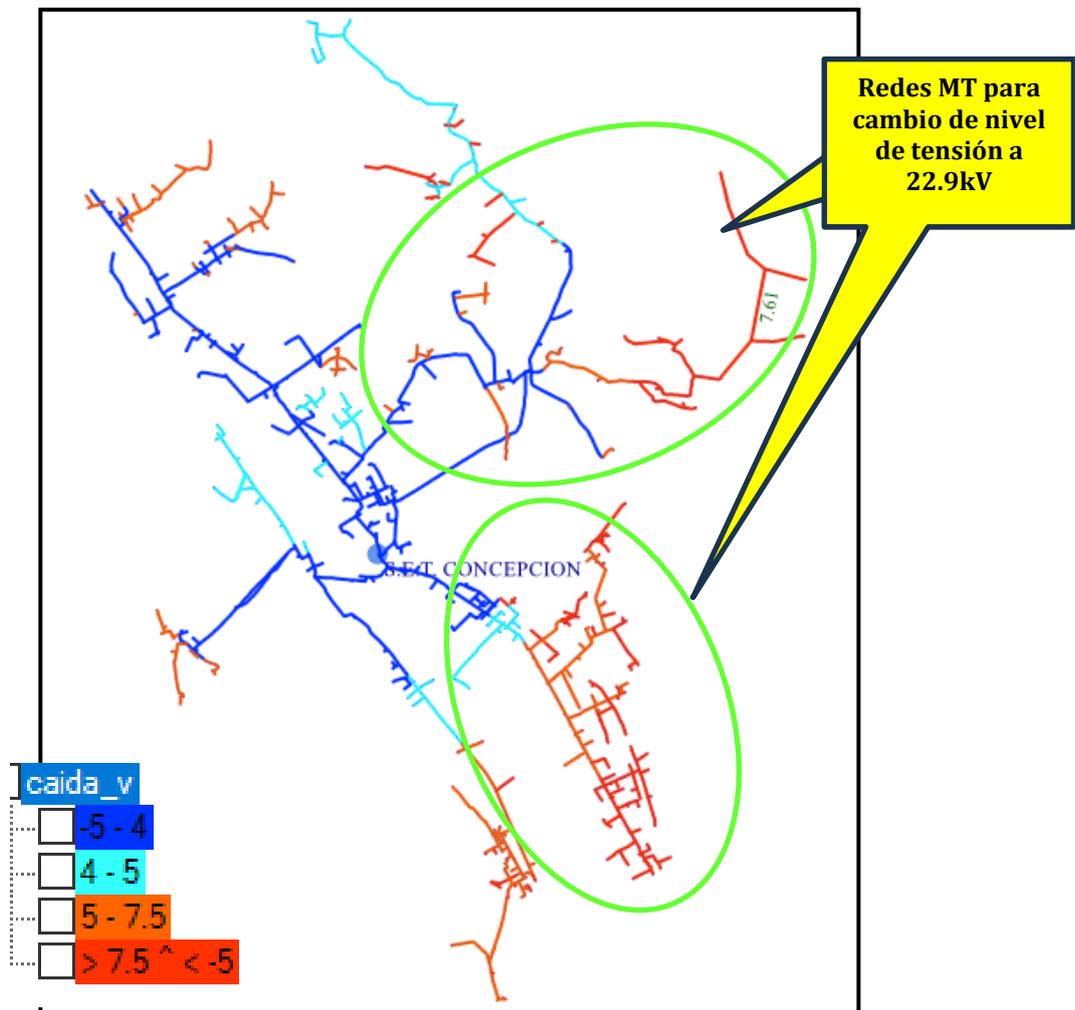
- ELECTROCENTRO debe justificar por qué no podría reutilizar las celdas de transformador en 60 kV y 13,2 kV. Si bien en el ESTUDIO se indica que dichas celdas superarían los 30 años a partir del año 2024, cabe precisar que el hecho que un Elemento cumpla los 30 años no es causal inmediata de renovación, por lo que, ELECTROCENTRO debe justificar mediante informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/o operativas que viene causando dicho Elemento (o partes de sus componentes) a causa de la antigüedad. Asimismo, debe enviar registros fotográficos de datos de placa que corroboren el año de fabricación de las actuales celdas y del estado actual del Elemento y/o componentes (que forman parte del Elemento) que están en deterioro producto de la antigüedad.
- ELECTROCENTRO, debe de sustentar que no tendrá problemas de espacios para la instalación del transformador trifásico y de las celdas asociadas en 60 kV, 22,9 kV y 13,2 kV de tecnología convencional.
- ELECTROCENTRO debe ampliar el sustento de la necesidad de considerar el devanado y celda de alimentador de 22,9 kV; así como justificar qué tipo de cargas se utilizará en este devanado, puesto que en el ESTUDIO y en los Formatos no se indica ni se precisa el uso a darse. Adicionalmente debe justificar la implementación de una nueva celda de línea 60 kV, puesto que, en el ESTUDIO solo se ha limitado a especificar el tema de antigüedad y no se ha indicado la problemática que estaría ocasionando la actual celda de línea existente y por la cual se viene remunerando por la demanda.
- ELECTROCENTRO debe indicar el destino del transformador existente de 10 MVA, dado que en el ESTUDIO no se indica darse de Baja o que se rote a otra subestación como reserva disponible. Para este caso ELECTROCENTRO debe enviar información del año de fabricación (datos de placa), estado actual y registro de fallas y/o mantenimiento.
- Según su ESTUDIO se solicita un transformador 60/22,9/10 kV de 15 MVA, sin embargo, en el Formato F-203 están considerando un transformador 50/10 kV de 15 MVA, por lo que, ELECTROCENTRO debe aclarar, corregir y/o actualizar la relación de transformación requerida, así como los formatos y archivos de cálculos que correspondan.

Respuesta

En relación al cambio de las celdas de transformador (60kV y 13.2kV y la celda de línea en 60kV por antigüedad se menciona que, en el informe de propuesta final se presenta las fotografías del estado actual de estos elementos.

Respecto a considerar la barra en 22.9kV en el transformador nuevo de la SET CONCEPCION es para la atención de la carga rural, cuyas redes actualmente tienen hasta 145.79km, los cuales a partir del año 2025 no será posible atender a través de la barra en 13.2kV por las caídas de tensión de hasta 15.25%, por lo cual se requiere este devanado en 22.9kV.

Las redes MT a atender en 22.9kV se muestra a continuación, así mismo el mapa de caída de tensión en el año 2025.



Longitud de redes MT y caídas de tensión al año (2025)						
nomset	codali	kv_base	km_red	km_lmax	kw_tot	max_caídaV
S.E.T. CONCEPCION	A4502	13.2	124.57	17.79	5491.5	15.25
S.E.T. CONCEPCION	A4503	13.2	8.51	7.153	351.5	0.39
S.E.T. CONCEPCION	A4504	13.2	145.79	25.521	3355.5	8.58

Respecto al transformador existente de 10/13 MVA (ONAN/ONAF) 60/13.2kV de la SET CONCEPCION se indica que, este transformador será rotado a la SET CHUPACA para la implementación del proyecto LT 60kV Orcotuna-Chupaca, en el cual inicialmente se estaba solicitando un transformador de 60/13.2kV de 15MVA (ONAF)

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- No justifica mediante informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/o operativas que viene causando dicho Elemento (o partes de sus componentes) a causa de la antigüedad; solo se limita a mencionar que los Elementos (celda de Línea 60 kV y Celdas de Transformador en 60 kV y 13,2 kV) cumplirán 30 años a partir del 2024. Asimismo, presenta registros fotográficos de la condición actual del Elemento sin

identificar que componente esta generándoles problemas desde la parte operativa y/o mantenimiento.

- No presenta respuesta respecto a posibles problemas de espacios al instalar el transformador solicitado de mayor capacidad y de un devanado adicional que el existente.
- Manifiesta la necesidad del uso del devanado de 22,9 kV en el nuevo transformador que está solicitando; sin embargo, no solicita celda de alimentador en 22,9 kV para cambiar sus redes de MT de 10 kV a 22,9 kV. Asimismo, no se identifica en F-204 la necesidad de un alimentador en 22,9 kV.
- Sustenta el uso/destino del transformador existente en SET Concepción del cual solicitan su reemplazo; justificando su necesidad mediante la rotación de dicho Tp a la SET Chupaca como parte del proyecto “Nueva LT 60 kV Orcotuna – Chupaca + SET Chupaca 60/13,2 kV de 10 MVA”
- En el F-203 no se ha modelado el uso del devanado en 22,9 kV mediante el traslado de carga. Al respecto, no existe una correspondencia entre su justificación sobre la necesidad del devanado en 22,9 kV y los archivos de cálculo que sustentan su solicitud.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

38. Transformador 60/13,2/10 kV de 15 MVA en la SET Jauja

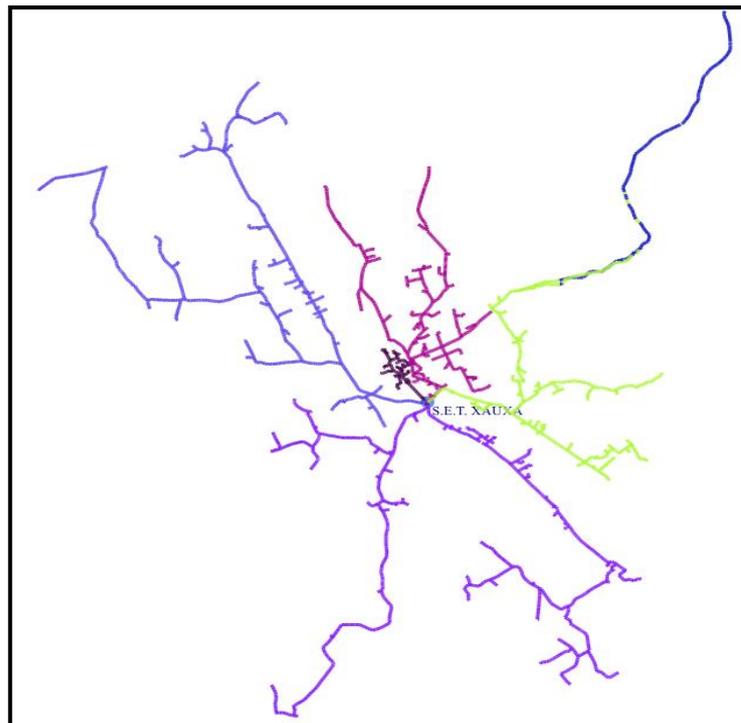
Para solucionar el problema de la sobrecarga a presentarse en la SET Jauja, ELECTROCENTRO propone implementar un transformador 60/13/10 kV de 15 MVA, que será instalado el año 2027. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO debe precisar si dará algún uso al devanado de 10 kV, teniendo en cuenta que actualmente las cargas atendidas de la SET Jauja es en 13,2 kV. Asimismo, deberá evaluar la factibilidad de colocar un TP de 60/23/13,2 kV teniendo la posibilidad de alimentar o trasladar cargas en 22,9 kV (para zonas más alejadas o con problemas de caída de tensión) o evaluar la conveniencia de considerar taps en el lado de media tensión (13,2 kV y 10 kV), con la finalidad de considerar un transformador de dos devanados 60/13,2-10 kV. De ser el caso, se deberá precisar y sustentar si requerirá celdas nuevas o adicionales, ya que en los formatos F-300 y en el ESTUDIO solo está solicitando un nuevo Transformador.
- ELECTROCENTRO, debe precisar si las celdas de transformador de 10 kV y 60 kV - que actualmente se remuneran como parte del SST – se reutilizarán al nuevo TP solicitado. De ser el caso, solicite renovar dichas celdas por antigüedad, cabe precisar que el hecho que un Elemento cumpla los 30 años no es causal inmediata de renovación, por lo que, ELECTROCENTRO debe justificar mediante informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/o operativas que viene causando dicho Elemento (o partes de sus componentes) a causa de la antigüedad. Asimismo, debe enviar registros fotográficos de datos de placa que corroboren el año de fabricación de las actuales celdas y del estado actual del Elemento y/o componentes (que forman parte del Elemento) que están en deterioro producto de la antigüedad.
- ELECTROCENTRO, a partir de lo solicitado, debe considerar en su ESTUDIO la Baja

remunerativa del TP 60/13,2/10 kV, salvo que justifique la rotación o el uso como capacidad disponible de dicho Transformador en alguna SET dentro del periodo vinculante de análisis del planeamiento del PI 2025-2029.

Respuesta

Respecto a los niveles de tensión del nuevo transformador a instalarse en la SET JAUJA, aceptamos la sugerencia de Osinerghmin de instalar un transformador de 15MVA de 60/23/13.2kV, con el objetivo de trasladar cargas del nivel de tensión de 13.2kV a 22.9kV, ya que actualmente se cuenta con alimentadores de hasta 103.28, los cuales a partir del año 2027 se cambiarán a un nivel de tensión de 13.2kV a 22.9kV por lo cual se requiere esta barra en el nuevo transformador de la SET JAUJA, las redes MT y las longitudes de los alimentadores se muestra a continuación:



nomset	codali	kv_base	km_red	km_lmax
S.E.T. XAUXA	A4601	13.2	58.27	17.863
S.E.T. XAUXA	A4602	13.2	15.94	4.797
S.E.T. XAUXA	A4603	13.2	103.28	27.547
S.E.T. XAUXA	A4604	13.2	94.01	31.913
S.E.T. XAUXA	A4605	13.2	70.31	16.756

Asimismo, el transformador actual de 7MVA 60/13,2/10kV de la SET ha sido ya reparado en el año 2014 y tiene placa de fabricación del año 1982, sin embargo, operativa mente se encuentra en buen estado, ente ello se plantea su rotación hacia la SET SHELBY

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Considera la implementación de un transformador de 3 devanados en vez de 2 devanados como solicitaba en su propuesta inicial, justificando su necesidad para cambiar sus redes de Media Tensión de 13,2 Kv a 22,9 kV; sin embargo, en los Formatos F-203 y F-204 no se modela el uso del devanado en 22,9 kV, por lo que no hay una correspondencia entre la justificación descrita con los archivos de cálculo presentados como sustentos.
- No solicita la renovación de las celdas de transformador de 10 kv y 60 kV que forman parte del SSTD.
- Sustenta el uso/destino del transformador 60/13/10 kV – 7/7/3 MVA (ONAF) existente en SET Jauja del cual solicitan su reemplazo; justificando su necesidad mediante la rotación de dicho Tp a la SET Shelby como parte del proyecto “Rotación de TP de 60/13,2/10 kV de 7 MVA de la SET Jauja a la SET Shelby”. Asimismo, manifiesta que el transformador a ser rotado se encuentra en buen estado operativo.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sistema Eléctrico Pasco y Pasco Rural

39. Transformador 50/22,9/10 kV de 10 MVA en la SET Shelby

Para solucionar el problema de la sobrecarga a presentarse en la SET Shelby, ELECTROCENTRO propone implementar un transformador 50/22,9/13,2 kV de 2 MVA en el año 2025. Al respecto, se tiene los siguientes comentarios:

- ELECTROCENTRO debe sustentar la disponibilidad de los espacios necesarios para la instalación del transformador trifásico y de las celdas en 22,9 kV y 10 kV de tipo convencional.
- ELECTROCENTRO, debe verificar como propuesta factible de solución realizar la rotación de un transformador (de capacidad disponible) existente del Área de Demanda 5 hacia dicha SET.
- ELECTROCENTRO debe ampliar el sustento de la necesidad de considerar el devanado de 22,9 kV, y para qué tipo de cargas se utilizará este devanado. Asimismo, debe analizar si es factible y óptimo implementar la alternativa de un TP 50/22,9 kV para atender todas sus cargas en dicho nivel de tensión, puesto que la mejor alternativa técnica-económica deberá ser sostenible en el largo plazo.
- ELECTROCENTRO, debe considerar en base a lo propuesto la Baja remunerativa del transformador existente de 0,6 MVA, caso contrario, deberá justificar la rotación o el uso como capacidad disponible de dicho Transformador en alguna SET dentro del periodo vinculante de análisis del planeamiento del PI 2025-2029. Asimismo, deberá enviar registro fotográfico de los datos de placa del transformador y comentar sobre su estado actual, de haber alguna problemática en el transformador por la antigüedad (si supera los 30 años) debe justificar mediante informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/u operativas que viene causando TP a causa de la antigüedad
- ELECTROCENTRO, según su ESTUDIO solicita un transformador 50/22,9/10 kV de 2 MVA, sin embargo, en el Formato F-203 están considerando un transformador 50/10 kV de 1 MVA, por lo que, ELECTROCENTRO debe aclarar la potencia y el nivel de tensión requerida. Asimismo, debe analizar la potencia estándar de la zona

para el parque de transformadores de nivel de tensión primaria de 50 kV con la finalidad de considerar alguna rotación en el largo plazo.

- ELECTROCENTRO, debe revisar su propuesta de necesidad de un nuevo alimentador en 10 kV, puesto que en el Formato F-204 no se sustenta dicha necesidad.

Respuesta

Al respecto, el transformador en cuestión se dará de baja remunerativa por no existir posibilidades de rotación.

Además, para la solución de la sobrecarga se plantea la rotación del transformador de la SET JAUJA de 7/7/3MVA 60/13.2/10kV

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Ha considerado la solución de considerar la rotación del transformador de la SET Jauja 60/13.2/10 kV de 7/7/3 MVA para solucionar el problema de sobrecarga del transformador existente en la SET Shelby.
- No considera la necesidad de disponer de un devanado de 22,9 kV.
- Considera que se de Baja remunerativa al transformador existente de la SET Shelby por no existir posibilidad de que se pueda utilizar como capacidad disponible para hacer rotado a otras Subestaciones.
- No justifica mediante informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/o operativas que viene causando la Celda de Alimentador 10 kV existente (o partes de sus componentes) a causa de la antigüedad; solo se limita a mencionar que el Elemento supera los 30 años de antigüedad. Asimismo, no presenta registros fotográficos de la condición actual del Elemento en donde permita identificar que componente está generándoles problemas desde la parte operativa y/o mantenimiento. Cabe indicar que, si bien la verdad material es que un Elemento tenga una antigüedad mayor a 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas, por lo que se debe tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional, para que estas solicitudes sean analizadas y de corresponder aprobadas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

SOBRE LA DETERMINACIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS POR SEGURIDAD

40. ELECTROCENTRO argumenta solicitudes de nuevas inversiones por la causal o razones de seguridad, debido a que sus instalaciones cumplen o están a punto de cumplir los 30 años de vida útil. Al respecto, cabe precisar que la renovación de Elementos que superan los 30 años no se enmarca en las razones por seguridad que establece el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, puesto que las razones por seguridad sólo son aplicables para Líneas de Transmisión que pertenecen al SST.

No obstante, si bien el hecho de que un Elemento cumpla una antigüedad mayor a 30 años, no es causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas, también se deben tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional, para que estas solicitudes sean analizadas y de corresponder aprobadas. Entre los aspectos e información adicional a considerar por el Regulador, se encuentra los siguientes:

- Cabe señalar que la renovación de Elementos que superan los 30 años no se enmarca en las razones por seguridad que establece el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, puesto que las razones por seguridad sólo son aplicables para Líneas de Transmisión que pertenecen al SST.
- Presentar fotografías de los datos de placa donde se verifique que todas las componentes de la celda tienen una antigüedad mayor a 30 años. Esta información debe ser listada por cada componente de la celda considerando su año de fabricación y fotos de la placa, donde se verifique la antigüedad y el estado actual del Elemento y/o componentes (que forman parte del Elemento) que estarían en deterioro o que estarían causando problemas desde la parte operativa a consecuencia de la antigüedad
- Presentar el registro de fallas y/o mantenimiento de estos Elementos o de sus componentes, donde se muestre que estas reciben un mantenimiento con mayor frecuencia que las instalaciones que aún no cumplen los 30 años. Asimismo, de corresponder también se debe presentar los informes técnicos u otra documentación en donde se evidencie las problemáticas técnicas y/o operativas que viene causando dicho Elemento (o partes de sus componentes) a consecuencia de la antigüedad.

Respuesta

Se realizó la actualización en el informe de propuesta final de ELECTROCENTRO de los pedidos de cambio de elementos que cumplen su vida útil mayor a 30 años por antigüedad y no por seguridad.

Análisis de Osinerghin

Se verifica que ELECTROCENTRO ha enmarcado sus solicitudes de renovación de Elementos mayores a 30 años de fabricación por temas de antigüedad; sin embargo, se verifica que algunas solicitudes solo se han limitado a presentar o indicar que los Elementos tiene una antigüedad mayor a 30 años dentro del periodo del 2025-2029, sin considerar ni presentar la información solicitada en lo indicado en la observación de manera explícita.

Cabe mencionar y reiterar que, si bien la verdad material es que un Elemento tenga una antigüedad mayor a 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas, por lo que se debe tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional, para que estas solicitudes sean analizadas y de corresponder aprobadas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Sistema Eléctrico Huanta Ciudad, Cangallo y Huanta Rural SER

41. Dos (02) celdas de línea 60 kV y dos (02) celdas de alimentador en 10 kV en la SET Huanta

ELECTROCENTRO solicita la renovación de dos (02) celdas de línea en 60 kV y dos (02) celdas de alimentador en 10 kV para la SET Huanta, todo ello, la justifica señalando su antigüedad mayor a 30 años en el año 2024. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO debe considerar los aspectos y presentación de información adicional, indicados en el numeral 26 del presente documento.
- Respecto a la barra en 60 kV, según el numeral 7.2.1 de su ESTUDIO, ELECTROCENTRO solicita la renovación de dos celdas de línea en 60 kV que forman PI en la barra; sin embargo, según la visita técnica realizada en la SET Huanta, el patio en 60 kV contiene una celda línea – transformador que se conecta con la SET Derivación Huanta, por lo tanto, ELECTROCENTRO debe aclarar su pedido, y precisar si lo que requiere es la renovación de la celda línea – transformador en 60 kV u otra celda.
- Respecto a la barra en 10 kV, ELECTROCENTRO indica que propone renovar dos celdas de alimentador en 10 kV por antigüedad, sin embargo, en el Cuadro N° 3 del numeral 8 de su ESTUDIO solo se muestra una celda de alimentador en 10 kV, no correspondiendo con lo solicitado en su numeral 7.2.1 de su ESTUDIO, por lo que se debe aclarar cuantas celdas serán a renovar, presentando la justificación correspondiente.

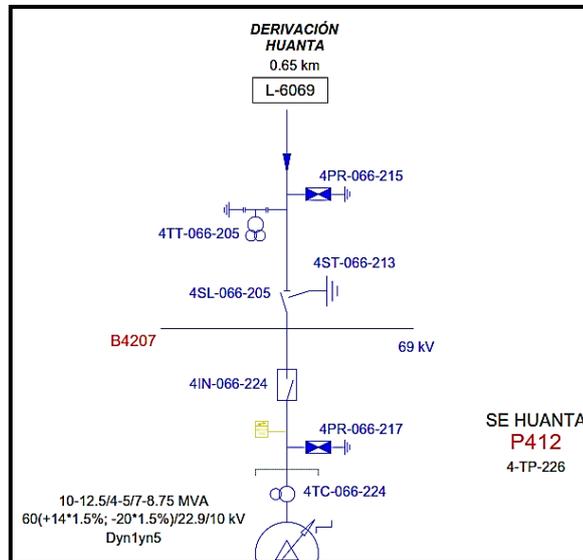
Asimismo, cabe precisar que, en el lado de 10 kV, actualmente cuenta con dos celdas de alimentador (A4009 y A4010) del SST, (01) celda de alimentador del SCT (ejecutado) y se tiene aprobado una (01) celda de alimentador adicional en el PI 21-25 (no ejecutado), por lo que, ELECTROCENTRO debe corregir, actualizar o justificar porque en el Formato F-204 solo se modela que existe 01 celda de alimentador en 10 kV. Además, se solicita el diagrama unifilar (actualizado a setiembre de 2023) de esta SET donde se verifique que celdas de alimentadores se conectan en las barras de 10 kV y 23 kV y que demanda actualmente vienen suministrando electricidad.

- Se verificó en la visita técnica “in situ”, que actualmente en la barra en 10 kV de la SET Huanta considera celdas de tecnología Metal Clad, al respecto ELECTROCENTRO debe precisar si las celdas solicitadas también van a corresponder a esta tecnología o planea instalar celdas de tecnología convencional. La tecnología solicitada también debe uniformizarse en los formatos F-300 u otros archivos que correspondan.
- Por otro lado, en la visita técnica “in situ”, se verificó que actualmente existe una celda de alimentador en 10 kV en estado “no operativo” o “desconectada”; debido a que, según la información recopilada en la visita, se renovó la celda “A4009”. Al respecto, ELECTROCENTRO debe aclarar el motivo del estado no operativo y el uso que se dará a esta celda que actualmente no asume carga; en caso corresponda, se deberá solicitar su Baja remunerativa.
- Finalmente, en la visita técnica “in situ”, se verificó que el Banco de capacitores de 5 MVar instalado en la barra de 10 kV, no se encuentra conectado (“no operativo”); debido a que, con el ingreso de la “LT 220 kV Friaspata – Mollepata” se solucionó el

problema de caídas de tensiones en la zona. Al respecto, ELECTROCENTRO debe aclarar si es factible rotar este banco en otra subestación o que se deje en su ubicación actual en caso de contingencia en la SET Huanta.

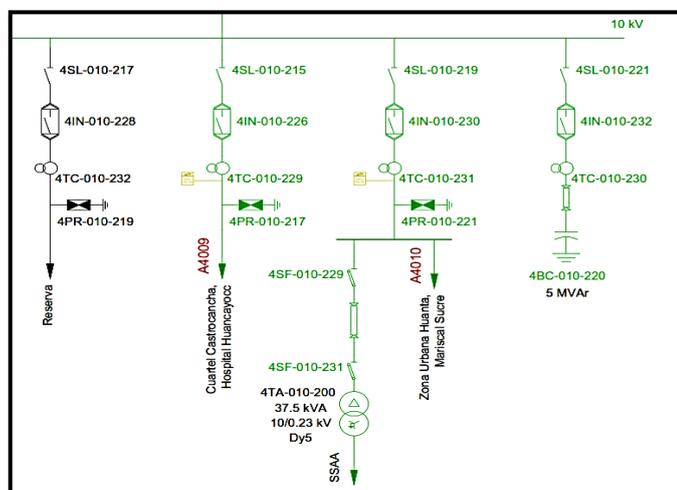
Respuesta

Respecto a las celdas línea de 60kV, se indica que la solicitud de la propuesta definitiva, se actualiza y se está solicitando el cambio por antigüedad de la celda línea-transformador de la SET HUANTA, a continuación, se muestra el diagrama unifilar de la celda solicitada:



Además, se indica que en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER en la carpeta SET HUANTA se adjunta como sustento adicional de los elementos solicitados por antigüedad

En relación a la solicitud de renovación de las celdas de 10kV, se menciona que, actualmente la SET HUANTA cuenta con 02 alimentadores en MT, el cual se aprecia en el siguiente diagrama unifilar.



La celda ejecutada se ha instalado en reemplazo de la celda no operativa de 10kV, por lo cual se indica a osinerghmin que la celda desconectada no operativa se planteará para dar de baja operativa, por lo cual actualmente en la SET HUANTA se tiene instalado dos

alimentadores en 10kV, ante ello únicamente se estará solicitando el cambio de 01 celda de alimentador en 10kV por antigüedad.

Se adjunta en el informe como sustento adicional de la celda de alimentador en 10kV lo siguiente:

- Fotografías de las placas de los elementos
- Mantenimientos realizados
- Estadística de fallas

Finalmente, el Banco de capacitores de 5 MVar instalado en la barra de 10 kV, no es factible rotar este banco a otra subestación y debe continuar en su ubicación actual en caso de contingencia en la SET Huanta.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Solicita en su PROPUESTA FINAL renovar 01 celda línea-transformador 60 kV y 01 celda de alimentador 10 kV; sin embargo, cabe precisar que la demanda eléctrica viene remunerando por 03 celdas de alimentador de 10 kV siendo 2 celdas del SSTD y 1 celda del SCTD. Asimismo, cabe mencionar que en el Plan de Inversiones 2021-2025 se aprobó 01 celda de alimentador de 10 kV para hacer ejecutada al año 2023 ha solicitud de ELECTROCENTRO con la finalidad de dar confiabilidad y descongestionar las redes de 10 kV de la celda de alimentador en 10 kV A4009 (Informe Técnico N° 345-2020-GRT, ANEXO A, páginas 79 al 81).
- Presenta información adicional que justifica la renovación de los Elementos solicitados.
- Mantiene su posición de considerar el Elemento del SCTD “Banco Capacitor de 5 MVar” en la SET Huanta como capacidad disponible; sin embargo, ELECTROCENTRO deberá tener en cuenta que dispone de dicho Elemento que podrá ser utilizado mediante la acción de rotación a cualquier instalación del SSTD y/o SCTD que corresponda al AD 5, lo cual de ser el caso ELECTROCENTRO deberá hacer de conocimiento a Osinerghmin durante la etapa próxima referida a la planificación del Plan de Inversiones.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

42. Una (01) celda de línea 60 kV en SET Cangallo

ELECTROCENTRO solicita la renovación de 01 celda de línea en 60 kV para la SET Cangallo, la justifica señalando su antigüedad mayor a 30 años en el año 2029. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

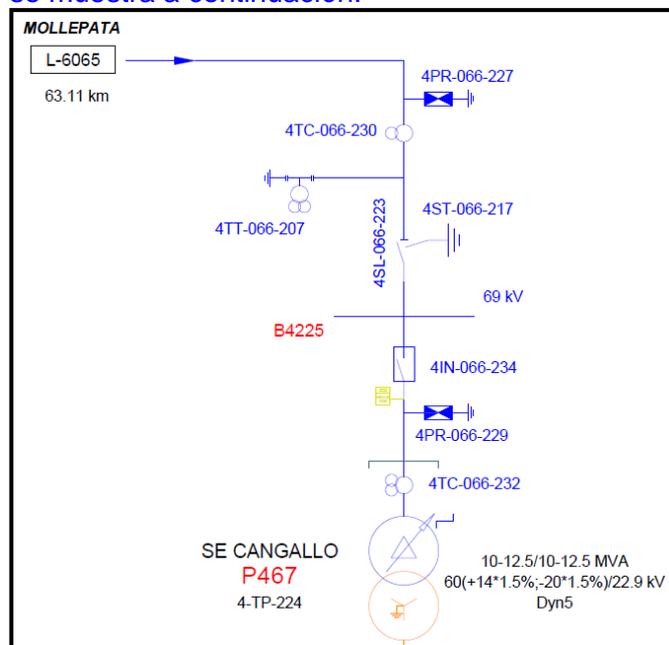
- ELECTROCENTRO debe considerar los aspectos y presentación de información adicional, indicados en el numeral 26 del presente documento.
- ELECTROCENTRO debe confirmar y verificar si lo solicitado es por una celda de línea 60 kV o una celda línea-transformador 60 kV; puesto que, en la visita técnica “in situ”, se verificó que en la bahía de 60 kV existe una celda línea -transformador que se conecta con la SET Mollepata. Caso contrario, de mantenerse que lo

solicitado es una celda de línea de 60 kV, ELECTROCENTRO deberá aclarar cómo será la nueva configuración de la celda de línea-transformador 60 kV y si el uso que está tendrá será de celda transformador 60 kV. Asimismo, dado que habría una reconfiguración en la bahía de 60 kV se solicita que ELECTROCENTRO manifieste que dicha configuración no tendrá problemas de espacios para su ejecución, puesto que en la visita técnica "in situ", se verificó que el espacio en el lado de 60 kV era reducido, de ser el caso, deberá confirmar que la disponibilidad de espacio existente no será impedimento para la ejecución del proyecto habiendo posibilidad de ampliación o caso contrario deberá explicar cuál será la opción técnica y operativa para concretar el proyecto solicitado.

- Adicionalmente indica en el ESTUDIO que sus equipos son del año 1981 y 1997, sin embargo, no indica cuales son estos equipos y la relaciona con la L-6069 (Derivación Huanta – SET Huanta). Al respecto, ELECTROCENTRO debe revisar, corregir y/o actualizar a qué equipos se refiere.

Respuesta

Para el caso de la celda en 60 kV para la SET CANGALLO, se indica que luego de la revisión de la información y los diagramas unifilares se modifica el pedido de una celda de línea por una celda línea-transformador por antigüedad, el diagrama unifilar de la SET CANGALLO se muestra a continuación:



Análisis de Osinerghin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Solicita la renovación por antigüedad de una celda línea-transformador 60 kV por una celda de línea 60 kV; sin embargo, no menciona el uso que le dará la celda línea-transformador de 60 kV.
- No responde si tendrá problemas en la instalación del equipo debido al espacio reducido que se verificó en la visita técnica.

- No indica el año de las componentes del Elemento celda línea-transformador 60 kV en el DU presentado.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

43. Una celda de línea 60 kV en SET Cobriza

ELECTROCENTRO solicita la renovación de 01 celda de línea en 60 kV para la SET COBRIZA para el año 2026, ello, la justifica señalando que la SET ha sufrido averías por desastres naturales, además que la celda tiene Elementos que presentan antigüedad mayor a los 30 años. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO debe considerar los aspectos y presentación de información adicional, indicados en el numeral 26 del presente documento.
- ELECTROCENTRO debe especificar si esta celda está instalada en SET Cobriza I o SET Cobriza II. ELECTROCENTRO debe aclarar si se trata de la celda de línea L-6061 que va hacia SET Machahuay u otra celda. Y a qué lugares alimenta.

Respuesta

Se adjunta en el informe como sustento adicional de la celda 60kV solicitado por antigüedad.

Asimismo, el 10 de julio del 2019 se produjo un derrame de la poza de relaves de la mina Cobriza (Expansión), llegando a una altura 1.20mt. el relave.

Todos los equipos eléctricos, así como las instalaciones de la SET Cobriza II, sufrieron daños irreversibles, las pruebas realizadas recomiendan el cambio del equipamiento, así también de la infraestructura, por tal motivo no es posible la reparación, además también muchos de ellos ya cumplieron su vida útil y algunos están por cumplir, por lo tanto, sólo el reemplazo con un equipamiento nuevo brindará la garantía y confiabilidad del sistema eléctrico de Ayacucho y del SEIN.

Respecto a la celda solicitada para su renovación es la celda de línea 60kV de la SET COBRIZA II de la línea L-6061 que va hacia Machahuay, a continuación, se muestra el diagrama unifilar de la SET COBRIZA II.

Adicionalmente, cabe señalar que para la renovación de los Elementos (iv), en la visita técnica "in situ", realizada a la SET Salesianos, personal de ELECTROCENTRO señaló que no se requería el cambio de celdas en 60 kV, por lo que, retirarían esta propuesta de su ESTUDIO. Por lo tanto, ELECTROCENTRO debe aclarar si continua con el pedido (enviando los sustentos correspondientes) o por el contrario retirará esta solicitud de su ESTUDIO.

Respuesta

Se adjunta en el informe como sustento adicional de los elementos solicitados por antigüedad.

Sin embargo, para el pedido de renovación por antigüedad de la celda de línea en 60kV de la SET SALESIANOS, se desiste del pedido y se retira de la propuesta definitiva del PIT 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Mantiene su solicitud de renovación por antigüedad de la lista de celdas que indica en su PROPUESTA FINAL; sin embargo, solo justifica que el Elemento ha superado los 30 años de antigüedad y no presenta información adicional solicitada por el Regulador para los fines que se indicaron en el numeral 26 de las observaciones.
- No presenta información adicional.
- Retira la solicitud de renovación de 01 Celda de Línea 60 kV en la SET Salesianos.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

45. Una celda de alimentador en 22,9 kV en SET El Machu

Para la renovación de la celda de alimentador en 22,9 de la SET El Machu, ELECTROCENTRO no presentó ningún registro fotográfico, limitándose a indicar que dicho Elemento tiene una antigüedad mayor a 30 años.

