

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Mejoramiento de las celdas de media tensión AIS de
alimentadores a celdas de media tensión GIS en la
subestación eléctrica transformadora SET Piura Centro**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Richard Andrés Roque Palomino

 [0009-0008-8810-423X](https://orcid.org/0009-0008-8810-423X)

Asesor

M.Sc. Ing. Estandisla Ubaldo Rosado Aguirre

 [0000-0003-3019-2456](https://orcid.org/0000-0003-3019-2456)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Roque Palomino [1]
Referencia/Reference	[1] R. Roque Palomino, " <i>Mejoramiento de las celdas de media tensión AIS de alimentadores a celdas de media tensión GIS en la subestación eléctrica transformadora SET Piura Centro</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.

Citar/How to cite	(Roque, 2024)
Referencia/Reference	Roque, R. (2024). <i>Mejoramiento de las celdas de media tensión AIS de alimentadores a celdas de media tensión GIS en la subestación eléctrica transformadora SET Piura Centro</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.

Dedicatoria

*A mis padres y hermanos por el apoyo y cariño continuo por darme el impulso y
consejos para cumplir con el objetivo de titularme.*

Resumen

La distribución y comercialización de energía en las zonas de Piura y Tumbes son responsabilidad del sistema eléctrico de Piura, administrado por la empresa concesionaria Electronoroeste S.A. (Enosa). Este sistema es responsable de la distribución de energía. Su objetivo es ampliar las instalaciones para mejorar la capacidad de responder al aumento de la demanda de los sistemas eléctricos mencionados, cumpliendo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).. Por ello en la SET Piura Centro se realizará la remodelación de celdas de media tensión. Actualmente, las celdas de media tensión AIS existentes tienen deficiencias para el funcionamiento futuro de la subestación. Se propone en el presente proyecto la remodelación de celdas de media tensión AIS los cuales serán validados mediante el cumplimiento de los requerimientos futuros en las instalaciones. Para cumplir con las nuevas exigencias del futuro funcionamiento de subestación se verificará que las celdas de media tensión proyectadas cumplan con los niveles de aislamiento adecuados y la vida útil de los mismos. Este estudio se llevó a cabo en el primer semestre de 2022, detallando los estudios de ingeniería en la fase de ejecución. Se concluye que se verificó que se cumplen con los niveles de aislamiento y vida útil de los equipos proyectados para el adecuado funcionamiento de las instalaciones que alberga la SET Piura Centro.

Palabras clave — Celda de media tensión, subestación eléctrica transformadora, alimentadores, nivel de aislamiento, vida útil.

Abstract

The electrical system of Piura, in charge of the concessionaire company Electronoroeste S.A. (Enosa), is responsible for the distribution and marketing of electrical energy in the regions of Piura and Tumbes. Its purpose is to increase its facilities, in order to improve the capacity to meet the growth in demand for the electrical systems in question, complying with the Technical Standard for Quality of Electrical Services (NTCSE). For this reason, the remodeling of medium voltage cells will be carried out at the SET Piura Centro. Currently, the existing AIS medium voltage cells have deficiencies for the future operation of the substation. In this project, the remodeling of AIS medium voltage cells is proposed, which will be validated by meeting future requirements in the facilities. To meet the new requirements of future substation operation, it will be verified that the projected medium voltage cells meet the appropriate insulation levels and their useful life. This study was carried out during the first half of 2022, detailing the engineering studies at the execution level. It is concluded that it was verified that the insulation levels and useful life of the equipment designed for the proper functioning of the facilities housed by the SET Piura Centro are met.

Keywords — Medium voltage cell, transformer electrical substation, feeders, insulation level, useful life.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen	iv
Abstract.....	v
Introducción	xii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del problema de investigación	1
1.2.1 Situación problemática	1
1.2.2 Problema a resolver.....	2
1.3 Objetivos del estudio	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos.....	2
1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos	3
1.4 Antecedentes investigativos	3
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	6
2.1 Marco teórico	6
2.1.1 Celda de media tensión	6
2.1.2 Funcionamiento de una celda de media tensión aislada en SF6	6
2.1.3 Cumplimiento con las normativas.....	6
2.1.4 Procedimientos del COES	7
2.1.5 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).....	7
2.2 Marco conceptual	8
2.2.1 Normas de diseño.....	9
2.2.2 Niveles de tensión utilizados	9
2.2.3 Niveles de aislamiento.....	10
2.2.4 Niveles de corriente de cortocircuito.....	11
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	12

3.1	Descripción del Proyecto	12
3.1.1	Antecedentes	12
3.1.2	Descripción del trabajo de suficiencia	12
3.1.3	Ubicación del proyecto	13
3.2	Características generales del proyecto	15
3.2.1	Equipamiento existente en patio de llaves	15
3.2.2	Equipamiento existente sala de control	27
3.2.3	Diagrama unifilar existente de la SET Piura Centro	31
3.3	Criterios de diseño	31
3.3.1	Criterios de diseño de obras electromecánicas	31
3.3.2	Criterios de diseño del sistema de automatización y comunicaciones	33
3.4	Descripción y características principales del diseño	35
3.4.1	Obras electromecánicas	35
3.5	Análisis del sistema eléctrico	48
3.5.1	Información utilizada	49
3.5.2	Diagnóstico del sistema actual	50
3.5.3	Parámetros del sistema eléctrico	52
3.5.4	Incorporación de nuevos proyectos en la zona de influencia del estudio	56
3.5.5	Evaluación de resultados	61
	Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados	66
4.1	Remodelación de celdas de media tensión AIS a celdas de media tensión GIS	66
4.1.1	Celdas de media tensión AIS existentes	66
4.1.2	Mejoramiento del nivel de aislamiento en celdas de tensión existentes	66
4.1.3	Mejoramiento de vida útil en celdas de media tensión existentes	67
	Conclusiones	69
	Recomendaciones	70
	Referencias bibliográficas	71

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Distribución de celdas en transformadores de potencia	2
Tabla 2: Indicadores	3
Tabla 3: Tensiones nominales.....	10
Tabla 4: Nivel de aislamiento.....	10
Tabla 5: Resultado de estudio de corriente de cortocircuito.....	11
Tabla 6: Nivel de corriente de cortocircuito	11
Tabla 7: Características de transformador de 53/8/45 TP60001(TR1).....	16
Tabla 8: Transformadores de corriente instalados en el TP6001 (TR1).....	17
Tabla 9: Características de pararrayo 60 kV – 1PY6011	18
Tabla 10: Características de interruptor de potencia 60 kV – 1IN6001	19
Tabla 11: Características de transformador de corriente 60 kV – 1TI6007	20
Tabla 12: Características seccionador de línea 60 kV – 1SL6001	21
Tabla 13: Características transformador de tensión 60 kV – 1TT6006	22
Tabla 14: Características de transformador de 30/30/30/10 MVA TP6035	23
Tabla 15: Transformadores de corriente instalados en el TP6035.....	24
Tabla 16: Características de interruptor de potencia 60 kV – TR2.....	25
Tabla 17: Niveles de aislamiento.....	32
Tabla 18: Distancias mínimas de seguridad.....	32
Tabla 19: Interruptor de potencia 60 kV proyectado.....	36
Tabla 20: Seccionador de línea 60 kV proyectado	36
Tabla 21: Seccionador de barra 60 kV proyectado	36
Tabla 22: Transformador de tensión 60 kV proyectado.....	37
Tabla 23: Transformador de corriente 60 kV proyectado	37
Tabla 24: Interruptor de potencia 60 kV proyectado.....	38
Tabla 25: Seccionador de barra 60 kV proyectado	38
Tabla 26: Pararrayos 60 kV proyectado	38

Tabla 27: Celda GIS de llegada TP 53MVA proyectado	39
Tabla 28: Celda GIS de salida TP 53MVA proyectado.....	39
Tabla 29: Celda GIS de acoplamiento 10 kV proyectado.....	40
Tabla 30: Celda GIS de remonte 10 kV proyectado	40
Tabla 31: Celda GIS de llegada TP 30MVA proyectado	40
Tabla 32: Celda GIS de salida TP 30MVA proyectado.....	41
Tabla 33: Celda GIS de medición 10 kV proyectado.....	41
Tabla 34: Celda GIS transformador de SSAA 10 kV proyectado	41
Tabla 35: Celda de llegada metal clad del TP 30MVA proyectado	42
Tabla 36: Celda de salida metal clad TP 30MVA proyectado	42
Tabla 37: Celda de medición metal clad 22,9 kV proyectado.....	42
Tabla 38: Celda de acoplamiento metal clad 22,9 kV proyectado.....	42
Tabla 39: Celda de remonte metal clad 22,9 kV proyectado.....	43
Tabla 40: Transformador de SSAA proyectado.....	43
Tabla 41: Valores de tensión de operación - 2016.....	51
Tabla 42: Regulación de tensión de transformadores	52
Tabla 43: Parámetros de las líneas de transmisión.....	53
Tabla 44: Parámetros de las líneas de transmisión de secuencia positiva	54
Tabla 45: Parámetros de las líneas de transmisión de secuencia cero	54
Tabla 46: Parámetros de los transformadores de potencia – 3 devanados - 1.....	54
Tabla 47: Parámetros de los transformadores de potencia – 3 devanados - 2.....	55
Tabla 48: Parámetros de los transformadores de potencia.....	56
Tabla 49: Resultados de las mayores tensiones en 22,9 kV - 1	67
Tabla 50: Resultados de las mayores tensiones en 22,9 kV - 2	68

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Ubicación del proyecto.....	14
Figura 2: Transformador existente TP60001 (TR1).....	16
Figura 3: Pararrayo existente 60 kV - 1PY6011.....	18
Figura 4: Interruptor de potencia existente 60 kV – 1IN6001.....	19
Figura 5: Transformador de corriente existente 60 kV – 1TI6007.....	20
Figura 6: Seccionador de línea existente 60 kV – 1SL6001.....	21
Figura 7: Transformador de tensión existente 60 kV – 1TT6006.....	22
Figura 8: Transformador de potencia existente TP6035.....	23
Figura 9: Interruptor de potencia existente 60 kV – TR2.....	25
Figura 10: Seccionador de barra existente 60 kV – TR2.....	26
Figura 11: Salida de A1941 - Recloser existente.....	27
Figura 12: Tableros de control – Sala de control.....	28
Figura 13: Celdas de media tensión AIS 10 kV– Sala de control.....	29
Figura 14: Celdas de media tensión AIS 22,9 kV– Sala de control.....	29
Figura 15: Banco de baterías – Sala de control.....	30
Figura 16: Transformador de SSAA – Sala de control.....	31
Figura 17: Esquema simplificado de la SET Piura Centro.....	31
Figura 18: Perfil de tensiones SEPO 60 kV – Junio 2021.....	51
Figura 19: Estado actual de líneas de transmisión.....	52
Figura 20: Proyección de la demanda avenida máxima demanda.....	59
Figura 21: Proyección de la demanda avenida media demanda.....	59
Figura 22: Proyección de la demanda avenida mínima demanda.....	60
Figura 23: Proyección de la demanda estiaje máxima demanda.....	60
Figura 24: Proyección de la demanda estiaje media demanda.....	61
Figura 25: Proyección de la demanda estiaje mínima demanda.....	61
Figura 26: Parámetros de las redes equivalentes.....	64

Figura 27: Poder de cierre nominal.....	65
Figura 28: Cortocircuito monofásico operación normal.....	65

Introducción

El presente trabajo comprende describir las consideraciones a tener en cuenta para realizar la remodelación de celdas en media tensión AIS existentes a celdas en media tensión GIS para su correcto funcionamiento en el sistema eléctrico de la concesionaria.

Se describe los procedimientos y consideraciones para el desarrollo del diseño y la ingeniería electromecánica para demostrar que las celdas de media tensión proyectadas cumplen con los nuevos requerimientos de la subestación y no generen problemas que impacten negativamente en la operación del sistema eléctrico de la concesionaria.

Al mejorar el aislamiento y la vida útil de las celdas, se incrementa la calidad del suministro de energía eléctrica para los usuarios de la ciudad de Piura mediante la ejecución de este proyecto.

En ese sentido el presente trabajo muestra el proceso para realizar el diseño y la ingeniería electromecánica para la remodelación de celdas de media tensión existentes.

El desarrollo de este trabajo se divide en 4 capítulos. El primer capítulo aborda la identificación del problema, la formulación y los objetivos, cubriendo todos los aspectos centrales de la metodología de la investigación. El segundo capítulo se centra en el fundamento teórico, incluyendo los antecedentes referenciales y las bases teóricas que abarcan los alcances del proyecto. El tercer capítulo muestra la metodología para desarrollar y demostrar las hipótesis de esta investigación. En el último capítulo, los resultados del trabajo desarrollado.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

La relevancia de este trabajo radica en presentar los lineamientos y procedimientos necesarios para el diseño y la ingeniería electromecánica destinados a mejorar las celdas de media tensión, con el fin de optimizar la calidad del suministro de energía eléctrica en la ciudad de Piura. El objetivo del proyecto es aumentar el nivel de aislamiento y prolongar la vida útil de las celdas de media tensión existentes, mejorando así la capacidad para satisfacer el creciente demanda de los sistemas eléctricos mencionados, cumpliendo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Desarrollo del diseño y la ingeniería electromecánica de la remodelación de celdas de media tensión cumpliendo con las normas y estándares nacionales e internacionales.

1.2 Descripción del problema de investigación

1.2.1 *Situación problemática*

La SET Piura Centro cuenta con alimentadores en media tensión los cuales son distribuidos mediante celdas de media tensión. En el presente existen once (11) alimentadores de 10 kV y dos (02) de 22,9 kV que distribuyen energía eléctrica y abastecen a las ciudades de Piura y Catacaos.

Para instalaciones futuras las celdas existentes a una tensión de 10 kV serán proyectadas a una tensión de 22,9 kV, por lo cual se deberá mejorar el nivel de aislamiento del equipamiento.

Las celdas de los alimentadores existentes en 10 kV son antiguas, con niveles de aislamiento que no cumplirán los requerimientos para instalaciones futuras y con una vida útil al límite.

En la actualidad, las celdas en 10 kV trabajan aparentemente con normalidad, sin embargo, estas tienen un tiempo de antigüedad y son más propensos a tener fallas, razón por la cual todas las celdas serán reemplazadas por nuevas celdas.

Para la SET Piura Centro, actualmente se consideran celdas de media tensión de 10 kV, como se muestra en el cuadro siguiente:

Tabla 1

Distribución de celdas en transformadores de potencia.

Transformador de potencia	Cantidad de celdas 10 kV
TP 53/8/45 MVA (ONAF)	7
TP 30/30/30/10 MVA (ONAF)	4

1.2.2 Problema a resolver

Bajo nivel de aislamiento en las celdas de media tensión en 10 kV existentes para reutilización en instalaciones futuras y una vida útil al límite de estos.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Mejorar las celdas de media tensión AIS de alimentadores a celdas de media tensión GIS en la subestación eléctrica transformadora Piura Centro.

1.3.2 Objetivos específicos

- Conocer los procedimientos técnicos que conllevan a realizar el mejoramiento de los niveles de aislamiento en las celdas de media tensión AIS de alimentadores a celdas de media tensión GIS en la SET Piura Centro.
- Conocer los aspectos técnicos y el cumplimiento de normas técnicas para mejorar la vida útil del equipamiento existente en las celdas de media tensión AIS de alimentadores a celdas de media tensión GIS en la SET Piura Centro.
- Conocer los aspectos técnicos y económicos que conllevan a la optimización de costos de mantenimiento en las celdas de media tensión AIS de alimentadores a celdas de media tensión GIS en la SET Piura Centro.

1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos

Los indicadores establecidos en este trabajo son nivel de aislamiento (kV) que permite garantizar el equipamiento para instalaciones futuras, vida útil del equipamiento (años), costo de mantenimiento de equipos (moneda nacional: nuevos soles PEN).

Tabla 2

<i>Indicadores</i>		
Objetivo específico	Indicador de logro	Métrica
Nivel de aislamiento	24 kV	Voltaje (kV)
Vida útil de equipamiento	Vida útil actual equipos existentes < Vida útil actual equipos proyectados	Años
Costo de mantenimiento	Costo de mantenimiento equipos existentes < Costo de mantenimiento equipos proyectados	Moneda nacional (PEN)

1.4 Antecedentes investigativos

León (2019) presentó su tesis de grado en la Universidad Nacional del Centro del Perú, titulada “Coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Satipo de 15 MVA en 60/22,9 kV de la empresa Electrocentro S.A., basada en los parámetros de la norma IEC 60071”. En este trabajo de investigación se lleva a cabo un estudio de coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica de Satipo, basado en los parámetros establecidos por la Norma IEC 60071, debido a la necesidad de contar con un estudio de estas características para la ampliación de un segundo transformador de 15 MVA en 60/22,9 kV y a su vez se analizan las características de niveles de aislamiento de los equipos presentes en la subestación. El objetivo que se plantea cumplir con el presente trabajo es analizar cada parámetro de la Norma IEC, con las publicaciones IEC 60071-1 e IEC 60071-2, para su aplicación en el estudio, interpretándolas para realizar un correcto desarrollo. Asimismo, se plantea definir teóricamente los valores de nivel de aislamiento para cada nivel de tensión de la subestación, señalando los niveles normalizados por la norma y verificar el dimensionamiento de los equipos presentes actualmente en la subestación.

