

INFORME DESCRIPTIVO
DEL PROYECTO FEHACIENTE
AMPLIACIÓN MEGA DATA CENTER
LAMPA



VERSIÓN Y CONTROL DE REVISIÓN

Versión	Fecha	Elaboró	Revisó	Aprobó	Comentarios
B	05/08/2025	Grupo Evans	Eléctrica Santa Teresa	Eléctrica Santa Teresa	Para aprobación cliente
0	11/08/25	Grupo Evans	Eléctrica Santa Teresa	Eléctrica Santa Teresa	Aprobado

CONTENIDOS

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	3
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA PRIMARIO.....	9
3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPOS SECUNDARIOS	12
4. SISTEMA DE COMUNICACIONES Y DATOS.....	16
5. REFERENCIAS	20

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO (DUS) DE LA CONEXIÓN DEL PROYECTO FEHACIENTE EN SE SANTE TERESA ...	7
ILUSTRACIÓN 2. DUS DE LA ZONA DE INFLUENCIA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN.	9
ILUSTRACIÓN 3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO.	11

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN.	7
TABLA 2. CRONOGRAMA DEL PROYECTO FEHACIENTE.	8
TABLA 3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PUNTO DE CONEXIÓN	9
TABLA 4. EQUIPOS PRIMARIOS EN EL PUNTO DE CONEXIÓN	10

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SAE: Sistema de Almacenamiento de Energía.
CRCA: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.
DEC: Declaración en construcción.
PES: Puesta en Servicio.
SAC: Solicitud de Autorización de Conexión.
SUCTD: Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible.
DUS: Diagrama Unilineal Simplificado.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto corresponde a Ampliación Mega Data Center Lampa (NUP 2829), el cual consiste en la instalación de dos transformadores adicionales 220/23 kV de 50 MVA (para totalizar una capacidad instalada de 200 MVA), dos paños JT3 y JT4 para su conexión a nivel de 220 kV, y cada uno con su correspondiente switchgear en media tensión, todo en la subestación Santa Teresa en configuración anillo del tipo GIS (gas insulated switchgear), emplazada en la comuna de Lampa provincia de Chacabuco región Metropolitana, asociada al proyecto NUP 2829.

Se proyecta la ampliación para iniciar su construcción en agosto de 2027, acorde a la proyección del crecimiento en la demanda del Data Center, y por lo tanto, a los requerimientos de energía del proyecto, debido a los cuales se deben incorporar dos nuevos transformadores 220/23 kV de 50 MVA c/u.

Los paños consideran la utilización de dos posiciones disponibles actualmente para la conexión de los transformadores de poder 220/23 kV 50 MVA.

La Subestación Eléctrica Santa Teresa, propiedad de Eléctrica Santa Teresa, se encuentra ubicada en la comuna de Lampa provincia de Chacabuco, Región Metropolitana, específicamente en las coordenadas Este_337.510,80, Norte_6.315.271,50. Está ubicada a una altura de aproximadamente 516,89 m sobre el nivel del mar.

1.1. NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES

Para el diseño, construcción y puesta en servicio se deberá considerar las normas internacionales y nacionales aplicables de las siguientes instituciones:

AMN	:	Asociación Mercosur de Normalización
ANSI	:	American National Standards Institute
ASTM	:	American Society for Testing and Materials
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	:	International Electrotechnical Commission
ISO	:	International Organization for Standardization
NEMA	:	National Electrical Manufacturers Association

NFPA	:	National Fire Protection Association
OHSAS	:	Occupational Health and Safety Assessment Series
INN	:	Instituto Nacional de Normalización
SEC	:	Superintendencia de Electricidad y Combustible

A continuación, se presenta un listado no exhaustivo de estándares internacionales y nacionales aplicables al proyecto.

1.2. REGULACIÓN NACIONAL

NTSyCS Oct 2024	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus Anexos Técnicos
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°01	:	Tensiones y frecuencias nominales
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°02	:	Clasificación de instalaciones
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°04	:	Conductores
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°05	:	Aislación
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°06	:	Puesta a tierra
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°07	:	Franja y distancias de seguridad
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°08	:	Protección contra incendios
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°09	:	Señalización de seguridad de instalaciones
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°10	:	Centrales de producción y subestaciones
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°11	:	Líneas de alta y extra alta tensión
Pliego Técnico Normativo - RPTD N°13	:	Líneas eléctricas de media y bata tensión
Pliego Técnico Normativo RIC N°02	:	Tableros eléctricos
Pliego Técnico Normativo RIC N°02	:	Conductores, materiales y sistemas de canalización

Deberá considerar durante el desarrollo del proyecto todas las normas, estándares, decretos aplicables en Chile.

1.3. NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

IEC-61000	:	Electromagnetic compatibility (ECM).
IEC-61810	:	Electromechanical elementary relays.
IEC-60060	:	High voltage test techniques.
IEC-60156	:	Method for the determination of the electric strength of insulating liquids.
IEC-60865	:	Short circuit currents.
IEC-62439	:	Industrial communication networks - High availability automation networks
IEC-61850	:	Communication networks and systems for power utility automation.
ANSI/IEEE C37.90	:	Relays and Relay Systems Associated with Electrical Power Apparatus.
ANSI/IEEE C37.91:	:	Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.
IEC-60071-1	:	Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles, and rules.
IEC-60071-2	:	Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines.
IEC-60099-5	:	Selection and application recommendations.