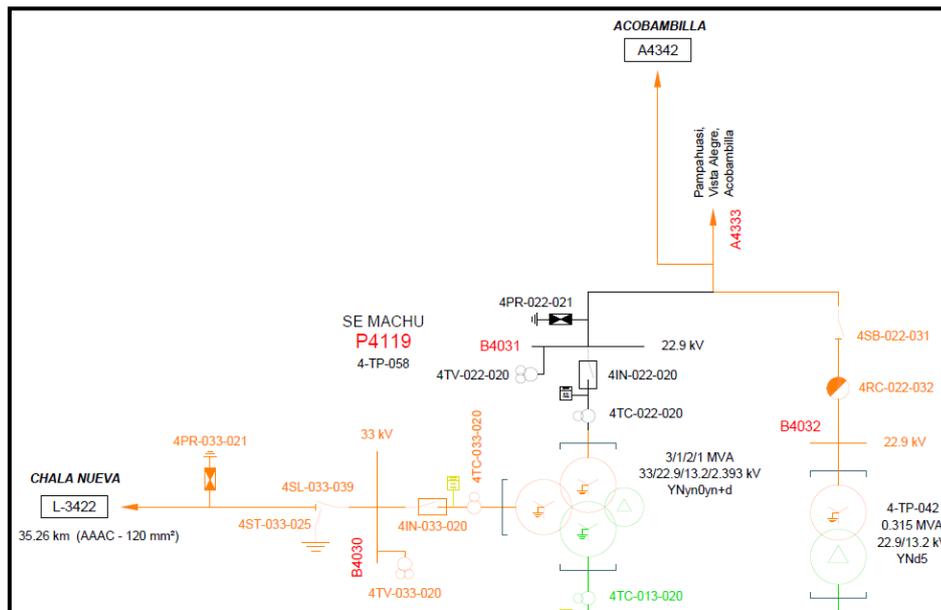
Al respecto, cabe precisar que el hecho que un Elemento cumpla los 30 años no es causal inmediata de renovación, por lo que, ELECTROCENTRO debe justificar mediante los aspectos e información adicional, indicados en el numeral 26 del presente documento.

Adicionalmente, ELECTROCENTRO debe aclarar y confirmar si la celda de alimentador de 22,9 kV existente – que solicita renovar – pertenece al SST y viene siendo remunerado por la demanda, caso contrario deberá indicar a que sistema de transmisión pertenece (SST y/o SCT) la celda que solicita renovar. Asimismo, se requiere que ELECTROCENTRO comente sobre el estado actual de la celda de alimentador de 22,9 kV que se le aprobó en PI 2009-2013.

Finalmente, se solicita a ELECTROCENTRO remitir el DU de la SET EL MACHU en donde se verifique y muestre el alimentador o alimentadores en 23 kV actualmente operativos, así como el nombre de la demanda a las que suministran el servicio eléctrico.

Respuesta

Se muestra a continuación el diagrama unifilar de la SET EL MACHU:



Respecto a la solicitud de la celda de alimentador en 22.9kV, se desiste de la solicitud en la propuesta final, debido a que el alimentador aprobado en el PIT 2009-2013 ya viene implementándose.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO desiste de su solicitud de renovar 01 celda de alimentador de 22,9 kV en la SET MACHU ya que vienen implementado la celda de alimentador de 22,9 kV aprobado en el PI 2009-2013.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

Sistema Eléctrico Pasco y Pasco Rural**46. Una (01) celda de alimentador en 10 kV en SET Shelby + Una (01) celda de alimentador en 22,9 kV en SET Goyllarisquizga**

Para la renovación de la celda de alimentador en 10 kV de la SET SHELBY y la celda de alimentador en 22,9 kV de la SET Goyllarisquizga; no se presentó ningún registro fotográfico.

Al respecto, cabe precisar que el hecho que un Elemento cumpla los 30 años no es causal inmediata de renovación, por lo que, ELECTROCENTRO debe justificar mediante los aspectos e información adicional, indicados en el numeral 26 del presente documento.

Respuesta

Se adjunta en el informe como sustento adicional de los elementos solicitados por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado información adicional, solo se limita a presentar registro fotográfico para evidenciar que el Elemento supera los 30 años dentro el periodo de evaluación del PI 2025-2029; sin embargo cabe indicar y reiterar que, si bien por verdad material se verifica que un Elemento tenga una antigüedad mayor a 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas, por lo que se debe tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional, para que estas solicitudes sean analizadas y de corresponder aprobadas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

47. Celdas en 60 kV y 13,2 kV en SET Carhuamayo

ELECTROCENTRO solicita la renovación de 01 celda de línea – transformador en 50 kV y 01 celda de transformador en 13,2 kV para la SET CARHUAMAYO, todo ello, la justifica señalando su antigüedad mayor a 30 años en el año 2026.

Al respecto, cabe precisar que el hecho que un Elemento cumpla los 30 años no es causal inmediata de renovación, por lo que, ELECTROCENTRO debe justificar mediante los aspectos e información adicional, indicados en el numeral 26 del presente documento.

Respuesta

Se adjunta en el informe como sustento adicional de los elementos solicitados por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO no ha presentado información adicional, solo se limita a presentar registro fotográfico para evidenciar que el Elemento supera los 30 años dentro el periodo de evaluación del PI 2025-2029; sin embargo cabe indicar y reiterar que, si bien por verdad material se verifica que un Elemento tenga una antigüedad mayor a 30 años, ello no es una causal inmediata para que estas instalaciones sean renovadas, por lo que se debe tener en cuenta otros aspectos y presentación de información adicional, para que estas solicitudes sean analizadas y de corresponder aprobadas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

SOBRE LA DETERMINACIÓN DE NUEVAS INVERSIONES POR CONFIABILIDAD

Sistema Eléctrico Huanta

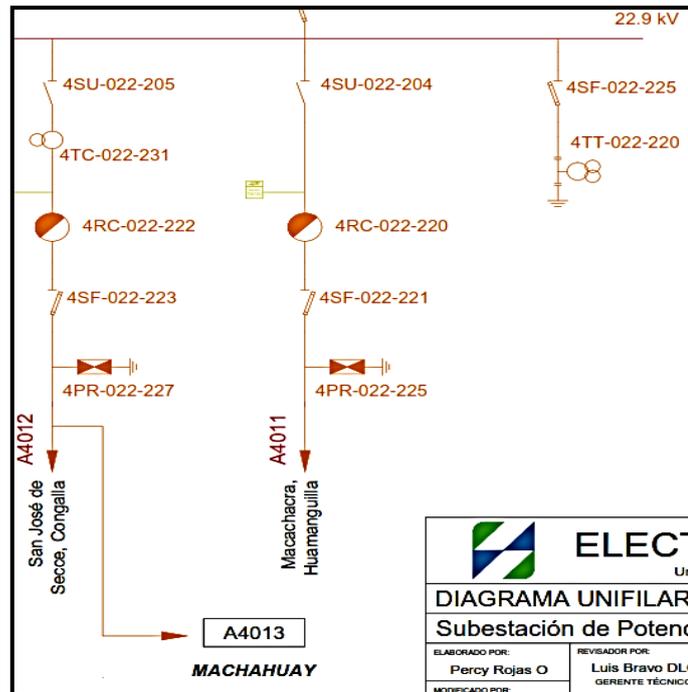
48. Dos (02) celdas de alimentador en 22,9 kV para la SET Huanta

ELECTROCENTRO solicita la implementación de dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV en la SET Huanta, ya que actualmente, los alimentadores existentes en 22,9 kV ("A4011" y "A4012") presentan problemas de sobrecarga y caída de tensión ("A4012"). Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO, a partir de su Formato F-204, no ha modelado los 2 alimentadores existentes en 22,9 kV, además no se evidencia que haya problemas de sobrecarga a pesar de haberse solamente modelado un solo alimentador en 22,9 kV modelado. Asimismo, en dicho Formato en la SET Huanta no se identifican los dos (02) nuevos alimentadores que solicita la concesionaria en el año 2026. Al respecto ELECTROCENTRO debe de revisar, actualizar y/o corregir donde corresponda.
- ELECTROCENTRO, debe justificar y sustentar que ha agotado la solución a nivel de distribución como por ejemplo el de colocar reguladores de tensión, distribución de carga u otros, de ser el caso deberá sustentar porque las soluciones planteadas a nivel distribución no son posibles. Asimismo, ELECTROCENTRO como parte de su alternativa de solución, deberá evaluar en optimizar (mediante traslados de cargas a otras celdas) el uso de las celdas de alimentador existentes y las que tiene aprobada para la SET Huanta - con la finalidad evaluar traslados de cargas que permitan mitigar la sobrecarga y caídas de tensión de los alimentadores en cuestión - puesto que se verifica que la oferta disponible de los alimentadores que dispone en dicha SET, supera la demanda en el largo plazo.
- ELECTROCENTRO, debe presentar los registros de mediciones donde se sustente que estas instalaciones presentan caídas de tensión, sobrecargas y pérdidas mayores a la permisible, por ejemplo, los registros de medición de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva de los alimentadores en 22,9 kV referidos, esto con el objetivo de verificar la Cargabilidad actual de cada alimentador.
- En la visita técnica "in situ", se verificó que, en el patio de 22,9 kV, la celda de transformador es de tecnología Metal Clad y las celdas de alimentador de tecnología convencional. Al respecto, ELECTROCENTRO debe precisar qué tipo de tecnología propone instalar para estas dos celdas adicionales que está solicitando.

Respuesta

Se presenta a continuación el DU de la SET HUANTA con los alimentadores en 22.9kV



Al respecto, se ha verificado la solicitud de nuevas a través del formato F-204 incluyendo las 02 celdas en 22,9 kV de la SET HUANTA y como resultado no se requiere más celdas en 22,9 kV y por lo tanto se desiste del pedido de celdas adicionales en 22.96kV para la SET HUANTA

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO se desiste de solicitar nuevas celdas de alimentador en 22,9 kV para la SET Huanta, partir de la evaluación que ha realizado en el F-204.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

Sistema Eléctrico Huancayo, Valle Del Mantaro 1, 2, 3 Y 4 y Valle del Mantaro 3, 4 SER

49. Un transformador 60/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Salesianos

Sobre la solicitud de 01 transformador de 30 MVA de 60/22,9/10 kV para la SET Salesianos, se tiene las siguientes observaciones:

- Respecto al pedido del nuevo transformador, ELECTROCENTRO debe de presentar el análisis de falla (pruebas en aceite, pruebas termográficas, entre otros) de los transformadores en operación, así como los registros periódicos de mantenimiento.
- ELECTROCENTRO debe aclarar cómo será instalado este transformador, i) si se va considerar como un tercer transformador paralelo a las dos existentes, para lo cual, ELECTROCENTRO debería solicitar también sus celdas conexas; ii) Se remplazará con el transformador de mayor antigüedad, con lo que se tendrían dos transformadores en paralelo en SET Salesianos, debiéndose solicitar la Baja al transformador que viene operando actualmente, o planteando su rotación hacia otra subestación.

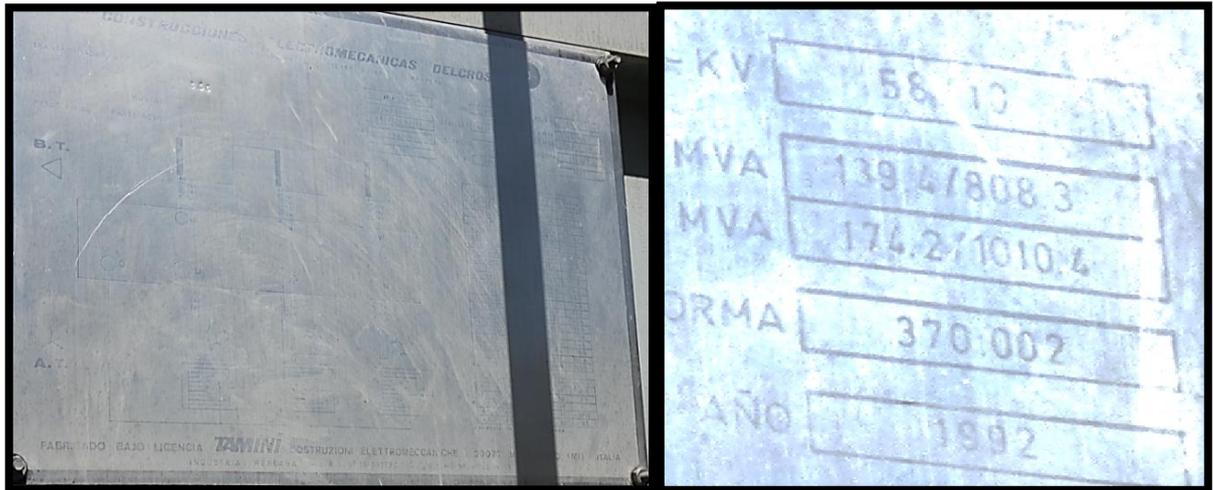
- ELECTROCENTRO debe aclarar y sustentar, si a pesar del año POC de la SET Chilca – determinada en el planeamiento - aún es necesario ampliar la capacidad en la SET Salesiano, debido a que la SET Chilca se aprobó con la finalidad de liberar las cargas de la SET Salesiano y SET Huancayo Oeste.
- Adicionalmente, respecto al transformador de reserva que solicitan, ELECTROCENTRO debe tomar en consideración la metodología y criterios establecidos en el “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, establecido en la resolución N° 094-2022-OS/CD. Se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la norma así lo establece.

Respuesta

Respecto a la solicitud de un nuevo transformador de 30MVA se menciona lo siguiente:

- La SET SALESIANOS fue puesta en servicio el año 1976, operando con un transformador de 7 MVA BBICT.
- El año 1992, en la SET SALESIANOS entro en servicio el transformador 14/17.5 MVA de la marca DELCROSA, al haber crecido la demanda de la ciudad de Huancayo. El transformador de 7 MVA quedo en reserva fuera de servicio.
- El año 2005, entro en servicio el transformador de potencia 9/11 MVA ABB, al incrementarse la demanda en la ciudad de Huancayo, haciendo una potencia total de 23/28.5 MVA, incrementándose también el número de CELDAS DE MEDIA TENSION 10 KV en la SET SALESIANOS.
- Actualmente la demanda máxima total del transformador 14 MVA (ONAN) DELCROSA está en 13.9 MVA (dato de enero 2023 del Centro de Control de Electrocentro S.A.) y la demanda máxima total del transformador 9 MVA (ONAN) ABB está en 8.4 MVA (dato de febrero 2023 del Centro de Control de Electrocentro S.A.), por lo que se requiere tomar las previsiones ante el crecimiento de la demanda. La SET SALESIANOS alimenta el Centro de la ciudad de Huancayo, por el Este cubre la zona de San Carlos y por el Oeste la zona del Hospital Carrión y La Rivera, zonas importantes de la ciudad de Huancayo.
- De acuerdo con su Programa de Mantenimiento Anual, la Unidad de Mantenimiento de Transmisión, gestionó los servicios de ANALISIS DE ACEITES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA, que se realizó en noviembre del 2021 con la empresa OIL & TRANSFORMERS y laboratorio SD MAYERS de Canadá, detectándose AZUFRE CORROSIVO y DBDS en el aceite del transformador de 9 MVA ABB de SET SALESIANOS, hallándose valores muy altos y fuera de los límites establecidos por las normas. El Azufre Corrosivo-DBDS, es un componente que corroe los devanados de cobre de los arrollamientos de los transformadores de potencia llevándolos a su colapso. El informe de OIL & TRANSFORMERS fue recibido en enero de 2022.
- El transformador 14 MVA DELCROSA de SET SALESIANOS – está en sobrecarga (97%) -, también requiere un mantenimiento integral, al presentar fuga de aceite por la tapa de la cuba del transformador, al estar vencidas las empaquetaduras. El transformador es de fabricación del año 1992 (31 años de operación), que actualmente viene operando con continuas fallas, ante esto y con la finalidad de brindar un servicio eléctrico de calidad, se requiere la implementación de 01 transformador de 30MVA en reemplazo principalmente del transformador existentes

TP - 60/10 KV – 17.5 MVA ONAF, que ya ha cumplido su vida útil de 30 años a continuación se muestra la placa de este transformador:



- Asimismo, se aclara que el transformador de 14/17.5 MVA (ONAN/ONAF) se dará de baja una vez que se ponga en servicio el nuevo transformador de 30MVA, dado que este nuevo transformador operará en paralelo con el transformador de 9MVA

Por lo tanto, se solicita la renovación del transformador que data del año 1992 de 60/10KV de 17.5MVA ONAF con uno de 30MVA 60/22,9/10KV.

Respecto a la solicitud de 01 transformador de reserva de 30MVA de 60/22,9/10KV ubicada en la SET SALESIANOS para la ciudad de Huancayo se menciona lo siguiente:

- Se realizó el cálculo para la instalación de un transformador de reserva tomando en consideración la metodología y criterios establecidos en el “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, establecido en la resolución N° 094-2022-OS/CD.
- Para ello se ha considerado las SET más relevantes de Huancayo y el Valle del Mantaro, los que se muestra a continuación:

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar ANTIGUO	Código Módulo Estándar VIGENTE
Huancayo Este	TP-060023010-010SI3E	TP-060MTMT-010SEE
Huancayo Este	TP-060010-015SI3E	TP-060MT-015SEE
Parque Industrial	TP-060033010-025SI3E	TP-060MTMT-025SEE
Parque Industrial	TP-060010-015SI3E	TP-060MT-015SEE
Salesianos	TP-060010-015SI3E	TP-060MT-015SEE
Salesianos	TP-060010-010SI3E	TP-060MT-010SEE
Concepción	TP-060023010-015SI3E	TP-060MTMT-015SEE
Chupaca	TP-033010-005SI3E	TP-033MT-005SII
Chupaca	TP-033010-005SI3E	TP-033MT-005SII
Jauja	TP-060023010-007SI3E	TP-060MTMT-007SEE

Por último, se optimizó la ubicación del transformador de reserva, el cual se muestra a continuación:

RESUMEN CONSOLIDADO DE RESULTADOS										
Potencia Móvil						MV				
SET	SET CUBIERTAS	# Item	Tipo Repuesto	Localización		2025	2026	2027	2028	2029
5_TP-060010-015SI3E	Huancayo Este	2	Móvil	Salesianos		14.15	15.01	15.88	16.36	16.86
	Parque Industrial	4	Móvil	Salesianos		14.15	15.01	15.88	16.36	16.86
	Salesianos	5	Móvil	Salesianos		14.15	15.01	15.88	16.36	16.86
Total general						42.45	45.02	47.63	49.09	50.58

Si bien es resultado indica la instalación de un TP de reserva de 15MVA, sin embargo, este únicamente está tomando como referencia la potencia hasta el año 2029, por ello para que este TP de reserva sea utilizado por muchos años se requiere hasta años más 01 transformador de reserva de 30MVA de 60/22,9/10KV ubicada en la SET SALESIANOS

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Presenta la información adicional que sustenta problemas en los transformadores existentes, partiendo que ambos Transformadores de 60/10 kV de 11 MVA y 17.5 MVA superan los 30 años de antigüedad según los registros fotográficos de las placas.
- Hace notar la Cargabilidad de los Transformadores que justifica con los valores históricos de Máxima Demanda al año 2023, cabe indicar que esta situación está siendo originada en consecuencia de no cumplir la ejecución del proyecto “Nueva SET Chilca 60/23/10 kV de 30MVA” aprobado en el Plan de Inversiones 2017-2021, y del cual es responsabilidad de ELECTROCENTRO de ejecutar los proyectos previstos en la planificación del Plan de Inversiones para evitar futuros problemas de continuidad del servicio eléctrico.
- Utiliza los archivos del modelo de Confiabilidad y Optimización que sustenta las solicitudes de Transformadores de Reserva; sin embargo, se aprecia que los valores de Potencia No Servida (PNS) no son resultado de aplicar el módulo de confiabilidad del software Digisilent, por lo que no se ha aplicado de manera correcta la atención de los valores de PNS.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

50. LT 60 kV Orcotuna – Chupaca y Parque Industrial – Chupaca

Sobre la Implementación de la “LT 60 kV Orcotuna – Chupaca” y “LT 60 kV Parque Industrial – Chupaca”, ELECTROCENTRO solicita la conexión por temas de confiabilidad de la “LT 60 kV Orcotuna-Chupaca” a través de una línea de 10,5 km, así mismo requiere la interconexión a través de una línea en 60 kV SET Parque Industrial-Chupaca con una longitud de 5,7 km, respecto de las cuales se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO, no sustenta la problemática ni la solución del pedido por confiabilidad de manera clara, solo menciona que con la ejecución de la propuesta se tendrá un anillo interconectado para todo el valle de Mantaro en 60 kV; por lo que, debe sustentar adecuadamente y precisar los temas de confiabilidad que refiere como causal de su propuesta, enmarcados en los criterios de confiabilidad indicados en el numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.

- ELECTROCENTRO, no presenta análisis de alternativas ni el modelamiento del análisis eléctrico que permita verificar la solución óptima y la contingencia que realiza para sustentar su ESTUDIO. Asimismo, se requiere que se presente el sustento con base en el análisis de diversas alternativas que demuestren la selección de la alternativa de mínimo costo técnico – económico y el trazo de ruta factible que tendrán estas líneas, así como las potenciales demandas que se alimentarán desde su proyecto solicitado (archivo .kmz).
- En la visita técnica “in situ”, el personal de ELECTROCENTRO manifestó la urgencia de construir la “LT 60 kV Orcotuna – Chupaca”, sin embargo, esta necesidad no se desarrolla en su ESTUDIO, por lo tanto, ELECTROCENTRO debe sustentar esta necesidad, y el por qué ya no es factible seguir alimentándose en el nivel de tensión de 33 kV.
- Del mismo modo, ELECTROCENTRO debe sustentar y desarrollar la necesidad y la problemática que ha identificado para considerar que la mejor solución la LT 60 kV Chupaca – Parque Industrial, cerrando un anillo en 60 kV. Adicionalmente, debe aclarar si: i) se propone repotenciar la actual línea en 33 kV, ii) plantea considerar otra ruta para la línea en 60 kV dejando operativa la actual línea en 33 kV o iii) plantea dar de Baja la actual línea en 33 kV y construir la nueva línea en 60 kV por la misma ruta.
- ELECTROCENTRO debe sustentar el uso de sección de 240 mm², propuesto para sus instalaciones, sustentando que esta sección es la óptima para este proyecto.

Complementando, como parte del proyecto, ELECTROCENTRO plantea convertir la SET Chupaca en un sistema 60/22,9/13,2 kV con un transformador de 15 MVA. Al respecto, se tiene las siguientes observaciones:

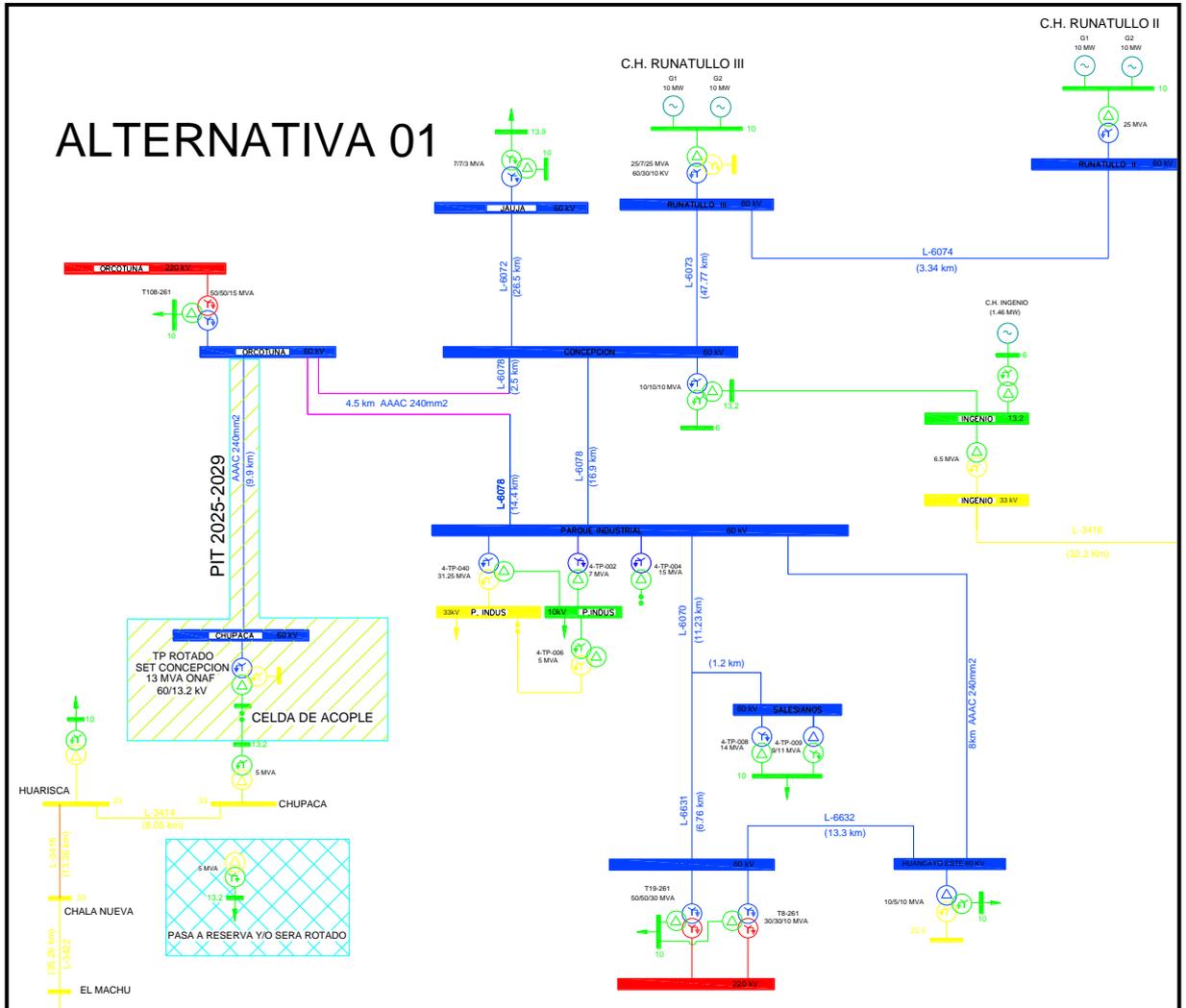
- ELECTROCENTRO, debe analizar la alternativa de considerar un transformador 60/33/22,9 kV, para seguir conectando el ramal de 33 kV como actualmente se viene utilizando y mejorar los problemas de caída de tensión que actualmente manifiesta que tiene en los alimentadores de 13,2 kV de la SET Chupaca. Asimismo, debe verificar la capacidad estándar para la zona que sea sostenible en el largo plazo.

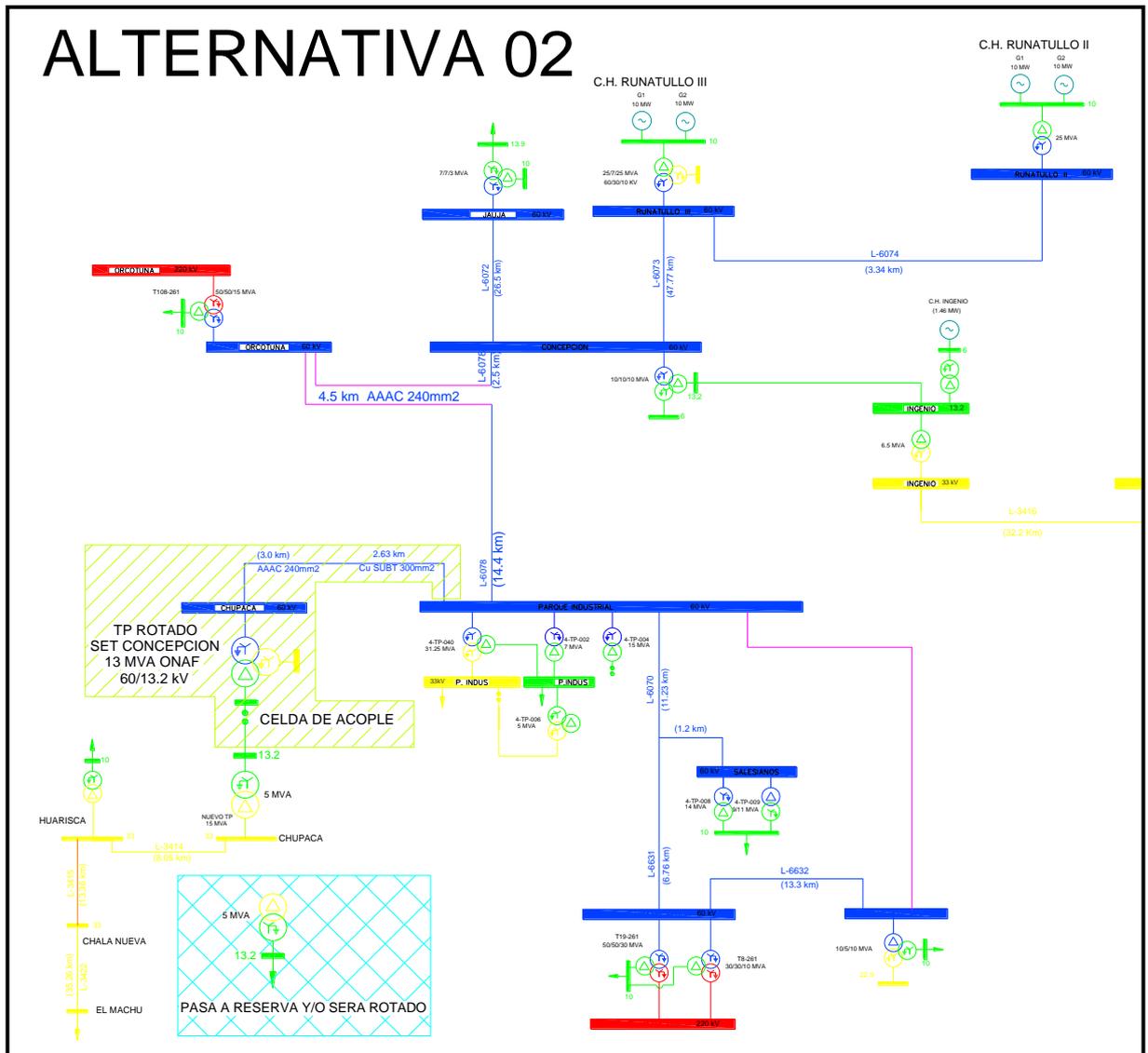
Respuesta

Al respecto, se menciona que el pedido se actualiza únicamente con la instalación de la “LT 60 kV Orcotuna – Chupaca” con el objetivo de dar mayor confiabilidad a la ciudad de Chupaca, ya que este sistema de implementarse dará mayor confiabilidad a las SET CHUPACA, SET HUARISCA, SET CHALA NUEVA y SET EL MACHU que en el año 2029 estará atendiendo una carga de 9.4 MVA, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

NOMBRE DE LA SET	kV	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)													
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
SET AT/MT CHUPACA TP - 33/13 kV - 5 MVA Nuevo TP 33/13 kV - 5 MVA	13	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
SET AT/MT HUARISCA TP - 33/13 kV - 0.5 MVA Nuevo TP (Nuevo)	13	0.47	0.47	0.49	0.51	0.53	0.54	0.56	0.58	0.59	0.61	0.62	0.63	0.65	
SET AT/MT CHALA NUEVA TP -33/13 kV - 1 MVA TP -33/13 kV - 1 MVA	13	0.23	0.23	0.24	0.25	0.26	0.26	0.27	0.28	0.29	0.3	0.3	0.31	0.32	
SET AT/MT EL MACHU TP - 33/23/13 kV - 3/1/2 MVA	23	0.09	0.09	0.1	0.1	0.1	0.11	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	
	13	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.18	0.18	0.19	0.19	0.2	0.2	0.21	
TOTAL		6.3	6.4	7.9	8.2	8.5	8.9	9.1	9.4	9.5	9.7	9.9	10	10	

Además, se menciona que se ha desarrollado 02 alternativas de alimentación en 60kV hacia la SET CHUPACA, para ambas alternativas se ha considerado la rotación del transformador de 10/13MVA (ONAN/ONAF) 60/13.2kV de la SET JAUJA que será reemplazado por uno nuevo, las alternativas planteadas se muestran a continuación:





Del resultado de la evaluación económica ha resultado a más económica la Línea 60kV Orcotuna-Chupaca, para el cual se ha considerado la rotación del transformador de 13 MVA (ONAF) 60/13.2kV de la SET CONCEPCION, ante ello se requerirá la construcción de la línea en 60kV.

Finalmente, para la alimentación de la línea 33kV que va de Chupaca hacia Harisca, se alimentara a través de una celda de acople de la barra 13.2kV y se elevara la tensión a 33kV para la mencionada línea.

Análisis de Osinerghin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Justifica su solicitud por temas de Confiabilidad al ramal del sistema eléctrico conformado por la SET Chupaca, SET Huarisa, SET Machu, SET Chala Nueva y SET Chala Nueva; sin embargo, se puede apreciar que la demanda no supera los 30 MW indicados en el numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.
- Esquematiza mediante DU las 02 alternativas para la evaluación técnica-económica; sin embargo, del archivo PFD, se verificó que el modelamiento de

ambas alternativas presenta inconsistencias, tal como se indica en la observación 4.

- Incorpora una celda de acople para elevar el nivel de tensión de 13,2 kV a 33 kV manteniendo la el nivel de tensión del ramal en 33 kV que operan las SETs Chupaca, Huarisca, Chala Nueva y Machu; sin embargo, no se esquematiza ni se menciona el uso que tendrá la LT 33 kV Parque Industrial- Chupaca, y sus celdas de líneas asociadas. Asimismo, no se está considerando en su DU el uso del Transformador de Potencia 33/10 kV de 5 MVA aprobado para la SET Chupaca en el Plan de Inversiones 2017-2021, YA QUE DICHO Tp se aprobó para que opere en paralelo con el Tp existente en SET Chupaca y lo que propone ELC es pasar el Tp existente a Capacidad Disponible no habiendo una correspondencia con lo planificado en el Plan de Inversiones 2017-2021. Cabe indicar que el proyecto hasta la fecha no se encuentra ejecutado.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

51. LT 60 kV Chupaca - Huamancaca y nueva SET Huamancaca

Sobre la Implementación de la “LT 60 kV Chupaca - Huamancaca y nueva SET Huamancaca”, se tiene las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO, no sustenta la problemática ni la solución del pedido por confiabilidad de manera clara, solo menciona que con la ejecución de la propuesta solucionaría los problemas actuales de caída de tensión y Cargabilidad en sus alimentadores de 13,2 kV; por lo que, ELECTROCENTRO debe sustentar adecuadamente y precisar los temas de confiabilidad que refiere como causal de su propuesta, enmarcados en los criterios de confiabilidad indicados en el numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.
- ELECTROCENTRO, debe justificar y sustentar que ha agotado las alternativas de solución a nivel de distribución como por ejemplo el de colocar reguladores de tensión, distribución de carga, aumento en la sección o calibre del conductor u otros, de ser el caso deberá sustentar porque las soluciones planteadas a nivel distribución no son posibles o son de mayor costo que la propuesta solicitada.
- ELECTROCENTRO debe enviar los archivos de sustento que permita verificar la problemática actual de la caída de tensión y sobrecarga en los alimentadores en 13,2 kV, en el cual se motiva para solicitar su inversión. Asimismo, deberá indicar actualmente que plan de contingencia vienen ejecutando ante dicha problemática.
- No se presenta el sustento de la necesidad de nuevas demandas (de tipo regulado y libre) en la zona de Huamancaca (lo cual, el personal de ELECTROCENTRO se comentó en la visita técnica “in situ”) ni la ubicación de la SET Huamancaca. En ese sentido, se requiere que se presenten los cálculos y la memoria correspondiente que demuestren la necesidad de dicha subestación. Asimismo, que se sustente la ubicación óptima de la nueva SET con base en la información de distribución espacial de la demanda, para lo cual se debe considerar el radio de influencia de las SETs cercanas y de la nueva SET a partir de sus ubicaciones.
- Asimismo, el sustento de la propuesta que presenta la concesionaria debe de presentarse en un software utilizable por Osinergmin (DIgSILENT) y archivos .KMZ, además de precisar la configuración que se propone en en los análisis de de flujo de potencia.

- Por último, se debe analizar la alternativa de alimentar la futura SET Huamancaca con una "LT 33 kV" desde SET Chupaca, y así utilizar los actuales transformadores en 33/13,2 kV que se encuentran en la SET Chupaca. Asimismo, se debe evaluar la alternativa de evaluar la alimentación en 22,9 kV desde la SET Chupaca a partir de la alternativa de colocar un TP 60/33/22,9 kV.