Ramírez (2016) defendió su tesis en el Instituto Politécnico Nacional sobre el tema “Reconstrucción de una estación transformadora de media tensión para un hospital

terciario”. Este trabajo muestra que la necesidad de modernizar los equipos de las centrales eléctricas proviene de la grave destrucción de todos los equipos que llevan más de 30 años en funcionamiento, y de la dificultad para encontrar repuestos para los equipos obsoletos, averías debidas a equipamientos diversos, ampliaciones y ampliaciones que posee un hospital, etc. El hospital decidió cambiar el equipo. Las instalaciones existentes en las cuatro subestaciones más importantes están equipadas con equipos modernos, incluida la tecnología de gas aislante de hexafluoruro de azufre (SF6) y equipos e instrumentos semiconductores. Todo ello para poder disponer de equipos que ocupen menos espacio y tengan la mayor vida útil posible.

Rojas (2010) defendió su tesis de maestría en la Universidad de Chile sobre “Diseño y estudio de factibilidad de aparamenta de media tensión a una altitud de 3000 metros sobre el nivel del mar”. Estudio técnico destaca las ventajas y desventajas de los equipos GIS y AIS. Prestar especial atención a factores como la seguridad, la atención, el espacio y la continuidad del negocio en caso de incidente. Se han analizado los efectos de la reducción de la presión exterior por la altitud, mostrando las condiciones que deben cumplir los fabricantes para conseguirlo. Implementación de cuadros de distribución en altitudes superiores a 1000 m sin recurrir a parámetros eléctricos superiores. Los proyectos desarrollados se evalúan tomando en cuenta los costos de inversión, operación, eléctricos, puesta en marcha e instalación para llegar a un valor presente neto y así obtener la mejor solución desde el punto de vista empresarial internacional. Finalmente como en resumen, las células GIS son la mejor opción.

Filipiak, Rodriguez y Wiebe (2016) realizaron su tesis de maestría en la Universidad de la República del Uruguay sobre “Análisis tecnoeconómico de componentes aislados en gas de 60 kV”. El estudio prevé la elaboración de especificaciones técnicas para la necesaria ampliación de la central eléctrica (obras de construcción), cables subterráneos y conexión a líneas aéreas para la instalación de equipos. GIS es una tecnología que aísla componentes de media tensión con gas SF6, que tiene óptimas propiedades aislantes. GIS

lleva más de 50 años funcionando en todo el mundo y ha demostrado su eficacia. Toda esta experiencia confirma la confiabilidad de la tecnología utilizada en la construcción por la mayoría de los principales fabricantes de equipos de distribución de energía.

Molina (2017) defendió su tesis de maestría en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil sobre el tema “Selección de dispositivos de protección y segmentación en SF₆ (GIS) para transformador de potencia de 2,5 MVA - 69/13, 8 kV”. Las subestaciones aisladas en gas (GIS) son una de las soluciones alternativas elegidas por los ingenieros eléctricos responsables del diseño de subestaciones en los últimos años, debido a que la falta de espacio y el bajo presupuesto para el mantenimiento de los equipos de las subestaciones dificultan la construcción de las mismas. Las subestaciones aisladas en aire (IAS) clásicas son complejas. Estas circunstancias llevaron a la construcción de una subestación con equipos sellados con gas SF₆.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Celda de media tensión

La electricidad es un fenómeno originado por las cargas eléctricas mediante la energía térmica, mecánica, luminosa, química, la cual se presenta por las cargas eléctricas en reposo o en movimiento.

Celda de media tensión (MT) significa un conjunto de secciones verticales que contienen dispositivos de conmutación (disyuntores, seccionadores), dispositivos de medición (transformadores de tensión y corriente), protección y regulación (relé), montados en uno o más compartimentos insertados en la estructura metálica externa y realiza la función de recibir y distribuir electricidad.

Se utilizan en sistemas de distribución de energía secundaria de media tensión. Son ideales para uso en subestaciones de distribución, para controlar y proteger líneas eléctricas y transformadores de potencia.

2.1.2 Funcionamiento de una celda de media tensión aislada en SF6

Son celdas que usan el gas como medio aislante en los aparatos de seccionamiento. SF6, o hexafluoruro de azufre, es un gas artificial que no representa un peligro grave cuando se usa porque no reacciona con ninguna otra sustancia a temperatura ambiente. Además, es incoloro, inodoro, no inflamable y químicamente estable. Es utilizado también en otros equipos eléctricos de alta y media tensión, como en subestaciones encapsuladas, en transformadores de poder e interruptores.

2.1.3 Cumplimiento con las normativas

Para el desarrollo del diseño y la ingeniería electromecánica, se ha considerado el cumplimiento de las siguientes normativas de las entidades relacionadas con el sistema eléctrico.

En ese sentido, se menciona el cumplimiento de

- Procedimientos del COES, con lo siguiente:
 - Procedimiento PR-20
- Norma de la Calidad Técnica de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

2.1.4 Procedimientos del COES

Procedimiento PR-20. Esto se refiere al proceso de "Importar, cambiar y salir de objetos del SEIN". Su objetivo es definir los requisitos y procedimientos a seguir al momento de integrar, modificar o eliminar instalaciones eléctricas del SEIN.

En todos los casos, los requisitos se establecen para evitar impactos negativos en la confiabilidad y calidad de las operaciones del SEIN.

2.1.5 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

Emitido por el Ministerio de Energía y Minas, define las tolerancias de calidad de los servicios eléctricos a cargo de las empresas del sector e instruye al Osinergmin a monitorear el cumplimiento de los requisitos de manera metodológica. Aplicable a la SET Piura Centro es la supervisión de la calidad de tensión y calidad de suministro. Salvo que se trate de fenómenos temporales de tensión y frecuencia fuera del control del sistema eléctrico o por causas de fuerza mayor anunciadas por el Osinergmin o cuando se hayan pactado otras condiciones, los cambios en las características de la naturaleza de la energía suministrada no excederán el nivel especificado en la actual NTCSE y en ella reemplazar o modificar. Sin perjuicio de lo anterior y en la medida que no sea incompatible con lo anterior, se tendrán en cuenta las siguientes variaciones de tensión y frecuencia.

- Para la tensión: + 5 % y -5%
- Para la frecuencia: + 1 Hertz y -1 Hertz suministro

2.2 Marco conceptual

Las obras completas incluyen la definición de la dirección y el proceso de desarrollo del proyecto, así como el diseño electromecánico para mejorar las celdas de media tensión existentes en la red de Piura Centro para garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico a los habitantes de la ciudad. Piura, cumple con las Normas Técnicas de Servicios Eléctricos (NTCSE).

Las instalaciones del SET Piura Centro se encuentran ubicadas en la periferia aproximadamente 0,5 km de la ciudad de Piura, específicamente en el Departamento de Piura, Provincia de Piura, Distrito de Piura, Región Piura, a una altitud inferior a los 50 m. s. n. m.

La SET Piura Centro está conformada por 2 transformadores de potencia de 53 MVA y 30 MVA cada uno con una tensión nominal de 60/22,9/10 kV.

Los elementos y equipos existentes en el desarrollo del informe son lo que se indican a continuación:

- Transformadores de potencia 60/22,9/10 kV.
- Pararrayos 60 kV.
- Interruptor de potencia 60 kV.
- Transformadores de corriente 60 kV.
- Seccionador de línea 60 kV.
- Transformadores de tensión 60 kV.
- Recloser 22,9 kV.
- Grupo electrógeno.
- Banco de condensadores.
- Transformador zig-zag y banco de resistencia.
- Sala de control ENOSA.
- Sistema de Servicios Auxiliares CA y CC.
- Sistema de Telecomunicaciones y Control Digital.
- Sistema de Control Digital, con operación y control: Nivel 0; Nivel 1; Nivel 2; Nivel 3

Es necesario indicar que para nuestro desarrollo del informe de suficiencia es importante considerar los siguientes términos:

- Normas de diseño
- Niveles de tensión utilizados
- Niveles de aislamiento
- Niveles de corriente de cortocircuito

2.2.1 Normas de diseño

En el diseño de las instalaciones se tuvieron en cuenta las recomendaciones de las siguientes normas y reglamentos:

- Código Nacional de Electricidad (CNE)/Suministro 2011 RM-214-2011-MEM/DM
- Código Nacional de Electricidad (CNE)/Utilización RM-037-2006-MEM/DM
- Reglamento de Seguridad y Salud Ocupacional y otras medidas complementarias en minería DS-055-2010-EM

Además, cuando sea necesario se aplicarán otras normas reconocidas internacionalmente, como son:

- IEC (*International Electrotechnical Commission*)
- IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*)
- ANSI (*American National Standard Institute*)
- ASTM (*American Society for Testing and Materials*)
- ASCE (*American Society of Civil Engineers*)

2.2.2 Niveles de tensión utilizados

Los niveles de voltaje que se aplicarán al proyecto se determinan en función de los requisitos y tensiones existentes del proyecto.

Las tensiones nominales para utilizar son las siguientes:

Tabla 3*Tensiones nominales*

Tensión nominal (kV)	Tensión máxima equipo (kV)
60	72,5
22,9	24
10	12

2.2.3 Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento de los equipos instalados en la estación transformadora del proyecto se determinan y seleccionan de acuerdo con las siguientes normas:

International Electrotechnical Commission (IEC)

- IEC N° 71-1 *Insulation Coordination*
- IEC N° 71-A *Recommendations for Insulation Coordination*
- IEC N° 71-2 *Application Guide*
- IEC N° 71-3 *Phase to Phase Insulation Coordination*

American National Standards Institute (ANSI)

- ANSI C.2 *National Electric Safety Code*
- ANSI C.37.30 *Definitions and Requirements for High-Voltage Air Switches, Bus Supports and Switch Accessories*
- ANSI C.92 *Insulation Coordination*

Dependiendo de la tensión nominal utilizada en el proyecto, se proporcionan los siguientes niveles de aislamiento para el equipo, aplicables para altitudes de hasta 1000 m.

Tabla 4*Nivel de aislamiento.*

Tensión nominal (kV)	Tensión impulso (kVp)	Tensión frecuencia industrial (kV)
60	325	140
22,9	145	50
10	95	25

2.2.4 Niveles de corriente de cortocircuito.

En el estudio se ha considerado los equipamientos en media y alta tensión (10 kV, 22,9 kV y 60 kV) de barras de la subestación existente de la empresa concesionaria que son parte del sistema eléctrico.

Dentro de los equipamientos de asociados a las barras, se encuentran los componentes eléctricos como interruptores, seccionadores, transformadores de potencia, aisladores, entre otros. Teniendo presente las condiciones de los escenarios de anomalías como son las perturbaciones y las fallas.

De acuerdo con los resultados de los estudios eléctricos del sistema, las corrientes de cortocircuito máximo, para el año 2037 para las subestaciones del proyecto, estarán en el orden de los valores mostrados en el siguiente cuadro:

Tabla 5

Resultado de estudio de corriente de cortocircuito

Barra	Tensión nominal (kV)	Falla trifásica (kA)	Falla monofásica (kA)
PC 30 MVA-10 kV	10	5,69	0,33
PC 30 MVA-22,9 kV	22,9	4,08	4,05
PC 53 MVA-10 kV	10	32,50	0,21
PC 53 MVA-22,9 kV	22,9	6,27	0,57
PC 60 kV	60	9,82	9,79

Se considera como criterio de diseño de las instalaciones y equipos del proyecto que las capacidades de cortocircuito de estas sean iguales o mayores a las mínimas normalizadas en el SEIN según el tipo de instalación. Por lo cual, en primera instancia, se considera que los equipos cuenten con siguientes capacidades:

Tabla 6

Nivel de corriente de cortocircuito

Barra	Tensión Nominal (kV)	Icc (kA)
PC 30 MVA-10 kV	10	31,5
PC 30 MVA-22,9 kV	22,9	25
PC 53 MVA-10 kV	10	40
PC 53 MVA-22,9 kV	22,9	25
PC 60 kV	60	25

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Descripción del Proyecto

3.1.1 Antecedentes

Enosa tiene la concesión de los sistemas de subtransmisión y distribución en los departamentos de Piura y Tumbes, por lo cual es necesario contar con equipos de acoplamiento de media tensión con la finalidad de garantizar el suministro eléctrico y calidad de servicio eléctrico a sus clientes. El suministro eléctrico es de necesidad pública y calidad de servicio eléctrico a sus clientes. El suministro eléctrico es de necesidad pública y básica para el desarrollo socio económico de la Región.

Para mejorar la calidad del suministro eléctrico, Enosa tiene previstas diversas inversiones, entre ellas: modernización de campos de suministro de energía de media tensión a campos de distribución para la SET Piura Centro.

El proyecto tiene como objetivo incrementar el nivel de aislamiento de los dispositivos y aumentar su vida útil, cumplir con las Normas Técnicas de Calidad de los servicios eléctricos NTCSE, así como cumplir con el Plan de Inversiones de Transmisión Eléctrica periodo 2021-2025 aprobado por Osinergmin.

3.1.2 Descripción del trabajo de suficiencia

Debido a la creciente demanda de la ciudad de Piura, con el sistema eléctrico a cargo de la empresa Electronoroeste S.A. y el mejoramiento de instalaciones existentes, se procedió con la remodelación de celdas de media tensión con el objetivo de mejorar el nivel de aislamiento de los equipos y la vida útil de mismos.

El trabajo de suficiencia comprende el describir el procedimiento para realizar el diseño y la ingeniería electromecánica para la remodelación de celdas de media tensión, para así garantizar el cumplimiento de los niveles de aislamiento y la vida útil de los equipos existentes cumpliendo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

3.1.3 Ubicación del proyecto

Las instalaciones de la Subestación Piura Centro (SET Piura Centro) se encuentra ubicada en la periferia aproximadamente a 15 kilómetros de la ciudad de Piura, específicamente ubicada en el departamento de Piura, provincia de Piura, distrito de Piura en la región Piura, a una altitud menor de 50 m s. n. m. Ver figura 1.

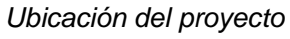
Las coordenadas que delimitan a la zona del proyecto de suministro eléctrico según el sistema de coordenadas UTM, datum WGS84 (zona 17M), son las siguientes:

- Este: 535 209 y 546 086.
- Norte: 9 424 643 y 9 429 569.

Las subestaciones del proyecto se encuentran ubicadas con las siguientes coordenadas según el sistema UTM DATUM WGS84 (zona 17M):

- S.E.T. Piura Centro: 9 427 039 N y 540 334 E.

Ubicación del proyecto



3.2 Características generales del proyecto

La subestación Piura Centro 60/22.9/10 kV cuenta con un transformador de potencia de 44/6/38 - 53/8/45 MVA (ONAN - ONAF) y otro transformador instalado en forma provisional de 25/25/25/8.33 - 30/30/30/10 MVA (ONAN - ONAF), el cuarto devanado de compensación, formando parte del sistema eléctrico de Piura.

Abastece, además de las cargas dentro de su zona de influencia, al Sistema Eléctrico Piura, ya que la subestación es un punto de inyección de energía de las más importantes.

Asimismo, la SET Piura Centro cuenta con alimentadores en media tensión, de los cuales (11) son en 10 kV y dos (02) en 22,9 kV, que distribuyen energía eléctrica y atienden a la ciudad de Piura y Catacaos. Ver figura 17 con esquema simplificado del proyecto.

3.2.1 Equipamiento existente en patio de llaves

La subestación tiene un patio de llaves de 60 kV donde se encuentra los equipos que forman parte de la instalación.

Transformador de Potencia (TR1) 60/22.9/10 kV de 44/6/38 - 53/8/45 MVA (ONAN - ONAF). El transformador de potencia TP6001 instalado en la SET Piura Centro es del tipo sumergido en aceite de la marca TRAFIO, actualmente se encuentra funcionando y aparentemente en buen estado según visualización en campo.