Respuesta

Al respecto se precisa que este proyecto se retira de la propuesta en el presente proceso regulatorio PIT 2025-2029 y se planteara con mayores sustentos en la siguiente regulación del PIT 2029-2034.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO retira el proyecto solicitado.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

Sistema Eléctrico Chalhuamayo – Satipo – Pichanaki – Pozuzo

52. LT 60 kV Puerto Bermúdez – Santa Rosa – Codo Pozuzo, nueva SET Santa Rosa y nueva SET Pozuzo

Sobre el corredor en 60 kV Puerto Bermúdez – Santa Rosa – Codo Pozuzo, ELECTROCENTRO debe aclarar cual es la problemática que existe en la zona, como puede ser caída de tensión, criticidad en el servicio, sobrecargas u otros. Esta problemática debe estar debidamente sustentada. En su ESTUDIO, solo se limitan a decir que "*para brindar mayor confiabilidad*", sin embargo, no se sustenta de manera clara esta solicitud. Asimismo, debe considerar que lo solicitado debe enmarcarse en los criterios de confiabilidad indicados en el numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.

ELECTROCENTRO debe sustentar como se están alimentando las cargas actualmente y como se alimentarán con la entrada del nuevo proyecto planteado, debe estar claro que cargas se alimentarán desde la SET Santa Rosa y la SET Codo Pozuzo.

No se presenta el sustento de la necesidad y la ubicación de la SET Santa Rosa y la SET Codo Pozuzo. Se requiere que se presenten los cálculos y la memoria correspondiente que demuestren la necesidad de dicha subestación. Así mismo, se requiere que se sustente su ubicación óptima con base en la información de distribución espacial de la demanda, para lo cual se debe considerar que las subestaciones AT/MT deben ubicarse en el centro de carga o cerca de éste.

ELECTROCENTRO debe enviar información del trazo de ruta y la ubicación de las nuevas subestaciones en archivos kmz, adicionalmente, debe indicar si los terrenos donde plantea construir las subestaciones son de su propiedad o son puntos referenciales.

Finalmente, en el PI 2017-2021, sea aprobó el proyecto LT 60 kV Oxapampa – Pozuzo, al respecto, ELECTROCENTRO debe aclarar y sustentar que a pesar de la entrada de este proyecto, se hace necesario el corredor en 60 kV Puerto Bermúdez – Santa Rosa – Codo Pozuzo. Además, debe informar en que etapa esta la ejecución de este proyecto.

Respuesta

Al respecto, se precisa que este proyecto se retira de la propuesta en el presente proceso regulatorio PIT 2025-2029 y se planteara con mayores sustentos en la siguiente regulación del PIT 2029-2034.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que ELECTROCENTRO retira el proyecto solicitado.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

53. Nueva LT 138 kV Renovandes - Yurinaki

Respecto a la conexión del sistema Selva Central a través de una nueva “LT 138 kV CH Renovandes – Yurinaki”, se ha realizado las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO no ha realizado la modelación del análisis eléctrico y análisis de alternativas que sustente su propuesta. Se requiere que actualice su ESTUDIO y complemente la información en todos los formatos que correspondan.
- ELECTROCENTRO señala que “*el Sistema Selva Central en estos momentos es un sistema crítico*”, sin embargo, no presenta argumentos que respalden su solicitud. Por lo tanto, ELECTROCENTRO debe enviar información que sustente que se trata de un sistema crítico.

Adicionalmente, según lo indicado en el numeral 12.3.4 de la NORMA TARIFAS (numeral incorporado según Resolución N° 018-2018-OS/CD), la DSE es el encargado de calificar si un sistema eléctrico es calificado como un sistema de transmisión crítico, por lo que, se solicita que ELECTROCENTRO comunique si la DSE ha calificado el Sistema Eléctrico Selva Central como SETA.

- ELECTROCENTRO señala que, “*plantea el proyecto bajo el criterio N-1 debido a que la demanda supera los 30 MVA*”, al respecto, ELECTROCENTRO debe verificar si cumple con el criterio 12.3.1 de la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, debe justificar y argumentar que dicho proyecto solicitado es necesario, a pesar del proyecto aprobado “LT 138 kV Runatullo – Satipo”, además de indicar las problemáticas actuales en el corto y largo plazo que beneficiaría el proyecto solicitado.
- ELECTROCENTRO debe indicar cuales son las conclusiones y resultados del estudio de “Creación de la SET Yurinaki y Línea de Transmisión Santa Ana – Yurinaki, distrito de Perene, provincia de Chanchamayo, departamento de Junín”, que según indicaron en visita técnica “in situ”, culminó en junio del 2023. Ello con la finalidad de verificar la factibilidad y el tiempo de ejecución del proyecto solicitado.
- ELECTROCENTRO no planteó de manera adecuada los escenarios de análisis de confiabilidad, por lo que debe ampliar el sustento respecto a ese análisis tomando en consideración los criterios indicados en los Informes Técnicos N° 690-2022-GRT y N° 043-2020-GRT.

Además, ELECTROCENTRO debe aclarar las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO debe informar y precisar como plantea realizar el financiamiento de este proyecto; es decir, si se realizará con recursos propios, si seguirá los tramites regulares con FONAFE u otro tipo de financiamiento. Además de ello indicar que tiempo le llevará para ejecutar el proyecto. En ese sentido, se solicita sincerar la POC que tendría el proyecto de ejecutarlo ELECTROCENTRO.
- ELECTROCENTRO plantea en la SET Yurinaki un devanado en 23 kV (celda de transformador, celda de medición y celda de alimentador), al respecto, ELECTROCENTRO debe argumentar que cargas plantea alimentar con dicho devanado en el corto y largo plazo.

- De la visita técnica “in situ” a la ubicación del terreno de la futura SET Yurinaki, ELECTROCENTRO debe confirmar si el espacio considerado no tiene problemas para acceder a su adquisición. Asimismo, debe precisar e indicar sino tendrá problemas para transportar los equipamientos de la SET; ya que se verificó que los espacios para el tránsito son muy angostos y a los costados hay terrenos de propiedad privada de terceros.

Por otro lado, Osinerghmin de la visita técnica a las instalaciones de la Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L. (CH Renovandes), y a las coordenadas (ubicación) donde se plantea instalar la SET Yurinaki, se tienen las siguientes observaciones:

- ELECTROCENTRO debe sustentar si ha realizado las coordinaciones con la empresa Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L. (propietario de la CH Renovandes) y la empresa Vari Energía S.A.C. (propietario de la futura CH Anashironi), para el uso de sus instalaciones en la conexión en 138 kV del proyecto solicitado. Asimismo, deberá sincerar la POC del proyecto, dado que estará sujeto a la entrada de la CH Anashironi con lo que se tendría operativa la adecuación de las bahías en 138 kV, por lo que, ELECTROCENTRO deberá adjuntar el cronograma de obras para la POC de la CH Anashironi y comentar el estado actual de la ejecución de dicho proyecto.

Además, ELECTROCENTRO debe analizar y evaluar el análisis de alternativas, para tal caso se sugiere evaluar el proyecto “LT 138 kV Campas- Yurinaki”, en donde deberá presentarse en un cuadro resumen las ventajas y desventajas que tienen cada uno de estos proyectos, incluyendo el análisis técnico- económico de estas alternativas y la probabilidad de ejecución en cuanto a los temas de permisología, trazos de ruta, accesos, Servidumbre y DMS.

Finalmente, ELECTROCENTRO debe informar y sustentar si ha realizado coordinaciones con el COES con la finalidad de evaluar un proyecto integral que pueda brindar confiabilidad al Sistema Eléctrico Selva Central, mediante un ITC.

Respuesta

Luego de realizar de la proyección de la demanda para el AD05, se ha extraído el cuadro con las cargas a alimentar en SELVA CENTRAL, el cual luego de la sumatoria se observa que supera los 30MW a partir del año 2025, ante ello se plantea el proyecto por confiabilidad N-1, a continuación, se muestra el cuadro den las demandas de SELVA CENTRAL:

SEP	BARRA	(kV)	POTENCIA (MW)									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
OXAPAMPA	OXAPA023	22.9	3.24	3.35	3.45	3.57	3.68	3.76	3.84	3.92	4.00	4.08
VILLA RICA	VRICA023	22.9	1.99	2.06	2.13	2.20	2.28	2.33	2.38	2.43	2.48	2.54
PICHANAKI	PICHA013	13.2	1.65	1.71	1.77	1.83	1.89	1.93	1.97	2.02	2.06	2.11
PICHANAKI	PICHA023	22.9	5.24	5.45	5.67	5.85	6.02	6.15	6.27	6.40	6.53	6.66
PUERTO BERMUDEZ	PBERM033	33	4.26	4.40	4.56	4.71	4.87	4.98	5.09	5.20	5.31	5.43
CHALHUAMAYO	CHALH023	22.9	3.11	3.22	3.33	3.44	3.56	3.64	3.72	3.80	3.88	3.97
SATIPO	SATIP023	22.9	7.28	7.53	7.79	8.05	8.32	8.51	8.69	8.89	9.08	9.28
CHANCHAMAYO	CHANC023	22.9	9.23	9.54	9.87	10.21	10.55	10.78	11.02	11.26	11.51	11.77
AUCAYACU	AUCAY023	22.9	2.62	2.71	2.80	2.90	3.00	3.06	3.13	3.20	3.27	3.34
			38.62	39.97	41.37	42.75	44.16	45.13	46.11	47.11	48.14	49.19

Además, se ha realizado las simulaciones en el digisilent bajo el criterio N-1 bajo las siguientes premisas:

- C1: Contingencia N-1 quitando la línea LT 138 kV Yaupi – Oxapampa

Se indica que ante la contingencia 1 el sistema no converge, es decir que el sistema colapsa por tensión.

- C2: Contingencia N-1 quitando la línea LT 138 kV Runatullo – Satipo

Los resultados de la contingencia 2 se muestran a continuación:

NIVEL DE CARGA DE LAS LINEAS

NOMBRE	NIVEL DE CARGA									
	2025 SP C2	2026 SP C2	2027 SP C2	2028 SP C2	2029 SP C2	2030 SP C2	2031 SP C2	2032 SP C2	2033 SP C2	2034 SP C2
1ER TRAMO ORCOTUNA-CONCEPCION	48.47	40.12	39.47	39.05	40.71	38.32	37.94	37.57	37.18	33.47
CAMPAS - CHANCHAMAYO	#N/D	#N/D	#N/D	9.76	9.69	8.94	8.88	8.84	8.83	8.82
CAMPAS - LA VIRGEN	#N/D	#N/D	#N/D	22.12	22.04	10.91	10.83	10.75	10.67	10.62
L ORCOTUNA-PQINDUSTRIAL L6078	54.29	48.51	47.11	49.26	58.33	46.47	46.95	47.45	47.99	51
L Oxapampa-Pozuzo	2.4	2.46	2.39	2.48	2.55	2.65	2.71	2.81	3	2.88
L-2116	40.28	40.62	40.5	40.28	40.95	59.85	59.8	59.75	59.74	59.55
L-2116a	40.98	41.41	41.3	41.08	41.77	60.83	60.77	60.73	60.72	60.53
L-2221	40.46	39.18	39.69	39.79	39.62	60.03	60.29	60.57	60.88	61.3
L-2221a	40.57	38.5	38.85	39.01	39.3	59.48	59.74	60.02	60.34	60.86
L-2256	23.39	27.41	27.41	31.94	31.86	43.28	43.23	43.17	43.13	43.09
L-2257	98.12	94.56	94.56	94.69	94.69	95.57	95.57	95.57	95.57	95.57
L-3413	72.96	74.52	75.66	75.4	80.05	81.04	82.97	84.97	87.11	85.02
L-3414	10.07	10.34	10.54	10.54	11.26	11.43	11.75	12.08	12.44	12.21
L-3415	6.16	6.33	6.45	6.45	6.88	6.99	7.19	7.39	7.6	7.42
L-6065	9.78	10.28	10.45	10.67	10.89	11.14	11.38	11.63	11.88	11.88
L-6070	15.6	21.29	23.53	23.5	19.47	26.96	27.3	27.64	27.97	25.24
L-6070(1)	15.92	17.06	16.96	17.76	18.54	18.19	18.61	19.04	19.62	19.79
L-6072 Jauja-Concepción	17.8	19.46	19.97	20.44	20.32	21.51	22	22.5	23.03	22.16
L-6073	73.62	69.59	69.7	69.79	69.17	70.61	70.63	70.66	70.7	67.93
L-6074	49.9	46.3	46.38	46.45	46.08	47.18	47.21	47.24	47.28	45.28
L-6082	10.15	10.7	10.3	10.75	11.06	11.59	11.96	12.54	13.67	12.92
L-6085	34.43	31.1	31.16	30.05	30.06	30.14	30.15	30.15	30.16	30.17
L-6086	16.36	17.98	17.47	18.78	19.93	19.22	20.46	22.07	26.74	23.81
L-6087(1)	34.89	23.83	23.34	12.55	12.36	12.63	12.44	12.24	12.02	11.82
L-6631(1)	16.34	17.58	17.51	18.33	19.06	18.82	19.25	19.69	20.28	20.41
LAV-L2	53.51	50.28	50.3	48.08	48.08	50.56	50.57	50.58	50.54	50.57
LAV-L4	53.51	50.28	50.3	48.08	48.08	50.56	50.57	50.58	50.54	50.57
LAV-L6	53.51	50.28	50.3	48.08	48.08	50.56	50.57	50.58	50.54	50.57
LT 138 kV Runatullo -Satipo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT 33 kV Villa Rica - Pichanaki	23.82	25.66	24.7	26.23	27.41	27.66	29.03	30.94	36.3	32.68
LT 60 Parque Industrial - Huancayo Este	29.2	29.56	29.4	30.67	32.86	31.05	30.97	30.89	30.83	32.63
LT 60 kV Oxapampa - Villa Rica	33.95	36.37	34.97	36.95	38.45	39.25	40.99	43.49	49.84	45.59
LT Deriv. Huayucachi - Huayucachi	26.92	32.71	34.47	35.2	32.49	38.61	39.26	39.92	40.73	38.55
LT Mollepata - San Francisco	34.17	36.5	37.34	38.43	39.42	40.73	41.98	43.31	44.72	44.72
LT1 60 kV Orcotuna-Concepción	66.25	54.84	53.95	53.37	55.65	52.38	51.87	51.36	50.83	45.75
LT2 60 kV Orcotuna-Concepción	15.32	16.79	17.23	17.65	17.53	18.59	19.02	19.46	19.92	19.14

TENSIONES EN LAS BARRAS

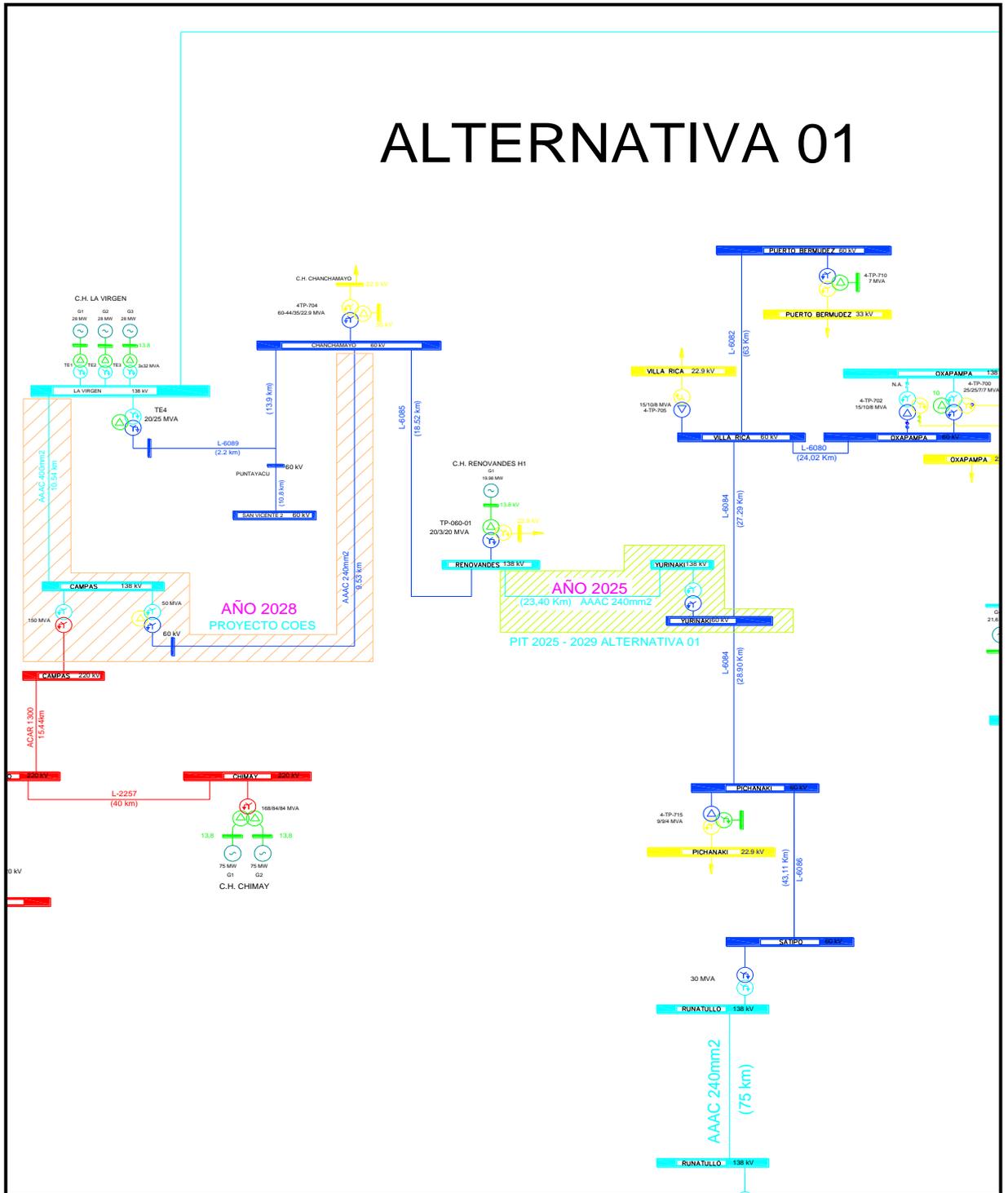
NOMBRE	2025 SP C2	2026 SP C2	2027 SP C2	2028 SP C2	2029 SP C2	2030 SP C2	2031 SP C2	2032 SP C2	2033 SP C2	2034 SP C2
VIR138	95.86	96.45	96.43	98.43	98.42	98.74	98.74	98.73	98.76	98.73
VIR060	91.91	94.65	94.57	97.55	97.54	97.69	97.68	97.67	97.68	97.65
VILLAR60	100.46	98.64	104.53	102.66	102.12	100.06	99.37	97.3	92.11	98.71
VILLAR23	100	98.16	104.06	102.18	101.62	99.54	98.84	96.74	91.51	98.14
Satipo 138	91.62	88.95	95.31	92.67	91.51	89.43	88	84.99	76.28	85.4
SATIPO60	91.62	88.95	95.31	92.67	91.51	89.43	88	84.99	76.28	85.4
SATIPO23	92.91	95.96	99.73	99.96	96.89	97.9	96.11	97.54	77.74	94.34
SANTA ANA60	89.96	95.93	95.74	98.68	98.67	98.66	98.64	98.62	98.61	98.58
SANTA ANA23	89.75	98.24	98.05	99.85	99.86	99.86	99.86	99.86	99.86	99.86
SANTA ANA14	90.05	98.28	98.09	100	100	100	100	100	100	100
Runatullo III 138	100	98.89	98.79	98.72	99.29	98.52	98.49	98.46	98.43	103.19
RUNATULLO_III	100	98.89	98.79	98.72	99.29	98.52	98.49	98.46	98.43	103.19

NOMBRE	2025 SP C2	2026 SP C2	2027 SP C2	2028 SP C2	2029 SP C2	2030 SP C2	2031 SP C2	2032 SP C2	2033 SP C2	2034 SP C2
RUNATULLO_II	100.27	99.27	99.18	99.11	99.62	98.94	98.91	98.89	98.86	103.62
RUNATULLO33	100.32	100.6	100.62	100.64	100.49	100.7	100.7	100.71	100.71	100.81
RUNATULLO III 10	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
RUNATULLO II 10	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PUNTA066	90.01	93.84	93.69	96.99	96.97	97.03	97.01	96.99	96.98	96.95
POZUZO33	112.4	110.51	116.7	114.95	114.55	112.4	111.91	110.02	105.61	104.97
POZUZO10	112.69	110.9	117.08	115.34	114.95	112.81	112.34	110.47	106.09	105.46
PICHA60	94.45	92.09	98.33	95.95	95.03	92.84	91.67	88.98	81.46	89.78
PICHA23	94.76	98.42	98.74	96.11	99.86	98.98	97.57	97.76	79.81	98.53
PICHA13	94.51	98.18	98.49	95.85	99.6	98.72	97.29	97.48	79.45	98.24
PBERM60	97.63	95.62	101.67	99.65	99	96.75	95.93	93.65	88.05	94.95
PBERM33	99.58	97.42	103.74	101.58	100.86	98.45	97.55	95.1	89.13	96.39
PBERM10	98.93	96.73	103.08	100.89	100.15	97.71	96.79	94.31	88.27	95.57
PACHACACA 220 - YANAN	100.69	101.68	101.69	101.71	101.7	100.54	100.53	100.53	100.51	100.52
OXAPAMPA 138	98.47	97.92	98.33	98.22	98.1	97.44	97.29	97.09	96.49	96.87
OXA60	104.11	102.65	108.28	106.72	106.4	104.48	104.07	102.4	98.46	104.14
OXA23	102.15	104.1	101.91	101.76	101.6	100.86	100.66	100.41	99.72	100.09
CHIMAY 220	102.36	101.79	101.8	101.46	101.47	100.73	100.73	100.73	100.73	100.73
CHIMAY 13.8B	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
CHIMAY 13.8A	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
CHAN60	89.51	94.18	93.99	97.5	97.47	97.46	97.43	97.4	97.38	97.34
CHAN23	88.61	95.25	93.09	96.61	96.57	96.54	96.48	96.43	96.39	96.32
CHAN010	88.72	95.35	93.2	96.72	96.67	96.64	96.59	96.54	96.5	96.44
CHALN33	95.09	95.77	96.15	98.28	94.51	95.15	94.78	94.39	93.92	96.24
CHALA13	95.66	96.34	96.72	98.87	95.03	95.68	95.29	94.89	94.4	99.3

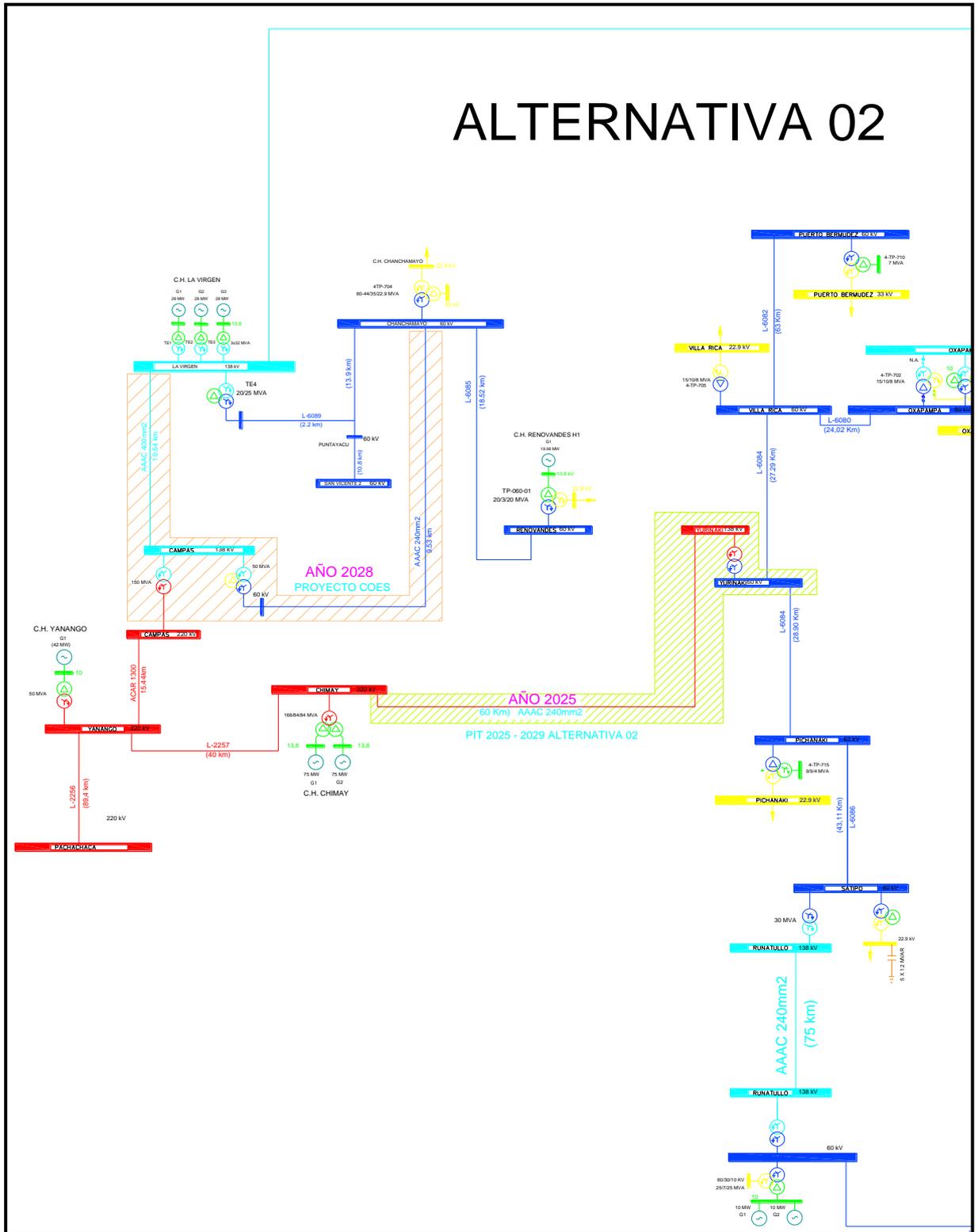
Para la propuesta de solución se ha planteado 02 alternativas que se muestran a continuación con sus diagramas unifilares y trazos de ruta:

LINEA 138kV RENOVANDES – YURINAKI

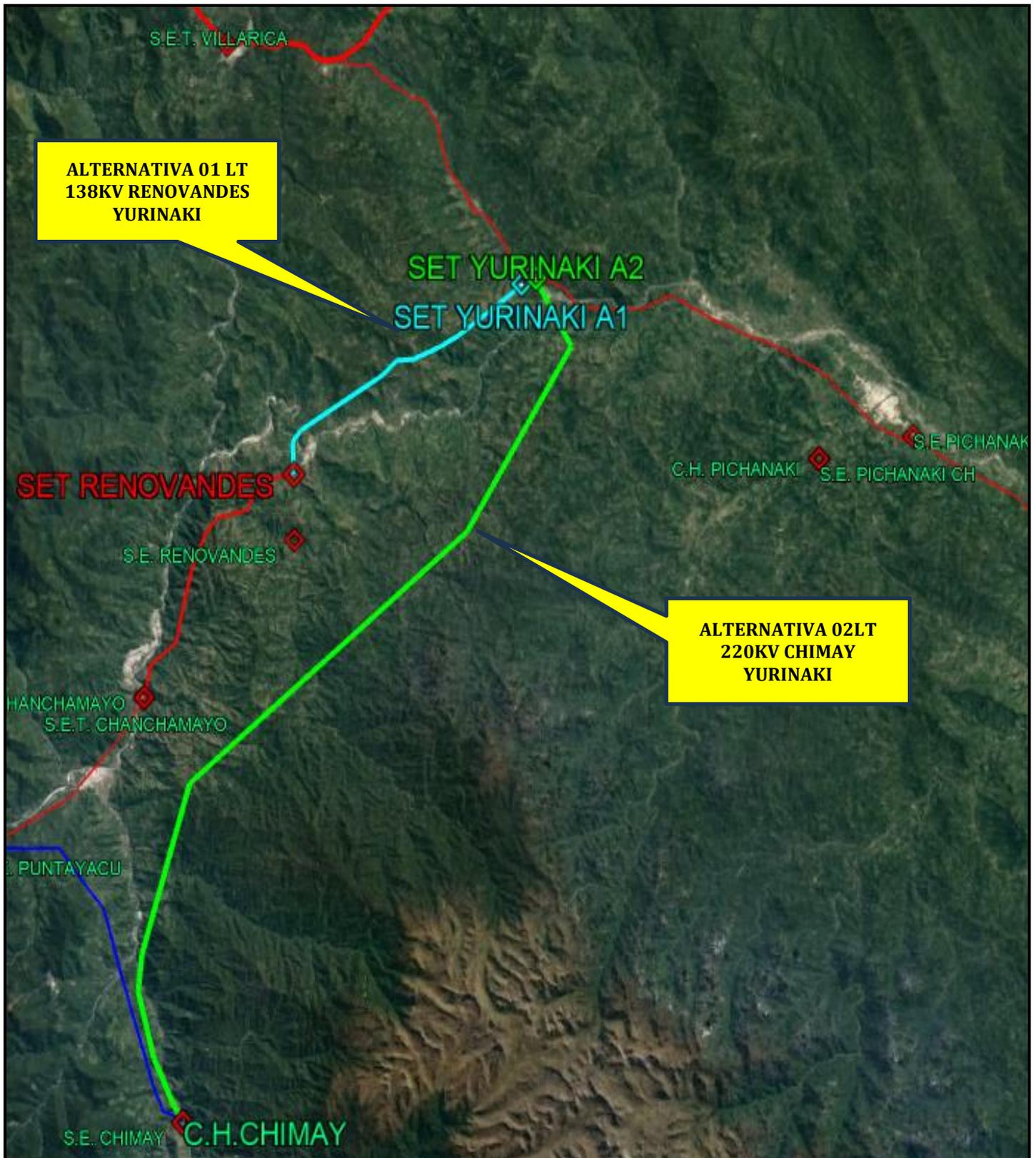
ALTERNATIVA 01



LINEA 220KV CAMPAS – YURINAKI



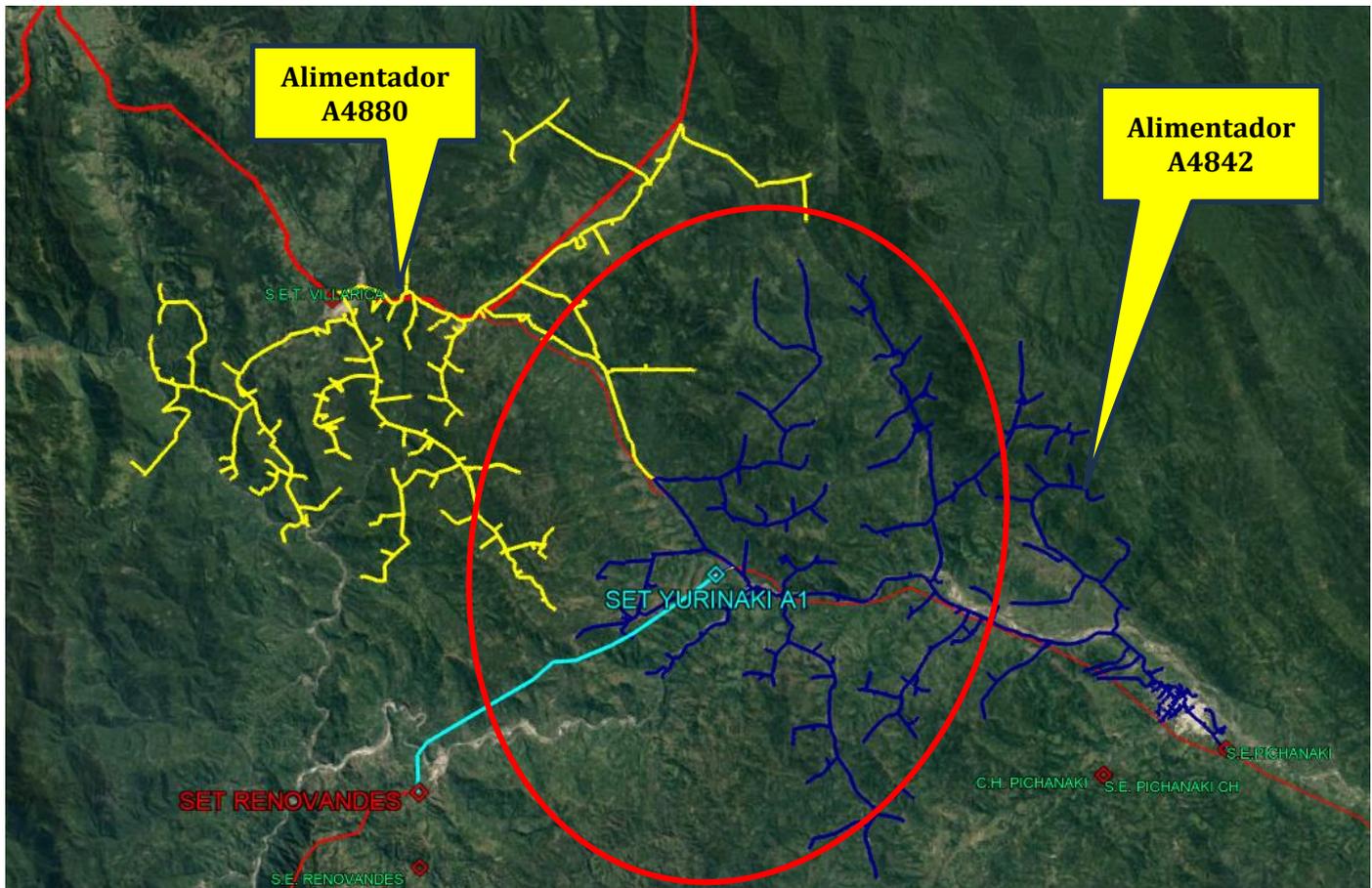
TRAZO DE RUTA DEE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS



Asimismo, como resultado de la evaluación económica ha resultado como alternativa la instalación de la Línea 138kV Renovandes – Yurinaki.

El transporte de equipamientos y materiales se realizarán de forma normal, ya que la ruta en época de estiaje es de circulación constante y estos costos están siendo considerados dentro del presupuesto de obra.

Respecto a la carga que alimentara la barra de 22.9kV se indica que tomara las cargas cercanas a la SET YURINAKI, los cuales son el alimentador A4880 de la SET VILLA RICA y el alimentador A4842 de la SET PICHANAKI ambos alimentadores están en el nivel de tensión 22.9kV, el grafico de las redes que tomara la SET YURINAKI en 22.9kV se muestra a continuación:



Las conclusiones del estudio de la Línea 138 Renovandes – Yurinaki son las siguientes:

El proyecto en análisis está enmarcado dentro de los lineamientos de política del sector ENERGIA e INVIERTE PE, cumpliendo con la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. N° 25844 y su Reglamento D.S. 009-93-EM.

1.1. ALCANCES DEL PROYECTO

El proyecto “Creación del Servicio de Transmisión y Sub Transmisión en la Línea de Transmisión Santa Ana – Yurinaki y Subestación Yurinaki en los Distritos de Chanchamayo, Perené de la Provincia de Chanchamayo del Departamento de Junín”, comprende lo siguiente:

- *Ampliación de la SET Santa Ana: (02) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).*

- Implementación de la LT 138kV Santa Ana – Yurinaki 20.16km, en simple terna con conductor 240mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 24 hilos, torres de acero.
- Nueva SET Yurinaki 138/60/22.9kV-50/50/12 MVA (Tecnología Convencional).
- Implementación de la LT 60kV Yurinaki – Deriv. Villa Rica/Pichanaki 1.44km, en doble terna con conductor 253mm² ACAR, cable OPGW con fibra óptica de 24 hilos, torres de acero.

1.2. BRECHA OFERTA/DEMANDA

A continuación, se muestra la brecha oferta – demanda del proyecto:

Cuadro N°30: Balance Oferta y Demanda (MW) – Operación Normal

Descripción	2025	2029	2034	2039	2044
	1	5	10	15	20
Oferta de Potencia (MW)					
LT 138kV SE Santa Ana - Yurinaki	107.6	107.6	107.6	107.6	107.6
TP Yurinaki 138/90/22.9kV - 40/50MVA	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Demanda de Potencia (MW)	12.8	5.6	6.2	6.9	7.7
YURINAKI 22.9kV(1)	3.7	4.0	4.4	4.9	5.4
YURINAKI 60kV	9.1	1.6	1.8	2.0	2.3
Balance Oferta - Demanda (MW) (Línea)	94.8	101.9	101.3	100.7	99.9
Balance Oferta - Demanda (MW) (TP)	32.2	39.4	38.8	38.1	37.3

1.3. INVERSIÓN DEL PROYECTO

Los costos de inversión del proyecto, a mayo del 2023, es de S/. 37,624,553.53 incluido IG.V.

1.4. FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

El financiamiento del proyecto será utilizando los recursos propios de Electrocentro S.A.

Asimismo, se ha realizado las coordinaciones con la empresa Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L. (propietario de la CH Renovandes) y la empresa Vari Energía S.A.C. (propietario de la futura CH Anashironi), para el uso de sus instalaciones en la conexión en 138 kV, los cuales se encuentran en los siguientes documentos:

- Carta GCP-0461-2022
- Comunicaciones con EGESA
- Correo del 06.12.22 GCP-0461-2022 SANTA ANA – YURINAKI
- AVANCE DE OBRA CAMPAS MAYO23

Estos documentos se encuentran en la carpeta PROYECTO YURINAKI del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Realiza y plantea el modelamiento de 02 alternativas para evaluar el mejor proyecto técnico-económico para el sistema selva central, mediante el cual, justifica lo solicitado bajo el criterio de Confiabilidad N-1, mediante el criterio 12.3.1 de la NORMA TARIFAS; sin embargo, en su cuadro de demanda donde justifica que supera 30 MW el sistema Selva Central, debemos precisar que el proyecto que busca dotar de Confiabilidad es para el Sistema Selva Central del Eje Radial Oxapampa-Villa Rica-Pichanaki-Satipo; por lo que, las demandas de las SET Chanchamayo y SET Aucayacu, pertenecen al Sistema Eléctrico “Tarma -Chanchamayo” y “Tocache”, respectivamente. Asimismo, considerando lo mencionado, se tendría a partir de la información de ELECTROCENTRO que el Sistema Selva Central supera los 30 MW a partir del año 2029, según el siguiente cuadro de demandas:

SEP	BARRA	(kV)	POTENCIA (MW)									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
OXAPAMPA	OXAPA023	22.9	3.24	3.35	3.45	3.57	3.68	3.76	3.84	3.92	4.00	4.08
VILLA RICA	VRICA023	22.9	1.99	2.06	2.13	2.20	2.28	2.33	2.38	2.43	2.48	2.54
PICHANAKI	PICHA013	13.2	1.65	1.71	1.77	1.83	1.89	1.93	1.97	2.02	2.06	2.11
PICHANAKI	PICHA023	22.9	5.24	5.45	5.67	5.85	6.02	6.15	6.27	6.40	6.53	6.66
PUERTO BERMUDEZ	PBERM033	33	4.26	4.40	4.56	4.71	4.87	4.98	5.09	5.20	5.31	5.43
CHALHUAMAYO	CHALH023	22.9	3.11	3.22	3.33	3.44	3.56	3.64	3.72	3.80	3.88	3.97
SATIPO	SATIP023	22.9	7.28	7.53	7.79	8.05	8.32	8.51	8.69	8.89	9.08	9.28
CHANCHAMAYO	CHANC023	22.9	9.23	9.54	9.87	10.21	10.55	10.78	11.02	11.26	11.51	11.77
AUCAYACU	AUCAY023	22.9	2.62	2.74	2.80	2.90	3.00	3.06	3.13	3.20	3.27	3.34
			26.77	27.72	28.7	29.65	30.62	31.3	31.96	32.66	33.34	34.07

- No responde la observación referida a que si ha realizado coordinaciones con el COES con la finalidad de evaluar un proyecto integral que pueda brindar confiabilidad al Sistema Eléctrico Selva Central, mediante un proyecto ITC cuya planificación es responsabilidad del COES.
- No responde sobre la factibilidad y ejecución del proyecto solicitado.
- Menciona que el financiamiento lo realizará con recursos propios de ELECTROCENTRO; sin embargo, en la cartera de proyectos del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) se encuentra un proyecto de similares características con nivel de tensión en 60 kV y cuya situación se menciona “en proceso de selección para ejecución de obra”
- Si responde sobre las cargas que se alimentarán en el devanado de 22,9 kV del nuevo transformador que forma parte del proyecto Nueva SET Yurinaki 138/60/22,9 kV de 50 MVA.
- No responde sobre posibles riesgos de adquisición de terrenos o problemas para la ejecución del proyecto solicitado.
- Adjunta coordinaciones con EGESA sobre el proyecto “LT Yurinaki- Santa Ana + Nueva SET Yurinaki”; sin embargo, dichos sustentos de coordinación tienen como última fecha diciembre de 2022, por lo que no se adjunta coordinaciones

más recientes al año 2023 que permitan conocer la etapa, fase y nivel de aceptación por parte de EGESA para el uso de sus instalaciones para la ejecución del proyecto de ELECTROCENTRO.

- No ha considerado la sugerencia de analizar el proyecto “LT 138 kV Campas – Yurinaki” como parte del análisis de alternativas.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Respecto a las consultas de otros agentes

54. Pedido de UNACEM para dar de Baja a la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha”

En el PI 2021-2025, se aprobó la Baja de la “LT 138 kV Condorcocha – Ninatambo” (ELECTROCENTRO) y el “TP 138/44 kV SET Condorcocha” (UNACEM) para el año 2023, debido a que se aprobó el proyecto de “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Derivación Puntayacu”.

Al respecto, ELECTROCENTRO debe informar en qué estado actual, se encuentra la ejecución de este proyecto, dado que, actualmente UNACEM está pidiendo, en este proceso PI 2025-2029, que se cumpla con la Baja de “LT 138 kV Condorcocha – Ninatambo” y ejecutar la Baja remunerativa y operativa del “TP 138/44 kV SET Condorcocha” (UNACEM), por lo que se solicita a ELECTROCENTRO comunicar si ha realizado coordinaciones con representantes de UNACEM respecto a los avances de la ejecución del proyecto y de las Bajas aprobadas en el PI 2021-2025.

Asimismo, cabe mencionar que el “TP 138/44 kV de 20 MVA” (“T3”) de la SET Condorcocha, que alimenta la demanda de ELECTROCENTRO, se encuentra actualmente en condiciones operativas no adecuadas, puesto que se verificó en la vista técnica “in situ” que dicho TP se encontraba derramando aceite. En ese sentido, se solicita que ELECTROCENTRO presente el plan de contingencia o las coordinaciones técnicas-operativas con UNACEM, que se realizará ante un evento de falla del Tp indicado, con finalidad que no se afecte el suministro de eléctrico del sistema “Tarma-Chanchamayo”.

Respuesta

El presente proyecto, se encuentra dentro del Segundo Grupo de Reasignaciones en el marco del DS 018-2021-EM, para tal fin en la R.D. 040-2022-MINEM/DGE, Anexo 01, se lista en el sub ítem b) Grupos de Reforzamiento, el proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo Derivación Puntayacu”.

En concordancia a los procedimientos estipulados en dicho Decreto Supremo, el 11 de octubre del 2022 ELECTROCENTRO mediante carta [ELCTO-GR-1093-2022](#) se presenta los anteproyectos de los elementos de los Planes de Inversión de Transmisión que califican para el mecanismo de manifestación de interés de titularidad de ELECTROCENTRO S.A., asimismo el 17 de enero del 2023 se absuelve las observaciones emitidas a los anteproyectos y se presentan con carta [ELCTO-GT-0054-2023](#), por lo que a la fecha se encuentra en espera de los resultados del proceso correspondiente.

Independientemente al proceso anterior, se ha venido realizando coordinaciones tanto con las empresas involucradas tales como UNACEM, EGE JUNIN, COES y OSINERGMIN, a fin de facilitar las bajas de los elementos hasta la etapa de puesta en

servicio de las Celdas en la SET Puntayacu, para tal fin se adjunta las gestiones y procesos de mantenimiento de los sistemas asociados como parte de los anexos para la determinación de los SER (X PUNTAYACU).

Análisis de Osinermin

Se verifica que ELECTROCENTRO:

- Presenta información referida a un “Acta de Reunión y Compromisos” de fecha del 06 de octubre de 2023 en donde participan ELECTROCENTRO, UNACEM y EGE Santa Ana (EGESA) , en la cual como parte de los compromisos vinculantes, acuerdan UNACEM y ELECTROCENTRO solicitar a Osinermin una ampliación del plazo a la desconexión de Transformador Condorcocha, hasta el 31 de mayo de 2024.
- No presenta el plan de contingencia ni las coordinaciones técnicas-operativas a ejecutarse en caso de un probable evento de falla del TP 138/44 kV de 20 MVA” (“T3”) de la SET Condorcocha que abastece demanda regulada de ELECTROCENTRO con la finalidad de mantener la continuidad del servicio eléctrico.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

Respecto a los Formatos

55. Inconsistencias en los formatos F-200

Se ha detectado que ELECTROCENTRO ha presentado de manera incompleta y desactualizada, los formatos F-200; por ejemplo, los formatos F-201, F-205, F-206, F-207, F-208 y F-212. Al respecto, se requiere que actualice y presente de manera completa e íntegra los formatos F-200 de acuerdo a las consideraciones descritas en la NORMA TARIFAS y en concordancia con los Elementos solicitados en su ESTUDIO.

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

- En el formato F-202 no se consignan los años de fabricación de los transformadores existentes, los cuales ELECTROCENTRO es titular.
- En el formato F-209 se presenta valores de tensión diferentes a los planteados en su propuesta; por ejemplo, los alimentadores de la SET Salesianos son de 23 kV, mientras que en su propuesta y el módulo valorizado corresponden a 10 kV.
- En los formatos F-209, F-210 y F-211 se identifican errores en los años de implementación de las líneas; por ejemplo, la Línea Transmisión CH Renovandes - Yurinaki 138 kV figura con ingreso para el año 2029, mientras que en la ESTUDIO se muestra el año 2026 como ingreso.

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

[Respuesta](#)

Se verificó y corrigió los formatos F-200 con la información actualizada de las propuestas.

Análisis de Osinermin

Se ha revisado la información verificando que, si bien ELECTROCENTRO ha actualizado la información de los formatos, aún se encuentran algunas inconsistencias. Por ejemplo, en el formato F-209 aún se mantiene el error de los años para la Línea CH Renovandes – Yurinaki, asimismo en el formato F-202 no se consignan los años de fabricación de todos los transformadores existentes.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

56. Inconsistencias en los formatos F-300

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

- La Base de Datos de Módulos Estándares a utilizar es la aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD, por lo que se debe actualizar los archivos considerando esa Base de Datos.
- En el Formato F-302, están considerando los costos de obras civiles de las subestaciones existentes, al respecto, según el numeral 16.1.1. de la NORMA TARIFAS estas obras civiles solo se consideran para nuevas subestaciones. Por lo tanto, ELECTROCENTRO debe corregir o sustentar donde corresponda.
- En relación al terreno necesario para instalar las nuevas subestaciones, se observa que ELECTROCENTRO no ha incluido ningún costo ni área de terreno para la valorización de dichas SET. Al respecto, ELECTROCENTRO debe considerar un valor estimado en base a cotizaciones referenciales de terrenos en la zona, o caso contrario indicar si el terreno es de su propiedad, por lo que, el costo sería 0,00 USD/m².

Respuesta

Se verificó y corrigió los formatos F-300 con la información actualizada de las propuestas.

Análisis de Osinermin

Se ha revisado los formatos F-300, verificando que aún se está considerando los costos de obras civiles en las subestaciones existentes, como por ejemplo para las SETs Friaspata y SET Concepción.

Por otro lado, se verifica que para la valorización de los Elementos que solicitan han utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares aprobada con Resolución N° 041-2023.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

OBSERVACIONES

57. UNACEM debe indicar y presentar documentación sobre el estado actual de las coordinaciones y/o comunicaciones que haya realizado con los representantes de Electrocentro S.A. (ELECTROCENTRO) con la finalidad de tener una fecha estimada de ejecución del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo (13,57 Km) (incluye celdas de línea conexas)”, aprobada en el Plan de Inversiones 2021-2025 (PI 2021-2025) para el año 2023. Dado que, la Baja de la “LT 138 kV Caripa – Condorcocha” solicitada por UNACEM en el presente PI 2025-2029, está supeditada o sujeta a que ELECTROCENTRO ejecute el proyecto y Baja aprobada en el PI 2021-2025.

Respuesta

De manera previa al desarrollo de la respuesta, debemos mencionar que lo observado por OSINERGMIN corresponde al proceso ya concluido del PIT 2021- 2025, el mismo cuyas decisiones ya quedaron firmes. No obstante, procedemos a dar respuesta a lo observado.

En relación a las comunicaciones con ELECTROCENTRO, debemos mencionar que si fueron realizadas, inclusive con copia al OSINERGMIN. En efecto, con fecha 30.11.2022 se remitió a ELECTROCENTRO la carta GOC-083-22 con asunto "Baja del transformador T3 138/44 kV de la subestación Condorcocha y celdas conexas", en dicha carta se informó que se estaba programando la baja del transformador para el 31 de enero 2023 en cumplimiento con el PIT 2021- 2025. Asimismo, el 30.11.2022 se remitió a OSINERGMIN la carta GOC-082-22, informando la programación de baja con el mismo tenor que la carta GOC-083- 22.

Seguidamente, el 23.01.2023 ELECTROCENTRO mediante carta ELCTO-GT-0080-2023 informa que la baja del transformador T3 138/44 kV y celdas conexas de la SET Condorcocha no es viable para la fecha propuesta (enero 2023), ya que es necesario la implementación del elemento “Energización de 44 a 60kV de la LT Ninatambo - Derivación Puntayacu”.

El 26.01.2023 se remitió a OSINERGMIN la carta GOC-007-23, informando la postergación de la baja programado para el 31.01.2023 en base al comunicado de ELECTROCENTRO y se solicita tener una reunión, programándose dicha reunión para el 28.02.2023

El 28.02.2023 se llevó a cabo la reunión con ELECTROCENTRO, OSINERGMIN (supervisión) y varios representantes de UNACEM y asesores, en la cual, se expuso la necesidad de cumplir con la baja del transformador en el año aprobado por OSINERGMIN (2023).

Al respecto, las cartas mencionadas de UNACEM N°s GOC-083-22, GOC-082- 22, GOC-007-23 y de ELECTROCENTRO carta ELCTO-GT-0080-2023, se muestran en Anexo al presente informe.

En relación a lo afirmado por el OSINERGMIN en el sentido que la baja del transformador está supeditada a que ELECTROCENTRO ejecute el proyecto aprobado

en el PIT 2021-2025, consideramos que dicha afirmación no se alinea a los argumentos de sustento empleados por OSINERGMIN cuando se aprobó la baja del transformador T3, toda vez que, en ninguna parte del sustento de su decisión, señala el condicionamiento observado.

En efecto, de acuerdo al análisis de OSINERGMIN descrito en el numeral 2.4.2 de la Resolución OSINERGMIN N° 182-2020-OS/CD que resolvió el recurso de reconsideración presentada por la empresa ELECTROCENTRO, se observa que el sustento de OSINERGMIN no condiciona la baja del transformador T3 138/44 kV de 20 MVA en la SE Condorcocha y de las celdas conexas, a la implementación de las celdas de línea en la SE Puntayacu, tal como se puede verificar en el texto siguiente:

Que, en relación a las dos celdas 60 kV en Puntayacu; al respecto, a fin de mejorar la configuración de la red de transmisión se requerirá de dos celdas en 60 kV para formar barra simple en Puntayacu; esta inversión complementa la propuesta de reconversión del sistema de 44 a 60kV planteada en la PUBLICACIÓN, dado que brindaría mayor confiabilidad al sistema, aislando las posibles fallas que pudiesen ocurrir de un lado (hacia Tarma) u otro (hacia Chanchamayo). La configuración final del sistema en la Derivación Puntayacu quedaría conformada con tres celdas de línea, no obstante, se sugiere que ELECTROCENTRO coordine con los diversos agentes involucrados para lograr la configuración de barra simple en Derivación Puntayacu y eliminar las derivaciones en "T";

Fuente: Quinto párrafo del numeral 2.4.2 de la Resolución 182-2020-OS/CD

Complementariamente a lo indicado, debemos mencionar que el OSINERGMIN con fecha 28 de agosto de 2020, publica la Resolución 126-2020-OS/CD y el informe técnico 345-2020-GRT que lo sustenta, mediante el cual aprueba la baja del transformador T3 y la energización de la LT Ninatambo – Puntayacu de 44 kV a 60 kV, tal como se aprecia en la imagen siguiente:

Osinergrmin

Informe N° 345-2020-GRT

PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2021-2025 – Área de Demanda 5

Proyecto N°	Año (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2021	STATKRAFT	Nuevo Transformador 50/69kV – 12,5MVA en la SET Oroya Nueva y celdas conexas	SET Oroya Nueva	1 432 181
2	2021	ELECTROCENTRO	Banco de condensadores 23 kV – 5x1,2 MVAR y celdas conexas	SET San Francisco	221 302
3	2021	ELECTROCENTRO	Banco de condensadores 23 kV – 5x1,2 MVAR y celdas conexas	SET Satipo	221 302
4	2023	ELECTROCENTRO	Energización de 44 a 60kV de la LT Ninatambo - Derivación Puntayacu; incluye la energización de equipos de subestaciones conexas	Línea	0
5	2024	ELECTROCENTRO	Transformador 33/10 kV – 2 MVA	SET Huarisca	134 098
6	2025	ELECTROCENTRO	Nueva SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV - 25 MVA y LT 60kV Derv Ayacucho Sur – Ayacucho Sur	SET Ayacucho Sur	3 224 040
7	2025	ELECTROCENTRO	LT 138 kV Runatullo – Satipo y celdas conexas; inicialmente operara en 60 kV	Línea	8 267 338
8	(***)	ELECTROCENTRO	Celdas en media tensión	varias	1 318 937

(*) 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.

(***) El detalle de dichas celdas se puede verificar en los formatos correspondientes

Seguidamente, ELECTROCENTRO presentó su recurso de reconsideración el mismo

que fue resuelto por OSINERGMIN mediante la Resolución 182-2020- OS/CD de fecha 05 de noviembre de 2020, el mismo que aprobó la implementación de 2 celdas 60 kV en Puntayacu para el año 2023, tal como se verifica en el texto siguiente:

Que, en consecuencia, este extremo del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo que respecta a incluir 2 celdas de línea en 60kV en Puntayacu, e infundado en lo que respecta a incluir una celda en 60 kV en la estructura 3 (derivación a CH Huasahuasi).

Fuente: Último párrafo del numeral 2.4.2 de la Resolución 182-2020-OS/CD

Por lo indicado, lo que observamos es que, desde el 05 de noviembre de 2020, la empresa ELECTROCENTRO dispuso de tiempo suficiente de 3 años para implementar las dos celdas de línea en 60 kV, razón por la cual, no encontramos razonabilidad técnica en la demora para implementar las celdas de 60 kV en la SE Puntayacu en el año 2023.

Al respecto, debemos mencionar que de procesos anteriores se observa que el OSINERGMIN ha mantenido firme su decisión de no variar la fecha de implementación proyectos aprobados bajo criterios de eficiencia según la NORMA TARIFAS, a pesar de que las empresas no los hayan cumplido o los haya implementado posteriormente, tales son los casos a manera de ejemplo; la SE Chincha Nueva y Nazca Nueva del área de demanda 8, la SE Parque Industrial del área de demanda 10, la SE Morropón del área de demanda 2, la SE Campo Verde del área de demanda 14, entre otras.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que UNACEM, ha presentado las coordinaciones con ELECTROCENTRO con la finalidad de ejecutar la Baja del Transformador T3 en SET Condorcocha conforme al año previsto en el PI 2021-2025, siendo la última información de coordinación mediante reunión de fecha 28.02.2023. No obstante, debemos indicar que ELECTROCENTRO como parte de las respuestas a las observaciones realizadas a su ESTUDIO de PROPUESTA INICIAL – numeral 54 del presente Anexo – presenta información referida a un “Acta de Reunión y Compromisos” de fecha de 06 de octubre de 2023 en donde participan ELECTROCENTRO, UNACEM y EGE Santa Ana (EGESA) , en la cual como parte de los compromisos vinculantes, acuerdan UNACEM Y ELECTROCENTRO solicitar a Osinerghmin una ampliación del plazo a la desconexión de Transformador Condorcocha hasta el 31 de mayo de 2024, según consta en la siguiente imagen:

<u>Acta de Reunión y Compromisos</u>	
Fecha	: 6 de octubre del 2023
Lugar	: Conferencia vía Teams
Asistentes	: Por Electrocentro
	- César Chuyes Gutiérrez
	- Ing Luis Bravo De La Cruz
	- Ing Marcos Mallqui Alcocer
	- Ing. Juan Aguilar Molina
	Por UNACEM
	- Alfredo Len Álvarez
	Por EGE Santa Ana
	- Álvaro Arias Rodas

- f. Electrocentro y UNACEM solicitarán de manera conjunta al Osinerghmin, una ampliación del plazo considerado en el PIT – 2021-2025 para la baja y desconexión del Transformador Condorcocha, proponiendo como fecha límite para dicha desconexión el 31 de mayo del 2024.

<p>Alcocef 2023.10.10 13:54:07</p> <p>Firmado digitalmente por ALVARO ARIAS RODAS 20129466099 soft Fecha: 2023.10.10 13:54:07</p> <p>ASIS AR INCLINA ASIS AR INCLINA 20129466099 soft</p>	<p>En señal de conformidad de los acuerdos y compromisos asumidos, suscriben la presente acta:</p> <p>Por Electrocentro:</p> <p>Firmado digitalmente por CHUYES GUTIERREZ Cesar Augusto FAU 20129466099 soft Fecha: 2023.10.31 13:19:57-09:02</p> <p>César Chuyes Gutiérrez Gerente Regional</p> <p>Por UNACEM:</p> <p>Alfredo Len Álvarez Director de Estrategia Energética Corporativa</p> <p>Álvaro Arias Rodas Gerente General</p>
---	--

Fuente: Informe Estado Actual SET Ninatambo.pdf

Por otra parte, respecto a que la Baja del T3 no esta "supeditada" a la ejecución del proyecto "Energización 44 kV a 60 Kv de la LT Ninatambo- Deriv. Puntayacu", cabe precisar que dicha afirmación se contradice con lo indicado en la Carta GOC-007-23 de fecha 26 de enero de 2023, emitida por UNACEM a la Gerencia de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin, en donde indica lo siguiente:

 <p>"Año de la unidad, la paz y el desarrollo"</p>	
<p>Condorcocha, 26 de enero de 2023</p>	
<p><u>GOC-007-23</u></p>	
<p>Señor Ing. Leonidas Sayas Poma Gerente de Supervisión de Electricidad OSINERGHMIN Calle Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar <u>Lima</u></p>	
Asunto:	Baja del transformador T3 138/44 kV de la Subestación Condorcocha y Celdas Conexas
Referencia:	(1) Resolución OSINERGHMIN N° 126-2020-OS/CD que aprueba el Plan de Inversiones de Transmisión mayo 2021 – abril 2025 (2) Carta UNACEM GOC-082-22, recepcionado por OSINERGHMIN el 02.12.22, expediente N° 202200251979. (3) Carta Electrocentro ELCTO-GT-0080-2023

Por medio de la presente nos es grato saludarlo, y a la vez informarle que en relación a la baja del transformador T3 138/44 kV de la Subestación Condorcocha y Celdas Conexas, hemos recibido con fecha 23 de enero del presente una carta de la empresa Electrocentro ELCTO-GT-0080-2023, la cual adjuntamos a la presente, donde se nos indica que las nuevas instalaciones de Electrocentro en Puntayacu aún no estarían listas para la energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo – Derivación Puntayacu y que más aún, estas instalaciones formarían parte de los proyectos que califican para el mecanismo de manifestación de interés del proceso de reasignaciones en el marco del D.S. N° 018-2020-EM, a cargo del Ministerio de Energía y Minas, por lo que mientras estas nuevas instalaciones no ingresen al sistema no sería viable la baja del transformador T3 138/44 kV y celdas conexas propuesta para el 31 de enero por parte de UNACEM.

Fuente: Informe de Absolución de Obsecciones-UNACEM.pdf

Finalmente, respecto a la variación de la fecha de implementación (POC prevista) de proyectos aprobados por OSINERMIN en los procesos de Plan de Inversiones, debemos indicar que, las fechas previstas de POC sí son factible de modificar (variar) dentro de la planificación siempre y cuando cumplan en presentar su propuesta de modificación dentro de los tiempos, etapas, procesos y justificación correspondientes. En los casos que señala UNACEM no pueden ser materia de ejemplo, puesto que las fechas en que se pidieron modificar la fecha POC prevista, se realizaron fuera de la etapa, proceso y tiempo que correspondía o en su defecto no contaba con el argumento suficiente. Asimismo, la DSE también tiene la facultad de reprogramar el año de POC prevista bajo la normativa vigente.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

- 58.** UNACEM debe indicar qué plan de contingencia y/o medidas considerará, en caso surja el retraso del proyecto “Energización de 44 a 60 kV de la LT Ninatambo - Deriv. Puntayacu” y la Baja de la “LT 44 kV Condorcocha – Ninatambo” aprobadas para ELECTROCENTRO en el PI 2021-2025.

Respuesta

De manera previa al desarrollo de la respuesta, debemos mencionar que lo observado por OSINERMIN corresponde al proceso ya concluido del PIT 2021- 2025, el mismo cuyas decisiones ya quedaron firmes. No obstante, procedemos a dar respuesta a lo observado.

En principio, si la empresa ELECTROCENTRO cumple con implementar la conexión a la SE Ninatambo desde la SE Puntayacu dentro de los plazos (año 2023) según lo aprobado por OSINERMIN en el año 2020, no debería haber inconvenientes en atender la demanda regulada de la SE Ninatambo, sin embargo, ante el incumplimiento de ELECTROCENTRO al mandato de OSINERMIN en el PIT 2021-2025, surge la observación del plan de contingencias ante el retraso de energización del proyecto de la LT Ninatambo – Puntayacu en 60 kV. Al respecto, dicho plan de contingencia le corresponde a la empresa concesionaria ELECTROCENTRO, quien es la empresa que comercializa electricidad al mercado regulado como parte de su actividad principal y es la empresa que origina estas situaciones futuras de posibles desconexiones o falta de suministro por la ineficiencia de gestión en implementar lo aprobado por OSINERMIN con 3 años de anticipación.

No obstante, una alternativa de solución en el suministro de electricidad a la demanda de la SE Ninatambo por la demora de ELECTROCENTRO en la implementación de la energización en 60 kV de la LT Ninatambo – Puntayacu, puede corresponder a la generación de EGE JUNIN en el caso que técnicamente pueda operar en isla, toda vez que, antes de evacuar su producción por el T3 de UNACEM, alimenta primero a la SE Ninatambo, además que, sus niveles de producción superan la demanda de dicha Subestación. En este escenario, le corresponde a ELECTROCENTRO suscribir acuerdos y/o convenios comerciales con el GENERADOR por el tema del lucro cesante.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que UNACEM responsabiliza que el plan de contingencia le corresponde a ELECTROCENTRO toda vez que es responsable de la comercialización de la electricidad al mercado regulado y es la empresa que origina estas situaciones futuras de posibles desconexiones o falta de suministro por la ineficiencia de gestión en implementar lo aprobado por OSINERGHMIN con 3 años de anticipación; sin embargo, lo indicado por UNACEM no contempla el escenario que ante una desconexión del Transformador T3 de la SET Condorcocha ante un evento de falla es responsabilidad del Titular el mantener en óptimas condiciones los activos de transmisión que son remunerados por la demanda. En ese sentido, el plan de contingencia iba enfocado ante dicho escenario.

Respecto a la alternativa de solución que plantea UNACEM - que involucra la generación en isla de EGEJUNIN - a causa del retraso del proyecto de energización de 44 a 66 kV de la LT Ninatambo-Der. Puntayacu, y en la cual UNACEM afirma que le corresponde a ELECTROCENTRO suscribir acuerdos y/o convenios comerciales con el GENERADOR por el tema del lucro cesante, dicha afirmación ha sido rectificadas mediante carta GOC-072-23 de fecha 20 de diciembre de 2023, donde UNACEM señala que no corresponde que se celebre acuerdos comerciales adicionales, al ser un tema abordado por la regulación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

- 59.** UNACEM como Titular del activo del “Transformador 138/44 kV – 20 MVA de la SET Condorcocha” (“T3”) que actualmente es remunerado por la demanda – y del cual se ha aprobado su Baja para el año 2023 – debe indicar los motivos, causas y/o razones técnicas – operativas de lo ocurrido en el T3, ya que de la visita técnica “in situ”, se verificó que dicho transformador presenta fuga de aceite por lo cual esta proclive a un evento de falla. Además, debe presentar información y documentación sobre las acciones de mantenimiento que actualmente viene realizando UNACEM ante esta situación.

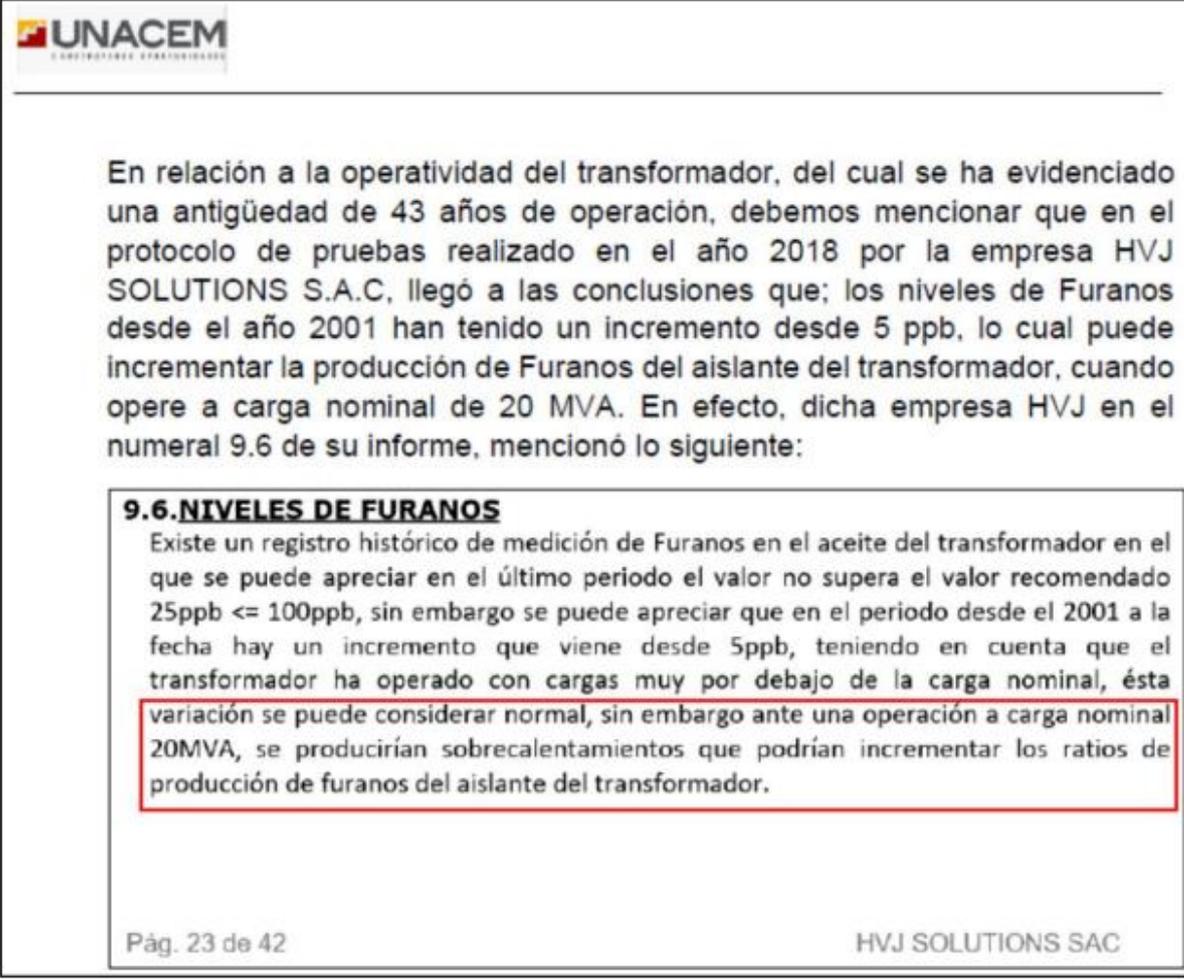
Asimismo, deberá presentar datos de placa, informes técnicos-operativos y/o de sustento, en donde se verifique la condición actual operativa del Transformador 138/44 kV de 20 MVA con la finalidad de conocer la probabilidad de riesgo ante un evento de falla del T3, el cual tendrá como consecuencia la falta de suministro del sistema eléctrico “Tarma-Chanchamayo”. Dicha información será relevante para justificar la necesidad de urgencia en la ejecución del proyecto y Baja aprobada para ELECTROCENTRO en el año 2023, según lo aprobado en el PI 2021-2025.

Finalmente, UNACEM debe presentar el plan de contingencia en caso ocurra un evento de falla en el T3 existente, o si existe alguna coordinación con ELECTROCENTRO para evitar la falta de continuidad del suministro del sistema eléctrico “Tarma-Chanchamayo”.

Respuesta

De manera previa al desarrollo de la respuesta, debemos mencionar que lo observado por OSINERGMIN corresponde al proceso ya concluido del PIT 2021- 2025, el mismo cuyas decisiones ya quedaron firmes. No obstante, procedemos a dar respuesta a lo observado.

En relación al primer párrafo de la observación, debemos mencionar que las condiciones técnicas y operativas del transformador fueron advertidas oportunamente por UNACEM al OSINERGMIN, en el proceso de aprobación del PIT 2021-2025. En efecto, en la página 6 del informe de opiniones del PIT 2021- 2025, **UNACEM** indicó lo siguiente:



The image is a screenshot of a document from UNACEM. At the top left is the UNACEM logo with the text 'UNACEM' and 'UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR'. Below the logo is a horizontal line. The main text of the document discusses the operational status of a transformer, mentioning a 43-year history and test results from 2018 by HVJ SOLUTIONS S.A.C. regarding furan levels. A specific section titled '9.6. NIVELES DE FURANOS' is highlighted with a red border. This section states that while current furan levels are within recommended limits (25ppb to 100ppb), there has been an increase since 2001. It notes that this increase is normal under normal operating conditions but could be exacerbated if the transformer were to operate at its nominal 20MVA load. At the bottom of the page, it says 'Pág. 23 de 42' on the left and 'HVJ SOLUTIONS SAC' on the right.

UNACEM
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR

En relación a la operatividad del transformador, del cual se ha evidenciado una antigüedad de 43 años de operación, debemos mencionar que en el protocolo de pruebas realizado en el año 2018 por la empresa HVJ SOLUTIONS S.A.C, llegó a las conclusiones que; los niveles de Furanos desde el año 2001 han tenido un incremento desde 5 ppb, lo cual puede incrementar la producción de Furanos del aislante del transformador, cuando opere a carga nominal de 20 MVA. En efecto, dicha empresa HVJ en el numeral 9.6 de su informe, mencionó lo siguiente:

9.6. NIVELES DE FURANOS

Existe un registro histórico de medición de Furanos en el aceite del transformador en el que se puede apreciar en el último periodo el valor no supera el valor recomendado 25ppb <= 100ppb, sin embargo se puede apreciar que en el periodo desde el 2001 a la fecha hay un incremento que viene desde 5ppb, teniendo en cuenta que el transformador ha operado con cargas muy por debajo de la carga nominal, ésta variación se puede considerar normal, sin embargo ante una operación a carga nominal 20MVA, se producirían sobrecalentamientos que podrían incrementar los ratios de producción de furanos del aislante del transformador.

Pág. 23 de 42

HVJ SOLUTIONS SAC

Lo advertido oportunamente por UNACEM, es concordante con lo observado por OSINERGMIN en la visita técnica, siendo esta una de las razones por las cuales se aprobó la baja del transformador T3, además de la razón principal que consistió en que, dicha baja se constituía en la mejor alternativa, al contribuir a una reducción del peaje del área de demanda 5.

El dato de placa del transformador T3 138/44 kV de 20 MVA en la SE Condorcocha, se muestra a continuación, en el cual se verifica que el año de fabricación del transformador es del 1977.

BROWN BOVERI I.C.T. S.A.

LIMA — PERU

2

TRANSFORMADOR TRIFASICO CON CONMUTACION EN VACIO

Nr. <input type="text" value="30086"/>	Tipo <input type="text" value="TD2AN"/>	
KVA <input type="text" value="20000"/>	Enfriamiento <input type="text" value="ON/AN"/>	Aislamiento <input type="text" value="Clase A"/>
Volts. <input type="text" value="126000"/> <input type="text" value="46680"/>	Nivel de aislamiento AT <input type="text" value="230"/> kV	BT <input type="text" value="95"/> kV
Amps. <input type="text" value="91,6"/> <input type="text" value="247,4"/>	Año de Fab <input type="text" value="1977"/>	
	NUP N° <input type="text" value="370-002"/>	

PESOS

Parte activa	<input type="text" value="20000"/> kg.
Aceite	<input type="text" value="11000"/> kg.
Total	<input type="text" value="47000"/> kg.