Figura 2

Transformador existente TP60001 (TR1)



Tabla 7

Características de transformador de 53/8/45 TP60001(TR1)

Transformador trifásico 53/8/45 MVA (ONAF)		
Descripción	Unidad	Valor
Año de fabricación		2003
País de fabricación		Brasil
Marca		TRAFO
Tipo		TUC 44-53M/72,5/24,2/15
N° de serie	#	XA1628-001
Norma de fabricación		IEC 60076
Enfriamiento		ONAN/ONAF
Potencia	MVA	44/6/38-53/8/45
Corriente lado 60 kV	A	423,4/510
Corriente lado 22,9 kV	A	151,3/201,7
Corriente lado 10 kV	A	2193,9/2598,1
Nivel de tensión	kV	60+6x1,25%/22,9-10
Numero de TAPS	#	13
Tipo de conexión		YNd5yn0
Frecuencia	Hz	60
Vcc (44 MVA)	%	14,34
Vcc (44 MVA)	%	3,85
Vcc (44 MVA)	%	4,10
Altitud de operación	m.s.n.m.	1000
Peso total	kg	60 100

El transformador existente TP6001 cuenta con transformadores de corriente para protección y medición, cuyas características se indican a continuación.

Tabla 8

Transformadores de corriente instalados en el TP6001 (TR1)

Transformadores de corriente incorporados en el transformador DE 53/8/45 MVA (ONAF)		
Descripción	Unidad	Valor
Marca		TRAFO
Tipo		TUC 44-53M/72,5/24,2/15
Núcleo primario 60 kV		
Relación de transformación	A	100-200-300-400-600/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de Núcleos	#	2
Relación de transformación	A	100-200-300-400-600/1
Burden	VA	15
Clase		0.5
Número de Núcleos	#	1
Núcleo primario 22,9 kV		
Relación de transformación	A	50-100-200/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de Núcleos	#	2
Relación de transformación	A	50-100-200/1
Burden	VA	15
Clase		0.5
Número de Núcleos	#	1
Núcleo primario 10 kV		
Relación de transformación	A	500-1000-1500-2500-3000/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de Núcleos	#	2
Relación de transformación	A	500-1000-1500-2500-3000/1
Burden	VA	15
Clase		0.5
Número de Núcleos	#	1

Pararrayos 60 kV (TR1). Los pararrayos 1PY6011 ubicados en el patio de llaves de 60 kV, entre el interruptor de potencia (1IN6001) y transformador de potencia (TP6001), son de marca *Lightning Arrester*, los cuales cuentan con contadores de descarga.

En la actualidad, se encuentran en funcionamiento cumpliendo su vida útil, por lo que en este proyecto se considera el reemplazo de estos equipos por otros nuevos incluyendo su soporte metálico.

Figura 3

Pararrayo existente 60 kV - 1PY6011



Tabla 9

Características de pararrayo 60 kV – 1PY6011

Pararrayos en 60 kV		
Descripción	Unidad	Valor
Año de fabricación		2000
Marca		LIGHTNING ARRESTER
Tipo		MCA4-120
N° de serie	#	1BM60
Norma de fabricación		IEEE C62.11
Tensión máx. de trabajo	kV	60
Tensión máxima de operación continua (MCOV)	kV	48
Clase de energía		Class B
Frecuencia	Hz	60

Interruptor de Potencia 60 kV. Este interruptor 1IN6001 se encuentra instalado en la bahía de transformación 60 kV, ubicado entre el pararrayo (1PY6011) y la barra flexible 60 kV. En la actualidad, se encuentra en funcionamiento cumpliendo su vida útil, por lo que en este proyecto se considera el reemplazo de este equipo por otro nuevo incluyendo su soporte metálico.

Figura 4

Interruptor de potencia existente 60 kV – 1IN6001



Tabla 10

Características de interruptor de potencia 60 kV – 1IN6001

Interruptor de potencia 60 kV 1IN6001		
Descripción	Unidad	Valor
Tensión Nominal del Equipo	kV	72,5
Tensión de sostenimiento al impulso rayo	kVp	325
Frecuencia Nominal	Hz	60
Intensidad Nominal	A	2000
Corriente de Corto Circuito	kA	25
Duración Nominal Adms. de cortocircuito	s	3

Transformadores de corriente 60 kV. Estos transformadores de corriente 1TI6007 están instalados en el patio de llave en la bahía de línea 60 kV, ubicado entre la barra flexible 60 kV y seccionador de línea (1SL6001). En la actualidad, se encuentran en funcionamiento cumpliendo su vida útil, por lo que en este proyecto se considera el reemplazo de estos equipos por otros nuevos incluyendo su soporte metálico.

Figura 5

Transformador de corriente existente 60 kV – 1TI6007



Tabla 11

Características de transformador de corriente 60 kV – 1TI6007

Transformador de corriente 60 kV		
Descripción	Unidad	Valor
Marca		WTW-WIRGES
Tipo		2-GIF72.5-69
Año de fabricación		No indica en placa
Norma de fabricación		IEC 60044-1
Frecuencia	Hz	60
Relación de transformación	A	400-600/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de Núcleos	#	2
Relación de transformación	A	400-600/1
Burden	VA	15
Clase		0.2s
Número de Núcleos	#	1

Seccionador de línea en 60 kV. El seccionador de línea 1SL6001 con cuchilla de puesta a tierra 1ST6001 está instalado de forma horizontal en la bahía de la línea L-6552 desde la SET Castilla. En la actualidad, se encuentra en funcionamiento cumpliendo su vida útil, por lo que en este proyecto se considera el reemplazo de este equipo por otro nuevo incluyendo su soporte metálico.

Figura 6

Seccionador de línea existente 60 kV – 1SL6001



Tabla 12

Características seccionador de línea 60 kV – 1SL6001

Seccionador de línea 60 kV		
Descripción	Unidad	Valor
Marca		ASEA
Tipo		Apertura Central
Nº de Serie	#	LA 24 001/A
Tensión de diseño del equipo	kV	72,5
Tensión de sostenimiento al impulso rayo	kV	325
Corriente nominal	A	1250
Corriente de cortocircuito de corta duración/tiempo	kA/seg	30/3
Funcionamiento		Tripolar
Año de fabricación		No indica en placa
Mecanismo de operación		Manual/eléctrico

Transformador de tensión capacitivo. Los transformadores de tensión capacitivo 1TT6006 instalados en la bahía de la línea L-6552 desde la SET Castilla. En la actualidad, se encuentra en funcionamiento cumpliendo su vida útil, por lo que en este proyecto se considera el reemplazo de este equipo por otro nuevo incluyendo su soporte metálico.

Figura 7

Transformador de tensión existente 60 kV – 1TT6006



Tabla 13

Características transformador de tensión 60 kV – 1TT6006

Transformador de tensión capacitivo 60 kV		
Descripción	Unidad	Valor
Año de fabricación		2002
País de fabricación		ESPAÑA
Marca		ARTECHE
Tipo		DDG-72
Nº de Serie	#	0212204
Frecuencia	Hz	60
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	kV	140
Tensión de sostenimiento al impulso rayo	kVp	325
Núcleo Primario		
Voltaje	V	60000/ $\sqrt{3}$
Núcleo secundario 1		
Voltaje	V	100/ $\sqrt{3}$
Burden	VA	30
Clase		0.2
Núcleo secundario 2		
Voltaje	V	100/ $\sqrt{3}$
Relación de transformación	VA	30
Clase		3P
Peso total de equipo	kg	410

Transformador de potencia 60/22.9/10/4.16 kV de 25/25/25/8.33 – 30/30/30/10 MVA (ONAN - ONAF). El transformador de potencia TP6035 instalado en la SET Piura centro es del tipo sumergido en aceite de la marca ABB. Actualmente, se encuentra montado en una base provisional, está funcionando y aparentemente en buen estado según visualización en campo.

Figura 8

Transformador de potencia existente TP6035



Tabla 14

Características de transformador de 30/30/30/10 MVA TP6035

Transformador de potencia TP6035		
Descripción	Unidad	Valor
Año de Fabricación		2013
País de Fabricación		Colombia
Marca		ABB
Tipo		inmerso en aceite
Nº de Serie	#	201120
Norma de Fabricación		IEC 60076
Enfriamiento		ONAN/ONAF
Potencia	MVA	25/25/25/8.33-30/30/30/10
Nivel de Tensión	kV	58+-8x1%/24/10.5/4.16
Número de TAPS	#	17
Corriente Lado 60 kV	A	248.9/298.6
Corriente Lado 23 kV	A	601.4/721.7
Corriente Lado 10 kV	A	1374.5/1649.6
Corriente Lado 4.16 kV	A	667.7/801.3
Frecuencia	Hz	60
Vcc (25 MVA)	%	29.58

Vcc (25 MVA)	%	17.85
Vcc (25 MVA)	%	7.39
Altitud de Operación	m.s.n.m.	1000
Peso Total	kg	54 900

El transformador de potencia existente TP6035 cuenta con transformadores de corriente para protección y medición, cuyas características se indican a continuación.

Tabla 15

Transformadores de corriente instalados en el TP6035

Transformadores de corriente incorporados en el transformador de 30/30/30/10 MVA (ONAF)		
Descripción	Unidad	Valor
Marca		ABB
Tipo		Interno
Núcleo primario 60 kV		
Relación de transformación	A	200-400/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de núcleos	#	2
Relación de transformación	A	200-400/1
Burden	VA	15
Clase		0.5
Número de núcleos	#	1
Núcleo primario 22,9 kV		
Relación de transformación	A	400-800/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de núcleos	#	2
Relación de transformación	A	400-800/1
Burden	VA	15
Clase		0.5
Número de núcleos	#	1
Núcleo primario 10 kV		
Relación de transformación	A	900-1800/1
Burden	VA	15
Clase		5P20
Número de Núcleos	#	2
Relación de transformación	A	900-1800/1
Burden	VA	15
Clase		0.5
Número de Núcleos	#	1

Interruptor de potencia 60 kV (TR2). Este interruptor se encuentra instalado en el patio de llaves, corresponde al nivel de 60 kV de la subestación, el interruptor está ubicado contiguo del transformador de potencia TP6035, siendo de marca *Crompton Greaves*. Actualmente se encuentra en uso y a juzgar por los renders de campo, se encuentra en buenas condiciones y además se encuentra soportado en óptimas condiciones.

Figura 9

Interruptor de potencia existente 60 kV – TR2



Tabla 16

Características de interruptor de potencia 60 kV – TR2

Interruptor de potencia 60 kV TR2		
Descripción	Unidad	Valor
Marca		CROMPTON
Tipo		70-SFM-32B
N° Serie		X300612
Año de fabricación		2008
Norma		IEC 60056 / 62271-100
Tensión Nominal del Equipo	kV	72.5
Frecuencia Nominal	Hz	60
Intensidad Nominal	A	800
Corriente de Cortocircuito	kA	31.5
Duración Nominal Adms. de cortocircuito	s	3
Peso del gas SF6	kg	4.5
Peso total	kg	1000
Secuencia de operación		0-0.3s-CO-3min-CO
Rango de Temperatura	#	-20°/+40°

Seccionador de barra 60 kV (TR2). La seccionadora barra está instalada de forma vertical en la bahía de la 60 kV, pertenece al circuito del transformador de potencia TP6035, el equipo está en funcionamiento y aparentemente en buen estado según visualización en campo.

Figura 10

Seccionador de barra existente 60 kV – TR2



Nota: este equipo no cuenta con la placa característica y codificación, según la visualización en campo.

Recloser 22,9 kV. En el patio de llaves se puede apreciar la salida del alimentador A1941 mediante recloser como equipo de protección, dicho alimentador sale del devanado de 22.9 kV del transformador de potencia TP6035. En la actualidad se encuentra en funcionamiento, el cual será reemplazado por una celda interior tipo Metal Clad a prueba de arco interno.

Figura 11

Salida de A1941 - Recloser existente



Nota: sin presencia de codificación, sin visualización clara de placa, según la visita en campo.

3.2.2 Equipamiento existente sala de control

Dentro de las instalaciones existentes de la subestación se aprecia una sala de control donde alberga tableros de protección, medición y control, tableros de servicios auxiliares, y además celdas modulares de media tensión en 10 kV y 22.9 kV, descritas a continuación.

Tableros de control. Los tableros se encuentran distribuidos en fila de uno largo de la sala de control, integrado todos los equipos mínimos para el funcionamiento de la subestación Piura Centro.

Figura 12

Tableros de control – Sala de control



Nota: se encuentran en funcionamiento y aparentemente en buen estado según visualización en campo, instalado en compartimento metálico adecuado.

Celdas de media tensión AIS 10 kV. La sala de celdas cuenta con once (11) alimentadores de 10 kV de las cuales siete (7) son suministradas por el transformador de potencia 53/8/45 MVA (ONAF) y cuatro (4) por el transformador de 30/30/30/10 MVA (ONAF), el cuarto devanado es de compensación, cada transformador tiene su propia celda de llegada a la barra de 10 kV. Los alimentadores suministran de energía eléctrica a la ciudad de Piura y Catacaos tanto a los clientes regulados y cargas especiales.

En la actualidad, las celdas trabajan aparentemente con normalidad, sin embargo, estas tienen un tiempo de antigüedad y son más propensos a tener fallas, razón por la cual todas las celdas serán reemplazadas por nuevas celdas.

Figura 13

Celdas de media tensión AIS 10 kV– Sala de control



Celdas de media tensión AIS 22,9 kV. Se cuenta con dos (2) celdas de salida en 22,9 kV de las cuales uno es de reserva y el otro es del alimentador A1940, son suministradas por el transformador de potencia 53/8/45 MVA (ONAF), el transformador tiene su propia celda de llegada a la barra de 22,9 kV.

En la actualidad las celdas trabajan aparentemente con normalidad.

Figura 14

Celdas de media tensión AIS 22,9 kV– Sala de control



Banco de baterías. Para satisfacer la necesidad de utilizar energía CC, la estación cuenta con una batería OPzS fija, como medida ante contingencias, con niveles de tensión de 220 Vcc (108 celdas de 2.23 V/cell), 110 Vcc (54 celdas de 2.23 V/cell) y 48 Vcc (24 celdas de 2.23 V/cell). Baterías de marca BAE, instalados en un área a lado de la sala de celdas, el entorno que se utiliza actualmente facilita el funcionamiento del dispositivo o equipo.

Figura 15

Banco de baterías – Sala de control



Transformador de SSAA. Para la alimentación de los servicios auxiliares en corriente alterna la subestación cuenta con un transformador de servicios auxiliares 10/0.38-0.22 kV Dyn11 de 100 kVA, instalado en un área a lado de la sala de celdas. Actualmente está en funcionamiento aparentemente en buen estado, el cual será reemplazado por uno de mayor potencia para cubrir las cargas del equipamiento proyectado.

Figura 16

Transformador de SSAA – Sala de control

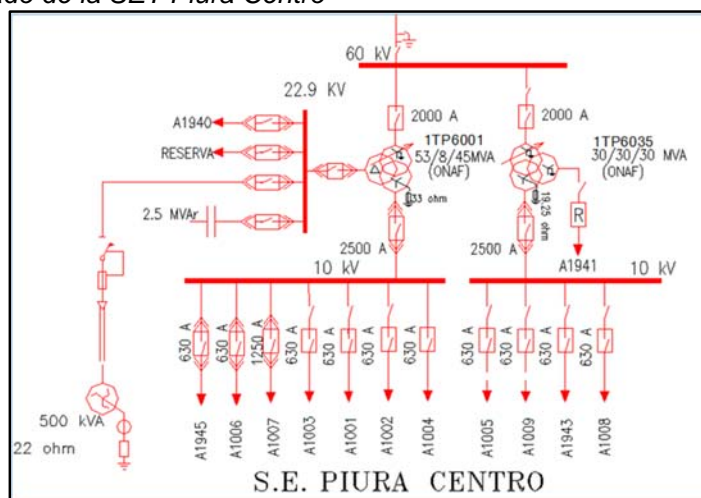


3.2.3 Diagrama unifilar existente de la SET Piura Centro

En el diagrama unifilar presentado, se puede observar la distribución de celdas de media tensión 10 kV existentes.

Figura 17

Esquema simplificado de la SET Piura Centro



3.3 Criterios de diseño

3.3.1 Criterios de diseño de obras electromecánicas

a. Niveles de tensión nominal. Los niveles de tensión de la zona del proyecto son las siguientes:

- Alta tensión (V nom) : 60 kV
- Media tensión (V nom) : 10 kV y 22,9 kV

b. Niveles de aislamiento. Para coordinar el aislamiento de la subestación se siguen las recomendaciones de la Norma IEC N° 60071 “Insulation Coordination”, la altura del edificio sobre el nivel del mar, el grado de protección del pararrayos y el grado de puesta a tierra del sistema tomado en cuenta la alimentación eléctrica e isotérmica del área, para ajustar los valores de tensión de funcionamiento de 60 kV, 22,9 kV y 10 kV.