Conexión (YNd5)

Frec. <input type="text" value="60"/> Hz
T.c.c. <input type="text" value=""/>
m.s.n.m. <input type="text" value="3860"/>

Relacion de Transformacion en vacio

Alta Tension O U V W			Baja Tension U V W		
Voltios	Conmutador en vacio		Voltios	Conmutador en vacio	
	Pos.	Conecta		Pos.	Conecta
138350	1	X1-U1, Y1-V1, Z1-W1	46680	1	U2 - X2
135250	2	U1-X2, V1-Y2, W1-Z2		V2 - Y2	
132140	3	X2-U2, Y2-V2, Z2-W2		W2 - Z2	
129040	4	U2-X3, V2-Y3, W2-Z3			
125930	5	X3-U3, Y3-V3, Z3-W3			
132300	1	X1-U1, Y1-V1, Z1-W1	46680	2	X2 - U1
129200	2	U1-X2, V1-Y2, W1-Z2		Y2 - V1	
126000	3	X2-U2, Y2-V2, Z2-W2		Z2 - W1	
122800	4	U2-X3, V2-Y3, W2-Z3	46680	3	U1 - X1
119700	5	X3-U3, Y3-V3, Z3-W3			V1 - Y1
126140	1	X1-U1, Y1-V1, Z1-W1			W1 - Z1
123310	2	U1-X2, V1-Y2, W1-Z2			
120480	3	X2-U2, Y2-V2, Z2-W2			
117650	4	U2-X3, V2-Y3, W2-Z3			
114820	5	X3-U3, Y3-V3, Z3-W3			

En relación al plan de contingencia, la respuesta se ha desarrollado en la observación anterior.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que UNACEM hace referencia a lo aprobado en el PI 2021-2025 en referencia al estado de operación del Transformador T3 en Condorcocha. En ese sentido, precisamos que en el Informe Técnico N°345-2020-GRT de la publicación del PI 2021-2025, se sustentó el estado operativo del transformador y del cual Osinerghmin en el

análisis considera dicho sustento por lo que la decisión fue dar de Baja al Transformador T3 en SET Condorcocha; no obstante, debemos precisar que la observación no pretende volver analizar el estado de operativo del transformador T3, sino que a partir de la visita técnica "in situ" se verificó que hay un eminente riesgo de colapso del transformador por lo que es de prioridad contar con un plan de contingencia frente a un posible evento de falla. Si bien, UNACEM argumenta que dicha responsabilidad del plan de contingencia le corresponde a ELECTROCENTRO en lo referido a la seguridad y continuidad del servicio eléctrico a su demanda eléctrica, no obstante, ello no exime de responsabilidad a UNACEM ante un evento de falla en el Transformador T3 puesto que desde el punto de vista regulatorio, UNACEM es el responsable de la operación y mantenimiento del T3 hasta que se firme el Acta de Baja del T3, por ende, la observación estaba orientada a dicho plan de contingencia por parte de UNACEM para reestablecer la Operación del Transformador.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

60. UNACEM debe enviar el Diagrama Unifilar (DU) de sus instalaciones, donde se focalice, distinga y señale los Elementos que se aprobaron su Baja en el PI 2021-2025 y los nuevos Elementos solicitados a darse de Baja remunerativa en el PI 2025-2029.

Asimismo, UNACEM debe mencionar los motivos de las nuevas Bajas solicitadas en el PI 2025-2029, así como verificar que dichas Bajas no afectarán a la demanda regulada.

Respuesta

De manera previa al desarrollo de la respuesta, debemos mencionar que lo observado por OSINERGMIN corresponde al proceso ya concluido del PIT 2021- 2025, el mismo cuyas decisiones ya quedaron firmes. No obstante, procedemos a dar respuesta a lo observado.

Se adjunta diagrama con las bajas aprobadas en el PIT 2021-2025 y con las bajas remunerativas solicitadas en el PIT 2025-2029.

Diagrama con Bajas aprobadas en el PIT 2021-2025

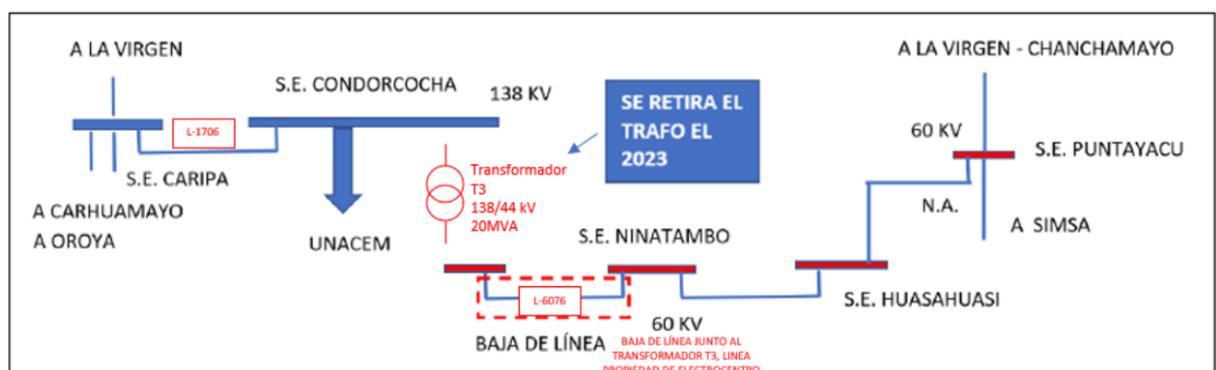


Diagrama con Bajas solicitadas en el PIT 2025-2029

PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2021-2025 – Área de Demanda 5

Proyecto N°	Año (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2021	STATKRAFT	Nuevo Transformador 50/69kV – 12,5MVA en la SET Oroya Nueva y celdas conexas	SET Oroya Nueva	1 432 181
2	2021	ELECTROCENTRO	Banco de condensadores 23 kV – 5x1,2 MVAR y celdas conexas	SET San Francisco	221 302
3	2021	ELECTROCENTRO	Banco de condensadores 23 kV – 5x1,2 MVAR y celdas conexas	SET Satipo	221 302
4	2023	ELECTROCENTRO	Energización de 44 a 60kV de la LT Ninatambo - Derivación Puntayacu; incluye la energización de equipos de subestaciones conexas	Línea	0
5	2024	ELECTROCENTRO	Transformador 33/10 kV – 2 MVA	SET Huarisca	134 098
6	2025	ELECTROCENTRO	Nueva SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV - 25 MVA y LT 60kV Derv Ayacucho Sur – Ayacucho Sur	SET Ayacucho Sur	3 224 040
7	2025	ELECTROCENTRO	LT 138 kV Runatullo – Satipo y celdas conexas; inicialmente operara en 60 kV	Línea	8 267 338
8	(***)	ELECTROCENTRO	Celdas en media tensión	varias	1 318 937

(*) 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.

(***) El detalle de dichas celdas se puede verificar en los formatos correspondientes

PROGRAMACIÓN DE BAJAS
Período 2021-2025 (*)

Titular	Nombre Elemento	Año
ELECTROCENTRO	LT 44 kV Condorcoca – Ninatambo (13,57 Km) (incluye celdas de línea conexas)	2023
UNACEM	Transformador 138/44kV – 20MVA de SET Condorcoca (incluye celdas conexas)	2023
ELECTROCENTRO	Líneas 33 kV del sistema eléctrico Puerto Bermudez - Pozuzo (**)	2022

Notas:

(*) En el próximo Plan de Inversiones deberá evaluarse la Baja de la LT 138 kV Caripa – Condorcoca, dado que la demanda regulada para ese entonces, va ser desconectada para ser atendida desde otro punto de alimentación. Ello en concordancia con lo establecidos en la Nueva Norma de Altas y Bajas que entrará en vigencia el 01 de mayo de 2021.

Como se puede observar del cuadro anterior enmarcado en rojo, el mismo OSINERGHMIN recomendó que en el siguiente proceso se evalúe la baja de los otros elementos de transmisión cuando se desconecte la demanda regulada.

En esa línea, **UNACEM** en cumplimiento del marco normativo y en atención a lo recomendado por OSINERGHMIN, solicita la baja remunerativa de los elementos de transmisión cuando el T3 se desconecte de la demanda regulada.

Asimismo, sobre la base de lo establecido en la Norma de Altas y Bajas aprobada mediante Resolución OSINERGHMIN N° 018-2014-OS/CD y modificada por la Resolución OSINERGHMIN N° 057-2020-OS/CD, las altas y/o bajas deben ser aprobadas en un proceso de Plan de Inversiones, por esta razón normativa es que UNACEM opta por solicitar la baja remunerativa en este proceso del PIT 2025-2029.

Al respecto, es importante precisar las definiciones de las bajas que contienen la Norma de Altas y Bajas, las mismas que se han establecido en el numeral 4.4 de dicha Norma, tal como se muestra a continuación:

Definición de Baja

4.4. **Baja.-** Instalación retirada definitivamente de operación o que dejará de ser utilizada por la demanda regulada en cumplimiento del Plan de Inversiones. Se entiende como instalación retirada definitivamente de operación al Elemento que, sin formar parte de la reserva de transformación, se encuentra sin uso o desconectado de la red de transmisión, por un período mayor a noventa (90) días calendario.

Asimismo, se considera como Baja a una instalación, cuya demanda ha sido desconectada para ser atendida desde otro punto de instalación previsto dentro de un Plan de Inversiones. También se considera Baja, previa evaluación de Osinergmin en el proceso de aprobación o modificación del Plan de Inversiones, cuando la demanda regulada se desconecta de una instalación que es usada por Usuarios Libres.

Para el caso de **UNACEM**, la baja remunerativa solicitada, se entiende como una instalación que va a dejar de ser utilizada por la demanda regulada en cumplimiento del Plan de Inversiones, pero que continuará en operación para sus fines propios de su actividad económica.

En relación a la observación referida a que las bajas no afectarán a la demanda regulada, debemos mencionar que efectivamente con el plan aprobado por OSINERGMIN en el proceso del PIT 2021-2025, en cuya etapa de modificación ningún titular de transmisión solicitó cambio alguno respecto del T3, las bajas de los elementos aprobados en dicho proceso, no afectarán a la demanda regulada porque el OSINERGMIN aprobó que dicha demanda sea atendida desde la SE Puntayacu, para lo cual, el regulador aprobó para ELECTROCENTRO dos celdas de línea en 60 kV que permitan dicha conexión.

Cabe precisar que, en la oportunidad de presentar la solicitud de baja del T3 y celdas conexas en el proceso del PIT 2021-2025, se abordó ampliamente el sustento técnico, además del sustento normativo donde se demostró que la alternativa de baja del transformador era la más eficiente, porque contribuye a una reducción del peaje unitario a la demanda del área 5, contrariamente a lo que propusieron otros titulares en su oportunidad. Al respecto, el regulador tomó la decisión de la baja del transformador, en cumplimiento del marco normativo y también de los artículos 13° y 14° del Reglamento General del OSINERGMIN aprobada mediante el D.S. 054-2001-PCM, el mismo que señala lo siguiente:

Artículo 13.- Principio del Análisis de Decisiones Funcionales

El análisis de las decisiones funcionales de OSINERG tendrá en cuenta sus efectos en los aspectos de fijación de tarifas, calidad, incentivos para la innovación, condiciones contractuales y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios. En tal sentido, deberá evaluarse el impacto que cada uno de estos aspectos

tiene en las demás materias involucradas. (El subrayado es nuestro)

Artículo 14.- Principio de Eficiencia y Efectividad

La actuación de OSINERG se guiará por la búsqueda de eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto. (El subrayado es nuestro)

Sobre la base del Sustento Normativo descrito, se concluye que el OSINERGHMIN en sus decisiones para la aprobación del Plan de Inversiones, ha considerado los criterios de eficiencia y mínimo costo para la sociedad en su conjunto, correspondiendo en este caso particular como mínimo costo la reducción de peaje por la baja a la demanda de ELECTROCENTRO, lo cual se logra con la desconexión del transformador T3 y la baja tarifaria solicitada en el PIT 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que UNACEM presenta lo solicitado y argumentado su solicitud en base a lo sugerido en el PI 2021-2025 considerando para ello la Norma de Altas y Bajas; no obstante, lo solicitado este sujeto a que se ejecute lo aprobado en el PI 2021-2025 referido a la Baja T3 + Energización 44 kV a 66 kV LT Ninatambo-Derv. Puntayacu con lo cual se desconecta la demanda regulada a ser atendida desde otro punto de alimentación.

De lo indicado, corresponde dar de Baja remunerativa a partir de la definición de Baja del numeral 4.4 de la Resolución OSINERGHMIN N° 057-2020-OS/CD.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

OBSERVACIONES GENERALES

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

Respuesta

Se adjunta en la carpeta SET CARHUAMAYO del ANEXO 3 DETERMINACION DEL SER, los sustentos adicionales para la renovación del transformador que data del año 1954, tales como:

- Fotografía de la placa
- Estadística de fallas

Análisis de Osinergmin

Se verifica que para la solicitud de renovación del transformador de la SET CARHUAMAYO, STATKRAFT presenta información en su la carpeta “SET CARHUAMAYO”.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se adjunta en el resumen ejecutivo los proyectos por demanda, confiabilidad y renovación por antigüedad.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que en el apartado 6.3.1 del Resumen Ejecutivo STATKRAFT presenta un cuadro donde detalla los proyectos que se requieren aprobar para el PI 2025-2029. Asimismo, se identifica un cuadro con la lista de Elementos a darse de Baja.

Por otro lado, se verifica que STATKRAFT ha clasificado los proyectos que solicita por temas de: demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos), seguridad y/o renovación por antigüedad.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se actualizó el informe y se han propuesto hasta dos alternativas para la solicitud de nuevas líneas de transmisión, así mismo se ha elaborado los proyectos por demanda, confiabilidad y seguridad.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT en su PROPUESTA FINAL clasifica los proyectos que requiere por criterios de demanda, confiabilidad y/o seguridad, asimismo se identifica que no realiza el análisis y/o evaluación de alternativas para ninguno de los proyectos que solicita.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se actualizó el informe y se han propuesto hasta dos alternativas para la solicitud de nuevas líneas de transmisión, sin embargo, debido a que se desiste de la propuesta de la implementación de la LT 50 km Pomacocha - Antuquito ya el COES está realizando un proyecto ITC en donde plantea la solución de este problema, no se presentan las alternativas al igual que el proyecto línea 50kV Oroya-oroya nueva por corresponder a uso exclusivo de clientes libres

Análisis de Osinergmin

Del ESTUDIO se verifica que STATKRAFT en su PROPUESTA FINAL ha retirado varios proyectos de transmisión. No obstante, no se identifica ningún análisis de alternativas de solución a nivel de distribución para los proyectos que aun solicita.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se actualizó el formato F-100 de la proyección de la demanda considerando hasta el año 2054.

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que la proyección de demanda está hasta el año 2054, conforme a lo indicado en la presente observación.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

66. STATKRAFT, presenta algunos de los formatos de demanda F-100 incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes, por lo cual no se cumple lo establecido en la NORMA TARIFAS. Al respecto, STATKRAFT debe presentar lo indicado.

Respuesta

Se actualizó el formato F-100 de la proyección de la demanda.

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que se mantiene la observación. Por ejemplo, no presenta los registros de mediciones de la totalidad de barras del Área de Demanda 5, así tampoco se sustentó la inclusión del departamento de Amazonas en la determinación de los factores de repartición de energía.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

67. STATKRAFT debe actualizar las variables macroeconómicas, así como la información histórica de las variables explicativas con respecto al Año Representativo (Año 2022) , con la última información disponible a la fecha.

Respuesta

Se actualizó en el formato F-100 de la proyección de la demanda las variables macroeconómicas.

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se advierte que para el cálculo de las variables explicativas del Área de Demanda 5 correspondiente al año 2022, se está considerando al departamento de Amazonas, lo cual es incorrecto. No se ha presentado sustento sobre dicha inclusión.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

68. Sobre los años de POC de los proyectos y/o Elementos solicitados por STATKRAFT para el AD 5, se solicita que STATKRAFT comente - en cada proyecto y/o Elemento solicitado - sobre la factibilidad de ejecutar el proyecto en el año en que el sistema eléctrico lo requiere; caso contrario, deberá indicar los motivos del porque no podrá llegar a ejecutar en el año previsto y cuál será el plan de contingencia desde el punto de vista operativo con la finalidad que mantenga la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En este punto, STATKRAFT debe tener en cuenta que, el año máximo de implementación corresponde al 2029.

Respuesta

Se sinceró la fecha de POC en el informe de la propuesta definitiva para cada proyecto, los cuales son factibles para nuestra representada.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT ha actualizado su fecha POC de los Elementos solicitados a partir de la observación realizada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

69. Se solicita que STATKRAFT, manifieste sus necesidades de proyectos y/o Elementos para un periodo de 10 años. Al respecto, si bien los proyectos solicitados, analizados y evaluados por el Regulador corresponden al periodo vinculante del PI 2025-2029, el Regulador requiere conocer que necesidades o problemáticas en el largo plazo o periodo no vinculante 2026 - 2034 requerirán de nuevas inversiones. No obstante, sin perjuicio de lo mencionado, cabe precisar que el análisis Osinergmin en el presente proceso PI 2025-2029, se realizará dentro del periodo vinculante 2025-2029.

Respuesta

Se evaluó en los archivos de digisilent proyectos de largo plazo, los cuales se han plasmado en el informe actualizado.

Análisis de Osinergmin

De la revisión al archivo .PFD y al ESTUDIO presentado por STATKRAFT, no se identifican proyectos a largo plazo (2026-2034) adicionales a los proyectos que solicitan en el periodo vinculante (2025-2029).

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

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

Respuesta

Se completó y actualizó los formatos F-200.

Análisis de Osinerghmin

De la información enviada por STATKRAFT se verifica que no ha adjuntado como parte de su PROPUESTA FINAL el formato F-000.

Por otra parte, se ha identificado que STATKRAFT ha actualizado y completado la información presentada en el formato F-200.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

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

Respuesta

Se presenta los mapas de densidad de carga.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica en la PROPUESTA FINAL, que STATKRAFT presenta los mapas de densidad de carga en formato AutoCAD (Años: 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30).

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

72. Se solicita que STATKRAFT presente en formato "Google Earth" (Kmz.), la ubicación de sus nuevas demandas, SETs, Líneas de transmisión existentes y las alternativas de los proyectos que involucren nuevas Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SET), correspondientes al AD 5, con la finalidad que permita al Regulador validar – para la futura ejecución del proyecto – la factibilidad del trazo de Ruta y Ubicación de las futuras LT y SETs, a partir de la información recopilada en visita técnica y de información adicional de sustento que presente la empresa para sustentar que no tendrá problemas de servidumbre o DMS (trazos de rutas de las nuevas LT) y/o espacios/disponibilidad de terreno para la ejecución de nuevas SETs o ampliación.

Respuesta

Se presenta en los anexos las LT, SET y ubicación de las cargas futuras en formato KMZ.

Análisis de Osinerghmin

De la información enviada por STATKRAFT en su PROPUESTA FINAL se verifica que no ha adjuntado la información solicitada.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

73. Variable PBI

El valor de la variable PBI del AD 5 para el año 2022 consignado en el formato F-104 no está debidamente sustentado, ya que STATKRAFT no ha indicado ni ha adjuntado la fuente de información utilizada en la obtención de los PBI de los departamentos que conforman dicha Área de Demanda. Cabe señalar que en el archivo "PBI Departamental.xlsx" se ha presentado valores únicamente hasta el año 2021. Asimismo, se ha observado que los porcentajes de repartición de ventas de energía por departamento no corresponde a los reportados en la base de Datos del SICOM.

Al respecto, STATKRAFT debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD 5 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>

Así también se ha verificado que los valores de PBI nacional presentados en el formato F-104 del periodo 2015-2021 no son los valores aprobados por el PI 2021-2025 ni en su correspondiente Modificatoria.

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

Una vez que se proyecte nuevamente el PBI nacional, STATKRAFT debe analizar si dicha variable se comporta como una variable explicativa en la proyección del PBI del AD 5 y presentar en el workfile la ecuación de esa proyección, y las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad)

conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se procede a corregir el PBI histórico nacional guiándose del procedimiento de la modificatoria del PIT, así mismo se obtiene la data del PBI departamental del año 2022 del enlace <https://systems.inei.gov.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se tiene la descarga en el archivo sustento en el archivo PBI.xls

En cuanto al PBI que se usará entre los años 2023-2025 se hace uso de la Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) el cual se encuentra en la carpeta sustento y el archivo expectativas-pbi.xlsx:

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

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

Análisis de Osinerghmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que los valores históricos del periodo 2015-2021 consignados en el formato F-104 son los valores considerados en la Modificatoria del PI 2021-2025.

Por otro lado, se observa que para el cálculo de la variable PBI 2022 del Área de Demanda 5 se considera al departamento de Amazonas. No se ha sustentado esa inclusión.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

74. Variable Clientes

El valor de la variable Clientes del año 2022 no coincide con el de la base de datos del

SICOM 2022. Por lo que STATKRAFT debe corregir dicho valor de manera que sea coherente con la base de datos referida.

Respuesta

Se realizó la verificación de los datos referentes a clientes con la descarga del último SICOM 2022 que se encuentra en el portal de OSINERGMIN.

Análisis de Osinermin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se observa que el valor de la variable Clientes del año 2022 considerado en el formato F-100 (973 451) no es el obtenido de la base de datos del SICOM 2022 (972 616).

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

75. Variable Población

Respecto a la variable Población, si bien en el ESTUDIO STATKRAFT menciona que la información ha sido calculada a partir de los datos del INEI (Boletín Demográfico N° 39); no se verifica de cómo ha llevado a cabo las proyecciones al año 2054; ya que dicho Boletín solo presenta proyecciones hasta el año 2030.

Al respecto, STATKRAFT debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gov.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>) y calcular la población del AD 5 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 departamentales se emplearán en la proyección de la variable Población del AD 5.

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

Respuesta

Se obtuvo la población a partir de las ventas registradas por cada departamento, del siguiente enlace:

<https://m.inei.gov.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>

Se incorporó en la carpeta sustento con el archivo Población proyectado.xls; para los siguientes años se utilizó la población nacional proyectado y el mismo porcentaje para proyectar la población del área de la demanda 05.

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se observa que para el cálculo de la variable Población 2022 del Área de Demanda 5 se considera al departamento de Amazonas. No se ha sustentado esa inclusión.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

76. Variable Tarifa Real

El valor de la variable Tarifa Real del AD 5 del año 2022 se ha construido sobre valores del IPC que han sido estimados y que no corresponden a la fuente citada (INEI). Asimismo, se observa que STATKRAFT ha presentado el archivo "Índice General de Precios al Consumidor.xlsx"; en el que solo presenta información de IPC departamental hasta el año 2016. Por lo anterior, el valor de la Tarifa Real del AD 5 para el año 2022 no estaría debidamente sustentado. Al respecto, se debe corregir dicho cálculo y/o justificar el valor consignado en el formato F-104 presentando los archivos de sustento que evidencien el cálculo correspondiente, debidamente actualizado.

Respuesta

Se obtuvo el IPC de la página web:

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

En la dirección indicada se encuentra Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2009 que tiene los valores hasta el 2021 y otro del Índice Precio al consumidor con base a diciembre al 2021 del cual se obtiene el valor del 2022, por ello es que se determinó un estimado del 2021 diciembre como valor 100 y con respecto a ese valor se obtiene el estimado a diciembre del 2022 para poder así tener la tarifa real y coherente.

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se observa que para el cálculo del IPC 2022 del Área de Demanda 5 se considera al departamento de Amazonas. No se ha sustentado esa inclusión.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

77. Ventas de Energía

En el formato F-105 se observa que el valor de las ventas de energía de los usuarios regulados del año 2022 para el AD 5 consignado por STATKRAFT no coincide con el reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Al respecto, se debe corregir dicho valor considerando lo indicado.

Adicionalmente, en el formato F-105, se observa que, los valores consignados por sistema eléctrico no guardan relación con los sistemas eléctricos comprendidos en el AD 5 establecidos en el Informe N° 260-2021-GRT de la Resolución de Consejo Directivo Osinerghmin N° 081-2021-OS/CD mediante la cual se aprobó las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, a que se refieren los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo del 2021 y el 30 de abril de 2027.

[Respuesta](#)

Se realizó la verificación de los datos referentes a ventas con la descarga del último SICOM 2022 que se encuentra en el portal de OSINERGMIN.

Análisis de Osinerghmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se observa que los valores considerados de ventas de energía en MT y BT para el año 2022 no corresponden a lo reportado por la Base de Datos de SICOM 2022. Asimismo, no se presenta el sustento del cálculo de las ventas de energía obtenidas por sistema eléctrico.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

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

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

En el formato F-106 se observa que el valor del estadístico F del modelo tendencial lineal no es el que se consigna en la ecuación del modelo tendencial lineal según el workfile "AD05.wf1". Por lo que STATKRAFT debe corregir dicha información de manera que todos los documentos que forman parte del ESTUDIO guarden coherencia.

En relación al ajuste final, STATKRAFT 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, STATKRAFT debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD 5. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del Plan de Inversiones 2021-2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

[Respuesta](#)

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

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

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que los valores del estadístico “t” del modelo tendencial lineal consignados en el formato F-106 son los que se consignan en el workfile “ad05_electrocentro (1).wf1” presentado.

Asimismo, en relación al ajuste final, se verifica que se ha tomado en cuenta los criterios indicados en la presente observación. No obstante, en relación a la tasa considerada para el periodo 2022-2023 se debió usar la tasa de crecimiento del modelo econométrico del periodo 2022-2054 (3,01%), conforme a lo sugerido.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

79. Factores de expansión de pérdidas utilizados

STATKRAFT no ha presentado el sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión, debiendo hacerlo en la absolución de estas observaciones. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD, según corresponda.

Respuesta

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

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que ha considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de las resoluciones indicadas como parte de la observación. No obstante, para la etapa de Pre-Publicación ya se cuenta con la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, con una vigencia desde el 01/11/2023 al 31/10/2027. Por lo que debe considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

80. Registros de mediciones de cada 15 minutos

STATKRAFT no ha presentado la totalidad de registros históricos de mediciones del Año Representativo 2022 correspondiente a cada devanado de transformador de cada subestación, según lo estipulado en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, no se ha presentado los registros de las barras CANGALLO 22,9 kV; HUANTA 10 kV; HUANTA 22,9 kV; MACHAHUAY 22,9 kV.

Asimismo, en el ESTUDIO no se ha evidenciado registros de mediciones de las barras COBRIZA II 10 kV; HUANCVELICA NORTE 22,9 kV; RUMICHACA 22,9 kV; CHUICON 7 kV; EL TAMBO 7 kV; LA LIBERTAD 7 kV; MATAPA 13,2 kV; NUEVA MOROCOCHA 22,9 kV; TOCACHE 22,9 kV. Al respecto, STATKRAFT debe indicar el motivo por el cual no se ha incluido esos registros.

Dicho ello, STATKRAFT 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 N° 048-2018-OS/CD; y en caso hubiera algunas diferencias, debe de mencionarse los motivos por los cuales difieren.

Respuesta

Se presenta en el formato F-105 la totalidad de los registros cada 15 minutos de las barras del AD 05.

Análisis de Osinergmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, se verifica que los registros de mediciones son los mismos que los de la PROPUESTA INICIAL. Asimismo, no se indica el motivo por el cual no se ha incluido los registros de mediciones faltantes.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

81. Sobre los Formatos F-100

STATKRAFT, en el formato F-120 (SET), ha presentado un error de vinculación en los valores provenientes del formato F-110 (SET). Por ejemplo, para el año 2023 se observa que se están sumando los valores del formato F-110 (SET) de la columna “G”, que son del año 2024 y no de 2023, tal como se aprecia en la Figura 1. Por lo que, STATKRAFT, en el formato F-120 (SET), debe corregir la vinculación de los valores provenientes del formato F-110 (SET) desde el año 2023.

Figura 1

SISTEMA	SUBESTACION	BARRA	Tension (kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	POTENC
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho R	CANGALLO	CANGA023	23	4.45	4.62	4.74	4.85	4.93	5.01	5.09	5.17	5.25	5.34	5.43	5.52	5.61	5.71	5.81	5.90	
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho R	SAN FRANCISCO	SFRAN023	23	9.43	9.88	10.17	10.47	10.67	10.88	11.09	11.31	11.53	11.76	11.99	12.23	12.47	12.72	12.98	13.24	
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho R	AYACUCHO	AYACU010	10	19.72	20.75	21.43	22.11	22.58	23.06	23.55	24.06	24.57	25.10	25.63	26.18	26.74	27.32	27.91	28.51	
Ayacucho, Huanta Ciudad, San Francisco, Ayacucho R	AYACUCHO	AYACU023	22.9	5.53	5.77	5.93	6.09	6.20	6.31	6.43	6.55	6.67	6.79	6.91	7.04	7.17	7.31	7.45	7.58	

Fuente: Formato F-100 de la propuesta de STATKRAFT.

En adición, en los formatos de F-114 al F-118 se ha observado que STATKRAFT considera como año de inicio el 2022 de las nuevas cargas libres mientras que, en el formato F-113 el año de inicio de esas nuevas cargas está como 2024. Al respecto, se solicita que STATKRAFT valide y corrija el año de inicio según la información brindada directamente por los potenciales clientes libres.

Respuesta

Se toma en cuenta la observación y se procede a corregir la vinculación con los años correspondientes.

Análisis de Osinerghmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, en el formato F-120 (SET) se verifica la corrección correspondiente.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

82. Clientes libres existentes

En el formato F-113, se ha observado una lista de clientes libres que no habría sido obtenida de la base de datos del SICLI 2022. Asimismo, STATKRAFT debe considerar que el consumo de energía anual, las máximas demandas y factores de caracterización deben estar debidamente justificados a partir de la información histórica del año base 2022.

Respuesta

Se toma en cuenta la observación y se procede a corregir con la base de datos del SICLI 2022 con los clientes libres reportados que pertenecen al área de demanda 05.

Análisis de Osinerghmin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, en el formato F-113 se mantiene la observación. Asimismo, los valores de consumo de energía anual, máximas demandas y factores de caracterización presentados no corresponden a los obtenidos del SICLI 2022.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

83. 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.”

STATKRAFT, en los formatos F-100 ha incluido un total de 47 nuevas demandas que luego lo agrega en su proyección de demanda, sin haber presentado el sustento de la mayoría de ese total de 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.

De otro lado, en relación a las nuevas demandas identificadas en la región de Huancavelica, STATKRAFT ha presentado como sustento una comunicación vía correo electrónico de fecha 26/04/2023 en la cual se menciona que en Julio 2023 los nuevos clientes libres estarían presentando las solicitudes formales. Al respecto, se requiere que se adjunte toda la documentación necesaria que sustente el requerimiento de esos nuevos suministros, a fin de poder evaluar las nuevas demandas identificadas en el periodo de análisis.

Respuesta

Se considera la observación y se incorpora la documentación correspondiente.

Análisis de Osinermin

Dado que STATKRAFT ha considerado como base los formatos F-100 de la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO, ha considerado la Demanda Incorporada de ELECTROCENTRO; sin embargo, esos documentos no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Por ejemplo, en muchas de las solicitudes recibidas solo se adjuntó la factibilidad emitida por ELECTROCENTRO sin presentar el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Por otro lado, STATKRAFT ha presentado documentación de seis ampliaciones de carga de Usuarios Libres, de los cuales cuatro no han sido tomados en cuenta debido a inconsistencias advertidas en la información consignada.

Cabe indicar que el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva o incorporada que no ha sido considerada en la proyección de demanda, se encuentra en la hoja "Factibilidades STAT" de los formatos "F-100" de la PROPUESTA Osinermin.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

84. Mapas de Densidad de Carga

STATKRAFT no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. Por lo que debe presentar todos los mapas de densidad de carga de los años "0, 1, 2, 3, 4, 15 y 25" en formatos AutoCAD. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con la que se generó todos los mapas de

densidad de carga, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km²) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120. Ello en concordancia a lo establecido en el numeral 8.1.2 del Artículo 36° de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

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 presenta los mapas de densidad de carga en el ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA.

Análisis de Osinergmin

Se verifica en la PROPUESTA FINAL, que STATKRAFT presenta los mapas de densidad de carga en formato AutoCAD (Años: 0, 1, 2, 3, 4, 10, 15, 20, 25 y 30).

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

85. Falta información general del sistema eléctrico existente

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

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

Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 1 FORMATOS, las características de las instalaciones que pertenecen a STATKRAFT.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT en la información remitida en su PROPUESTA FINAL no ha presentado los Formatos F-000, simplemente se ha limitado a presentar un archivo pdf "LLTT STATKRAFT PERU" que contiene Información de Líneas de Transmisión Existentes por lo cual la información está incompleta.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

86. Sobre el archivo de flujo de potencia (DigSilent)

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

- STATKRAFT presenta en su formato F-200 la demanda de las diferentes subestaciones involucradas en su ESTUDIO (pestaña "F-121"); sin embargo, algunas demandas no se encuentran modeladas en los archivos de flujo de carga. Al respecto, STATKRAFT debe revisar y corregir su propuesta donde corresponda.
- No se han ingresado los datos de demanda del F-121 al archivo de flujo; por ejemplo, en el diagrama de flujo de carga la demanda del nodo SET Carlos Francisco 50 kV es de 4,2 MW para el año 2023, sin embargo, en el formato F-121 la demanda es de 3,38 MW. Por lo cual el archivo de flujo de potencia (DigSilent) debe ser coherente con la información plasmada en el informe, en los formatos y en los anexos sustentatorios que forman parte del ESTUDIO.
- Respecto al análisis de flujo de carga, se identifica la salida de la Línea Huanchor 50 kV para el año 2028, STATKRAFT debe sustentar porqué lo realiza. Asimismo, para las salidas de las líneas L6529 y L6538.

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

Respuesta

Se actualizó los formatos F-100 para la proyección de la demanda, así como los diagramas unifilares para realizar los flujos de carga en el digilent.

Análisis de Osinermin

Se verifica que se ha actualizado y completado el modelamiento de las cargas en el archivo .PFD que presenta STATKRAFT en su PROPUESTA FINAL.

Respecto a la demanda que se encuentra en el archivo .PFD se ha identificado que algunas cargas no coinciden con la demanda del formato F-121 presentado por STATKRAFT tanto para el Diagnóstico y el SER; por ejemplo para la carga presente en la barra ANTUQ50 la demanda en el archivo .PFD es de 24 MW, sin embargo la demanda que se indica en el formato F-121 es de 16.37 MW.

Por otro lado, se verifica que se ha corregido la contingencia que presentaba la LT 50 kV Huanchor – San Mateo (L-6685) para los casos de estudio respectivos en el archivo .PFD.

Respecto al modelamiento del Sistema Eléctrico del Área de Demanda 05, se ha identificado que no se ha incluido en el archivo de flujo los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032 (las ITC aprobadas para el Área de Demanda 05 "Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina - Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas", "Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo", "Enlace 138

kV Yaros - Amarilis (segundo circuito)” y “Repotenciación LT 138 kV Amarilis - Huánuco, Amarilis - Paragsha y Ampliación de SE Amarilis”).

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

87. Sobre el avance del Plan de Inversiones 2021-2025

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

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

Respuesta

Al respecto, STATKRAFT ha ejecutado los proyectos según el año de POC del PIT 2021-2025, con los cuales se ha realizado los flujos de carga en el digisilent.

Asimismo, se adjunta los diagramas unifilares de antes y después de la ejecución del proyecto aprobado en el PIT 2021-2025 en la carpeta SET OROYA NUEVA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que STATKRAFT ha presentado el diagrama unifilar actualizado de sus instalaciones incluyendo el proyecto “Nuevo Transformador 50/69 kV – 12,5 MVA en la SET Oroya Nueva y celdas conexas” aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025.

Respecto al proyecto “Nuevo Transformador 50/69 kV – 12,5 MVA en la SET Oroya Nueva y celdas conexas” aprobado para STATKRAFT en el Plan de Inversiones 2021-2025, se verifica que el proyecto ya está ejecutado con número de acta 001-2023-STATKRAFT PERU.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

88. Sobre el Criterio N-1 para las líneas de transmisión

STATKRAFT no ha presentado el análisis de los resultados de las simulaciones por criterio de N-1 para las líneas de transmisión mediante indicadores de confiabilidad, de los pedidos solicitados por esta causal, por ejemplo, la implementación de la LT 50 km Pomacocha - Antuquito. Al respecto, es necesario que se realice dicho análisis a fin de descartar la necesidad de redundancia bajo el criterio N-1 en los sistemas eléctricos que atienden una demanda, siempre y cuando este sea superior a 30 MW, en cumplimiento del numeral 12.3 de la NORMA TARIFAS.