Se presenta un resumen del cálculo.

Tabla 17

Niveles de aislamiento

Tensión Nominal (kV)	Altura de instalación	Tensión de diseño asignada al equipo	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo (BIL)
60	40 msnm	72,5 kV	140 kVrms	325 kVp
22,9	40 msnm	24 kV	50 kVrms	125 kVp
10	40 msnm	12 kV	28 kVrms	75 kVp

c. Distancias mínimas de seguridad. Para las distancias mínimas y de seguridad se considera lo señalado por la norma IEC 60071 y el Código Nacional de Electricidad.

Tabla 18

Distancias mínimas de seguridad

Descripción	Unidad	Valor adoptado
Tensión nominal de la red	kV	60
Distancia mínima entre fase y tierra	m	0.69
Distancia mínima entre fases	m	0.69
Distancia mínima de trabajo horizontal	m	2.44
Distancia mínima de trabajo vertical	m	1.94
Distancia mínima de circulación personal bajo conexiones	m	2.94
Distancia mínima entre la base de cualquier aislador y tierra	m	2.25
Distancia mínima de partes con tensión al cerco perimétrico horizontal	m	3.50
Distancia mínima de techo a líneas para pasaje de vehículos	m	4.69
Distancia mínima por circulación vehicular (horizontal por maniobra)	m	3.30
Distancia entre terminales de quipos	m	1.5

d. Servicios auxiliares. En el caso de corriente alterna, se instalará un nuevo transformador de SS.AA. de 150 kVA en 10/0.38-0.22 kV, 60Hz.

Para el caso de corriente continua existe un rectificador a 48 Vcc con la suficiente capacidad para alimentar las cargas adicionales de la ampliación en comunicaciones, se cuenta con rectificador a 110 Vcc para las cargas requeridas en este nivel de tensión.

e. Sistema de puesta a tierra. La subestación cuenta con una malla de tierra profunda, A ésta deberán conectarse todas las conexiones de tierra superficial de los equipos proyectados.

Los materiales por emplear, de acuerdo con el sistema existente, serán los que muestran a continuación, mayor detalle se encuentra en la especificación técnica.

- Conductor de cobre de 95 mm².
- Terminal de conexión a compresión tipo ojal para conductor 95 mm².
- Molde y Soldadura Exotérmica tipo "T".
- Conector de bronce de una vía, cable 95 mm² a superficie plana metálica.

f. Protección y control. Se deberá prever que los equipos de protección e instrumentación que deban implementarse en el presente proyecto satisfagan las necesidades mínimas requeridas.

3.3.2 Criterios de diseño del sistema de automatización y comunicaciones

Se deberá prever que los equipos de protección e instrumentación que deban implementarse en el presente proyecto tengan compatibilidad con el sistema de automatización y comunicación existente.

Arquitectura del sistema de monitoreo y control. Monitorear modelos de sistemas de control en el campo del control y automatización de centrales eléctricas; Hay cuatro niveles de automatización definidos, el nivel 0 se considera el más bajo y el nivel 3 se considera el más alto.

El primer nivel (nivel 0). Es el nivel de accionamientos local del interruptor y seccionadores, ubicados en las bahías de línea y transformación en 60 kV, así como en las celdas de media tensión 10 kV y 22,9 kV. Estos equipos suelen tener comandos de control dentro de cada equipo. El funcionamiento en este nivel se puede controlar desde cada dispositivo o desde los circuitos de cada celda, de acuerdo con la lógica de control y enclavamiento que tenga cada circuito.

Este nivel para el equipamiento nuevo a implementarse con el presente proyecto es de completa responsabilidad del ejecutor su integración y configuraciones de ser necesario.

El segundo nivel (nivel 1). Este es el nivel de control remoto desde el panel de control sinóptico, módulo de conexión, IED con función de protección y IED con función de control o IED con funciones combinadas de protección, control y medición. Incluye equipos especializados para controlar y proteger el trabajo. En este nivel el funcionamiento se controla desde los equipos de control instalados en los paneles y celdas, en nuestro caso desde el panel sinóptico con interruptores existentes para controlar los recintos y celdas de 60 kV mediante pulsador, se desplegarán nodos auxiliares y relés, que en conjunto realizan las funciones de control, bloqueo, protección y medición de señales de campo.

El tercer nivel (nivel 2). Este es el nivel de estación en el que el sistema Scada-RTU realiza las funciones de control, monitoreo y adquisición de datos de relés y medidores en las celdas de conversión, suministro de energía y comunicaciones. Asimismo, deberá verificarse el sistema existente intervenido debido al cambio del interruptor de potencia (bahía de transformación) y seccionador de línea, así como los transformadores de tensión y corriente (bahía de línea), en el lado de 60 kV, por lo que actualmente los relés y medidores se encuentra operando y realizan la función de protección y medición integrados al sistema de adquisición de datos de toda la subestación.

El cuarto nivel (nivel 3). Este es el Centro de Control - Scada. Este nivel contiene información sobre el sistema Scada-RTU, el cual se implementa en el tercer nivel. En este nivel, los medios de comunicación establecidos entre el Centro de Control SCADA y el sistema de la subestación son importantes porque desde este nivel se monitoreará y controlará la confiabilidad del sistema. Cabe señalar que el Centro de Control de Enosa se encuentra ubicada en el segundo nivel de la sala de control de la SET Piura Centro, por tanto, la integración a esta será mediante fibra óptica con el protocolo estándar IEC 870-5-104.

3.4 Descripción y características principales del diseño

3.4.1 Obras electromecánicas

En general, el suministro electromecánico para la estación de derivación será el adecuado en cumplir con las condiciones esperadas en el área de inversión, el cual comprende el equipamiento que garantizará la operación de la estación en su tiempo de vida útil, cumpliendo con las recomendaciones especificadas por las normas vigentes como el Código Nacional de Suministro 2011, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), Instituto Nacional de Estándares Americanos (ANSI), requerimientos de normas nacionales e internacionales relacionadas.

Todos los equipos han sido previstos con características técnicas que permitirán su integración con un sistema de automatización y comunicaciones bajo los estándares y normas vigentes.

a. Renovación de la celda convencional de 60 kV de la línea de salida a SET Castilla

Se renovarán los equipos de la celda convencional de la línea de salida a SET Castilla incluyendo sus estructuras de soporte y su montaje se realizará sobre cimentaciones nuevas a excepción del seccionador de barra, se consideran los siguientes equipos:

Interruptor de potencia en 60 kV. Se instalará 01 interruptor de potencia tripolar en 60 kV, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 19

Interruptor de potencia 60 kV proyectado

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325
Corriente nominal en servicio continuo	A	1250
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	25
Medio de extinción del arco		SF6

Seccionador de línea en 60 kV. Se instalará 01 seccionador de línea de montaje horizontal en 60 kV con cuchilla de puesta a tierra, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 20

Seccionador de línea 60 kV proyectado

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325
Corriente nominal en servicio continuo	A	1250
Corriente nominal de cuchilla a tierra	A	1250
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	25

Seccionador de barra en 60 kV. Se instalará 01 seccionador de barra, de montaje vertical, en 60 kV, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 21

Seccionador de barra 60 kV proyectado

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325
Corriente nominal en servicio continuo	A	1250
Corriente nominal de cuchilla a tierra	A	1250
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	25

Transformador de tensión en 60 kV. Se instalarán 03 transformadores de tensión capacitivo en 60 kV, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 22

Transformador de tensión 60 kV proyectado

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Núcleo de Protección		$60\pm\sqrt{3} / 0.10\pm\sqrt{3}$ kV, 3P; 15 VA
Núcleo de Medición		$60\pm\sqrt{3} / 0.10\pm\sqrt{3}$ kV, 0.2; 15 VA
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325

Transformador de corriente en 60 kV. Se instalarán 03 transformadores de corriente en la Celda de salida a SET Castilla en 60 kV, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 23

Transformador de corriente 60 kV proyectado

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Núcleo de Protección		300 – 600 / 1 A, 5P20; 10 VA
Núcleo de Protección		300 – 600 / 1 A, 5P20; 10 VA
Núcleo de Medición		300 – 600 / 1 A, 0.2; 10 VA
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325

b. Renovación de la celda convencional de 60 kV del transformador de 53 MVA

Se renovarán los equipos de la celda convencional del transformador de 53 MVA incluyendo sus estructuras de soporte y su montaje se realizará sobre cimentaciones nuevas a excepción del seccionador de barra, se considera los siguientes equipos:

Interruptor de Potencia en 60 kV. Se instalará 01 interruptor de potencia tripolar en 60 kV, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 24*Interruptor de potencia 60 kV proyectado*

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325
Corriente nominal en servicio continuo	A	1250
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	25
Medio de extinción del arco		SF6

Seccionador de barra en 60 kV. Se instalará 01 seccionador de barra, de montaje vertical, en 60 kV, cuyas características técnicas se detallan a continuación:

Tabla 25*Seccionador de barra 60 kV proyectado*

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de diseño del equipo	kV	72.5
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	325
Corriente nominal en servicio continuo	A	1250
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	25

Pararrayos en 60 kV. Se instalarán 03 pararrayos con su respectivo contador de descarga según se detalla en los planos electromecánicos, cuyas características son las siguientes:

Tabla 26*Pararrayos 60 kV proyectado*

Descripción	Unidad	Valor
Tensión Nominal del Pararrayo (Ur)	kV	60
Tensión de Operación Continua (Uc)	kV	48
Corriente de Descarga	kA	10
Clase de Descarga		3

c. Celdas a prueba de arco interno en media tensión

Las celdas de media tensión del tipo GIS a prueba de arco interno serán diseñados cumpliendo con los criterios indicados en la Norma IEC 62271-200.

Además, se indica que las celdas GIS para el nivel de 10 kV serán preparadas para el nivel de 22,9 kV, dado que a futuro migrarán a este último nivel, por lo tanto, las celdas GIS estarán preparadas para un nivel de aislamiento de 24 kV, por otra parte, se incluye transformadores toroidales que irán a la salida de los alimentadores como parte del suministro de los fabricantes de celdas.

Por ello se instalarán las siguientes celdas:

01 Celda GIS de Llegada del TP 53 MVA en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 27

Celda GIS de llegada TP 53MVA proyectado

Descripción
01 Interruptor de 24 kV, 125 kVp (BIL), 3150 A, 40 kA
03 Trafos de Corriente 1250-2500/1/1/1 A, 25 VA - 5P20, 25 VA - Cl. 0.2
03 Trafos de Tensión 10÷V3/0.1÷V3/0.1÷V3 kV, 15 VA - 3P, 15 VA - Cl. 0.2
03 Pararrayos de óxido metálico 9 kV (Ur), 7 kV (Uc), 10 kA, Cl. 2
02 Switch Ethernet tipo industrial (espacio para implementar)
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

07 Celdas GIS de Salida suministradas por el TP 53 MVA en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 28

Celda GIS de salida TP 53MVA proyectado

Descripción
01 Interruptor de 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 40 kA
03 Trafos de Corriente 250-500/1/1 A, 15 VA - 5P20, 15 VA - Cl. 0.2
01 Seccionador de puesta a tierra 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 40 kA
03 Pararrayos de óxido metálico 9 kV (Ur), 7 kV (Uc), 10 kA, Cl. 2
01 Transformador toroidal 100/1 A, 2.5 VA – 5P10
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda GIS de Acoplamiento en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 29

Celda GIS de acoplamiento 10 kV proyectado

Descripción
01 Interruptor de 24 kV, 125 kVp (BIL), 3150 A, 40 kA
03 Trafos de Corriente 1250-2500/1/1 A, 25 VA - 5P20, 25 VA - Cl. 0.2
01 Seccionadores de Barra 24 kV, 125 kVp (BIL), 3150 A, 40 kA
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda GIS de Remonte en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 30

Celda GIS de remonte 10 kV proyectado

Descripción
03 Barras rígidas de 3150 A, con envoltente de resina.
Juego de aisladores de soporte.

01 Celda GIS de Llegada del TP 30 MVA en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 31

Celda GIS de llegada TP 30MVA proyectado

Descripción
01 Interruptor de 24 kV, 125 kVp (BIL), 2500 A, 40 kA
03 Trafos de Corriente 500-1000-2000/1/1/1 A, 10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0.2
03 Pararrayos de óxido metálico 9 kV (Ur), 7 kV (Uc), 10 kA, Cl. 2
02 Switch Ethernet tipo industrial (espacio para implementar)
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

04 Celdas GIS de Salida suministradas por el TP 30 MVA en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 32

Celda GIS de salida TP 30MVA proyectado

Descripción
01 Interruptor de 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 40 kA
03 Trafos de Corriente 250-500/1/1 A, 10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0.2
01 Seccionador de puesta a tierra 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 40 kA
03 Pararrayos de óxido metálico 9 kV (Ur), 7 kV (Uc), 10 kA, Cl. 2
01 Transformador toroidal 100/1 A, 2.5 VA – 5P10
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda GIS de medición en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 33

Celda GIS de medición 10 kV proyectado

Descripción
03 Trafos de Tensión $10\div V3/0.1\div V3/0.1\div V3$ kV, 15 VA - 3P, 15 VA - Cl 0.2
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda GIS para Transformador de SS.AA. en 10 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 34

Celda GIS transformador de SSAA 10 kV proyectado

Descripción
01 Interruptor de 24 kV, 125 kVp (BIL), 630 A, 40 kA
03 Trafo de Corriente 50/1 A, 10 VA - 5P20
01 Seccionador de puesta a tierra 24 kV, 125 kVp (BIL), 630 A, 40 kA
01 Equipo de Control y Protección (IED)

01 Celda de Llegada metal clad del TP 30 MVA en 22,9 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 35*Celda de llegada metal clad del TP 30MVA proyectado*

Descripción
01 Interruptor Extraíble 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA
03 Trafos de Corriente 200-400-800/1/1/1 A, 20 VA - 5P20, 20 VA - Cl. 0.2
02 Switch Ethernet tipo industrial (espacio para implementar)
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda de Salida metal clad suministrada por el TP 30 MVA en 22,9 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 36*Celda de salida metal clad TP 30MVA proyectado*

Descripción
01 Interruptor Extraíble 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA
03 Trafos de Corriente 150-300/1/1 A, 20 VA - 5P20, 20 VA - Cl. 0.2
01 Seccionador de puesta a tierra 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA
03 Pararrayos de óxido metálico 21 kV (Ur), 17 kV (Uc), 10 kA, Cl. 2
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda de Medición metal clad en 22,9 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 37*Celda de medición metal clad 22,9 kV proyectado*

Descripción
03 Trafos de Tensión 22.9+V3/0.1+V3/0.1+V3 kV, 15 VA - 3P, 15 VA - Cl 0.2
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda de Acoplamiento metal clad en 22,9 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 38*Celda de acoplamiento metal clad 22,9 kV proyectado*

Descripción
03 Trafos de Corriente 200-400-800/1/1/1 A, 20 VA - 5P20, 20 VA - Cl. 0.2
02 Seccionadores de barra 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA
01 Interruptor Extraíble 24 kV, 125 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA
01 Equipo de Control y Protección (IED)
01 Medidor Electrónico Multifunción

01 Celda de Remonte metal clad en 22,9 kV, con el siguiente equipamiento:

Tabla 39

Celda de remonte metal clad 22,9 kV proyectado

Descripción
03 Barras rígidas de 1250 A, con envoltente de resina
Juego de aisladores de soporte.

d. Equipos de protección, medición y control

En las celdas de media tensión, 10 kV y 22,9 kV, se implementarán relés de protección convencionales con funciones de protección y control integradas.

Las funciones de protección principales serán:

- 50/51: Protección de sobrecorriente instantáneo y temporizada fase-fase
- 50N/51N: Protección de sobrecorriente instantáneo y temporizada fase –tierra

Para medir y analizar parámetros eléctricos (energía y potencia, tensión y corriente armónicas, etc.), es necesario instalar un dispositivo digital multifunción semiconductor compacto. Deberá tener una clase de precisión equivalente a 0.2.

e. Transformador de SSAA

Se instalará un transformador de SSAA con las siguientes características:

Tabla 40

Transformador de SSAA proyectado

Descripción	Unidad	Valor
Tipo		Trifásico
Tensión Nominal Primaria	kV	10
Tensión Nominal Secundaria	V	380 - 220
Potencia Nominal	kVA	150
Frecuencia	Hz	60

f. Red de tierra

Red de tierra profunda. A partir de la malla profunda existente se ha determinado que no hay la necesidad de una ampliación de esta, de los cuales las vías de acceso con

tránsito de personal están protegidas contra los gradientes de potencial que pudieran generarse.