Respuesta

Se desiste de la propuesta de la implementación de la LT 50 km Pomacocha - Antuquito debido a que el COES está realizando un proyecto ITC en donde plantea la solución de este problema, no se presenta el análisis del criterio N-1.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT desiste de solicitar el proyecto “Ampliación de la SET Pomacocha + Nueva LT Antuquito-Pomacocha”, a consecuencia de una futura ITC – que viene evaluando el COES a partir de su Diagnóstico presentado como parte del Plan de Transmisión 2025-2034 – a implementarse en la zona que solucionaría la problemática de confiabilidad N-1.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

89. Sobre la renovación de equipamiento por antigüedad

Respecto a la solicitud de Elementos por antigüedad, es necesario que STATKRAFT desarrolle y sustente sus propuestas, evidenciando cuál es la real motivación para solicitar su renovación, puesto que, la antigüedad de un Elemento que supera su vida útil de 30 años, por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su inmediata renovación. Asimismo, se requiere que verifique y replantee su solicitud, en caso corresponda, con los sustentos adecuados que permita evaluar la propuesta.

Respuesta

Se adjunta en la carpeta SET CARHUAMAYO, los sustentos adicionales para la renovación del transformador que data del año 1954, tales como:

- Fotografía de la placa
- Estadística de fallas

Análisis de Osinergmin

Se verifica que para la solicitud de renovación del transformador de la SET CARHUAMAYO, STATKRAFT presenta información en su carpeta “SET CARHUAMAYO”.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

90. Sobre el diagnóstico de las redes de transmisión

STATKRAFT no ha desarrollado el diagnóstico integral de las redes de transmisión, si bien en su ESTUDIO aparece que ha realizado la cargabilidad de las redes de transmisión, esta información no guarda relación con su archivo DigSilent. Al respecto, se requiere que STATKRAFT presente los resultados del diagnóstico realizado; por ejemplo, cargabilidad de los transformadores de potencia, congestión de las líneas, tensiones en las barras, corrientes de cortocircuito, entre otros. Para cada caso detectado que supera los límites establecidos se deberá presentar el análisis de alternativas correspondiente.

Respuesta

Se adjunta el archivo pfd con los diagnósticos iniciales realizados de las instalaciones de STATKRAFT y el AD 05 en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

Análisis de Osinerghin

Se verifica que STATKRAFT en su PROPUESTA FINAL no ha realizado el diagnóstico de la cargabilidad de los transformadores de potencia, congestión de las líneas, tensiones en las barras, corrientes de cortocircuito, entre otros. Por lo que no se ha respondido específicamente a lo solicitado. No obstante, han presentado el archivo .PFD de donde se puede extraer dicha información y realizar los análisis respectivos.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

91. Sobre la implementación de una línea en 50 kV doble terna desde SET Pomacocha hacia la SET Antuquito

STATKRAFT sustenta el pedido por tema de confiabilidad (criterio n-1) debido a que el "Sistema actualmente tiene una demanda mayor a 40 MW y no es posible sostenerlo en condiciones n-1", sin embargo, STATKRAFT no sustenta de manera clara cuál es la problemática en el Sistema Eléctrico, solo hace mención a dos aspectos citados a continuación:

- *"La calidad de energía se degrada"*: Al respecto, STATKRAFT debe especificar y sustentar si esto se debe a caídas de tensiones, problemas en la calidad de suministro u otros problemas, presentando los sustentos correspondientes para cada uno de los casos.
- *"Sobrecargas por encima de los límites permitidos"*: Al respecto, STATKRAFT debe indicar que instalaciones son las que se están sobrecargando, presentando los sustentos correspondientes para cada uno de los casos.

Adicionalmente, respecto a la demanda, en el ESTUDIO no sustenta el cálculo de la referida demanda, ni especifica en relación al F-121, qué "subestaciones y/o barras" está considerando para el cálculo de dicha demanda, ya que el Sistema Pasco y Pasco Rural, sistema al cual STATKRAFT hace mención en su ESTUDIO comprende varias subestaciones. Al respecto, STATKRAFT debe de precisar el sustento que evidencie efectivamente la demanda sobrepasa los 30 MW, indicando las subestaciones y/o barras que está tomando en cuenta para el cálculo, en relación a los formatos F-100 y al archivo de flujo de potencia (DigSilent).

STATKRAFT solo envía una alternativa de solución, por lo que, según el numeral 11.3 de la NORMA DE TARIFAS, el Plan de Inversiones debe definirse a partir de la evaluación de distintas alternativas, por lo que, debe incluirse dos o más alternativas de solución a la problemática.

Respecto al diagnóstico por criterio n-1, STATKRAFT debe de precisar a qué línea se está aplicando contingencia. No basta con mencionar que el sistema es radial, ya que se puede asumir un diagnóstico incorrecto. Asimismo, STATKRAFT debe de presentar el análisis de confiabilidad mediante indicadores, que demuestre efectivamente que con la implementación de la propuesta el sistema mejore el nivel de confiabilidad.

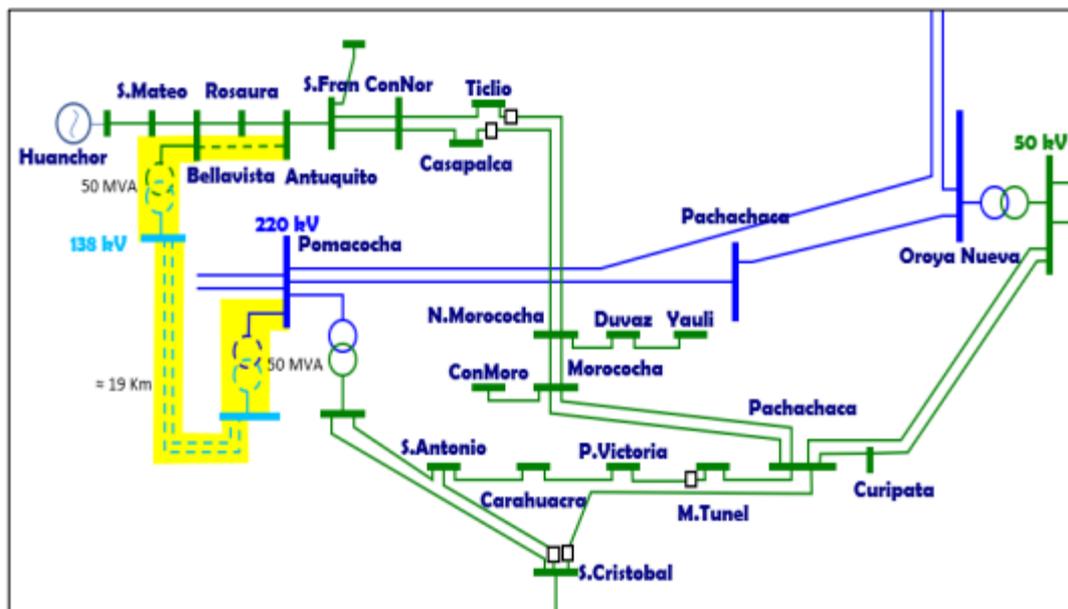
Respecto al archivo de flujo de potencia para el caso de estudio del año 2028, año donde se implementa el proyecto LT 50 kV Pomacocha - Antuquito, se identifica la salida de

servicio de la LT San Mateo - Huanchor 50 kV, que a su vez desconecta las unidades de generación Huanchor 1 y Huanchor 2 del sistema. La desconexión de las unidades generadoras tiene gran influencia en los perfiles de tensión de las barras conexas. Al respecto STATKRAFT debe de sustentar por qué realiza este cambio (si es una inconsistencia o tiene un debido sustento).

Por otro lado, STATKRAFT solicita 04 celdas de línea en 50 kV (02 celdas, para la salida y llegada de la línea L-6535 y 02 para la nueva LT Antuquito - Pomacocha en doble terna). Respecto a las dos celdas que requiere para la línea L-6535, STATKRAFT debe de indicar si requiere su renovación, si es el caso, debe de presentar los sustentos de antigüedad como registros fotográficos y funcionamiento como el análisis de fallas.

Además, en el ESTUDIO se indica que la longitud de la LT 50 kV Pomacocha – Antuquito es de 15 km, sin embargo, en los formatos están considerando 30 km. Por lo tanto, STATKRAFT debe corregir donde corresponda.

Finalmente, tal como indica STATKRAFT una problemática similar fue analizado por el COES en el Plan de Transmisión 2023 – 2032, como solución integral al Sistema Eléctrico Oroya – Pachachaca, para lo cual, el COES planteó el proyecto LT 138 kV Pomacocha – Bellavista. Al respecto, STATKRAFT debe precisar porque considera que la propuesta LT 50 kV Pomacocha - Antuquito tiene ventajas respecto a la alternativa planteada por el COES.



Fuente: Propuesta Final Plan de Transmision 2023-2032 - COES

Además, STATKRAFT debe informar y sustentar las coordinaciones que viene realizando con el COES con la finalidad de brindar una solución integral al Sistema Eléctrico Oroya – Pachachaca.

En el ESTUDIO también hace mención a un banco de capacitores de 5 MVar, sin embargo, STATKRAFT no sustenta cuál es la necesidad de este banco y que problemática intenta resolver con su instalación, además, en el archivo de flujo señalan que el banco es de 6 MVar. Por otro lado, existe una contradicción en el ESTUDIO, debido a que según el gráfico el banco se conectaría en 50 kV (el módulo a utilizar corresponde al nivel de tensión de 60 kV), sin embargo, el módulo utilizado en el archivo F-300 es de 23 kV.

Por último, en el ESTUDIO se hace mención a una celda de transformador en 50 kV, la cual STATKRAFT no sustenta su uso, dado que, para la conexión del banco de capacitores 5 MVAR según el numeral 6 y el formato F-300 se está solicitando una celda de línea 60 kV. Por lo tanto, STATKRAFT debe sustentar el uso de esta celda de transformador en 50 kV.

Respuesta

Respecto a este proyecto, se desiste la propuesta planteada debido a que ya el COES está realizando un proyecto ITC en donde plantea la solución de este problema de manera definitiva. No obstante, es preciso recalcar que hasta la ejecución de este proyecto se tendrá que renovar los bancos de capacitores de la SE San Mateo para amortiguar las caídas de tensión identificadas en el sistema.

Análisis de Osinerghmin

Se considera el mismo comentario del numeral 88.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

92. Sobre la implementación de una nueva línea en 50 kV entre la SET Oroya y SET Oroya Nueva

STATKRAFT en su ESTUDIO considera que la SET Planta de Zinc presenta gran cantidad de fallas que exponen constantemente la continuidad del suministro eléctrico hacia la zona de La Oroya y el despacho de las CH Malpaso y Oroya, derivándose como falta de confiabilidad del suministro eléctrico de los usuarios de La Oroya. Sin embargo, STATKRAFT no ha detallado de manera clara cuál es la problemática que plantea solucionar, solo hace mención dos aspectos citados a continuación

- *“La SET Planta de Zinc presenta gran cantidad de fallas”*: al respecto, STATKRAFT no expone estadísticas de falla, causas de la falla (en la misma SET o en las líneas L-6541, L-6512 y L-6511), indicadores de confiabilidad, zonas afectadas u otra información relevante que sustenten adecuadamente los problemas de continuidad del suministro eléctrico en la zona.
- *“Falta de confiabilidad del suministro eléctrico (criticidad)”*: al respecto, según lo indicado en el numeral 12.3.4 de la NORMA TARIFAS (numeral incorporado según Resolución N° 018-2018-OS/CD), la DSE debe evaluar si las instalaciones descritas por STATKRAFT son sistemas críticos, por lo que, se solicita que STATKRAFT sustente si ha tenido coordinación con DSE respecto a este caso.

Adicionalmente, STATKRAFT argumenta que también se encuentra afectado el despacho de la CH Malpaso y CH Oroya, sin embargo, según el diagrama unifilar del COES y el archivo de flujo, actualmente existe la línea L-6503, L-6504A y L-6504B que conecta la CH Oroya y CH Malpaso con la SET Oroya Nueva, por lo que, STATKRAFT debe precisar si con estas líneas existentes la problemática persiste. De aprobarse este proyecto serviría como un tercer circuito para conectar Oroya Nueva con SET Oroya.

Por lo indicado en el ESTUDIO, se infiere que la necesidad de considerar la LT 50 kV Oroya – Oroya Nueva es principalmente para evacuar la energía de la CH Oroya y CH Malpaso y no para atender la demanda en la zona, por lo que, STATKRAFT debe sustentar claramente los beneficios que tendría la demanda con este proyecto.

Respecto al archivo de flujo de potencia, no existe coherencia con la información plasmada en el informe en relación a la longitud de la LT 50 kV Oroya – Planta de Zinc (8 km – informe y 3.5 km – archivo de flujo de potencia).

Adicionalmente, en el ESTUDIO señala las celdas de línea que solicitan refieren a la línea L-6509 (LT 50 kV Oroya – Planta de Zinc) la cual tiene celdas existentes, por lo que parecería que existe una inconsistencia, dado que, la línea que se va a implementar es LT 50 kV SET Oroya - SET Oroya Nueva. Al respecto, se solicita que STATKRAFT revise y corrija donde corresponda.

Respuesta

Respecto a este proyecto, se desiste su planteamiento en la propuesta final por ser proyecto exclusivo entre la demanda libre (DOE RUN).

Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT desiste de su solicitud de implementación de una “Nueva LT 50 kV SET Oroya – SET Oroya Nueva” a consecuencia de verificar que sería un proyecto exclusivo para la demanda libre (DOE RUN).

Conclusión

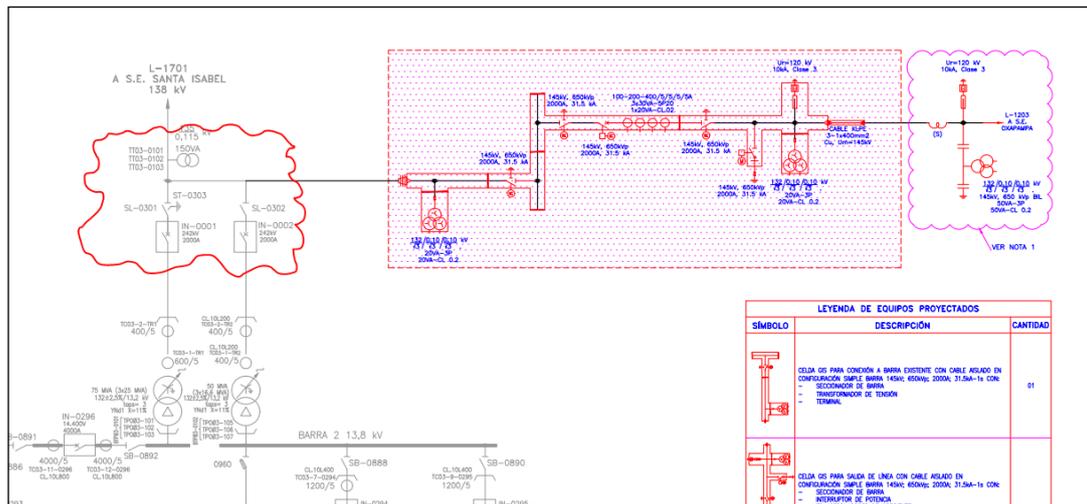
Se considera ABSUELTA la observación.

93. Sobre la migración del suministro de Oxapampa a 138 kV

STATKRAFT solicita la instalación de una barra y celdas conexas que garanticen el adecuado funcionamiento de la operación y confiabilidad de la Barra en 138 kV de la SET Yaupi.

Del diagrama unifilar de la SET Yaupi, se verifica que actualmente existen dos celdas de transformador, sin embargo, están conectados directamente a la salida hacia la SET Santa Isabel sin el uso de una celda línea. Al respecto, actualmente STATKRAFT solicita dos celdas de transformador y una celda de línea, por lo que, STATKRAFT debe aclarar si esta renovación de las dos celdas de transformador es debido a la antigüedad de estos equipamientos o técnicamente no es viable reutilizar estas celdas existentes.

Adicionalmente, según el anteproyecto “Celda de acoplamiento en 138 kV en SE Yaupi” elaborado por el COES en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, la SET Yaupi cuenta con poco espacio, incluso en dicho anteproyecto se plantea utilizar instalaciones GIS. Al respecto, STATKRAFT debe sustentar si cuenta con espacio suficiente para instalar este sistema de barras u plantea otras alternativas de solución como instalar con tecnología GIS o buscar ampliar el área de su subestación para utilizar equipos de tecnología AIS.



Fuente: Anteproyecto “Celda de acoplamiento en 138 kV en SE Yaupi”

Por último, STATKRAFT debe indicar si ha realizado coordinaciones con ELECTROCENTRO respecto a los proyectos que se plantean en 138 kV como la barra en 138 kV (propuesto por STATKRAFT) y celda de acoplamiento en 138 kV (aprobado para STATKRAFT).

Respuesta

La solicitud de equipamiento de celdas no es por antigüedad es para la reconfiguración de la SET YAUPI para la migración a 138 kV de OXAPAMPA.

Se tiene un proyecto aprobado para ELECTROCENTRO donde migraran el suministro a OXAPAMPA partiendo desde 138 kV en SET YAUPI, por lo que es necesario la reconfiguración de toda la barra para permitir la conexión segura y confiable.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que STATKRAFT define que su solicitud está motivada por la necesidad de configurar un sistema de barra en la SET Yaupi – que actualmente no existe – con la finalidad de completar y mejorar la confiabilidad, manteniendo la continuidad del servicio ante un evento de falla en la “LT 138 kV Yaupi - Santa Isabel”, al integrarse con la ejecución del proyecto aprobado a ELECTROCENTRO en el proceso de modificación del PI 2017-2021 que consiste en trasladar el suministro de Oxapampa en 138 kV a partir de la SET Yaupi, según lo analizado en el Informe Técnico N° 511-2018-GRT. En ese sentido, se justifica y se hace necesario la implementación de una (01) celda de línea en 138 kV en la SET Yaupi, mientras que las celdas de transformador se tendrán que utilizar las que actualmente existen. Cabe mencionar que la celda de medición en 138 kV, es un Elemento que ha sido aprobado a ELECTROCENTRO como parte del proyecto N° 24 “Celda de Acoplamiento 138 kV + Celda de Medición 138 kV” en la SET Yaupi. Cabe indicar que el proyecto N° 24 estuvo en el proceso de reasignación (en base a los lineamiento del Decreto Supremo 018-2021-EM), por lo que al no lograrse su reasignación a un tercero, ha sido comunicado a ELECTROCENTRO para que ejecute el proyecto considerando el Anteproyecto elaborado por el COES en el marco de lo dispuesto por el DS 018-2021-EM; en consecuencia lo solicitado por STATKRAFT no exime de la responsabilidad a ELECTROCENTRO de ejecutar el Anteproyecto elaborado por el COES “Celda de Acoplamiento 138 kV a la SET Yaupi (STATKRAFT)” en el marco de lo indicado en el numeral 1.8) del Decreto Supremo 018-2021-EM.

Respecto a las celdas de transformador existentes, no menciona las razones del porque STATKRAFT no puede usar dichas celdas, puesto que su solicitud también incluye (02) celdas de transformador en 138 kV.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

94. Sobre el banco de capacitores en San Mateo

STATKRAFT solicita la renovación de un banco de capacitores en SET San Mateo, argumentando que actualmente se viene utilizando un banco de capacitores antiguo de manera permanente y no es remunerado por la demanda.

Al Respecto, STATKRAFT debe ampliar sustento, argumentando de manera detallada principalmente los siguientes puntos:

- Demostrando la antigüedad del equipamiento, considerando registros fotográficos de la placa, tasa de fallas, programas de mantenimiento, etc.
- Demostrar la necesidad del uso de este banco, para mejorar los perfiles de carga principalmente en contingencia.

Adicionalmente, STATKRAFT debe analizar si esta propuesta es complementaria a la implementación de la LT 50 kV Pomacocha – Antuquito requerida por confiabilidad, ya que, se pudo verificar que ambas propuestas sirven para solucionar la misma problemática (perfiles de tensión). Al respecto, STATKRAFT debe de realizar el análisis y discriminar entre ambas propuestas, si con la implementación de la LT 50 kV Pomacocha – Antuquito es suficiente para solucionar los problemas de caída de tensión, o si adicionalmente es necesario la implementación de un banco en SET San Mateo.

Adicionalmente, STATKRAFT debe de presentar el debido sustento de la antigüedad del banco existente, considerando registro fotográfico de las placas, mayor incidencia de mantenimientos, etc.

Por otro lado, en el análisis del archivo de flujo del caso de estudio PIT STATKRAFT - año 2027, aun con el banco en operación, se verifica que se mantienen los perfiles con caída de tensión. Asimismo, se puede verificar en su archivo de flujo de su ESTUDIO - año 2028 - ya con la implementación de la línea de Antuquito – Pomacocha (sin considerar el Banco en SET San Mateo), dichos perfiles con caídas de tensión se han solucionado casi en su totalidad. Al respecto, STATKRAFT como sustento debe de presentar los análisis eléctricos; para los siguientes casos principalmente:

- Sin Banco de capacitores y sin proyectos Antuquito – Pomacocha.
- Con Banco de capacitores y sin proyectos Antuquito – Pomacocha.
- Sin Banco de capacitores y con proyectos Antuquito – Pomacocha.
- Con Banco de capacitores y con proyectos Antuquito – Pomacocha.

Por otro lado, el módulo estándar que consideran para la celda que están conectando el banco de capacitores es de 60 kV, sin embargo, el banco a conectar es de 23 kV, al respecto, STATKRAFT debe revisar si se trata de un error material o sustentar a que se debe el uso de niveles de tensión distinto.

Respuesta

Respecto a este proyecto, se adjunta el archivo pfd con las simulaciones sugeridas por OSINERGHMIN, el cual se encuentra en la carpeta FLUJOS del ANEXO 3 DETERMINACION DEL SER.

Tener en cuenta que, independientemente del Proyecto ITC del COES, que es de mediano plazo, actualmente el banco de capacitores de San Mateo viene operando de forma constante por lo que su necesidad está presente desde el año 0 inclusive.

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que STATKRAFT presenta el análisis eléctrico mediante el archivo pfd como sustento; sin embargo, de la revisión refutada no se identifica que han presentado el análisis eléctrico de los casos de estudio requeridos como sustento. Por otra parte, se ha verificado que las magnitudes de la demanda eléctrica que utiliza en el archivo de flujo para el Sistema eléctrico San Mateo – Bellavista – Rosaura – Antuquito, no guardan relación con los valores que consignan en su Formato F-121, los cuales son los valores que se utilizan para realizar el análisis eléctrico de flujo de potencia, por lo que no se ha modelado de manera correcta los valores de demanda.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

95. Renovación de Líneas de Transmisión por Seguridad

STATKRAFT propone la renovación de tres líneas debido a la alta incidencia de fallas por aislamiento y al hurto de conductores; sin embargo, no presenta sus estadísticas de fallas (F-208 incompleto), ni tampoco detalla las pruebas fotográficas que demuestren la antigüedad y las condiciones de la línea. Al respecto STATKRAFT debe presentar el análisis de fallas de la línea (F-208 completo), además de las pruebas fotográficas que sustenten adecuadamente el estado de la línea completa.

Cabe señalar que ambas propuestas han sido derivadas a DSE dentro de los Proyectos propuestos en el Plan de Inversiones 2025-2029 por temas de criticidad (confiabilidad) y seguridad con el fin de que puedan realizar el análisis de criticidad de la línea.

Adicionalmente, STATKRAFT debe sustentar cuales son las demandas reguladas que son alimentadas por estas líneas de transmisión, o si son para alimentar demanda netamente libre de las mineras u otras actividades que existen por la zona. También debe presentar las características principales que presentaran estas renovaciones, como, por ejemplo: tensión, tipo de estructuras, numero de ternas, números de cables de guarda, sección y tipo de conductor.

Respuesta

Se desiste de la propuesta inicial, ya que la estrategia definida va por el cambio de conductores de cobre a aluminio mas no se cambiará toda la línea (no está tomado en cuenta estructuras, servidumbres, etc.).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que STATKRAFT se desiste de lo solicitado a partir de la observación realizada.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

96. Celda de Línea SET Oroya Nueva

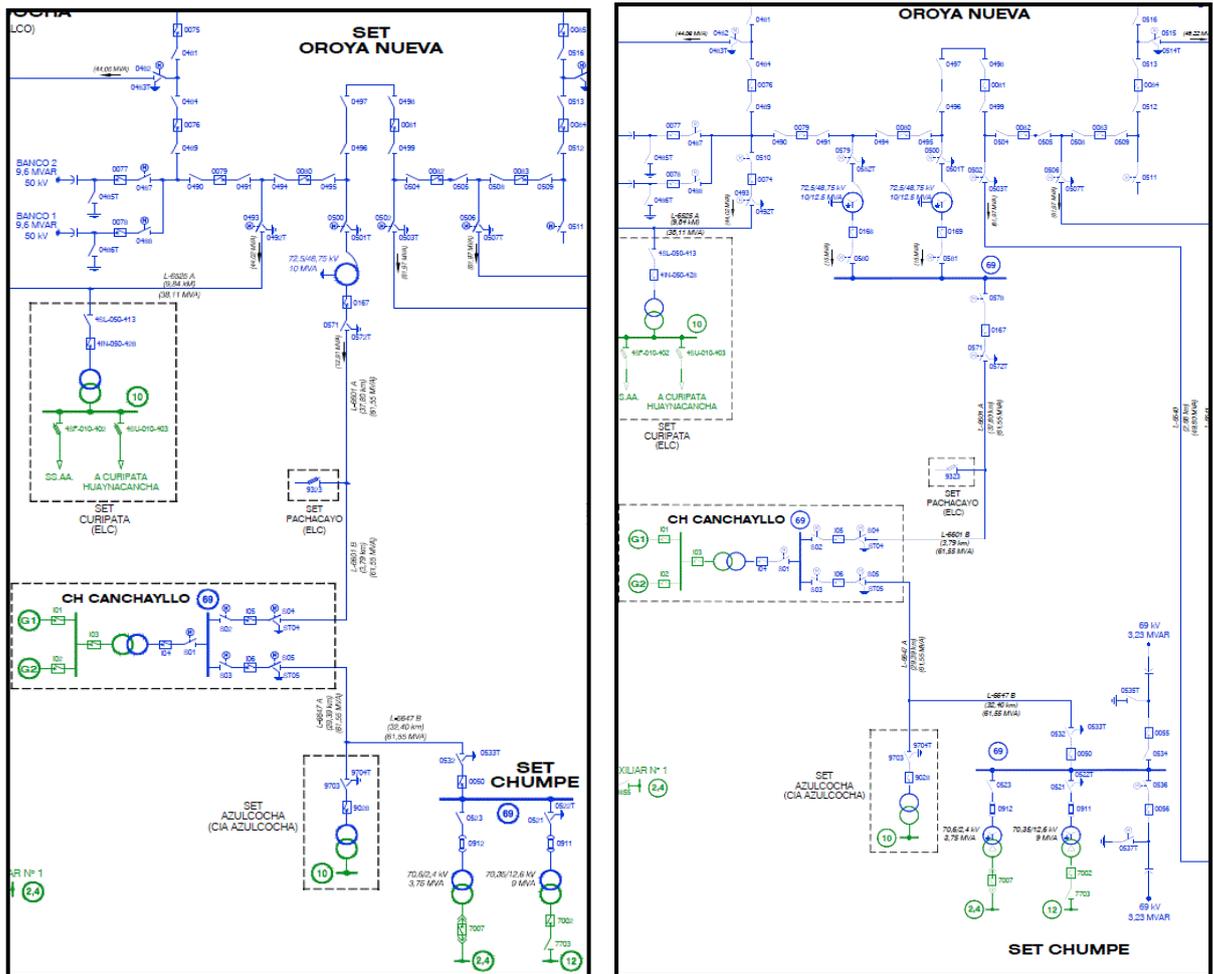
STATKRAFT solicita el reconocimiento de una celda de línea en 50 kV, instalada en la SET Oroya Nueva Al respecto, En el ESTUDIO no queda claro si la instalación fue en la SET Oroya o SET Oroya Nueva, sin embargo, de la visita de campo realizada, se entiende que STATKRAFT se refiere al proyecto de Autotransformador 69/50 kV en la SET Oroya Nueva en el cual ha instalado una celda de línea en 50 kV en remplazo de una celda de transformador de 50 kV aprobado en el Plan 2021-2025.

En consecuencia, STATKRAFT debe aclarar y ampliar el sustento, poniendo énfasis en la necesidad que se tuvo de reemplazar lo inicialmente aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025.

Adicionalmente, dado que estas instalaciones ya fueron construidas variando las características del proyecto, STATKRAFT debe indicar si ha realizado coordinaciones con la DSE para realizar la firma del Acta de Verificación de Alta (AVA) en el marco de la Resolución N° 057-2020-OS/CD.

Respuesta

Se adjunta los diagramas unifilares de antes y después de la ejecución del proyecto aprobado en el PIT 2021-2025 en la carpeta SET OROYA NUEVA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER, a continuación, se muestra el diagrama de antes y después.



En las figuras mostradas, se aprecia claramente que para permitir la conexión del proyecto PIT Reforzamiento del SST Chumpe – Oroya Nueva, fue necesario la reubicación de las celdas de la línea L-6525, para en su lugar ubicar al 2do transformador de potencia. Asimismo, la antigua celda de la L-6525 se utilizó como celda de transformador en el lado de 50 kV, por lo que la línea L-6525 se quedó sin celda como tal, por ende, fue necesario la construcción de una nueva celda para la operación continua de la línea L-6525 (suministro a CURIPATA).

Análisis de Osinerghmin

Se verifica que STATKRAFT ha justificado la necesidad de implementar una celda de línea 50 kV a partir de las dificultades constructivas para ejecutar el proyecto “Autotransformador 72,5/50 kV de 12,5 MVA” en la SET Oroya Nueva; no obstante, no ha mencionado sobre las gestiones o coordinaciones con las DSE para el proceso de gestión de actas de la celda de transformador 50 kV aprobado por Plan de Inversiones 2021-2025.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

97. Elementos en la SET Carhuamayo

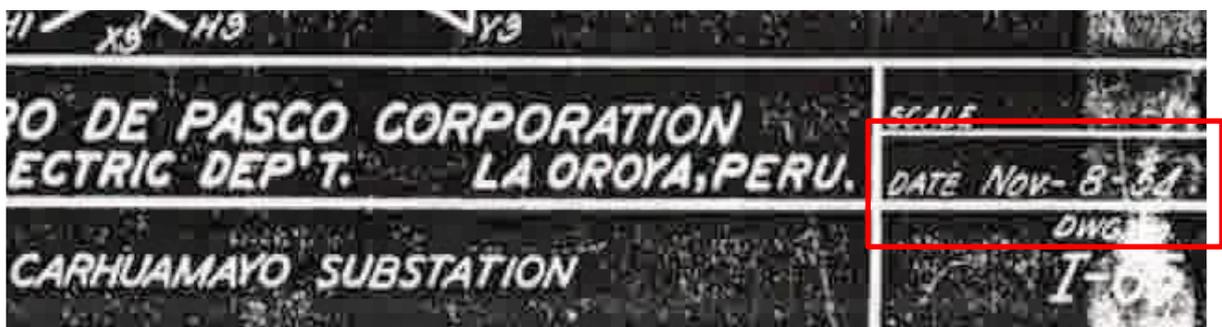
STATKRAFT solicita el reconocimiento del transformador de potencia de 30 MVA instalada en la SET CARHUAMAYO cuya fecha de instalación fue el año 1954, y de la línea L-6525 de 138 kV. Al respecto, dado que se trata de instalaciones con más de 50 años de antigüedad STATKRAFT debe aclarar si la solicitud i) se basa en el reconocimiento de las instalaciones existentes o ii) solicita el reemplazo de estas instalaciones.

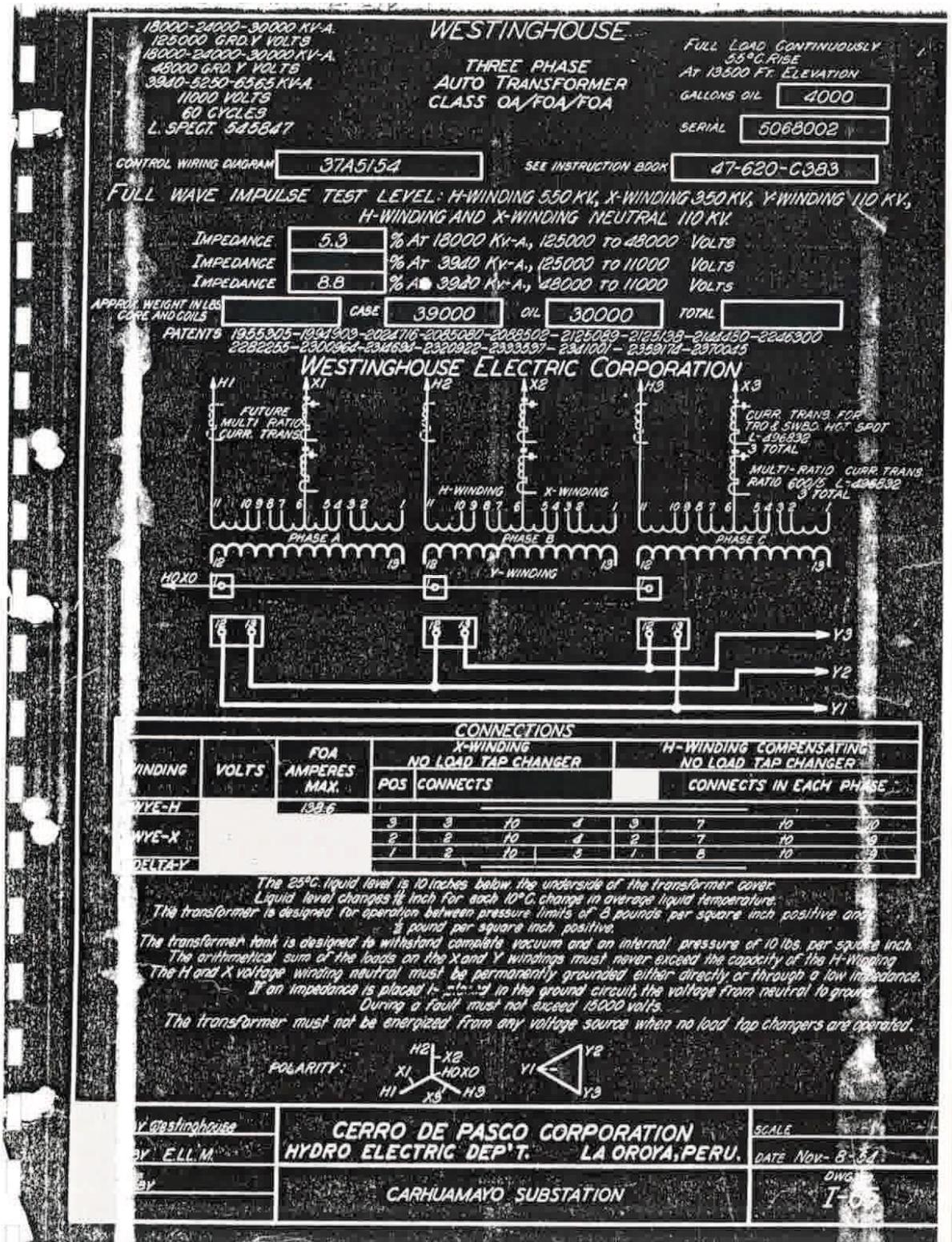
- Si solicita el reconocimiento de instalaciones existentes, STATKRAFT debe indicar el marco legal por la cual en el proceso del Plan de Inversiones se debe analizar el reconocimiento de elementos instalados anteriores a la Ley N° 28832, el cual tenía otro marco normativo aplicables.
- De otro lado, si lo que solicita es el reemplazo de las instalaciones existentes, STATKRAFT debe enviar la documentación que sustente la antigüedad del equipo, adicionalmente, aclarar si por medio de esta subestación se conecta demanda regulada y demanda libre o solo demanda libre. Adicionalmente, respecto a la capacidad del transformador se debe evaluar la demanda actual y futura, con la finalidad de sugerir una capacidad de transformador que contribuya a alimentar las futuras demandas en la zona.

Por último, se debe tener en cuenta que el transformador instalado en la SET Carhuamayo según el archivo DigSilent es de 125/48/11 kV – 30 MVA, sin embargo, el módulo que están considerando en el archivo F-300 considera de 2 devanados, por lo tanto, STATKRAFT debe especificar su pedido considerando las características principales de sus equipos tanto de los equipos de patio como de la línea de transmisión.

Respuesta

Se adjunta a continuación la fotografía de la placa de la SET CARHUAMAYO, en el cual se observa que corresponde al año 1954, es decir que ya tiene casi 70 años de operación.





Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT sustenta su solicitud por antigüedad; no obstante, cabe mencionar que dicho Elemento no forma parte de los SSTD por lo que no amerita su renovación por no calificar como una instalación SSTD.

Conclusión

Se considera NO ABSUELTA la observación.

98. Evaluación de alternativas para la implementación del PI 2025-2029

Cada alternativa del PI 2025-2029 debe demostrar coherencia con el SER existente, con el PI 2021-2025, PI 2017-2021 y anteriores Planes y con las alternativas de equipamiento durante los primeros diez años y con el año 30.

Para verificación de lo indicado, STATKRAFT debe presentar diagramas unifilares, rutas de líneas y ubicación de subestaciones nuevas que permitan validar la viabilidad técnica de cada alternativa propuesta en el horizonte de estudio.

Asimismo, se debe presentar los análisis de flujo de potencia y la información detallada de cada alternativa de conformidad con lo establecido en la NORMA TARIFAS. De igual manera, se debe presentar el formato F-212 con los diagramas de flujos de potencia de los años 15, 20, 25 y 30 correspondientes a la alternativa seleccionada.

Respuesta

Se actualizó el diagrama unifilar y los formatos F-200 incluyendo los proyectos aprobados en los PIT anteriores y los proyectos aprobados por el COES.

Sin embargo, se reitera que para el caso de línea Pomacocha Antuquito se desiste la propuesta planteada debido a que ya el COES está realizando un proyecto ITC en donde plantea la solución MAYOR de este problema.

Análisis de Osinergmin

Se verifica que STATKRAFT en su PROPUESTA FINAL ha presenta diagramas unifilares para los proyectos que solicita, como es el caso de la SET CARHUAMAYO, SET YAUPI y la SET OROYA NUEVA.

Respecto al análisis de flujo de potencia, se identifica que STATKRAFT ha presentado en su archivo .PFD tanto para el Diagnostico y SER los casos de estudio hasta el año 2034. Asimismo, el formato F-212 se encuentra incompleto.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

99. No se analizan las Bajas en el horizonte

No se ha presentado el análisis mediante el cual se determinen las instalaciones que se requiera dar de Baja. Por tanto, se requiere que STATKRAFT presente el análisis correspondiente y la relación de instalaciones (por ejemplo, para el caso de la solicitud renovación de las líneas existentes) que se darían de Baja como resultado del planeamiento realizado. Al respecto, STATKRAFT debe presentar un cuadro donde se detallen las bajas de sus equipamientos que actualmente están siendo remunerados y requieren darse de bajas ya sea por renovación o no son requeridos por el sistema.

Respuesta

Se actualizó las bajas en el horizonte del proyecto, considerando los elementos que serán reemplazados por antigüedad, el cuadro de bajas se muestra a continuación:

ELEMENTOS A DARSE DE BAJA (PIT 2025-2029)

Año	Nombre Elemento
	SET AT/MT "Carhuamayo"
2027	Trasformador 138/50/11kV - 30 MVA
2027	Celda de TR 138 kV
2027	Celda de TR 50 kV

Análisis de Osinergmin

Se verifica que en el numeral 6.2 del Volumen II de su ESTUDIO, STATKRAFT presenta un cuadro con los Elementos a darse de Baja en el Plan de Inversiones 2025-2029.

Conclusión

Se considera ABSUELTA la observación.

Respecto a los Formatos**100. Inconsistencias en los formatos F-200**

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

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

- En el formato F-202 no se consignan los años de fabricación de los transformadores existentes, los cuales STATKRAFT es titular.
- En el formato F-203 no se consideran todos los transformadores en el Sistema Pasco y Pasco Rural presentes existentes en el archivo de flujo como; por ejemplo, TR Oroya 50/2,4 kV de 6 MVA, TR Antuquito 50/4,16 kV de 3 MVA, TR Pomacocha 220/50/10,5 kV de 50/50/12,5 MVA, etc.
- En el formato F-203 no se considera al transformador 50/69 kV – 12,5 MVA de la SET Oroya Nueva, aprobado en el PI 2021 -2025 que sería instalado en el año 2021.
- En el formato F-203 se considera una potencia de 5 MVA y nivel de tensión 50/10 kV para el transformador de la SET Pachachaca, diferente a la que se muestra en el archivo de flujo (50/23 kV - 6 MVA).
- En el formato F-203 se considera una potencia de 0,52 MVA y nivel de tensión 50/2,4 kV para el transformador de la SET Bellavista, diferente a la que se muestra en el archivo de flujo (0,6 MVA).
- En el formato F-209, se identifica errores en la denominación del código de los módulos, por ejemplo, en el banco de capacitores de 9 MVar de la SET AT/MT "San Mateo".

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

Respuesta

Se actualizó los formatos F-200 del SER, con los proyectos considerados en la propuesta final.

Análisis de Osinerghmin

Se ha revisado la información verificando que, si bien STATKRAFT ha actualizado y completado la información del formato F-200, aún se encuentran algunas inconsistencias. Por ejemplo, respecto a los formatos F-202 y F-203 no han consignado en su totalidad los años de fabricación de los transformadores.

Por otro lado se verifica en el archivo .PFD que las SET Pachachaca y SET Bellavista han sido modeladas en los distintos casos de estudio.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

101. Inconsistencias en los formatos F-300

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

- La Base de Datos de Módulos Estándares a utilizar es la aprobada con Resolución N° 041-2023, por lo que se debe actualizar los archivos considerando esa Base de Datos.
- Respecto a la longitud de la línea Buenavista – Vista Alegre – Excelsior, según el numeral 5.2.4 de su ESTUDIO la longitud de la línea es 11,66 km (7,11 km y 4,55 km), sin embargo, en el Formato F-301 dice 23,32 km.
- El módulo del banco de capacitores de 5 MVar a instalarse en la SET Antuquito, se están considerando con una tensión de 23 kV, cuando según el ESTUDIO se va conectar a 50 kV, para este caso según los módulos estándares se debería considerar el Banco en 60 kV y no en 23 kV.
- El módulo del banco de capacitores de 9 MVar a instalarse en la SET San Mateo, lo están considerando con una tensión de 23 kV, cuando según el ESTUDIO se va conectar a 50 kV, para este caso según los módulos estándares se debería considerar el Banco en 60 kV y no en 23 kV. Al respecto, se requiere la aclaración correspondiente.
- En el Formato F-302, están considerando los costos de obras civiles de las distintas subestaciones, al respecto, según el numeral 16.1.1. de la NORMA TARIFAS estas obras civiles solo se consideran para nuevas subestaciones. Por lo tanto, STATKRAFT debe corregir o sustentar donde corresponda.

Respuesta

Se actualizó los formatos F-300 de la valorización de los proyectos propuestos considerando los módulos estándar de transmisión actuales aprobado en la Resolución N° 041-2023-OS/CD, el cual se descargó de la siguiente página web:

<https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergrmin-041-2023-OS-CD.pdf>

Análisis de Osinergrmin

Se ha revisado los formatos F-300, verificando que aún se presentan inconsistencias. Por ejemplo, en el caso del módulo del banco de capacitores de 9 MVAR a instalarse en la SET San Mateo, aun se continúa utilizando el código de módulo "SC-023SIBPV-3.75-3" con la tensión de 23 kV.

Respecto al formato F-302, se verifica que se continúa considerando el costo de obras civiles en subestaciones existentes, como por ejemplo para la SET AT/MT "San Mateo".

Por otro lado, se verifica que para la valorización de los Elementos que solicitan han utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares aprobada con Resolución N° 041-2023.

Conclusión

Se considera ABSUELTA PARCIALMENTE la observación.

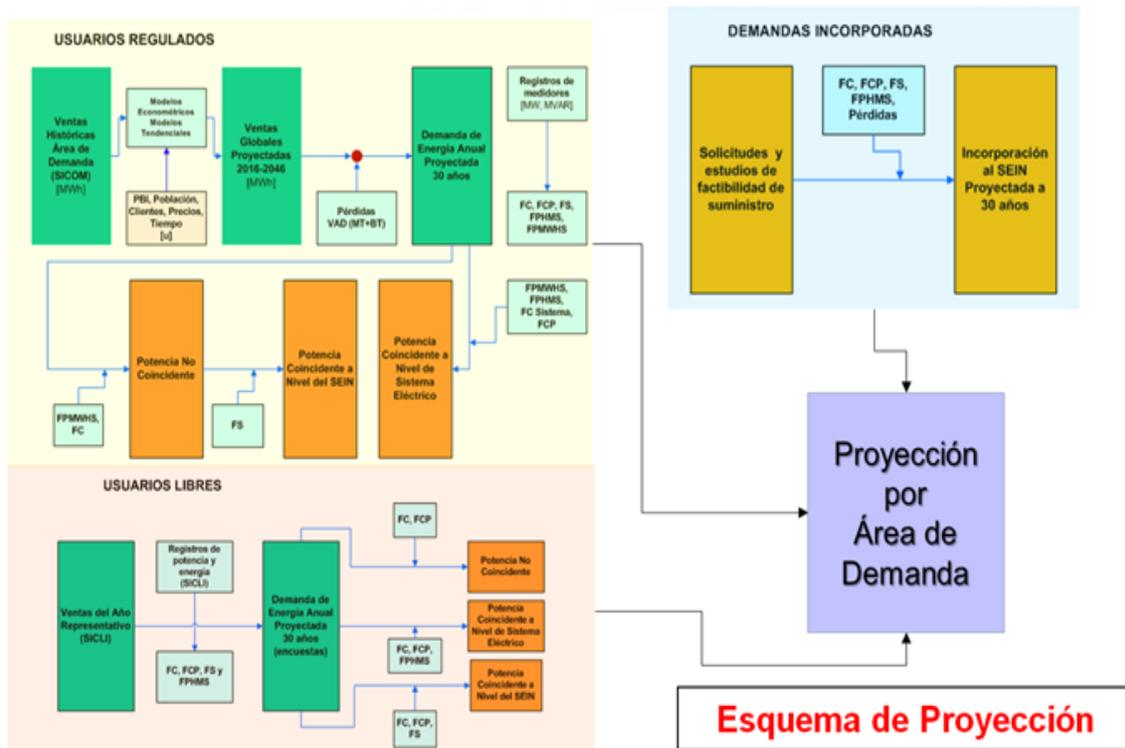
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

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

Figura N°1: 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 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Junín, Ayacucho, Huánuco, Pasco, Huancavelica y San Martín, 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 5 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 5 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 5 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI de cada departamento con las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 5 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 5 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 5 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía de cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 5 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 5 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 5.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 5 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 5 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. La tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía

en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 5. Para así obtener la Tarifa Real que fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC de las ciudades representativas que están en el Área de Demanda, en este caso, Moquegua. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

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

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI del Área de Demanda 5

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 5 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

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

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

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento futuro del PBI del Área de Demanda 5, en ella se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional, el PBI de la misma Área de Demanda con un rezago y una variable dicotómica (D2020) que explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 98,53%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 5

Dependent Variable: PBI05				
Method: Least Squares				
Date: 09/20/23 Time: 14:27				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	138.8057	215.0927	0.645330	0.5254
PBIPERU	0.007094	0.002042	3.473429	0.0022
PBI05(-1)	0.648330	0.120977	5.359101	0.0000
D2020	-946.2809	373.6878	-2.532277	0.0190
R-squared	0.985312	Mean dependent var		7377.246
Adjusted R-squared	0.983309	S.D. dependent var		2280.365
S.E. of regression	294.6128	Akaike info criterion		14.34984
Sum squared resid	1909528.	Schwarz criterion		14.54339
Log likelihood	-182.5479	Hannan-Quinn criter.		14.40558
F-statistic	491.9236	Durbin-Watson stat		1.901875
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 5 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento es de 2,79% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 5

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	11 176,75	-
2023	11 250,98	0,7%
2024	11 608,26	3,2%
2025	11 960,97	3,0%
2026	12 314,23	3,0%
2027	12 671,46	2,9%
2028	13 034,99	2,9%
2029	13 406,42	2,8%
2030	13 786,91	2,8%
2031	14 177,33	2,8%
2032	14 578,35	2,8%
2033	14 990,53	2,8%
2034	15 414,37	2,8%
2035	15 850,30	2,8%
2036	16 298,75	2,8%
2037	16 760,12	2,8%
2038	17 234,81	2,8%
2039	17 723,24	2,8%
2040	18 225,80	2,8%
2041	18 742,93	2,8%
2042	19 275,05	2,8%
2043	19 822,59	2,8%
2044	20 386,00	2,8%
2045	20 965,76	2,8%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2046	21 562,32	2,8%
2047	22 176,18	2,8%
2048	22 807,85	2,8%
2049	23 457,84	2,8%
2050	24 126,67	2,9%
2051	24 814,90	2,9%
2052	25 523,08	2,9%
2053	26 251,80	2,9%
2054	27 001,66	2,9%
		2,79%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes del Área de Demanda 5

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 5

Dependent Variable: CLI05 Method: Least Squares Date: 08/10/23 Time: 21:03 Sample (adjusted): 1996 2022 Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	153296.3	9669.086	15.85427	0.0000
@TREND	30402.24	638.0232	47.65069	0.0000
R-squared	0.989110	Mean dependent var		548525.5
Adjusted R-squared	0.988674	S.D. dependent var		242635.2
S.E. of regression	25822.21	Akaike info criterion		23.22704
Sum squared resid	1.67E+10	Schwarz criterion		23.32303
Log likelihood	-311.5651	Hannan-Quinn criter.		23.25559
F-statistic	2270.588	Durbin-Watson stat		0.104308
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 5 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento es de 2,14% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de Clientes del Área de Demanda 5

Año	Clientes	Δ%
2022	972 616	-
2023	974 157	0,2%
2024	1 004 559	3,1%
2025	1 034 961	3,0%
2026	1 065 364	2,9%
2027	1 095 766	2,9%
2028	1 126 168	2,8%

Año	Clientes	Δ%
2029	1 156 570	2,7%
2030	1 186 973	2,6%
2031	1 217 375	2,6%
2032	1 247 777	2,5%
2033	1 278 179	2,4%
2034	1 308 582	2,4%
2035	1 338 984	2,3%
2036	1 369 386	2,3%
2037	1 399 788	2,2%
2038	1 430 191	2,2%
2039	1 460 593	2,1%
2040	1 490 995	2,1%
2041	1 521 397	2,0%
2042	1 551 800	2,0%
2043	1 582 202	2,0%
2044	1 612 604	1,9%
2045	1 643 006	1,9%
2046	1 673 409	1,9%
2047	1 703 811	1,8%
2048	1 734 213	1,8%
2049	1 764 615	1,8%
2050	1 795 018	1,7%
2051	1 825 420	1,7%
2052	1 855 822	1,7%
2053	1 886 224	1,6%
2054	1 916 627	1,6%
		2,14%

B.2.1.3 Proyección de la Población del Área de Demanda 5

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 5 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 5 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) de cada departamento.

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable con una tasa de crecimiento de 0,51% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 5

Año	Población	Δ%
2022	1 014 409	-
2023	1 014 842	0,0%
2024	1 015 296	0,0%
2025	1 015 771	0,0%
2026	1 014 870	-0,1%
2027	1 013 990	-0,1%
2028	1 013 131	-0,1%
2029	1 012 292	-0,1%
2030	1 011 474	-0,1%
2031	1 018 391	0,7%
2032	1 025 366	0,7%
2033	1 032 399	0,7%
2034	1 039 491	0,7%
2035	1 046 642	0,7%
2036	1 053 853	0,7%
2037	1 061 124	0,7%
2038	1 068 456	0,7%
2039	1 075 849	0,7%
2040	1 083 303	0,7%
2041	1 090 821	0,7%
2042	1 098 401	0,7%
2043	1 106 044	0,7%
2044	1 113 751	0,7%
2045	1 121 523	0,7%
2046	1 129 359	0,7%
2047	1 137 262	0,7%
2048	1 145 230	0,7%
2049	1 153 265	0,7%
2050	1 161 368	0,7%
2051	1 169 538	0,7%
2052	1 177 777	0,7%
2053	1 186 085	0,7%
2054	1 194 462	0,7%
		0,51%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real del Área de Demanda 5

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 5 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se encontrará estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,5395 soles por kWh.

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

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

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

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

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

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

Dónde:

%p: Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC: Factor de carga calculado para el Año Representativo.

FCP: Factor de contribución a la punta del Año Representativo.

h: Número de horas del Año Representativo.

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 del Área de Demanda 5 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

Respecto de los modelos tendenciales se plantearon los siguientes tipos:

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

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

muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N°4: Modelos Tendenciales de ventas de energía

MÉTODO:	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial	
ECUACIÓN:	VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T ²	VENTAS C T T ² T ³	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)	
(R ²)	0,9826	0,9801	0,7654	0,9891	0,9964	0,8548	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	14,00	495,41	-0,54	14,76	24,07	112,18
	Prob.	0,0000	0,0000	0,5914	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	37,61	35,05	9,03	8,37	-0,24	12,13
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8156	0,0000
Variable 3	Valor				3,76	7,79	
	Prob.				0,0010	0,0000	
Variable 4	Valor					-6,79	
	Prob.					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	1414,29	1228,82	81,55	1086,71	2103,08	147,17	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA de Osinerghmin

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 obtenidas con todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 5,95%.

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

Años	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2022	950 675,21	1 076 729,46	786 455,88	988 600,37	945 924,19	805 094,12
2023	980 720,61	1 140 832,59	795 554,48	1 028 097,88	961 457,40	820 153,12
2024	1 010 766,01	1 208 752,11	804 333,78	1 068 295,55	973 094,86	834 950,60
2025	1 040 811,41	1 280 715,21	812 815,41	1 109 193,38	980 508,31	849 499,87
2026	1 070 856,81	1 356 962,64	821 018,90	1 150 791,37	983 369,46	863 813,17
2027	1 100 902,21	1 437 749,46	828 961,92	1 193 089,51	981 350,04	877 901,77
2028	1 130 947,61	1 523 345,93	836 660,50	1 236 087,81	974 121,76	891 776,05
2029	1 160 993,00	1 614 038,38	844 129,24	1 279 786,26	961 356,36	905 445,62
2030	1 191 038,40	1 710 130,22	851 381,46	1 324 184,87	942 725,55	918 919,40
2031	1 221 083,80	1 811 942,89	858 429,37	1 369 283,64	917 901,05	932 205,66
2032	1 251 129,20	1 919 816,98	865 284,16	1 415 082,56	886 554,59	945 312,12
2033	1 281 174,60	2 034 113,35	871 956,13	1 461 581,65	848 357,88	958 245,98
2034	1 311 220,00	2 155 214,37	878 454,79	1 508 780,89	802 982,65	971 013,96
2035	1 341 265,40	2 283 525,14	884 788,90	1 556 680,28	750 100,63	983 622,37
2036	1 371 310,80	2 419 474,89	890 966,60	1 605 279,83	689 383,52	996 077,12
2037	1 401 356,20	2 563 518,42	896 995,43	1 654 579,54	620 503,06	1 008 383,75
2038	1 431 401,60	2 716 137,59	902 882,39	1 704 579,41	543 130,97	1 020 547,50

2039	1 461 446,99	2 877 842,94	908 634,00	1 755 279,43	456 938,96	1 032 573,29
2040	1 491 492,39	3 049 175,43	914 256,35	1 806 679,61	361 598,76	1 044 465,77
2041	1 521 537,79	3 230 708,20	919 755,13	1 858 779,94	256 782,10	1 056 229,33
2042	1 551 583,19	3 423 048,54	925 135,64	1 911 580,43	142 160,68	1 067 868,12
2043	1 581 628,59	3 626 839,86	930 402,87	1 965 081,08	17 406,24	1 079 386,09
2044	1 611 673,99	3 842 763,91	935 561,49	2 019 281,89	-117 809,50	1 090 786,97
2045	1 641 719,39	4 071 543,01	940 615,88	2 074 182,85	-263 814,82	1 102 074,29
2046	1 671 764,79	4 313 942,47	945 570,19	2 129 783,97	-420 938,01	1 113 251,44
2047	1 701 810,19	4 570 773,20	950 428,28	2 186 085,25	-589 507,33	1 124 321,61
2048	1 731 855,58	4 842 894,36	955 193,84	2 243 086,68	-769 851,07	1 135 287,86
2049	1 761 900,98	5 131 216,26	959 870,32	2 300 788,27	-962 297,51	1 146 153,09
2050	1 791 946,38	5 436 703,41	964 460,98	2 359 190,01	-1 167 174,92	1 156 920,08
2051	1 821 991,78	5 760 377,75	968 968,92	2 418 291,92	-1 384 811,57	1 167 591,49
2052	1 852 037,18	6 103 322,06	973 397,08	2 478 093,97	-1 615 535,76	1 178 169,84
2053	1 882 082,58	6 466 683,57	977 748,22	2 538 596,19	-1 859 675,76	1 188 657,56
2054	1 912 127,98	6 851 677,82	982 024,97	2 599 798,56	-2 117 559,84	1 199 056,96
	2,21%	5,95%	0,70%	3,07%		1,25%

Fuente: Formato F-106 de la PROPUESTA Osinerghmin.

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. No obstante, la tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (2,21%) 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 los modelos econométricos, se estimaron diversos modelos, considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado por Osinerghmin ha considerado una ecuación potencial donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES y TARIFA.

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 5 (en MWh)

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3 (seleccionado)	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C PBI(-1) TARIFA CLIENTES	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) AR(1)	VENTAS C TARIFA POBLACIÓN AR(1)	VENTAS C PBI(-1) POBLACIÓN CLIENTES TARIFA
R ²	0,9959	0,9949	0,9958	0,9890	0,9823	0,9952
ESTADÍSTICO F:						
Valor	1336,03	1429,69	1737,16	470,01	291,48	1088,59
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADÍSTICO t:						
Variable 1 Valor	0,97	3,52	4,70	3,38	-0,45	1,89

	Prob,	0,3428	0,0019	0,0001	0,0028	0,6588	0,0723
Variable 2	Valor	1,54	1,61	5,82	3,89	0,35	1,31
	Prob,	0,1389	0,1217	0,0000	0,0008	0,7267	0,2043
Variable 3	Valor	4,97	-3,42	9,65	-0,30	2,24	-1,15
	Prob,	0,0001	0,0025	0,0000	0,7679	0,0363	0,2621
Variable 4	Valor	5,70	11,56	-5,43	19,71	19,45	9,88
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 5	Valor	3,08			3,07	2,6595	-3,61
	Prob,	0,0054			0,0059	0,0147	0,0016

En la Tabla N° 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 3, con un estimado de crecimiento promedio anual de 3,01%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 5 (en MWh)

	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	966 426,19	967 641,79	959 648,84	485 933,73	476 929,88	964 296,57
2023	969 638,41	973 879,78	964 384,04	489 365,21	478 897,70	969 729,98
2024	1 001 392,95	1 002 364,51	1 001 545,91	501 043,45	480 871,36	1 000 061,19
2025	1 033 059,04	1 034 986,14	1 038 722,67	512 531,19	482 850,95	1 033 823,31
2026	1 064 782,18	1 067 541,02	1 076 169,63	523 980,49	483 667,64	1 067 815,49
2027	1 096 659,60	1 100 103,95	1 114 060,33	535 490,70	484 490,43	1 101 810,00
2028	1 128 757,57	1 132 724,87	1 152 515,55	547 127,71	485 319,39	1 135 848,30
2029	1 161 121,48	1 165 437,81	1 191 620,36	558 935,22	486 153,78	1 169 958,87
2030	1 193 784,05	1 198 266,20	1 231 438,24	570 943,68	486 994,52	1 204 160,96
2031	1 226 769,00	1 231 227,09	1 272 017,31	583 174,30	494 296,21	1 236 868,27
2032	1 260 094,25	1 264 333,07	1 313 395,93	595 642,50	501 635,36	1 269 684,04
2033	1 293 774,29	1 297 593,98	1 355 606,75	608 360,35	509 012,06	1 302 616,43
2034	1 327 821,00	1 331 018,06	1 398 678,20	621 337,44	516 427,23	1 335 672,07
2035	1 362 244,87	1 364 612,42	1 442 636,61	634 582,13	523 880,95	1 368 856,88
2036	1 397 054,94	1 398 383,64	1 487 506,08	648 101,56	531 374,12	1 402 176,09
2037	1 432 259,83	1 432 337,74	1 533 310,34	661 902,54	538 906,84	1 435 634,73
2038	1 467 867,52	1 466 480,69	1 580 072,34	675 991,47	546 480,01	1 469 237,53
2039	1 503 885,88	1 500 818,36	1 627 815,23	690 374,76	554 093,71	1 502 989,37
2040	1 540 322,58	1 535 356,70	1 676 562,16	705 058,78	561 748,02	1 536 895,19
2041	1 577 185,03	1 570 101,77	1 726 336,20	720 049,79	569 445,52	1 570 959,39
2042	1 614 480,55	1 605 059,66	1 777 160,62	735 354,11	577 184,62	1 605 187,46
2043	1 652 216,27	1 640 236,60	1 829 058,73	750 978,01	584 966,23	1 639 584,36
2044	1 690 399,68	1 675 638,92	1 882 054,91	766 928,21	592 791,26	1 674 155,14
2045	1 729 037,94	1 711 273,30	1 936 173,32	783 211,28	600 660,62	1 708 905,14
2046	1 768 138,09	1 747 146,48	1 991 438,27	799 833,80	608 573,55	1 743 840,15
2047	1 807 707,55	1 783 265,30	2 047 875,20	816 802,80	616 532,63	1 778 965,24
2048	1 847 753,44	1 819 637,00	2 105 509,38	834 125,20	624 536,26	1 814 286,84
2049	1 888 283,13	1 856 268,85	2 164 367,00	851 808,24	632 586,19	1 849 810,57

	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2050	1 929 303,64	1 893 168,49	2 224 473,91	869 858,98	640 683,32	1 885 542,56
2051	1 970 822,38	1 930 343,56	2 285 857,19	888 284,94	648 826,88	1 921 489,37
2052	2 012 846,47	1 967 802,12	2 348 543,79	907 093,53	657 018,63	1 957 657,27
2053	2 055 383,50	2 005 552,30	2 412 561,93	926 292,66	665 258,63	1 994 053,02
2054	2 098 440,77	2 043 602,70	2 477 939,79	945 890,14	673 546,94	2 030 683,74
	2,45%	2,36%	3,01%	2,10%	1,08%	2,35%

Fuente: Formato F-107 de la PROPUESTA Osinermin.

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 3), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,58%, cada una de las variables explicativas muestra significancia individual estadística a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 5

Dependent Variable: LOG(ENE05)				
Method: Least Squares				
Date: 09/20/23 Time: 15:31				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.177124	0.250430	4.700414	0.0001
LOG(PBIAD05)	0.593836	0.101968	5.823773	0.0000
LOG(CLIAD05)	0.626263	0.064927	9.645690	0.0000
LOG(TARAD05)	-0.394442	0.072667	-5.428043	0.0000
R-squared	0.995796	Mean dependent var		13.16600
Adjusted R-squared	0.995223	S.D. dependent var		0.448343
S.E. of regression	0.030987	Akaike info criterion		-3.969836
Sum squared resid	0.021125	Schwarz criterion		-3.776283
Log likelihood	55.60787	Hannan-Quinn criter.		-3.914100
F-statistic	1737.162	Durbin-Watson stat		1.448323
Prob(F-statistic)	0.000000			

Ajuste final de ventas de energía

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

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

De esa forma, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,49% 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 5 (en MWh)

Año	Ajuste Final	TC
2022	965 999,91	-
2023	994 869,91	3,0%
2024	1 033 139,10	3,8%
2025	1 071 423,62	3,7%
2026	1 109 986,40	3,6%
2027	1 149 006,14	3,5%
2028	1 188 607,22	3,4%
2029	1 228 877,25	3,4%
2030	1 255 969,36	2,2%
2031	1 283 659,60	2,2%
2032	1 311 961,18	2,2%
2033	1 340 887,59	2,2%
2034	1 370 452,63	2,2%
2035	1 400 670,40	2,2%
2036	1 431 555,30	2,2%
2037	1 463 122,07	2,2%
2038	1 495 385,76	2,2%
2039	1 528 361,76	2,2%
2040	1 562 065,79	2,2%
2041	1 596 513,93	2,2%
2042	1 631 722,60	2,2%
2043	1 667 708,60	2,2%
2044	1 704 489,09	2,2%
2045	1 742 081,60	2,2%
2046	1 780 504,07	2,2%
2047	1 819 774,81	2,2%
2048	1 859 912,57	2,2%
2049	1 900 936,47	2,2%
2050	1 942 866,08	2,2%
2051	1 985 721,40	2,2%
2052	2 029 522,87	2,2%
2053	2 074 291,37	2,2%
2054	2 120 048,25	2,2%
		2,49%

Fuente: Formato F-108 de la PROPUESTA Osinermin

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 5) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

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

B.3.2.1 Clientes Libres

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

Dicho ello, en el Área de Demanda 5, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

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

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

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

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para

las nuevas demandas serán definidos de acuerdo a la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo, estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

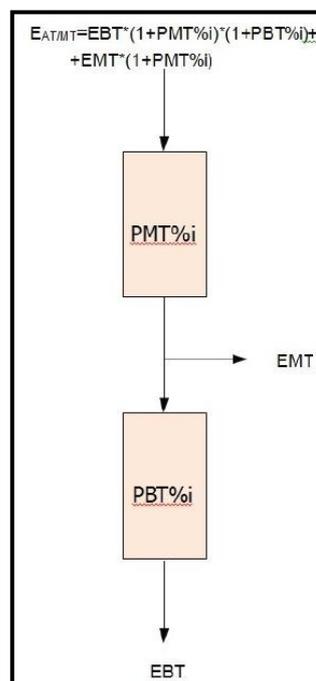
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la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

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 5 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se añadió las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 5).

Figura N° 5: 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

Metodología y determinación de Transformadores de Reserva

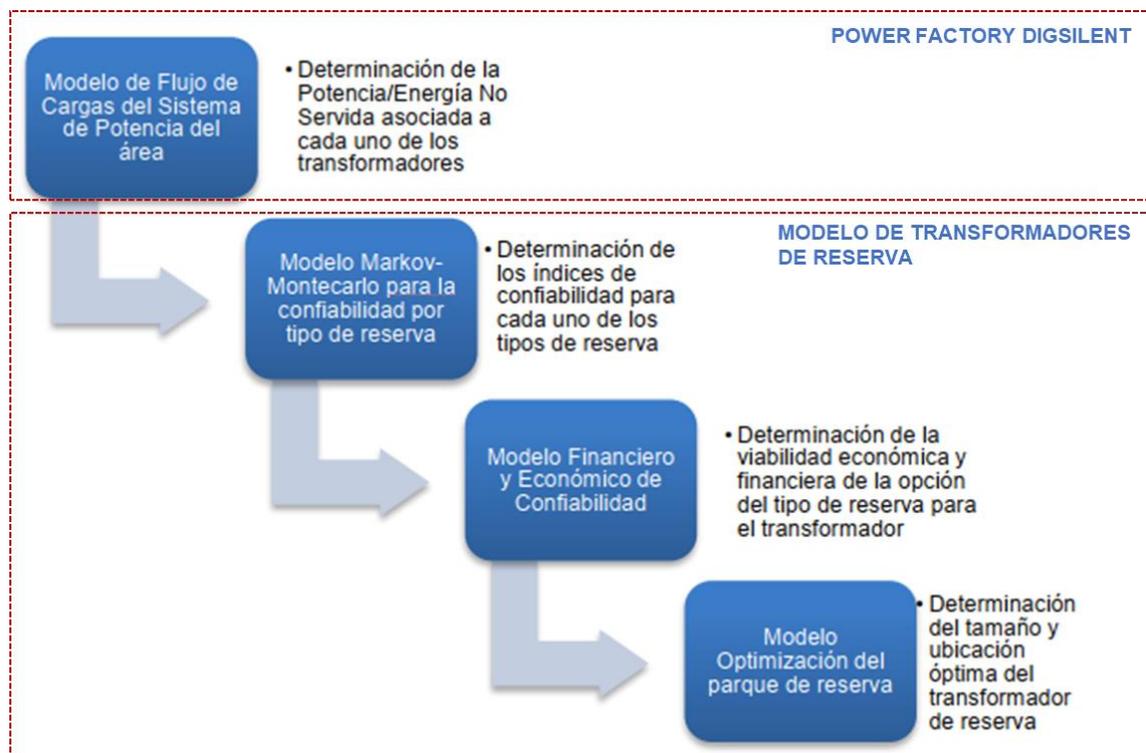
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD.

Asimismo, haciendo uso del modelo de confiabilidad y optimización (“Modelo de Transformadores de Reserva”) adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N°1: Flujograma del proceso de determinación de los transformadores de reserva



El estudio se inicia con la definición del parque de transformadores por área de demanda, considerando que los transformadores deben pertenecer a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda.

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida (PNS)

La Potencia No Servida se obtiene efectuando simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red del Sistema Eléctrico a Remunerar determinada en el Plan de Inversiones. La estimación de la Potencia No Servida se determina para un horizonte de 10 años.

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

La evaluación de transformadores de reserva se efectúa en base a un modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de viabilidad económica, el cual considera los beneficios de contar con reservas en función del costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida y el Costo de la Inversión requerida para los transformadores de reserva.

Se establece, la relación Beneficio/Costo del transformador de reserva, el cual debe ser mayor a uno para justificar su inversión.

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que de la evaluación financiera y económica de confiabilidad resultaron con viabilidad para contar con una reserva de tipo en bodega, son seleccionados para ser evaluados mediante el módulo de optimización del Modelo de Transformadores de Reserva, a fin de determinar el tamaño y ubicación óptima de un transformador de reserva compartida que brinde confiabilidad a un grupo de transformadores.

Para la optimización, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las Potencias No Servidas asociadas a cada transformador.
- El periodo de análisis corresponde al periodo vinculante del Plan de Inversión.
- Matriz de tiempo requerido para llevar un transformador de reserva de una Subestación "A", a otra Subestación "B".
- Disponibilidad de espacios en las subestaciones para almacenar una reserva del tipo compartida.
- Agrupamiento de transformadores considerando su ubicación geográfica y características técnicas.

En el caso de evaluar el parque de transformadores mediante la agrupación de dos (2) o más subgrupos vs evaluar todo el parque en un (1) solo grupo, la decisión estará basada en aquel agrupamiento que presenta el menor costo total de la confiabilidad (función de $Min(Fobj)$ del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

$$MinFobj(G1) < MinFobj(G2) + MinFobj(G3) + \dots + MinFobj(Gn)$$

Finalmente, es preciso indicar que, los sustentos de los métodos de cálculos, así como los manuales para uso del Modelo de Transformadores de Reserva tanto del usuario como del programador se encuentran debidamente desarrollados en los Archivos anexos del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

Para el Área de Demanda 5, Electrocentro solicitó la aprobación de un Transformador de Reserva en 60/23/10 kV de 30 MVA a ubicarse en la SET Salesianos. En ese sentido, se analizó el parque de transformadores en 60MT y 60MTMT del dicha Área de Demanda.