Red de tierra superficial. La conexión de todos los equipos proyectados de la sala de celdas será con conductor de cobre recocido de 95 mm², los cuales serán empalmados a la red superficial existente. La red superficial existente en la sala de celdas tiene su recorrido por las canaletas, donde se conectarán las partes metálicas de los equipos proyectados, y se dirigirá hacia la malla profunda existente. Los materiales a emplear, de acuerdo al sistema existente, serán los que muestran a continuación, mayor detalle se encuentra en la especificación técnica.

- Conductor de cobre de 95 mm².
- Terminal de conexión a compresión Conductor 95 mm².
- Molde y Soldadura Exotérmica tipo "T".
- Conector de bronce de una vía, cable 95 mm² a superficie plana metálica.

g. Conductores para barra flexible

Se utilizará conductor del tipo AAAC 240 mm² para las diferentes conexiones de los equipos en la bahía de línea 60 kV y de transformación.

h. Ducto barra en media tensión

Se utilizará ducto barra para 10 kV a 45 MVA para la interconexión del transformador de potencia de 53 MVA a sus respectivas celdas GIS, del mismo modo, para la interconexión de las celdas del transformador de 30 MVA en el nivel de 10 kV al grupo de celdas del transformador de 53 MVA en el nivel de 10 kV.

i. Cables de energía en media tensión

Se utilizará cables del tipo N2XSY para las interconexiones entre las celdas de transformación nuevas y los transformadores de potencia existentes el cual pasamos a detallar a continuación:

- Cable del tipo N2XSY 18/30 kV de 185 mm² en 02 ternas, aislamiento tipo XLPE para la interconexión de la barra de 22,9 kV y transformador de potencia 30 MVA.
- Cable del tipo N2XSY 18/30 kV de 185 mm² en 02 ternas, aislamiento tipo XLPE para la interconexión de la celda de acoplamiento y celda de remonte de 22,9 kV.
- Cable del tipo N2XSY 18/30 kV de 120 mm² en 01 terna, aislamiento tipo XLPE para salida del alimentador A1941 en 22,9 kV.
- Cable del tipo N2XSY 18/30 kV de 300 mm² en 03 ternas, aislamiento tipo XLPE para la interconexión de la barra de 10 kV y transformador de potencia 30 MVA.
- Cable del tipo N2XSY 18/30 kV de 120 mm² en 01 terna, aislamiento tipo XLPE para salida del alimentador A1004, A1005 y A1009 en 10 kV.
- Cable del tipo N2XSY 18/30 kV de 240 mm² en 01 terna, aislamiento tipo XLPE para salida del alimentador A1943 en 10 kV.
- Cable del tipo N2XSY 8,7/15 kV de 25 mm² en 01 terna, aislamiento tipo XLPE para alimentar al transformador de SS.AA.
- Cable del tipo N2XSY 8,7/15 kV de 25 mm² en 01 terna, aislamiento tipo XLPE para energizar el transformador de potencia de reserva 30 MVA desde la celda del alimentador A1945, la cual trabajará sin carga.

La conexión de los cables será con el uso de terminales auto contraíbles de tipo interior y exterior, de acuerdo con las necesidades del mismo. Su instalación será de forma aérea, de acuerdo con los diseños que pueden observarse en los planos correspondientes.

j. Cables de control y energía en baja tensión

Para los circuitos de control y medida se utilizarán cables apantallados del tipo N2XSY o similar de 1 kV de distintos calibres, conforme a las necesidades requeridas, los cuales serán instalados en canaletas y bandejas cumpliendo con las normas técnicas.

- Cable N2XSY de 2 x 2.5 mm² - 1 kV
- Cable N2XSY de 4 x 2.5 mm² - 1 kV
- Cable N2XSY de 4 x 4 mm² - 1 kV

- Cable N2XSY de 7 x 2.5 mm² - 1 kV
- Cable N2XSY de 12 x 2.5 mm² - 1 kV

k. Sistema de automatización y comunicaciones

Se deberá implementar el sistema de automatización y comunicaciones bajo las siguientes consideraciones.

En el nivel de media tensión 10 kV y 22,9 kV, se proponen equipos de protección con Relés especializados para la protección de alimentadores y celdas de transformación, para el sistema de control será a través pulsadores con sistemas de bloqueos, asimismo para el sistema de medición será a través de medidores multifunción instalados en cada celda, los mismos que están especificados y presupuestados (suministro y montaje) en el apartado de obras electromecánicas. La integración de la automatización, comunicación y adquisición de datos de estos dispositivos si es responsabilidad de esta especificación.

En el nivel de 60 kV, se verificará la integración de los relés y medidores de la bahía de transformación del transformador de 60 kV; así como de la bahía de línea existente hacia Piura Oeste, cabe señalar que solo se realiza el cambio de los equipos descritos en cada bahía, el equipamiento de protección (relés), medición (Medidores) y control (Control *switch* en tablero mando mímico), será el existente, verificándose que se encuentran en buen estado y funcionando adecuadamente; asimismo estos equipos no fueron considerados dentro del Plan de inversiones vigente.

Características generales del sistema

Se aplicará el modelo de arquitectura en base al protocolo DNP3, sin embargo, estará preparado para utilizar en el futuro el estándar de comunicación IEC 61850 y complementarios, estos protocolos se basan en la transmisión de datos a través de redes Ethernet y los modelos son cliente-servidor, lo que también permite la comunicación horizontal entre diferentes dispositivos.

La arquitectura para implementar será abierta, modular y flexible, de manera que pueda ser expandida fácilmente.

Arquitectura del sistema de monitoreo y control. El sistema de automatización y comunicaciones propuesto considera la integración a Nivel 0, Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3 del equipamiento que forma parte la celda de transformación, alimentación y acoplamiento de barras de 10 kV y 22,9 kV, así como de la bahía de transformación y línea en 60 kV del transformador de 53 MVA de la SET Piura Centro, para ello se implementará lo necesario para garantizar la comunicación desde el sistema Scada de Enosa al nivel 3.

Asimismo, a fin de modernizar y mejorar la funcionalidad del sistema de automatización y telecomunicaciones de la SET Piura Centro existente, nuestra representada recomienda realizar las siguientes implementaciones al sistema, el cual deberá ser desarrollado por la contratista en la etapa de la ingeniería de detalle evaluando previamente la posibilidad de integración de las mismas:

- Implementación de la funcionalidad de contador de operaciones de los equipos de maniobra.
- Implementación de un Sistema de alarmas de la subestación.
- Implementación del automatismo de restitución de carga ante la salida imprevista de uno de los transformadores de potencia.
- Implementar la conexión Web entre el Centro de Control de ENOSA y el HMI de la subestación.

Equipamiento proyectado

Interfaz Hombre – Máquina. 01 HMI que deberá cumplir con la adquisición de datos, procesamiento de alarmas y generador información, reconfiguración “en-línea” del sistema, soportado por un modo de ingeniería sencillo al usuario, en un entorno gráfico multiventana, con utilización de menús controlados por ratón, con la consiguiente reducción del uso del teclado, asegurando mejoras drásticas en la simplificación de operación.

Módulo E/S digitales. (2) tarjeta de entrada digital Saitel, (2) tarjeta de salida Saitel de Schneider, para el control y supervisión de las señales de las celdas de transformación, alimentación y acoplamiento en 10 kV y 22,9 kV. Incluye regleta y accesorios para su instalación en el tablero del RTU existente.

Patch cord de fibra óptica. Los cordones suministrados deben cumplir las especificaciones que satisfagan su calidad y operación en entornos industriales. Deben ser con terminaciones MT-RJ o LC-LC dúplex (contrastar el puerto del *switch*) lo conectores tipo LC son elaborados especialmente para aplicaciones de alta densidad ya que solo cuentan con la mitad de tamaño del conector SC. Ofrece un método de fácil instalación, tipo *Push Pull* que garantiza una máxima fiabilidad al ser acoplado.

Cableado y terminales de cobre. Todos los cables que conectan equipos de campo al SAS, así como los cables de alimentación de CA y CC, deben estar blindados. El conductor debe ser de cobre flexible, clase de aislación 0,6/1 kV.

Cable ethernet tipo SFTP categoría 6. Para la comunicación Ethernet se utilizarán cables SFTP, cable de par trenzado totalmente apantallado, con la finalidad de eliminar las interferencias de ruido.

3.5 Análisis del sistema eléctrico

La evaluación comprende el análisis del comportamiento en estado estacionario del sistema eléctrico en el que se encuentra la SET Piura Centro, en condiciones normales considerando los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje en condiciones de máxima, media y mínima demanda y el análisis de corrientes de cortocircuito para verificar las condiciones de falla a las que serán sometidos los equipos y determinar los valores de diseño para el nuevo equipamiento, principalmente para la definición de la Corriente nominal, y soportabilidad a corrientes de corto circuito.

Pará el análisis del sistema eléctrico en estudio, se evalúa el sistema de SER Piura y Catacaos aguas abajo de la subestación Piura Oeste 220/60/10 kV (cabe señalar que el sistema eléctrico desde la SET Piura Oeste, hasta la barra de 60 kV de la SET Piura Centro,

no es parte contractual para el desarrollo del estudio), sin embargo, por condiciones estrictamente técnicas operativas, se modela desde la SET Piura Oeste barra de 60 kV, con fines de incluir futuros proyectos en el sistema, los cuales garantizan los parámetros adecuados para la operación de la SET Piura Centro; por tanto, los resultados mostrados para los sistemas diferentes a la SET Piura Centro así como las recomendaciones formuladas en el presente informe de repotenciación de transformadores y líneas, deberán ser tratados como referenciales, los cuales se modelaron con información obtenida del COES y PIT 2017-2021; por tanto, para definir estrictamente dichas repotenciacines de transformadores y líneas, Enosa deberá analizar con mayor detalle el comportamiento del sistema bajo información más detallada. Para concluir con el presente, se demostró que cualquier modificación aguas arriba de la SET Piura Centro, no modificará las características del equipamiento propuesto para la ampliación de la SET Piura Centro.

3.5.1 Información utilizada

Las pruebas de campo se realizaron de acuerdo a un plan de trabajo previamente desarrollado, teniendo en cuenta los temas que se desarrollarán en la investigación. Además, para la elaboración de este informe se utilizó la siguiente información:

a. Normas

- Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 184-2016-OS/CD.
- Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos – NTCSE.
- Procedimiento Técnico N° 20 – COES “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN”.

b. Estudios de Enosa (PIP Reformulado)

- Revisión y aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 1 Regulación para el Periodo 2017-2021 para el Área de Demanda 1 –

(Informe N° 335-2016-GRT). Archivo en formato Power Factory DigSilent (*.pfd) de nombre BD SEIN-GART AD 01_SEIN.

- Diagrama unifilar sistema eléctrico proporcionada por Enosa.

c. Estudios COES

Proyección de demanda y programa de obras de generación y transmisión, variables de centrales térmicas del SEIN publicado en la página web del Comité de Operación Económica del Sistema COES para estudios de Pre-Operatividad en formato Power Factory DigSilent (*.pfd) de nombre “Base Datos del SEIN DigSILENT 2021-2032-Marzo 2021.pfd”.

Información descargada: Base de Datos de COES en formato Power Factory DigSilent (*.pfd), versión 15.1.

3.5.2 Diagnóstico del sistema actual

Para el análisis de la instalación eléctrica de Piura Centro se utilizó el modelo DigSilent obtenido del COES, que incluye la previsión del Sistema de Interconexiones Nacionales (SEIN) actualmente operativo para el año 2032, complementado con el plan de transmisión actualizado hasta el 2026 del COES.

La evaluación del sistema eléctrico comprende las siguientes subestaciones (SER Piura y Catacaos):

- SET Piura Oeste 220/60/10 kV, SET Piura Centro 60/22,9/10 kV, SET Castilla 60/22,9/10 kV, SET Ejidos 60/22,9/10 kV, SET Chulucanas 60/22,9/10 kV, SET Loma Larga 60/22,9 kV y SET Morropón 60/22,9 kV.

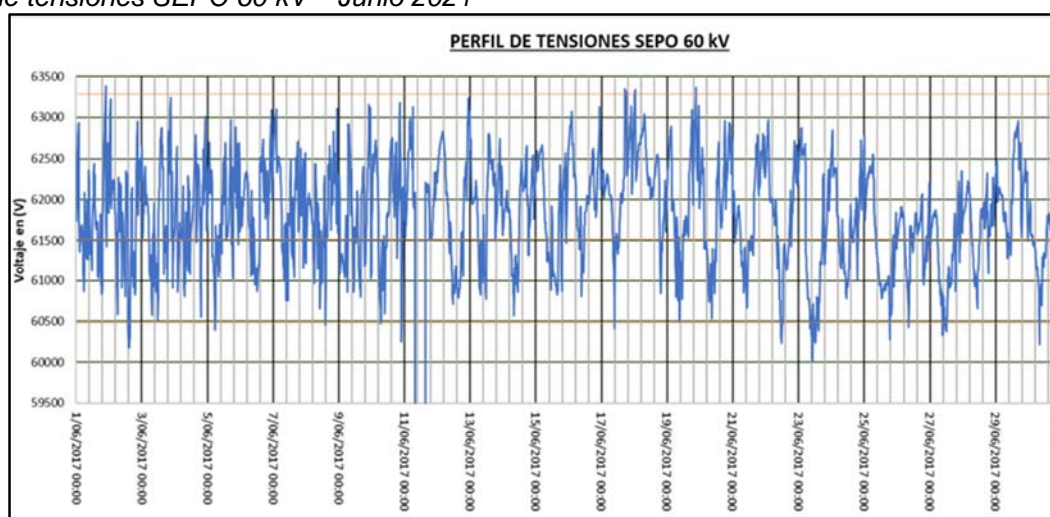
a. Regulación de tensión

Los valores de tensión de operación en las barras que involucran el presente estudio son indicados a continuación:

Tabla 41*Valores de tensión de operación - 2016*

Subestación	Tensión Nominal (kV)	Tensión de operación (kV)	Tensión de operación (P.U.)
Piura Oeste	220	223	1.01
	60	61.8	1.03

En el siguiente diagrama se muestra el perfil de tensiones de la barra de la SET Piura Oeste en 60 kV, correspondiente al mes de junio del 2021:

Figura 18*Perfil de tensiones SEPO 60 kV – Junio 2021*

Del gráfico anterior se puede verificar que la tensión en la barra de 60 kV es la siguiente:

- Valor Promedio : 61.5 kV.
- Valor Mínimo : 60.5 kV.
- Valor Máximo : 63.25 kV.

b. Regulación de transformadores de potencia

En el siguiente cuadro se muestran ajustes del regulador de tensión de los transformadores del sistema eléctrico analizado:

Tabla 42

Regulación de tensión de transformadores

Regulación de tensión de transformadores														
Subestación	Devanados	Relación de transformación			TAP's		Regulación de tensión							
		HV	MV	LV	Max- Min- Neutro	Volt. Adc Tap	Manual	Auto	Nodo Reg.	Nodo fijo	Set Point	V. Min.	V. Max.	
SEPO T15	3	220	60	10	-10/10/0	2.50 %	X	--	--	--	--	--	--	--
SEPO T32	3	220	60	10	-10/10/0	2.50 %	X	--	--	--	--	--	--	--
SEPO T83	3	220	60	10	-10/10/0	1.25 %	X	--	--	--	--	--	--	--
PIURA CENTRO 53 MVA	3	60	22,9	10	-6/6/0	1.25 %	--	X	LV-Side	LV	1.02	1.01	1.03	
PIURA CENTRO 30 MVA	3	58	24	10,5	-8/8/0	1.00%	--	X	LV-Side	LV	1.02	1.01	1.03	
CASTILLA	3	58	22.9	10	-8/8/0	1.00%	--	X	HV-Side	LV	1.00	0.99	1.01	

Nota: Fuente propia

3.5.3 Parámetros del sistema eléctrico

a. Líneas de transmisión

En el siguiente cuadro se muestra las principales líneas que intervienen en el sistema eléctrico:

Figura 19

Estado actual de líneas de transmisión

CIAS DE LA LÍNEA					DATOS TÉCNICOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN									
					DESCRIPCIÓN						CARACTERÍSTICAS		Tipo de conductor	CON
Código del COES	S.E. de Salida	S.E. de Llegada	P.S. Última Modificación		Long. Terna	Número	Longitud			Capacidad de la línea (MVA)	MD	f.u		Calib
	(2)		Mes	Año	(km)	de ternas	Total (km)			(20)	(MW)	(%)	(23)	
L-0050	S.E. Piura Oeste	S.E. Piura Centro		2016	7.99	2	7.99			56.64	47.86	84.50%	AAAC	240
L-0051	S.E. Piura Oeste	S.E. Castilla		2017	10.58	1	10.58			35.33	20.36	57.62%	AAAC	240/2
L-0098	S.E. Piura Oeste	S.E. Suliana			29.183	1	29.183			56.64	49.17	86.82%	AAAC	240
L-0057A	S.E. Piura Oeste	S.E. Los Ejidos			10.9	1	10.9			56.64	48.91	86.36%	AAAC	240
L-0057C	S.E. Ejidos	S.E. Chulucanas			49.5	1	49.5			56.64	21.56	38.07%	AAAC	240
L-0057B	S.E. Los Ejidos	S.E. Castilla												
L-0057D	Nodo Morropón	S.E. Morropón			4.3	1	4.3			56.64	5.98	10.56%	AAAC	240
L-0057D	S.E. Chulucanas	S.E. Loma Larga			72.68	1	72.68			56.64	2.18	3.85%	AAAC	240

(1) Código operativo de la línea de transmisión asignado por la empresa. En caso la línea de transmisión entre torres o estructuras tuviese código para cada terna separarlas con "/".

(2) Anotar el nombre de los extremos de la línea de transmisión. Los extremos de la línea pueden ser subestaciones de transformación, subestaciones de enlace o puntos de derivación.

(8) Si hubiere sucedido cambios en la línea (repotenciación, etc) anotar la fecha de puesta en servicio con última modificación.

(13) Número de ternas de la línea de transmisión.

(14) Longitud en kilómetros de la línea de transmisión (una sola terna): Entre subestaciones, entre punto de derivación y subestación, o entre puntos de derivación (con el mayor número de decimales posible).

(15) Longitud total: resulta de la multiplicación del número de ternas por la longitud unitaria de cada terna.

(20) Capacidad nominal de diseño de la línea de transmisión (MVA).

(21) MD: Máxima demanda que soporto la línea durante el tercer trimestre del año 2014.

(22) fu: Factor de Utilización (porcentaje).

(23) En caso de varios tipos de conductor y calibres, separar con " / ".

(25) Aclaraciones a los datos presentados en el formato.

De la figura 3.19, se observa que la línea de Ejidos a Castilla está fuera de servicio por la entrada de la línea de Piura Centro a Castilla en un circuito con dos conductores por fase, para la elaboración de la base actual se ha considerado las distancias, y secciones de conductores de la figura 19.

Para los parámetros de secuencia de las líneas se ha tomado en cuenta la base del COES, en la siguiente tabla se muestra los valores de los parámetros de las principales líneas tomados en cuenta.

Tabla 43

Parámetros de las líneas de transmisión

N.º	Estación Transformadora		Código COES	V nom.	Long.	Capacidad	
	Origen	Destino		kV	km	MVA	Amp.
Y	PIURA OESTE	PIURACENTRO	L-6650	60	7.85	53	510.00

Y	PIURA OESTE	TEXTILPIURA	L-6651	60	4.6	57	545.00
Y	PIURA OESTE	EJIDOS	L-6657/1	60	10.8	57	545.00
Y	EJIDOS	CASTILLA	L-6657/2	60	3.92	35	340.00
Y	EJIDOS	CHULUCANAS	L-6657/3	60	49.6	57	545.00
Y	CHULUCANAS	D-MORROPON	L-6657/4	60	22	57	545.00
Y	D-MORROPON	MORROPON	L-6657/5	60	8	57	545.00
Y	D-MORROPON	LOMA LARGA	L-6657/6	60	51.12	57	545.00

Tabla 44

Parámetros de las líneas de transmisión de secuencia positiva

Estación Transformadora				Parámetros			
N.º			Código COES	SEC (+)			
	Origen	Destino		R	X	B	G
				ohm/Km	ohm/Km	µS/Km	µS/Km
Y	PIURA OESTE	PIURACENTRO	L-6650	0.2463	0.5388	3.2000	0.0000
Y	PIURA OESTE	TEXTILPIURA	L-6651	0.3804	0.6870	3.0000	0.0000
Y	PIURA OESTE	EJIDOS	L-6657/1	0.1790	0.5580	3.3180	0.0000
Y	EJIDOS	CASTILLA	L-6657/2	0.2990	0.4850	3.3180	0.0000
Y	EJIDOS	CHULUCANAS	L-6657/3	0.1420	0.4550	3.5400	0.0000
Y	CHULUCANAS	D-MORROPON	L-6657/4	0.1490	0.4790	3.3180	0.0000
Y	D-MORROPON	MORROPON	L-6657/5	0.1490	0.4790	3.3180	0.0000
Y	D-MORROPON	LOMA LARGA	L-6657/6	0.1490	0.4790	3.3180	0.0000

Tabla 45

Parámetros de las líneas de transmisión de secuencia cero

Parámetros de las líneas de transmisión de Ecuador S.A.									
N.º	Estación Transformadora		Código COES	Parámetros					
	Origen	Destino		SEC (0)					
				R0	X0	B0	G0	Rm	Xm
				Ω /Km	Ω /Km	S/Km	S/Km	Ω /Km	Ω/Km
Y	PIURA OESTE	PIURACENTRO	L-6650	0.6721	1.6871	1.7300	0.0000	0.00	0.00
Y	PIURA OESTE	TEXTILPIURA	L-6651	1.1196	1.9435	1.3000	0.0000	0.00	0.00
Y	PIURA OESTE	EJIDOS	L-6657/1	0.5110	1.9050	1.7233	0.0000	0.00	0.00
Y	EJIDOS	CASTILLA	L-6657/2	0.9450	1.4360	1.7300	0.0000	0.00	0.00
Y	EJIDOS	CHULUCANAS	L-6657/3	0.3280	1.5070	1.7300	0.0000	0.00	0.00
Y	CHULUCANAS	D-MORROPON	L-6657/4	0.3890	1.5920	1.7300	0.0000	0.00	0.00
Y	D-MORROPON	MORROPON	L-6657/5	0.3890	1.5920	1.7300	0.0000	0.00	0.00
Y	D-MORROPON	LOMA LARGA	L-6657/6	0.3890	1.5920	1.7300	0.0000	0.00	0.00

b. Transformadores

En el siguiente cuadro se muestran las placas características de los transformadores de potencia pertenecientes al sistema eléctrico de Piura:

Tabla 46

Parámetros de los transformadores de potencia – 3 devanados - 1

Subestación de potencia	/Z/ % 75 °C)			Perdidas W (75 °C)		
	Alta/Media	Alta/Baja	Media/Baja	Alt/Med	Alt/Baj	Med/Baj
SE. PIURA CENTRO	14.34	8.85	4.1	80000	10000	10000
SE. SULLANA	4.525	9.25	1.438	13416	100000	12677
SE. PAITA	24	10.5	26.8			
SE. CONSTANTE	8.35	4.72	1.91	31100	6500	5900

SE. CHULUCANAS	3.19	4.08	6.22			
SE. MÁNCORA	8.36	15.1	5.04			
SE. TUMBES	9.7	16.1	5.8			
SE. PUERTO PIZARRO	8.35	4.72	1.91	31100	6500	5900
SE. ZARUMILLA	9.9	12.6	3.7			
CT. CHARAN	9.7	16.1	5.8	101042	236765	60417

Tabla 47

Parámetros de los transformadores de potencia – 3 devanados - 2

S base (MVA)			Potencia nominal (MVA)			Tensión nominal (kV)		
Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
44	44	44	44	6	38	60	22.9	10
7	23	7	30	7	23	58	22.9	10
25	25	25	25	5	20	60	24	10.5
7	2	2	7	7	2	60	22.9	10
4	7	4	10	4	7	60	22.9	10
10	10	10	10	10	7.5	60	22.9	10
25	25	25	25	10	25	58	33	10
7	2	2	7	7	2	60	22.9	10
8	6	6	8	8	6	58	22.9	10
25	25	25	30	12	30	58	33	10

Los parámetros de transformadores de potencia que no están en el cuadro se tomaron de la base de datos del PIT Reformulado, y en el caso de nuevos transformadores se tomaron los parámetros de los estudios del “PIT Reformulado, ficha 206” en el cual se muestra el siguiente cuadro:

Tabla 48*Parámetros de los transformadores de potencia*

TRANSFORMADOR	SET	Potencia Nominal ONAF (MVA)			Tensión Nominal (kV)			Grupo de Conexión	TAPS de Regulación
		AT	MT	BT	AT	MT	BT		
Transformador de Potencia 60/23/10kV-30 MVA (*)	Piura Centro	30	30	30	58	24	10.5	YN0d5yn0	60±10x1%
Transformador de Potencia 60/23/10kV-30MVA (De reserva)	Piura Centro	30	30	30	58	24	10.5	YN0d5yn0	60±6x1.25%
Transformador de Potencia 60/23/10 kV - 30 MVA	El Arenal	30	30	30	58.5	23	13.8	YN0d5yn0	60±10x1%
Transformador de Potencia 220/60/10kV-100 MVA	Piura Oeste	100	100	30	220	60	10	YN0yn0d11	220±10x1%
Transformador de Potencia 220/60/23kV-65MVA	Zorritos	100	100	25	220	60	10	YN0yn0d11	220±10x1.25%

3.5.4 Incorporación de nuevos proyectos en la zona de influencia del estudio

Para la evaluación del sistema eléctrico en el horizonte de estudios tuvieron en cuenta los siguientes proyectos y configuraciones que están involucrados con el proyecto, a continuación, se detallan las modificaciones realizadas al sistema eléctrico, según el PIP Reformulado, PNER y otros proyectos de Enosa.

Año 2022

Ampliación de la SET Chulucanas, esta comprende el rotado del transformador de la SET Ejidos 18/18/7 MVA a la SET Chulucanas en la posición del transformador 10/4/7MVA y el nuevo transformador de la SET Ejidos de 30/30/30MVA.

Implementación de BC en la SET Chulucanas en las barras de 10 kV y 22,9 kV de 1 x 1,2 MVar y 4 x 1,2 MVar

Ampliación de la SET Piura Centro, esta comprende la instalación de un transformador de reserva de 30/30/30 MVA.

Implementación de BC en la SET Ejidos en la barra de 23 kV de 3 x1,2 MVar.

Año 2024

Implementación de la nueva SET Grau de 30/30/30 MVA, según el “PIP Reformulado ficha F-121 Alt1.final” esta subestación asumirá parte de la carga de Piura Centro, como se indica a continuación:

SET Grau 23 kV: La demanda total en este nivel de tensión estará dada por 25% de la demanda total de la SET Piura Centro en 23 kV, más el 10% de la demanda total de la SET Castilla en 23 kV.

SET Grau 10kV: La demanda total en este nivel de tensión estará dada por 20% de la demanda total de la SET Piura Centro en 23 kV, más el 30% de la demanda total de la SET Castilla en 10 kV.

Implementación de la nueva SET Piura Este 100/100/100MVA en 220/60/22,9 kV, la implementación de este proyecto seccionará la LT de Ejidos a Chulucanas, según la base de datos del PIP Reformulado con la implementación de esta SET la LT de la SET Ejidos a la SET Castilla en 60 kV se pondrá en servicio y la LT de Ejidos a la SET Piura Oeste se sacará de servicio.

Ampliación de la SET Castilla, esta comprende la instalación de un transformador de potencia de 30/30/30 MVA.

Repotenciación de la LT desde la SET Ejidos 60 kV a la SET Castilla en 60 kV con un calibre de 240mm².

Implementación de la nueva SET Piura Industrial de 30/30/30 MVA, según el “PIP Reformulado ficha F-121 Alt1.final” esta subestación asumirá parte de la carga de Piura Centro en 10 kV y de la carga Piura Oeste 10 kV, como se indica a continuación:

SET Piura Industrial 10 kV: La demanda total en este nivel de tensión estará dada por 30% de la demanda total de la SET Piura Centro en 10 kV, más el 30% de la demanda total de la SET Piura Oeste (Coscomba) en 10 kV.

Año 2026

Implementación de la nueva SET Tambo Grande de 30 MVA, para fines de simulación se ha considerado que esta subestación asumirá parte de la demanda de la SET Chulucanas, cuyo porcentaje es el 40% de la demanda total de la SET Chulucanas en 22,9 kV.

Implementación de una segunda terna desde la SET Piura Este a la SET Ejidos 60 kV.

Año 2032

Para fines de simulación se ha implementa un BC en la SET Derivación de Loma Larga 2x10 MVar.

a. Proyección de demandas

El pronóstico de demanda utilizado para los años analizados se basa en la información de pronóstico de demanda del SEIN para 2017-2027 publicada en el sitio web del Comité de Operaciones Económicas del COES e incluida en la base de datos del COES.

Para las demandas del Sistema Eléctrico Piura se utilizó la proyección de demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico (MW) obtenidas en la proyección de demanda y en el caso de la proyección de demandas para la SET Piura Centro a partir de la proyección de demanda de la SET Piura Centro se obtienen las siguientes demandas mostradas en la siguiente tabla:

Figura 20

Proyección de la demanda avenida máxima demanda

CODIGO DIGSILENT	ESCENARIO AVENIDA - DEMANDA MAXIMA		AÑO - 2022		AÑO - 2027		AÑO - 2032		AÑO - 2037	
	CARGA	SUBESTACION	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)
A1071	ALIMENTADOR EN 10 kV	CHULUCANAS	3.720	1.102	4.906	1.453	6.545	1.938	8.806	2.608
A1940	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	5.012	2.249	6.473	2.904	8.201	3.680	10.259	4.604
A1941	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	2.183	0.580	2.627	0.698	2.907	0.772	3.241	0.860
CAST10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	10.685	3.912	14.675	5.372	20.196	7.394	27.810	10.181
CAST10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	7.123	2.608	9.784	3.582	13.464	4.929	18.54	6.787
CAST22.9A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	1.152	1.656	1.152	1.656	1.152	1.656	1.152	1.656
CAST22.9B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	0.768	1.104	0.768	1.104	0.768	1.104	0.768	1.104
Chulu.23A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 01	CHULUCANAS	1.902	0.500	2.613	0.688	3.596	0.946	4.951	1.303
Chulu.23B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 02	CHULUCANAS	2.853	0.751	3.919	1.031	5.393	1.419	7.427	1.954
EPC 10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	24.914	8.413	19.229	6.519	23.333	7.936	28.084	9.582
EPC 10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	16.496	5.646	12.906	4.440	15.955	5.517	19.574	6.802
Grau 10kV	DEMANDA GRAU EN 10 kV	GRAU	12.58	3.985	15.91	3.803	19.92	4.909	24.86	6.331
Grau 23kV	DEMANDA GRAU EN 23 kV	GRAU	4.62	0.873	6.09	1.066	7.91	1.279	10.29	1.532
Loma.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	LOMA LARGA	4.02	1.092	5.16	1.403	6.75	1.834	8.93	2.427
Los Ejidos23	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	EJIDOS	25.75	10.7	29.88	12.417	35.60	14.791	43.48	18.067
Morro.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	MORROPON	4.53	0.889	6.22	1.221	8.56	1.68	11.79	2.314
PIND10	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 10 kV	PIURA INDUSTRIAL			34.83	5.974	41.89	7.733	50.53	10.006
PIND23	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 22.9 kV	PIURA INDUSTRIAL								
TAMBOGRAND	DEMANDA TAMBO GRANDE EN 22.9 kV	TAMBO GRANDE								
Textil10	ALIMENTADOR EN 10 kV	TEXTIL	0.93	0.271	0.93	0.271	0.93	0.271	0.93	0.271
Piura Oeste 10kV	ALIMENTADOR COSCOMBA	PIURA OESTE	44.74	7.85	36.29	6.36	42.74	7.49	51.19	8.98
Total Piura, SER Piura, Catacaos			129.24		178.09		223.07		281.43	