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD8

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 8 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 60/23 kV de 3, 5, 9, 10 y 30 MVA.
- Transformadores en 60/10 kV de 2, 3, 4, y 8 MVA.
- Transformadores en 60/23/10 kV de 7, 9, 10, 15, 25 y 30 MVA.
- Transformadores en 60/33/10 kV de 6, 10 y 25 MVA

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 5

SET	SST/SCT	COD BDME
CANGALLO	SST	TP-060023-003S13E
PAMPAS	SST	TP-060023010-007S13E
CAUDALOSA	SST	TP-060023010-015S12E
INGENIO	SST	TP-060023010-015S13E
AYACUCHO	SST	TP-060023010-015S12E
CHANCHAMAYO	SST	TP-060033023-010SE1E
CONCEPCION	SST	TP-060023010-010S13E
GOYLLARISQUIZGA	SST	TP-060010-003S13E
HUANTA	SST	TP-060010-003S12E
JUNÍN	SST	TP-060010-004S13E
MACHAHUAY	SST	TP-060023-003S12E
NINATAMBO	SST	TP-060023010-010SE1E
PACHACAYO	SST	TP-060010-001S13E
PASCO	SST	TP-060023010-010S13E
PARQUE INDUSTRIAL	SST	TP-060010-015S13E
PARQUE INDUSTRIAL	SST	TP-060010-015S13E
PARQUE INDUSTRIAL	SST	TP-060010-007S13E
SALESIANOS	SST	TP-060010-015S13E
SALESIANOS	SST	TP-060010-010S13E
ANDAYCHAGUA	SST	TP-060023-002S13E
CARHUAMAYO	SST	TP-060023010-007S13E
SHELBY	SST	TP-060010-0.6S13E
XAUXA	SST	TP-060023010-007S13E
ANDAYCHAGUA	SST	TP-060010-008S13E
BELLAVISTA	SST	TP-060010-001S13E
CHUMPE	SST	TP-060010-009S13E
CHUMPE	SST	TP-060010-004S13E
COBRIZA II	SST	TP-060023010-025S12E
COBRIZA II	SST	TP-060023010-025S12E
SAN FRANCISCO	SCT	TP-060023-004SE1E
HUANCAYO ESTE	SCT	TP-060023010-010S13E
VILLA RICA	SCT	TP-060023-005SE1E
SATIPO	SCT	TP-060023010-009SE1E
PICHANAKI	SCT	TP-060023010-009SE1E
PUERTO BERMUDEZ	SCT	TP-060033010-006SE1E
LA UNIÓN	SCT	TP-060023-009S13E
CANGALLO	SCT	TP-060023-010S12I
AYACUCHO	SCT	TP-060023010-025S12E
HUANTA	SCT	TP-060023010-010S12E
PARQUE INDUSTRIAL	SCT	TP-060033010-025S13E
PASCO	SCT	TP-060023-010S13E
HUANCAYO ESTE	SCT	TP-060010-015S13E

Cabe precisar que en el AD 5, actualmente se tiene el siguiente transformador de

reserva.

Tipo	SET	Transformador Disponible/Reserva
60/10 kV - 15 MVA	Parque Industrial	Reserva - SST

Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores, aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Año	Descripción	SET
2025	Reemplazo de los 2 transformadores de la SET Salesianos, por uno en 60/23/10 kV de 30 MVA	Salesianos

Definido el parque de transformadores, se determina las Potencias No Servidas que presentan los transformadores ante un evento de falla.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Huanta	TP-060023010-010SI2E	3.97	4.11	4.25	4.40	4.54	4.65	4.75	4.85	4.96	5.07
Cangallo	TP-060023-010SI2I	2.87	2.97	3.07	3.18	3.29	3.36	3.43	3.51	3.59	3.67
Machahuay	TP-060023-003SI2E	1.11	1.15	1.19	1.23	1.27	1.30	1.33	1.36	1.39	1.42
Ayacucho	TP-060023010-025SI2E	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89	18.29	18.69	19.10	19.52	19.96
Ingenio	TP-060023010-015SI3E	9.16	9.35	9.55	9.74	9.94	10.07	10.21	10.35	10.49	10.64
Caudalosa	TP-060023010-015SI2E	1.51	1.55	1.58	1.62	1.66	1.68	1.71	1.74	1.76	1.79
Pampas	TP-060023010-007SI3E	2.24	2.33	2.41	2.49	2.58	2.64	2.70	2.76	2.81	2.87
Salesianos	TP-060023010-030SI3E	11.46	11.87	12.29	12.71	13.14	13.43	13.73	14.03	14.34	14.66
Parque Industrial (ELC)	TP-060033010-025SI3E	6.64	6.88	7.13	7.36	7.61	7.79	7.96	8.13	8.32	8.51
Chilca	TP-060023010-030SI3E	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55	20.97	21.39	21.84	22.29	22.74
Concepcion	TP-060023010-010SI3E	7.72	7.99	8.27	8.55	8.83	9.11	9.39	9.67	9.95	10.23
xauxa	TP-060023010-007SI3E	4.65	4.82	4.99	5.16	5.34	5.46	5.58	5.70	5.83	5.95
La Unión	TP-060023-009SI3E	3.72	3.86	3.99	4.13	4.27	4.37	4.46	4.56	4.66	4.76
Junín	TP-060010-004SI3E	0.89	0.92	0.95	0.98	1.01	1.03	1.05	1.08	1.10	1.12
Villa Rica	TP-060023-005SE1E	1.97	2.05	2.12	2.19	2.27	2.32	2.37	2.42	2.47	2.53
Pasco	TP-060023-010SI3E	0.00	0.00	0.19	0.36	1.01	0.81	1.30	1.55	1.69	1.80
Goyllarisquizga	TP-060010-003SI3E	0.93	0.96	1.00	1.03	1.07	1.09	1.11	1.14	1.16	1.19
Carhuamayo	TP-060023010-007SI3E	1.65	1.71	1.77	1.84	1.89	1.94	1.98	2.02	2.07	2.11
Bellavista	TP-060010-001SI3E	0.10	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13
Andaychagua	TP-060010-008SI3E	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94
Pichanaki	TP-060023010-009SE1E	6.04	6.24	5.96	6.65	6.86	7.00	7.15	7.30	7.44	7.60
Chanchamayo	TP-060023-030SE1E	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32	8.58	8.84	9.10	9.36	9.62
Chumpe	TP-060010-009SI3E	1.03	1.03	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06
Pachacayo	TP-060010-001SI3E	0.32	0.33	0.34	0.35	0.37	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41

Luego, se procede a evaluar con el modelo de transformadores de reserva, la factibilidad de contar con un tipo de reserva por transformador.

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Huanta	TP-060023010-010SI2E	\$ 724,109	\$ 669,503	\$ 77,592	Reserva en Bodega
Cangallo	TP-060023-010SI2I	\$ 476,349	\$ 425,481	-\$ 112,354	Reserva en Bodega
Machahuay	TP-060023-003SI2E	\$ 58,535	\$ 16,328	-\$ 477,968	Reserva en Bodega
Ayacucho	TP-060023010-025SI2E	\$ 4,143,621	\$ 4,150,214	\$ 3,572,656	Reserva en Bodega
Ingenio	TP-060023010-015SI3E	\$ 2,036,027	\$ 2,007,325	\$ 1,434,768	Reserva en Bodega
Pampas	TP-060023010-007SI3E	\$ 273,389	\$ 217,289	-\$ 348,111	Reserva en Bodega
Salesianos	TP-060023010-030SI3E	\$ 2,899,347	\$ 2,870,113	\$ 2,260,862	Reserva en Bodega
Parque Industrial ELC	TP-060033010-025SI3E	\$ 1,367,385	\$ 1,308,448	\$ 683,719	Reserva en Bodega
Chilca	TP-060023010-030SI3E	\$ 4,687,568	\$ 4,704,559	\$ 4,140,159	Reserva en Bodega
Concepcion	TP-060023010-010SI3E	\$ 1,916,631	\$ 1,893,076	\$ 1,342,844	Reserva en Bodega
JAUJA	TP-060023010-007SI3E	\$ 988,417	\$ 950,449	\$ 402,040	Reserva en Bodega
La Union ELC	TP-060023-009SI3E	\$ 761,224	\$ 720,418	\$ 207,792	Reserva en Bodega
Villa Rica	TP-060023-005SE1E	\$ 283,415	\$ 241,228	-\$ 253,687	Reserva en Bodega
Goyllariquizga	TP-060010-003SI3E	\$ 4,539	-\$ 37,881	-\$ 520,874	Reserva en Bodega
Carhuamayo	TP-060023010-007SI3E	\$ 97,385	\$ 36,801	-\$ 532,796	Reserva en Bodega
Pichanaki	TP-060023010-009SE1E	\$ 1,378,146	\$ 1,342,765	\$ 785,210	Reserva en Bodega
Chanchamayo	TP-060023-030SE1E	\$ 1,737,148	\$ 1,695,007	\$ 1,133,857	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Caudalosa	TP-060023010-015SI2E	-\$ 111,010	-\$ 195,499	-\$ 832,348	No viable
Junin	TP-060010-004SI3E	-\$ 32,697	-\$ 79,417	-\$ 572,779	No viable
Bellavista	TP-060010-002SI3E	-\$ 221,244	-\$ 264,958	-\$ 741,272	No viable
Andaychagua	TP-060010-008SI3E	-\$ 155,302	-\$ 216,436	-\$ 744,506	No viable
CHUMPE (Yauricocha)	TP-060010-009SI3E	-\$ 121,237	-\$ 183,505	-\$ 716,094	No viable
Pachacayo	TP-060010-002SI3E	-\$ 156,411	-\$ 198,491	-\$ 673,272	No viable

Aquellos transformadores que resultan viables para contar con una reserva del tipo en Bodega pueden contar con una reserva del tipo compartida, por lo cual serán evaluados con el modelo de optimización.

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

Alternativa I: Parque de Transformadores del AD5 con devanado principal en 60kV, en un (01) solo grupo.

Alternativa II: Parque de Transformadores del AD5 en tres (03) grupos, agrupados según sistemas eléctricos.

- Grupo I: Conformado por transformadores en 60/23/10 kV y 60/23 kV del

Sistema Eléctrico de Ayacucho, Huanta y Huancavelica. La reserva del tipo compartida tendría que ser de 3 devanados en 60/23/10 kV .

- Grupo II: Conformado por transformadores en 60/23/10 kV, 60/23 kV y 60/10 kV, de los Sistemas eléctricos de Huancayo, Pasco y Huánuco. La reserva del tipo compartida tendría que ser de 3 devanados en 60/23/10 kV.
- Grupo III: Conformado por transformadores en 60/23 kV y en 60/23/10 kV, de los Sistemas Eléctricos de Pasco, Satipo-Pichanaki, Tarma-Chanchamayo. La reserva del tipo compartida tendría que ser de 3 devanados en 60/23/10 kV.

Alternativa I		Alternativa II		
Grupo	SET	Grupo	SET	
G1	Huanta	G1	Huanta	
	Cangallo		Cangallo	
	Machahuay		Machahuay	
	Ayacucho		Ayacucho	
	Ingenio	G2	Ingenio	
	Pampas		Pampas	
	Salesianos		Salesianos	
	Parque Industrial		Parque Industrial	
	Chilca		Chilca	
	Concepción		Concepción	
	Jauja		Jauja	
	La Unión		La Unión	
	Goyllarisquizga		Goyllarisquizga	
	Carhuamayo		Carhuamayo	
	Villa Rica		G3	Villa Rica
	Pichanaki			Pichanaki
Chanchamayo	Chanchamayo			

C.5.5. Resultados de Optimización

A continuación, se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Resultados Alternativa 1.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
5_G1_TP-060	Ayacucho	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Cangallo	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Carhuamayo	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Chanchamayo	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Chilca	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Concepcion	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Goyllariquizga	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Huanta	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Ingenio	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	JAUJA	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	La Union ELC	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Machahuay	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Pampas	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Parque Industrial ELC	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Pichanaki	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Salesianos	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Villa Rica	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
Total general				303.62	315.69	326.23	338.64	349.35

Como se observa, según la alternativa 1, para el AD5 se necesita en total un (1) transformador de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA. A ubicarse en las SET Salesianos.

Resultados Alternativa 2.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
5_G1_TP-060	Ayacucho	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Cangallo	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Huanta	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Ingenio	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
	Machahuay	Móvil	Ayacucho	15.60	16.16	16.73	17.31	17.89
5_G2_TP-060	Carhuamayo	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Chilca	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Concepcion	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Goyllarisquiza	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	JAUJA	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	La Union ELC	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Pampas	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Parque Industrial ELC	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
	Salesianos	Móvil	Salesianos	17.86	18.57	19.19	19.92	20.55
5_G3_TP-060	Chan Chamayo	Móvil	Chan Chamayo	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32
	Pichanaki	Móvil	Chan Chamayo	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32
	Villa Rica	Móvil	Chan Chamayo	7.28	7.54	7.80	8.06	8.32
Total general			260.58	270.55	279.76	290.01	299.36	

Como se observa, según la alternativa 2, para el AD5 se necesita en total tres (3) transformadores de reserva en 60/23/10 kV. A ubicarse en las SETs Ayacucho, Salesianos y Chanchamayo.

Por tanto, la alternativa seleccionada, será aquella que presente el menor costo total de confiabilidad para toda el Área de Demanda.

C.5.6. Selección de Alternativas

A continuación, se resume los resultados de las alternativas evaluadas, para brindar confiabilidad a toda el Área de Demanda 5:

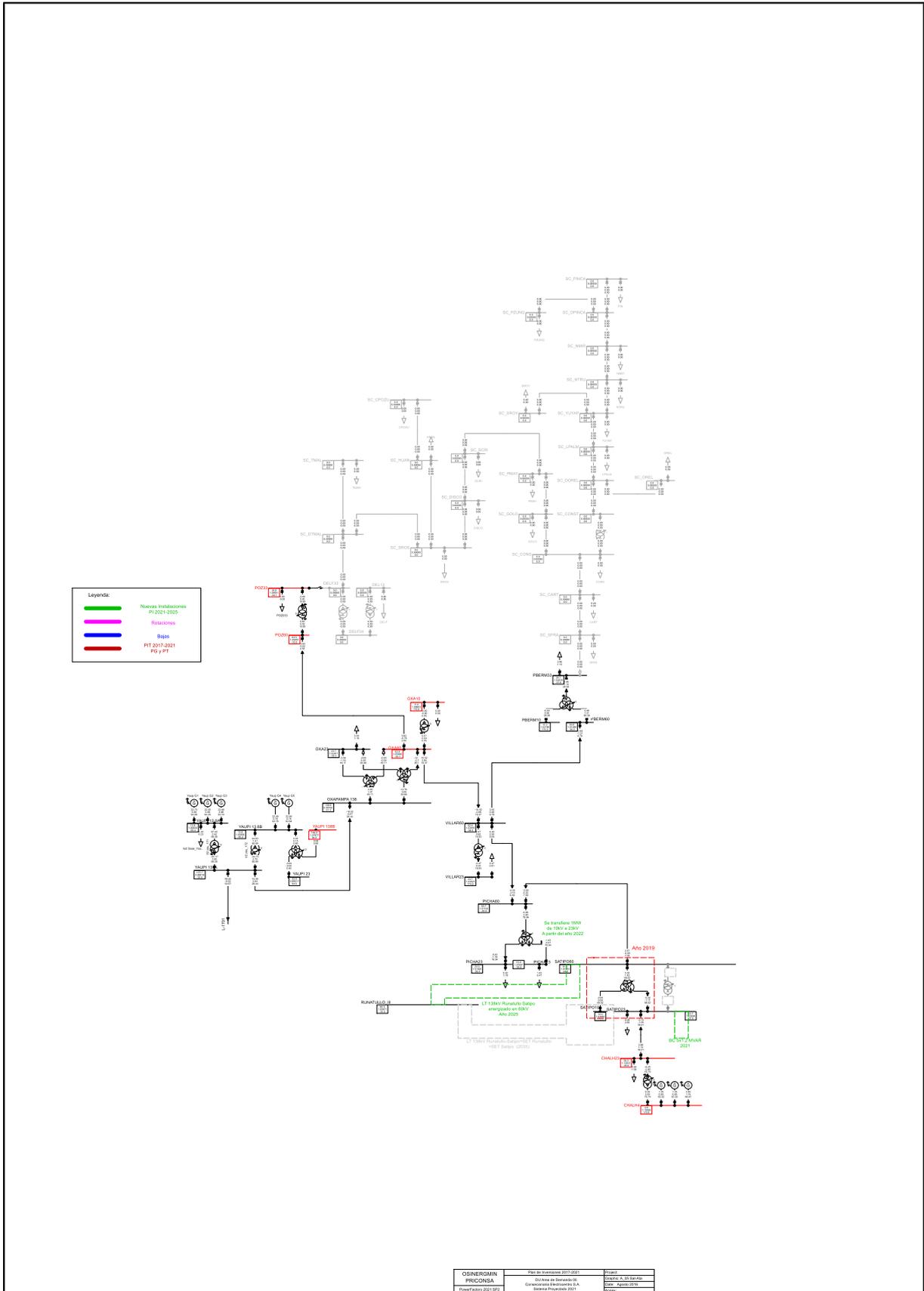
ALTERNATIVAS	GRUPOS	SETs	COSTO CONFIABILIDAD	COSTO TOTAL CONFIABILIDAD (2029)
Alternativa 1	Grupo I	Huanta, Cangallo, Machahuay, Ayacucho, Ingenio, Pampas, Salesianos, Parque Industrial, Chilca, Concepción, Jauja, La Union, Goyllarisquiza, Carhuamayo, Villa Rica, Pichanaki, Chanchamayo	\$ 2,542,036.21	\$ 2,542,036.21
Alternativa 2	Grupo I	Huanta, Cangallo, Machahuay, Ayacucho, Ingenio	\$ 1,150,801.63	\$ 3,260,679.47
	Grupo II	Pampas, Salesianos, Parque Industrial, Chilca, Concepción, Jauja, La Union, Goyllarisquiza, Carhuamayo	\$ 1,427,528.00	
	Grupo III	Villa Rica, Pichanaki, Chanchamayo	\$ 682,349.84	

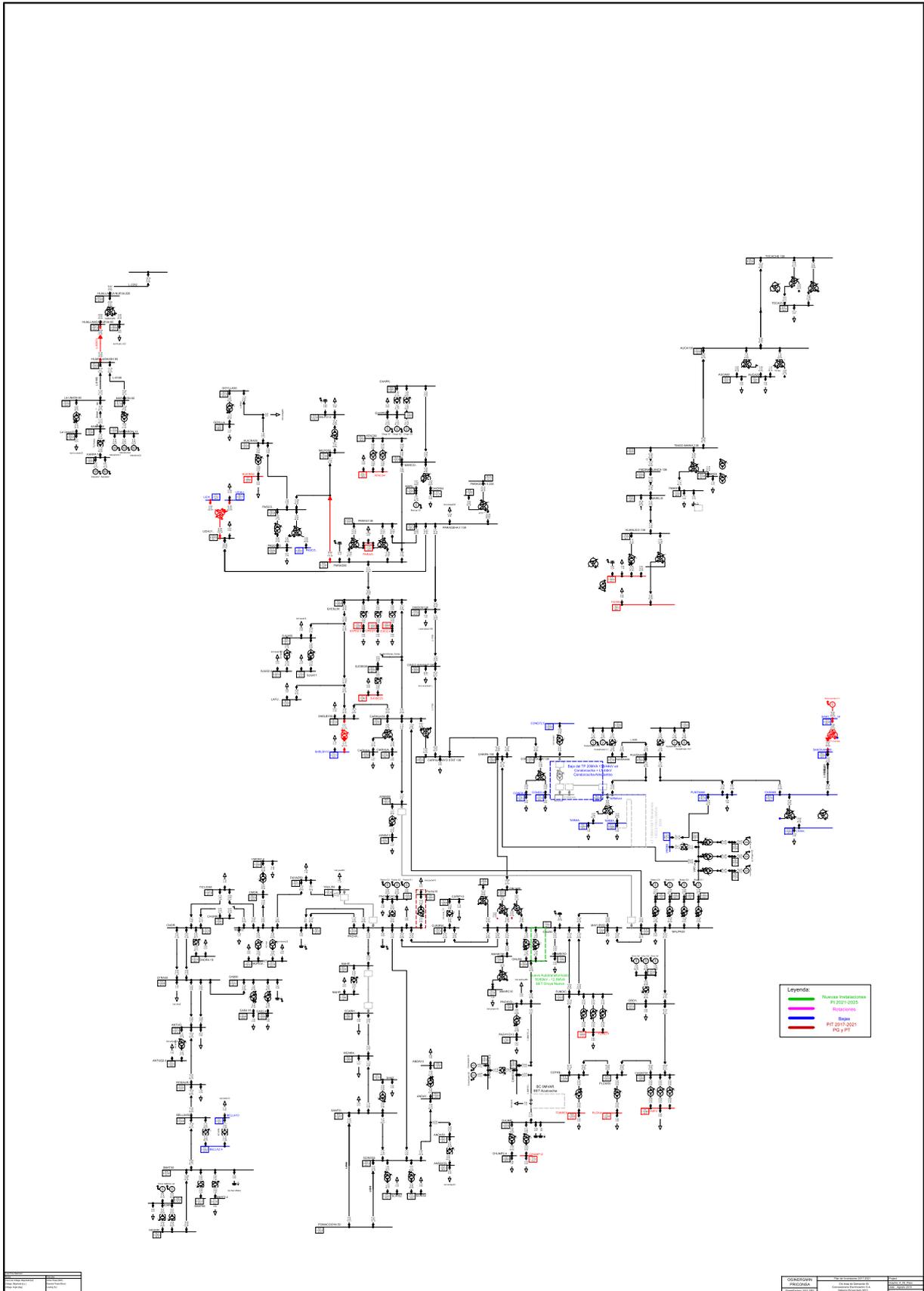
De la tabla anterior, se observa que la mejor alternativa es la N° 1, por presentar el menor costo de confiabilidad. Por tanto, para brindar confiabilidad a todo el parque de transformadores del AD5, se requiere contar con un (1) transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 30 MVA a ubicarse en la SET Salesianos.

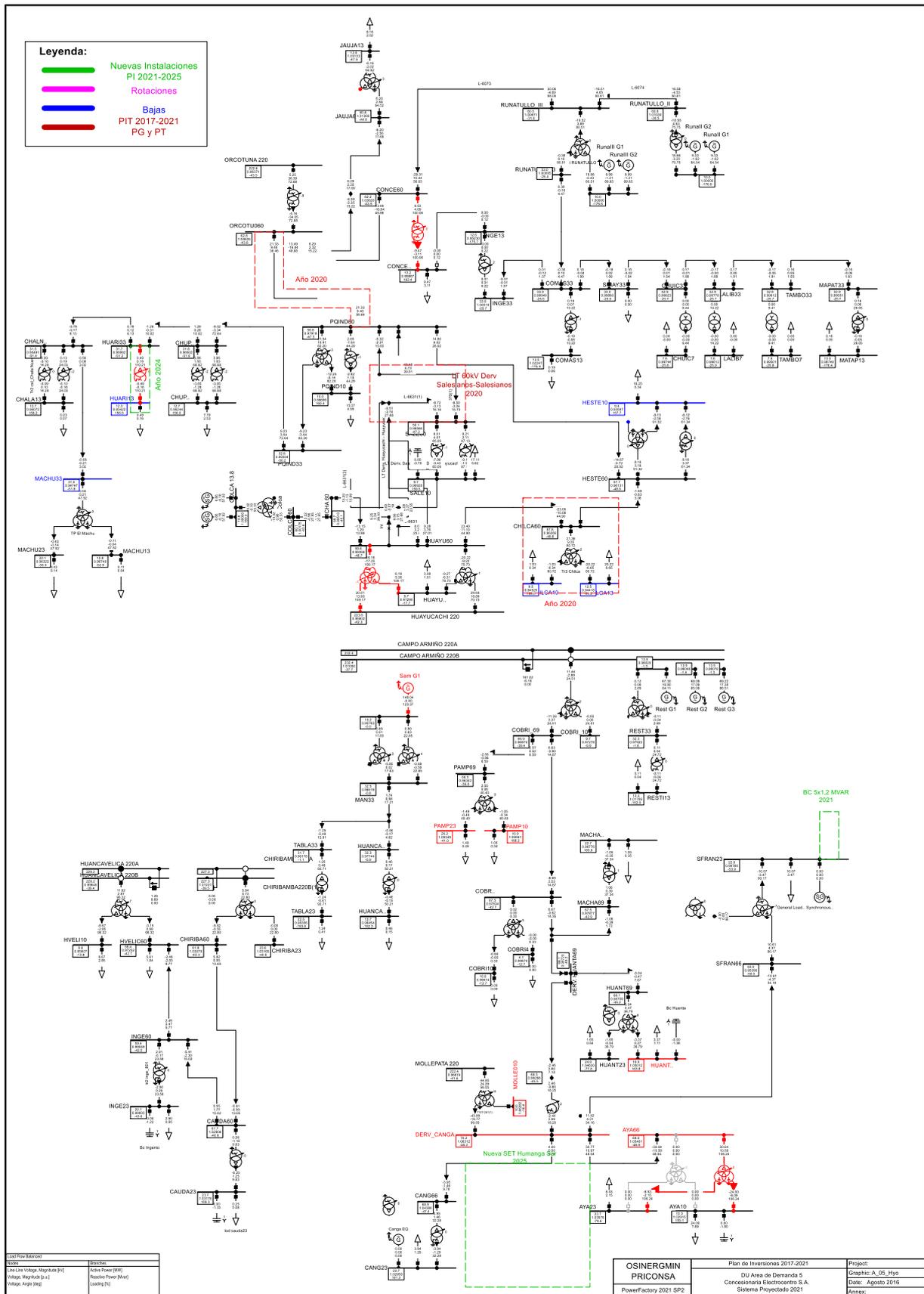
C.6. Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

Actualmente en el AD5 se remunera un transformado de reserva de 60/10 kV de 15 MVA en la SET Parque Industrial. En ese sentido, considerando los resultados luego de la aplicación de la metodología para determinar transformadores de reserva del tipo compartida se dispone para el presente proceso del Plan de Inversiones 2025-2029, aprobar un transformador de 60/23/10 kV de 30 MVA a ubicarse en la SET Salesianos. Asimismo, se dispone, dar de baja el transformador de reserva existente.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

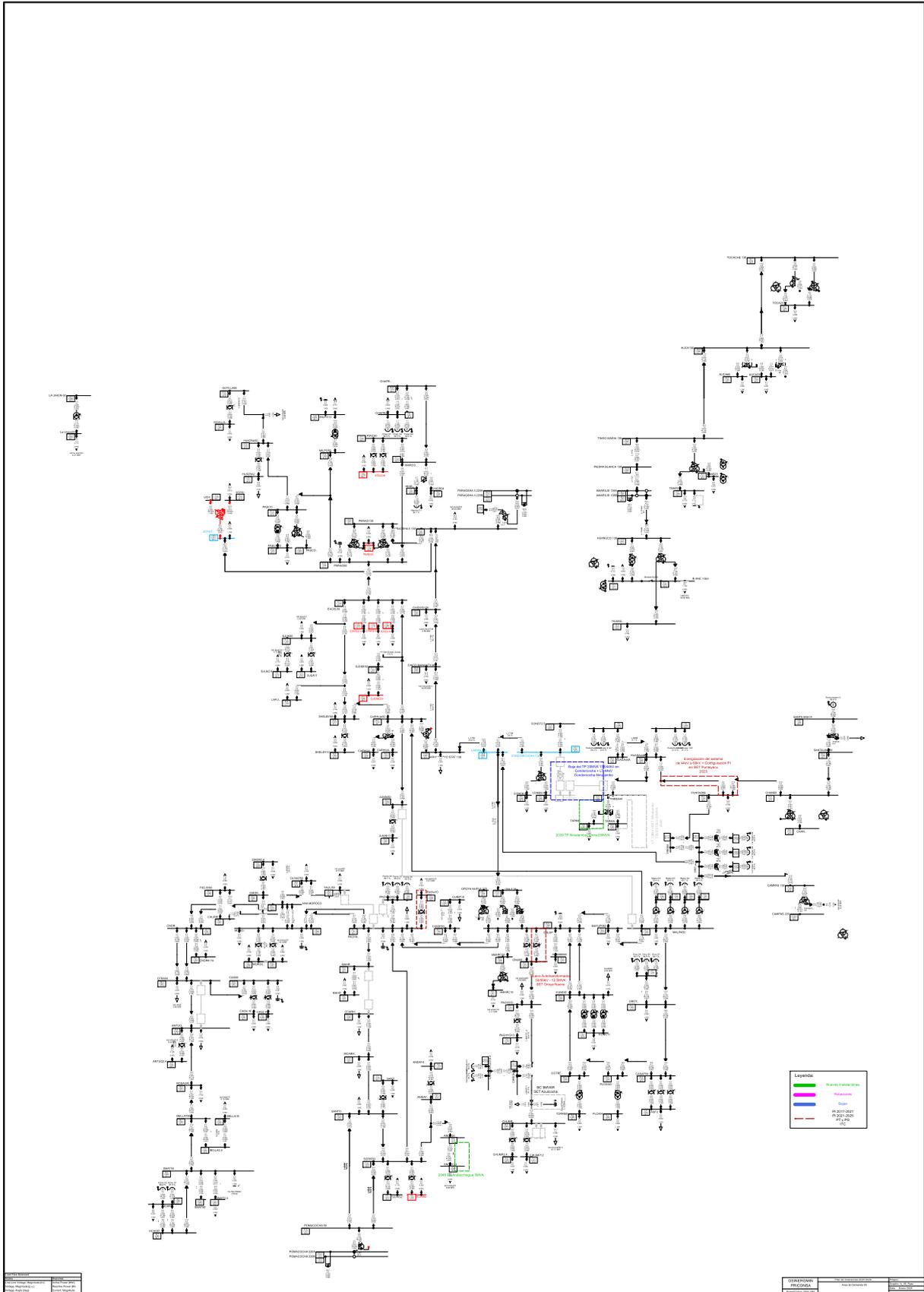




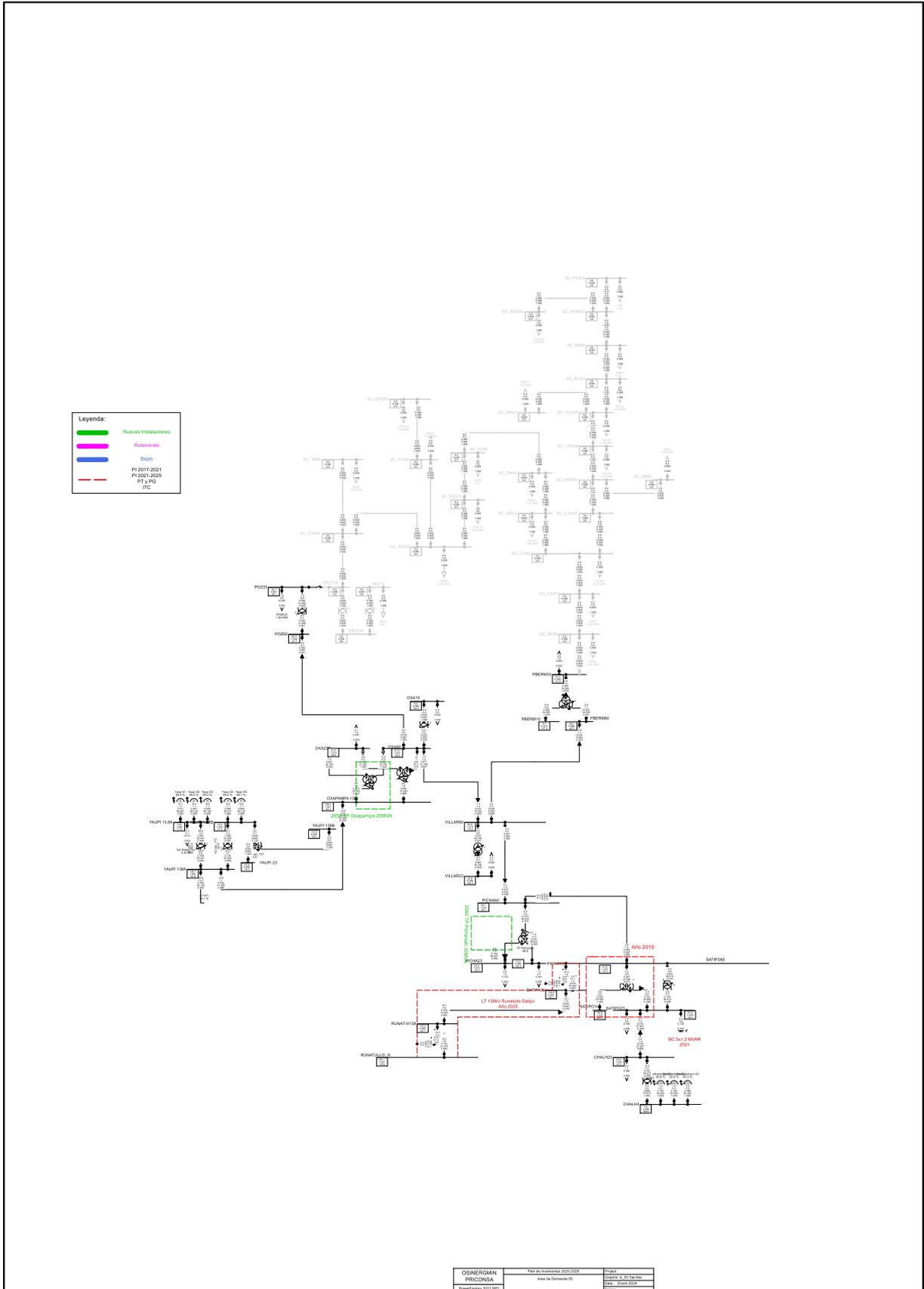


Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Sistema Eléctrico Pasco – Huánuco – Tingo María (Año 2029)



Sistema Eléctrico Satipo – Chalhuamayo (Año 2029)



OSNERGHMIN INCOGISA Ene/Febrero 2019 (P1)	Plan de Inversiones 2024-2029 Área de Demanda 05	Diseno CARRERA, D. S. Sandoval Diseño Ene/Febrero 2024
---	---	---

Anexo F
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 5

Proyecto N°	Año (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	ELECTROCENTRO	Transformador 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA (incluye celdas de transformación conexas)	SET Salesianos	1 604 207
2	2026	ELECTROCENTRO	Celda Línea - Transformador 60 kV	SET Huanta	273 644
3	2026	ELECTROCENTRO	Celda de alimentador 10 kV	SET Huanta	78 020
4	2028	ELECTROCENTRO	Transformador de Reserva Compartida 60/22,9/10 kV de 30/30/30 MVA	SET Salesianos	840 076
5	2026	ELECTROCENTRO	Celda Línea - Transformador 60 kV	SET Cangallo	273 644
6	2025	STATKRAFT	Celda de Línea 50 kV	SET Oroya Nueva	228 400
7	2025	STATKRAFT	Celda de Línea 138 kV	SET Yaupi	366 178

(*) 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.

(***) El detalle de dichas celdas se puede verificar en los formatos correspondientes

PROGRAMACIÓN DE BAJAS
Período 2025-2029

Titular	Nombre Elemento	Año
ELECTROCENTRO	Transformador 60/10 kV de 9 MVA y celdas conexas de transformación en SET Salesianos	2025
ELECTROCENTRO	Transformador 60/10 kV de 14 MVA y celdas conexas de transformación en SET Salesianos	2025
ELECTROCENTRO	Transformador de Reserva 60/10 kV de 15 MVA ubicado en SET Parque Industrial	2028
ELECTROCENTRO	Una (01) Celda de Alimentador de 10 kV (A4009) en SET Huanta	2025
ELECTROCENTRO	Una (01) Celda de Alimentador de 10 kV (A4010) en SET Huanta	2026
ELECTROCENTRO	Celda línea-transformador de 60 kV en SET Huanta	2026
ELECTROCENTRO	Celda línea-transformador de 60 kV en SET Cangallo	2025
UNACEM	LT 138 kV Caripa – Condorcocha (12 km)	2025
UNACEM	Celda de línea 138 kV a SE Oroya	2025
UNACEM	Celda de línea 138 kV a SE Condorcocha	2025
UNACEM	Celda de línea 138 kV a SE Carhuamayo	2025

Anexo G
Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 5

Año	ELECTROCENTRO		Propuesta Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	1 420	-	1 428	-
2023	1 437	1,21%	1 460	2,19%
2024	1 536	6,94%	1 503	2,99%
2025	1 586	3,20%	1 545	2,75%
2026	1 647	3,89%	1 588	2,78%
2027	1 753	6,42%	1 630	2,65%
2028	1 818	3,72%	1 674	2,70%
2029	1 864	2,53%	1 717	2,60%
2030	1 895	1,68%	1 746	1,70%
2031	1 927	1,69%	1 776	1,71%
2032	1 960	1,70%	1 807	1,72%
2033	1 993	1,70%	1 838	1,73%
2034	2 024	1,54%	1 870	1,74%

Fuente: Formato [F-109] + [F-115] de la PROPUESTA FINAL y de Osinerghmin

COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 5
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Propuesta Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	11 148 727	2 247 992	1 832 607	-84%	-18%
2026	11 984 349	10 327 108	722 758	-94%	-93%
2027	2 042 538	2 507 985	-	-	-
2028	9 607 813	916 423	847 076	-91%	-8%
2029	41 161 145	3 414 313	273 644	-99%	-92%
TOTAL	75 944 573	19 413 819	3 676 085	-95.2%	-81.1%

9. Referencias

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

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin 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”.