Figura 21

Proyección de la demanda avenida media demanda

CODIGO DIGSILENT	ESCENARIO AVENIDA - DEMANDA MEDIA		AÑO - 2022		AÑO - 2027		AÑO - 2032		AÑO - 2037	
	CARGA	SUBESTACION	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)
A1071	ALIMENTADOR EN 10 kV	CHULUCANAS	2.888	0.855	3.809	1.128	5.082	1.505	6.837	2.025
A1940	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	3.614	1.622	4.667	2.094	5.915	2.654	7.401	3.321
A1941	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	2.513	0.667	3.058	0.812	3.457	0.918	3.932	1.044
CAST10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	8.296	3.037	11.394	4.171	15.680	5.740	21.592	7.905
CAST10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	5.530	2.025	7.596	2.781	10.454	3.827	14.395	5.270
CAST22.9A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	0.894	1.286	0.894	1.286	0.894	1.286	0.894	1.286
CAST22.9B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	0.596	0.857	0.596	0.857	0.596	0.857	0.596	0.857
Chulu.23A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 01	CHULUCANAS	1.477	0.389	2.029	0.534	2.792	0.735	3.844	1.011
Chulu.23B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 02	CHULUCANAS	2.215	0.583	3.043	0.801	4.187	1.102	5.766	1.517
EPC 10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	20.254	6.866	15.626	5.320	18.955	6.476	22.823	7.821
EPC 10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	11.693	3.942	9.132	3.095	11.255	3.833	13.770	4.714
Grau 10kV	DEMANDA GRAU EN 10 kV	GRAU	9.766	3.073	12.353	2.934	15.468	3.784	19.299	4.879
Grau 23kV	DEMANDA GRAU EN 23 kV	GRAU	3.590	0.701	4.728	0.855	6.141	1.022	7.992	1.22
Loma.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	LOMA LARGA	3.120	0.848	4.008	1.09	5.237	1.424	6.931	1.884
Los Ejidos23	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	EJIDOS	19.994	8.307	23.202	9.64	27.640	11.484	33.761	14.027
Morro.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	MORROPON	3.517	0.69	4.831	0.948	6.648	1.305	9.154	1.796
PIND10	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 10 kV	PIURA INDUSTRIAL			27.045	4.61	32.523	5.963	39.233	7.713
PIND23	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 22.9 kV	PIURA INDUSTRIAL								
TAMBOGRAND	DEMANDA TAMBO GRANDE EN 22.9 kV	TAMBO GRANDE			0	0	0	0	0	0
Textil10	ALIMENTADOR EN 10 kV	TEXTIL	0.72	0.271	0.72439	0.271	0.72439	0.271	0.72439	0.271
Piura Oeste 10kV	ALIMENTADOR COSCOMBA	PIURA OESTE	34.74	6.09	28.17435	4.94	33.18219	5.82	39.74129	6.97
Total Piura, SER Piura, Catacaos			100.68		138.74		173.65		218.94	

Figura 22

Proyección de la demanda avenida mínima demanda

CODIGO DIGSILENT	ESCENSARIO AVENIDA - MINIMA DEMANDA		AÑO - 2022		AÑO - 2027		AÑO - 2032		AÑO - 2037	
	CARGA	SUBESTACION	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)
A1071	ALIMENTADOR EN 10 kV	CHULUCANAS	1.332	0.395	1.757	0.520	2.344	0.694	3.154	0.934
A1940	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	0.170	0.077	0.220	0.098	0.279	0.125	0.349	0.157
A1941	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	1.651	0.438	1.932	0.513	2.019	0.536	2.124	0.564
CAST10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	3.827	1.401	5.256	1.924	7.233	2.648	9.960	3.646
CAST10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	2.551	0.934	3.504	1.283	4.822	1.765	6.640	2.431
CAST22.9A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	0.413	0.593	0.413	0.593	0.413	0.593	0.413	0.593
CAST22.9B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	0.275	0.395	0.275	0.395	0.275	0.395	0.275	0.395
Chulu.23A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 01	CHULUCANAS	0.681	0.179	0.936	0.246	1.288	0.339	1.773	0.467
Chulu.23B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 02	CHULUCANAS	1.022	0.269	1.404	0.369	1.932	0.508	2.660	0.700
EPC 10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	8.028	2.799	6.210	2.172	7.507	2.636	9.021	3.180
EPC 10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	8.745	3.059	6.879	2.415	8.517	3.003	10.460	3.705
Grau 10kV	DEMANDA GRAU EN 10 kV	GRAU	4.505	1.592	5.699	1.495	7.135	1.922	8.903	2.471
Grau 23kV	DEMANDA GRAU EN 23 kV	GRAU	1.656	0.188	2.181	0.212	2.833	0.225	3.687	0.24
Loma.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	LOMA LARGA	1.439	0.391	1.849	0.503	2.416	0.657	3.197	0.869
Los Ejidos23	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	EJIDOS	9.223	3.832	10.703	4.447	12.750	5.298	15.573	6.471
Morro.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	MORROPON	1.622	0.318	2.228	0.437	3.066	0.602	4.223	0.829
PIIND10	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 10 kV	PIURA INDUSTRIAL			12.475	2.338	15.003	3.016	18.098	3.889
PIIND23	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 22.9 kV	PIURA INDUSTRIAL								
TAMBOGRAND	DEMANDA TAMBO GRANDE EN 22.9 kV	TAMBO GRANDE			0	0	0	0	0	0
Textil10	ALIMENTADOR EN 10 kV	TEXTIL	0.33	0.271	0.334154	0.271	0.334154	0.271	0.334154	0.271
Piura Oeste 10kV	ALIMENTADOR COSCOMBA	PIURA OESTE	16.02	2.81	12.99656	2.28	15.30663	2.68	18.33228	3.21
Total Piura, SER Piura, Catacaos			47.47		64.25		80.17		100.84	

Figura 23

Proyección de la demanda estiaje máxima demanda

CODIGO DIGSILENT	ESCENSARIO ESTIAJE - MAXIMA DEMANDA		AÑO - 2022		AÑO - 2027		AÑO - 2032		AÑO - 2037	
	CARGA	SUBESTACION	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)
A1071	ALIMENTADOR EN 10 kV	CHULUCANAS	3.484	1.032	4.595	1.361	6.130	1.816	8.248	2.443
A1940	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	4.717	2.117	6.091	2.733	7.716	3.462	9.654	4.332
A1941	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	4.034	1.071	5.048	1.340	6.002	1.593	7.136	1.895
CAST10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	10.008	3.664	13.745	5.032	18.917	6.925	26.048	9.536
CAST10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	6.672	2.442	9.164	3.355	12.611	4.617	17.366	6.357
CAST22.9A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	1.079	1.551	1.079	1.551	1.079	1.551	1.079	1.551
CAST22.9B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	0.719	1.034	0.719	1.034	0.719	1.034	0.719	1.034
Chulu.23A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 01	CHULUCANAS	1.782	0.469	2.447	0.644	3.368	0.886	4.637	1.220
Chulu.23B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 02	CHULUCANAS	2.672	0.703	3.671	0.966	5.051	1.329	6.957	1.830
EPC 10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	21.337	7.276	16.407	5.615	19.853	6.817	23.851	8.213
EPC 10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	15.456	5.317	12.116	4.188	14.996	5.208	18.413	6.427
Grau 10kV	DEMANDA GRAU EN 10 kV	GRAU	11.781	3.618	14.903	3.47	18.661	4.483	23.282	5.789
Grau 23kV	DEMANDA GRAU EN 23 kV	GRAU	4.331	0.952	5.704	1.173	7.409	1.419	9.642	1.712
Loma.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	LOMA LARGA	3.763	1.023	4.835	1.315	6.318	1.718	8.362	2.273
Los Ejidos23	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	EJIDOS	24.121	10.022	27.991	11.63	33.345	13.855	40.729	16.922
Morro.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	MORROPON	4.243	0.833	5.828	1.144	8.020	1.574	11.043	2.167
PIIND10	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 10 kV	PIURA INDUSTRIAL			32.627	5.457	39.236	7.07	47.330	9.16
PIIND23	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 22.9 kV	PIURA INDUSTRIAL								
TAMBOGRAND	DEMANDA TAMBO GRANDE EN 22.9 kV	TAMBO GRANDE			0.000	0	0.000	0	0.000	0
Textil10	ALIMENTADOR EN 10 kV	TEXTIL	0.874	0.271	0.874	0.271	0.874	0.271	0.874	0.271
Piura Oeste 10kV	ALIMENTADOR COSCOMBA	PIURA OESTE	41.908	7.35	33.989	5.96	40.031	7.02	47.944	8.41
Total Piura, SER Piura, Catacaos			121.07		167.85		210.31		265.37	

Figura 24

Proyección de la demanda estiaje media demanda

CODIGO DIGSILENT	ESCENARIO ESTIAJE - DEMANDA MEDIA		AÑO - 2022		AÑO - 2027		AÑO - 2032		AÑO - 2037	
	CARGA	SUBESTACION	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)
A1071	ALIMENTADOR EN 10 kV	CHULUCANAS	2.590	0.767	3.416	1.012	4.558	1.350	6.132	1.816
A1940	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	4.192	1.881	5.413	2.429	6.858	3.077	8.580	3.850
A1941	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	2.504	0.665	3.047	0.809	3.443	0.914	3.915	1.040
CAST10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	7.441	2.724	10.219	3.741	14.064	5.148	19.366	7.089
CAST10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	4.960	1.816	6.813	2.494	9.376	3.432	12.910	4.726
CAST22.9A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	0.802	1.153	0.802	1.153	0.802	1.153	0.802	1.153
CAST22.9B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	0.535	0.769	0.535	0.769	0.535	0.769	0.535	0.769
Chulu.23A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 01	CHULUCANAS	1.324	0.349	1.820	0.479	2.504	0.659	3.448	0.907
Chulu.23B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 02	CHULUCANAS	1.987	0.523	2.729	0.718	3.755	0.988	5.172	1.361
EPC 10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	16.275	7.276	12.545	4.242	15.155	5.141	18.156	6.178
EPC 10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	15.456	5.317	8.917	3.027	11.000	3.753	13.470	4.620
Grau 10kV	DEMANDA GRAU EN 10 kV	GRAU	8.759	3.336	11.080	2.576	13.873	3.323	17.309	4.286
Grau 23kV	DEMANDA GRAU EN 23 kV	GRAU	3.220	0.752	4.241	0.925	5.508	1.113	7.168	1.338
Loma.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	LOMA LARGA	2.798	0.761	3.595	0.977	4.697	1.277	6.216	1.69
Los Ejidos23	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	EJIDOS	17.932	7.451	20.810	8.646	24.790	10.3	30.279	12.581
Morro.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	MORROPON	3.154	0.619	4.333	0.85	5.962	1.17	8.210	1.611
PIND10	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 10 kV	PIURA INDUSTRIAL			24.256	4.051	29.169	5.242	35.187	6.784
PIND23	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 22.9 kV	PIURA INDUSTRIAL								
TAMBOGRAND	DEMANDA TAMBO GRANDE EN 22.9 kV	TAMBO GRANDE			0.000	0	0.000	0	0.000	0
Textil10	ALIMENTADOR EN 10 kV	TEXTIL	0.650	0.271	0.650	0.271	0.650	0.271	0.650	0.271
Piura Oeste 10kV	ALIMENTADOR COSCOMBA	PIURA OESTE	31.156	5.46	25.269	4.43	29.761	5.22	35.643	6.25
Total Piura, SER Piura, Catacaos			94.58		125.22		156.70		197.51	

Nota: Fuente propia.

Figura 25

Proyección de la demanda estiaje mínima demanda

CODIGO DIGSILENT	ESCENARIO ESTIAJE - MINIMA DEMANDA		AÑO - 2022		AÑO - 2027		AÑO - 2032		AÑO - 2037	
	CARGA	SUBESTACION	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)	P (kW)	Q (MVar)
A1071	ALIMENTADOR EN 10 kV	CHULUCANAS	1.312	0.389	1.731	0.513	2.309	0.684	3.107	0.920
A1940	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	1.503	0.674	1.941	0.871	2.459	1.103	3.077	1.381
A1941	ALIMENTADOR EN 23 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	2.156	0.572	2.592	0.689	2.863	0.760	3.185	0.846
CAST10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	3.770	1.380	5.177	1.895	7.125	2.608	9.811	3.592
CAST10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	2.513	0.920	3.452	1.264	4.750	1.739	6.541	2.395
CAST22.9A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR EXISTENTE	CASTILLA	0.406	0.584	0.406	0.584	0.406	0.584	0.406	0.584
CAST22.9B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR PROYECTADO	CASTILLA	0.271	0.389	0.271	0.389	0.271	0.389	0.271	0.389
Chulu.23A	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 01	CHULUCANAS	0.671	0.177	0.922	0.243	1.269	0.334	1.747	0.460
Chulu.23B	ALIMENTADOR EN 22.9 kV TR 02	CHULUCANAS	1.007	0.265	1.383	0.364	1.903	0.501	2.620	0.689
EPC 10A	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 53 MVA	PIURA CENTRO	8.436	2.862	6.497	2.212	7.827	2.677	9.376	3.218
EPC 10B	ALIMENTADOR EN 10 kV TR 30 MVA	PIURA CENTRO	6.185	2.133	4.866	1.684	6.008	2.089	7.362	2.572
Grau 10kV	DEMANDA GRAU EN 10 kV	GRAU	4.438	1.413	5.613	1.348	7.029	1.736	8.770	2.236
Grau 23kV	DEMANDA GRAU EN 23 kV	GRAU	1.631	0.37	2.149	0.448	2.791	0.524	3.632	0.615
Loma.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	LOMA LARGA	1.418	0.385	1.821	0.495	2.380	0.647	3.149	0.856
Los Ejidos23	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	EJIDOS	9.085	3.775	10.543	4.381	12.560	5.218	15.341	6.374
Morro.23(1)	ALIMENTADOR EN 22.9 kV	MORROPON	1.598	0.314	2.195	0.431	3.021	0.593	4.160	0.816
PIND10	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 10 kV	PIURA INDUSTRIAL			12.289	2.117	14.779	2.734	17.827	3.533
PIND23	DEMANDA PIURA INDUSTRIAL EN 22.9 kV	PIURA INDUSTRIAL								
TAMBOGRAND	DEMANDA TAMBO GRANDE EN 22.9 kV	TAMBO GRANDE			0.000	0	0.000	0	0.000	0
Textil10	ALIMENTADOR EN 10 kV	TEXTIL	0.504	0.271	0.329	0.271	0.329	0.271	0.329	0.271
Piura Oeste 10kV	ALIMENTADOR COSCOMBA	PIURA OESTE	24.190	4.24	12.802	2.25	15.078	2.64	18.059	3.17
Total Piura, SER Piura, Catacaos			46.90		64.18		80.08		100.71	

3.5.5 Evaluación de resultados

De la evaluación del flujo de potencia se tiene:

Año 2022:

La cargabilidad de los transformadores en la SET Piura Centro son: Para el transformador de 53/8/45 MVA (ONAF) es de 62,60% y para el transformador de 30/30/30 MVA (ONAF) es de 72,15%.

El perfil de tensiones en todo el sistema se mantiene dentro de los límites permitidos para el escenario de máxima demanda.

Año 2027:

La cargabilidad de los transformadores de la SET Piura Centro son: Para el transformador de 53/8/45 MVA (ONAF) es de 44,26% que resulta menor a la cargabilidad en el año 2022, esto debido al ingreso de la nueva SET Piura Industrial; y para el transformador de 30/30/30 MVA (ONAF) es de 86,07%.

Debido al incremento de demanda de la SET Chulucanas en la barra de 22,9 kV del transformador de 13/10/5 MVA toda la carga se trasladó al transformador de 18/18/7 MVA en el mismo nivel de tensión.

El perfil de tensiones en todo el sistema se mantiene dentro de los límites permitidos para el escenario de máxima demanda.

Año 2032:

Los transformadores de las SET Piura Industrial, Grau y Castilla presentan sobrecarga inferior al 120% en la condición de máxima demanda, en el caso del transformador de Ejidos la sobrecarga alcanza el 121,95%.

Debido al incremento de demanda en la SET Piura Centro se conectó en paralelo los dos transformadores de 30/30/30 MVA.

La cargabilidad de los transformadores de la SET Piura Centro son: Para el transformador de 53/8/45 MVA (ONAF) es de 53,20% y para los dos transformadores de 30/30/30 MVA (ONAF) es de 52,03%.

Debido a que LT de Piura Este a Chulucanas es de 42 km, se presenta sub-tensión en las SET's aguas debajo de la SET Chulucanas, para compensar esta caída de tensión se ha incluido en el sistema un BC de 2 x 10 MVar con lo cual se consigue mejorar la calidad de tensión.

Año 2037:

Los transformadores de las SET Piura Industrial, Grau, Castilla, Chulucanas y Morropón presentan sobrecarga superior al 120% en la condición de máxima demanda, en el caso del transformador de Loma Larga y Piura Este la sobrecarga es inferior al 120%.

La cargabilidad de los transformadores de la SET Piura Centro son: Para el transformador de 53/8/45 MVA (ONAF) es de 64,35% y para los dos transformadores de 30/30/30 MVA (ONAF) es de 65,10%.

En condición de máxima demanda la LT de SET Piura Oeste a SET Piura Centro, presenta una sobrecarga en 90,99%.

De la evaluación de cortocircuito se tiene:

Año 2032:

Para la evaluación de cortocircuito se ha considerado la reducción de la red a dos equivalentes Thévenin ya que la red en estudio es compleja (malla) y el procedimiento de cálculo se realizó, la red reducida con dos equivalentes Thévenin muestra la configuración en PI por medio de una impedancia Z de acoplamiento para que las corrientes de cortocircuito sean las equivalentes la calculada sin implementación de las reducciones equivalentes, a continuación se muestran los parámetros para la reducción en PI:

Barras de referencia a reducir el equivalente:

Barra de 220 kV Piura Oeste (SLACK) y barra en 220 kV Piura (PV).

Parámetros de cortocircuito en la barra de 220 kV, SET Piura Oeste:

$$|Z_0| = 4.9 \rightarrow \overline{Z}_0 = 0.26 + j4.9$$

$$|Z_1| = 19.53 \rightarrow \overline{Z}_1 = 1.69 + j19.46$$

$$|Z_2| = 19.85 \rightarrow \overline{Z}_2 = 1.97 + j19.75$$

$$I_{(cc\ 3\phi, max)} = 7.154\ kA$$

$$R/X = 11.495$$

Parámetros de cortocircuito en la barra de 220 kV, SET Piura:

$$|Z_0| = 4.06 \rightarrow \overrightarrow{Z_0} = 0.11 + j4.06$$

$$|Z_1| = 19.82 \rightarrow \overrightarrow{Z_1} = 1.72 + j19.82$$

$$|Z_2| = 20.2 \rightarrow \overrightarrow{Z_2} = 1.99 + j20.1$$

$$I_{(cc\ 3\phi, max)} = 6.402\ kA$$

$$R/X = 11.515$$

Parámetros de cortocircuitos simultáneos en las barras de 220 kV, SET Piura y SET Piura Oeste:

$$|Z_0| = 3.59 \rightarrow \overrightarrow{Z_0} = 0.07 + j3.59$$

$$|Z_1| = 19.38 \rightarrow \overrightarrow{Z_1} = 1.65 + j19.31$$

$$|Z_2| = 3.59 \rightarrow \overrightarrow{Z_2} = 0.07 + j3.59$$

Con estos parámetros se obtuvieron las componentes de secuencia para los equivalentes en las barras de 220 kV Piura Oeste (SLACK) y barra en 220 kV Piura (PV), siendo estos los siguientes:

Figura 26

Parámetros de las redes equivalentes

Z SEPO 220	Zu-0	0.3648+9.5979i	Z2/Z1	1.02010306
	Zu-1	3.212+29.8369i	X0/X1	0.32167886
	Zu-2	3.7663+30.38i	R0/X1	0.01222647
Z Piura 220	Zs-0	0.0484+5.7333i	Z2/Z1	1.00886395
	Zs-1	2.4679+54.594i	X0/X1	0.10501703
	Zs-2	2.9084+55.0574i	R0/X1	0.00088654
Z acoplamiento	Ze-0	0.64+4.2727i		
	Ze-1	0.2267+1.2317i		
	Ze-2	0.2102+1.2161i		

Los resultados de cortocircuitos se muestran en la siguiente figura:

Figura 27

Poder de cierre nominal

RESULTADO DE EVALUACION DE CORTOCIRCUITO TRIFASICA						Capacidad interruptiva (kVA)	Capacidad interruptiva en amperes (Arms) - Simétrica	PODER DE CORTE (kA)	Capacidad de cierre (Acreditada) - Asimétrica
AÑO	CONDICION	BARRA/TR	I _{ka} (1ph)	S _{kss} MVA	Volt 1w max	A la máxima tensión		(kA eficaz simétrico)	A la máxima tensión
2017	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10kV	5.02	96.89	12	86932	4180.59	31.5 kA, D.C. time constant 120 ms	10642.04
		PC 30MVA-22.9 kV	3.35	133.41	24	133409	3209.32	25 kA, D.C. time constant 120 ms	8549.59
		PC 53MVA-10kV	19.83	343.42	12	343417	26522.66	40 kA, D.C. time constant 120 ms	42059.83
		PC 53MVA-22.9 kV	4.93	195.50	24	195497	4702.99	25 kA, D.C. time constant 120 ms	11971.71
		PC 60 kV	4.65	482.77	72.5	482786	3644.48	25 kA, D.C. time constant 120 ms	9786.45
2018	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10kV	5.37	93.07	12	93096	4477.64	31.5 kA, D.C. time constant 120 ms	11398.21
		PC 30MVA-22.9 kV	3.73	148.51	24	148507	3572.52	25 kA, D.C. time constant 120 ms	9094.15
		PC 53MVA-10kV	25.72	445.45	12	445453	21431.87	40 kA, D.C. time constant 120 ms	54556.63
		PC 53MVA-22.9 kV	5.68	225.27	24	225268	5419.11	25 kA, D.C. time constant 120 ms	13794.6
		PC 60 kV	6.89	715.64	72.5	715635	5698.92	25 kA, D.C. time constant 120 ms	14507.08
2022	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10kV	5.49	95.11	12	95108	4575.89	31.5 kA, D.C. time constant 120 ms	11648.31
		PC 30MVA-22.9 kV	3.86	153.72	24	153718	3697.88	25 kA, D.C. time constant 120 ms	9413.27
		PC 53MVA-10kV	26.18	488.06	12	488064	23481.99	40 kA, D.C. time constant 120 ms	59775.39
		PC 53MVA-22.9 kV	5.93	235.38	24	235385	5662.48	25 kA, D.C. time constant 120 ms	14414.32
		PC 60 kV	8.00	831.16	72.5	831157	6618.88	25 kA, D.C. time constant 120 ms	16848.92
2027	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10kV	5.55	96.06	12	96096	4621.5	31.5 kA, D.C. time constant 120 ms	11764.42
		PC 30MVA-22.9 kV	3.92	156.18	24	156181	3757.13	25 kA, D.C. time constant 120 ms	9644.09
		PC 53MVA-10kV	29.44	509.90	12	509900	24532.58	40 kA, D.C. time constant 120 ms	62449.75
		PC 53MVA-22.9 kV	6.05	240.16	24	240164	5777.45	25 kA, D.C. time constant 120 ms	14706.99
		PC 60 kV	8.62	895.39	72.5	895387	7130.37	25 kA, D.C. time constant 120 ms	18150.96
2032	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10kV	5.68	98.44	12	98444	4736.39	31.5 kA, D.C. time constant 120 ms	12066.88
		PC 30MVA-22.9 kV	4.07	162.22	24	162232	3902.45	25 kA, D.C. time constant 120 ms	9934.03
		PC 53MVA-10kV	32.26	558.67	12	558674	26879.22	40 kA, D.C. time constant 120 ms	68423.32
		PC 53MVA-22.9 kV	6.24	247.67	24	247668	5957.97	25 kA, D.C. time constant 120 ms	15166.52
		PC 60 kV	9.67	1006.52	72.5	1004521	7999.45	25 kA, D.C. time constant 120 ms	20363.28
2037	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10kV	5.69	98.57	12	98574	4742.64	31.5 kA, D.C. time constant 120 ms	12072.79
		PC 30MVA-22.9 kV	4.08	162.59	24	162588	3911.26	25 kA, D.C. time constant 120 ms	9956.44
		PC 53MVA-10kV	32.50	562.94	12	562943	27084.61	40 kA, D.C. time constant 120 ms	68946.16
		PC 53MVA-22.9 kV	6.27	248.56	24	248561	5979.45	25 kA, D.C. time constant 120 ms	15221.19
		PC 60 kV	9.82	1020.01	72.5	1020009	8122.79	25 kA, D.C. time constant 120 ms	20677.25

Cortocircuito Monofásico operación normal:

Figura 28

Cortocircuito monofásico operación normal

RESULTADO DE EVALUACION DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO					RESULTADO DE EVALUACION DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO				
AÑO	CONDICION	BARRA/TR	I _{ka} (1ph)	S _{kss} MVA	AÑO	CONDICION	BARRA/TR	I _{ka} (1ph)	S _{kss} MVA
2017	OPERACIÓN NORMAL S/P	PC 30MVA-10 kV	0.33	0.33	2027	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10 kV	0.33	0.33
		PC 30MVA-22.9 kV	3.36	44.63			PC 30MVA-22.9 kV	3.94	51.71
		PC 53MVA-10 kV	0.21	1.22			PC 53MVA-10 kV	0.21	1.11
		PC 53MVA-22.9 kV	0.57	7.56			PC 53MVA-22.9 kV	0.57	7.59
		PC 60 kV	4.72	163.45			PC 60 kV	8.86	289.57
2018	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10 kV	0.33	1.90	2032	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10 kV	0.33	1.90
		PC 30MVA-22.9 kV	3.80	50.47			PC 30MVA-22.9 kV	4.05	52.33
		PC 53MVA-10 kV	0.21	1.23			PC 53MVA-10 kV	0.21	1.23
		PC 53MVA-22.9 kV	0.57	7.59			PC 53MVA-22.9 kV	0.57	7.60
		PC 60 kV	7.49	259.27			PC 60 kV	9.70	307.04
2022	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10 kV	0.33	1.90	2037	OPERACIÓN NORMAL	PC 30MVA-10 kV	0.33	1.90
		PC 30MVA-22.9 kV	3.89	50.49			PC 30MVA-22.9 kV	4.05	53.72
		PC 53MVA-10 kV	0.19	1.23			PC 53MVA-10 kV	0.21	1.22
		PC 53MVA-22.9 kV	0.57	7.59			PC 53MVA-22.9 kV	0.57	7.57
		PC 60 kV	8.36	259.56			PC 60 kV	9.79	335.91

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Remodelación de celdas de media tensión AIS a celdas de media tensión GIS

La remodelación de celdas de media tensión AIS existentes a celdas de media tensión GIS de acuerdo con la ingeniería realizada tendrá resultados aceptables en los diferentes escenarios de operación, cumpliendo con las exigencias de los procedimientos y normas aplicables.

4.1.1 Celdas de media tensión AIS existentes

La sala de celdas cuenta con once (11) alimentadores de 10 kV de las cuales siete (7) son suministradas por el transformador de potencia 53/8/45 MVA (ONAF) y cuatro (4) por el transformador de 30/30/30/10 MVA (ONAF), el cuarto devanado es de compensación, cada transformador tiene su propia celda de llegada a la barra de 10 kV. Los alimentadores suministran de energía eléctrica a la ciudad de Piura y Catacaos tanto a los clientes regulados y cargas especiales.

En la actualidad, las celdas trabajan aparentemente con normalidad, sin embargo, estas tienen un tiempo de antigüedad y son más propensos a tener fallas, razón por la cual todas las celdas serán reemplazadas por nuevas celdas.

4.1.2 Mejoramiento del nivel de aislamiento en celdas de tensión existentes

Para el mejoramiento del nivel de aislamiento las celdas de media tensión, estos fueron diseñados a prueba de arco interno cumpliendo con los criterios indicados en la Norma IEC 62271-200.

Además, se indica que las celdas proyectadas GIS para el nivel de 10 kV serán preparadas para el nivel de 22,9 kV, dado que a futuro migrarán a este último nivel, por lo tanto, las celdas GIS estarán preparadas para un nivel de aislamiento de 24 kV, por otra parte, se incluye transformadores toroidales que irán a la salida de los alimentadores como parte del suministro de los fabricantes de celdas.

Con el desarrollo de la ingeniería se mejoró el nivel de aislamiento de las celdas, estos cálculos se realizaron tomando en consideración las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y IEC 60071-2; aplicado a las condiciones geográficas y particulares del sistema eléctrico

A continuación, se presenta un cuadro de resumen de las tensiones de aislamiento calculados y normalizados:

Tabla 49

Resultados de las mayores tensiones en 22,9 kV - 1

Tipo de tensión	Aislamiento interno		Aislamiento externo	
	Calculado	Normalizado	Calculado	Normalizado
Tensión de soportabilidad a frecuencia industrial	27,05 kVrms	50 kVrms	24,7 kVrms	50 kVrms
Tensión de soportabilidad a impulso de rayo	101,31 kVp	125 kVp	97,07 kVp	125 kVp
Máxima tensión del material	-	24 kV	-	24 kV

Con los resultados obtenidos en el desarrollo de la ingeniería del proyecto se puede constatar que se cumple con el objetivo de mejorar el nivel de aislamiento en las nuevas celdas de media tensión GIS.

4.1.3 Mejoramiento de vida útil en celdas de media tensión existentes

Para el mejoramiento de la vida útil de las celdas de media tensión, las celdas de media tensión AIS existentes serán reemplazadas por celdas de media tensión con tecnología GIS.

Con el reemplazo de las celdas de media tensión existentes por celdas de media tensión nuevas, se tendrá una mejora en la vida útil de las celdas de media tensión.

A continuación, se presenta un cuadro de resumen de la vida útil de las celdas de media tensión:

Tabla 50*Resultados de las mayores tensiones en 22,9 kV - 2*

Características	Celdas de media tensión	
	Existente (AIS)	Proyectado (GIS)
Vida útil (años)	0 años	15 años

De acuerdo con el desarrollo de la ingeniería del proyecto y datos de los fabricantes de equipos (Celdas de media tensión GIS) se puede constatar que se cumple con el objetivo de mejorar la vida útil en las nuevas celdas de media tensión GIS.

Conclusiones

- De acuerdo con la ingeniería electromecánica realizada, se mejoró el nivel de aislamiento en las celdas de media tensión, el cual cumplirá con los requerimientos para las proyecciones futuras de la SET Piura Centro.
- Con la nueva adquisición de celdas de media tensión GIS, se mejoró la vida útil de las celdas de media tensión AIS existentes.
- De acuerdo con la evaluación económica realizada se obtuvo como resultado que el costo de operación y mantenimiento en las celdas de media tensión GIS proyectadas es el más óptimo.
- Para la puesta en servicio de la SET Piura Centro, se ha cumplido con el mejoramiento del nivel de aislamiento y vida útil con la implementación de las nuevas celdas de media tensión GIS.
- El servicio de suministro de energía eléctrica a la ciudad de Piura se ha garantizado con implementación de nuevas celdas de media tensión GIS.

Recomendaciones

- Cumplir con las pruebas en fabrica (FAT) y pruebas en sitio (SAT) de las nuevas celdas de media tensión GIS, de acuerdo con lo indicado por los fabricantes, normas y estándares nacionales e internacionales.
- El acoplamiento de los dos transformadores para el año 2032.
- Se debe de realizar la configuración e integración de los equipos de control, protección y medición de acuerdo con los nuevos requerimientos del sistema eléctrico.
- La empresa concesionaria distribuidora debe realizar la implementación de compensación de potencia reactiva en su sistema de distribución, para mantener los niveles de tensión en su sistema eléctrico.

Referencias bibliográficas

- Filipiak, R. (2016). Análisis técnico económico para celdas aisladas en SF6 de 60 kV. [Tesis de grado, Universidad de la Republica Uruguay]. Repositorio institucional UR. Fing.https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/browse?type=author&value=Rodr%C3%ADguez%2C+Bruno&value_lang=es
- International Electrotechnical Commission (2019). International Electrotechnical Commission. IEC 60071-1, "Insulation coordination", Part 1: Definitions, principles and rules. <https://webstore.iec.ch/publication/59657>
- International Electrotechnical Commission (2018). International Electrotechnical Commission. IEC 60071-2, "Insulation coordination", Part 2: Application guidelines. <https://webstore.iec.ch/publication/27072>
- León, A. (2019). Coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Satipo de 15 MVA en 60/22,9 kV de la empresa Electrocentro S.A. basado en parámetros de la norma IEC 60071. [Tesis de grado, Universidad Nacional del Centro del Perú]. Repositorio institucional UNCP. <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/5697>
- Molina, F. (2017). Selección de un equipo de protección y seccionamiento en SF6 (GIS) para un transformador de potencia de 2,5 MVA-69/13,8 kV. [Tesis de grado, Universidad Católica de Santiago de Guayaquil]. Repositorio institucional UCSG. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/7741>
- Ministerio de Energía y Minas (2011). Código Nacional de Electricidad, Suministro-2011. MINEM.<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/738581-0214-2011-mem-dm>
- Ministerio de Energía y Minas (2017). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE.MINEM. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBussqueda/NTCSE.pdf

- Ramírez, A. (2016). Renovación de subestaciones en media tensión para hospital de alta especialidad. [Tesis de grado, Instituto Politécnico Nacional]. Repositorio institucional IPN. https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/14130/1/0_.pdf
- Rojas, N. (2010). Diseño y estudio técnico – económico de Switchgear de media tensión a 3000 m.s.n.m. [Tesis de grado, Universidad de Chile]. Repositorio institucional Universidad de Chile. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103765>
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers (2012). The Institute of Electrical and Electronics Engineers. NESC.C2-2012, “National Electrical Safety Code”. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5967877>