IEC-60815-1	:	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information, and general principles.
IEC-60815-2	:	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems.
IEC-60076-1 to 5	:	Power transformers.
IEC- 60076-6	:	Power transformers – Part 6: Reactors.
IEC 60214-2	:	Tap changers: Application guidelines.
IEC-60076-10	:	Power transformers – Part 10: Determination of sound levels
IEC-60099-4	:	Surge arresters - Part 4: Metal-com surge arresters without gaps for a.c. systems.
IEC-62271-1	:	High-voltage switchgear and control gear Part1: Common specifications.
IEC-62271-102	:	High voltage alternating current disconnectors and earthing switches.
IEC-60870-5-104	:	Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.
IEC-61850-1 a 10	:	Communication networks and systems for power utility automation
IEC-60529	:	Degrees of protection provided by enclosures.
IEC-60364	:	Low-voltage electrical installations.
IEC-60715	:	Dimensions of low-voltage switchgear and controlgear standardized mounting on rails for mechanical support of electrical devices in switchgear and controlgear installations.
IEC-60269	:	Low-voltage fuses.
IEC 60255-26	:	Measuring relays and protection equipment - Part 26: Electromagnetic compatibility requirements.
IEC-60439-1/2	:	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies.
IEC 61936	:	Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC.
IEC TS 60815-1	:	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions.
IEC-27001	:	Information security management
IEC-27002	:	Information technology - Security techniques – Code of practice for information controls
NERC-CIP	:	North American electric reliability corporation – Critical infrastructure protection
IEEE 605	:	IEEE Guide for bus design in air insulated substations
IEEE-421-5	:	IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies
IEEE-693	:	IEEE Recommended practice for seismic design of substations
IEEE 80	:	IEEE Guide for safety in AC substation grounding
IEEE 81	:	IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a grounding system
IEC 512	:	Electromechanical components for electronic equipment; basic testing procedures and measuring methods.
IEC 801	:	Electromagnetic compatibility for industrial process measurement and control equipment.
NTSyCS_Oct-2024	:	Anexo Técnico NTSyCS: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.

1.4. PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

SSUBLP01-E-HTC-SE01-EL50-DU-001	DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO 220KV
SSUBLP01-E-HTC-SE01-EL31-FX-0102	ARQUITECTURA DE TELECOMUNICACIONES

SSUBLP01-B-HTC-SE01-ME00-DE-0011 PLANO PLANTA SE SANTA TERESA 220 KV

SSUBLP01-B-HTC-SE01-ME00-DE-0012 PLANO SECCIONES SE SANTA TERESA 220 KV

1.5. REQUERIMIENTOS PARA EL DISEÑO:

Capacidad de Corriente: Los equipos asociados a los paños JT3 y JT4 de transformación tendrán una capacidad de corriente permanente a lo menos igual a la del límite térmico de los conductores existentes en la subestación o al máximo valor que pueda darse en condiciones de emergencia o de indisponibilidad de otros equipos, si este último es mayor.

Sistema de Puesta a Tierra: Utilizará la malla de puesta a tierra existente en la SE Santa Teresa para conexión de los equipos de los paños JT3 y JT4. Este proyecto no alterará la malla de puesta tierra existente.

Distancias de Seguridad: Las distancias proyectadas entre partes energizadas rígidas y flexibles entre sí y a tierra, el diseño de las barras, conectores y accesorios, y de los equipos mismos, mantendrán el efecto del campo dentro de los valores aceptables de acuerdo con punto 1.3.

1.6. DESCRIPCIÓN GENERAL:

Las instalaciones eléctricas principales de la conexión para los transformadores son los siguientes:

Patio 220 kV

En el patio 220 kV, se construirán las siguientes nuevas posiciones.

- Paño JT3: Paño Hacia Transformador de Poder N°3 (Paño JT3) GIS.
- Paño JT4: Paño Hacia Transformador de Poder N°4 (Paño JT4) GIS.

Switchgear 23 kV

A nivel de 23 kV, se construirán las siguientes nuevas posiciones e instalaciones.

- Posición ET3: Posición de Switchgear asociada a lado MT del Transformador de Poder N°3 (Paño JT4) GIS. Incluyendo Switchgear con las posiciones asociadas en 23 kV acordes a carga de 50 MVA.
- Posición ET4: Posición de Switchgear asociada a lado MT del Transformador de Poder N°4 (Paño JT4) GIS. Incluyendo Switchgear con las posiciones asociadas en 23 kV acordes a carga de 50 MVA.

1.7. Punto de Conexión

La SE Santa Teresa en 220 kV tiene una configuración anillo para la interconexión de la línea 2x220 kV con la subestación Nueva Lampa en las posiciones J1 y J2, y los paños JT1 y JT2, para la conexión a los transformadores de poder 1 y 2 de 50 MVA c/u, que forman parte del proyecto NUP 2829.

La ilustración 1 muestra el diagrama unilineal simplificado de la SE Santa Teresa, una subestación eléctrica configuración anillo en el nivel de tensión de 220 kV. El punto de conexión informado por el propietario corresponde a la barra de 220 kV de dicha subestación, específicamente en los nuevos paños JT3 y JT4.

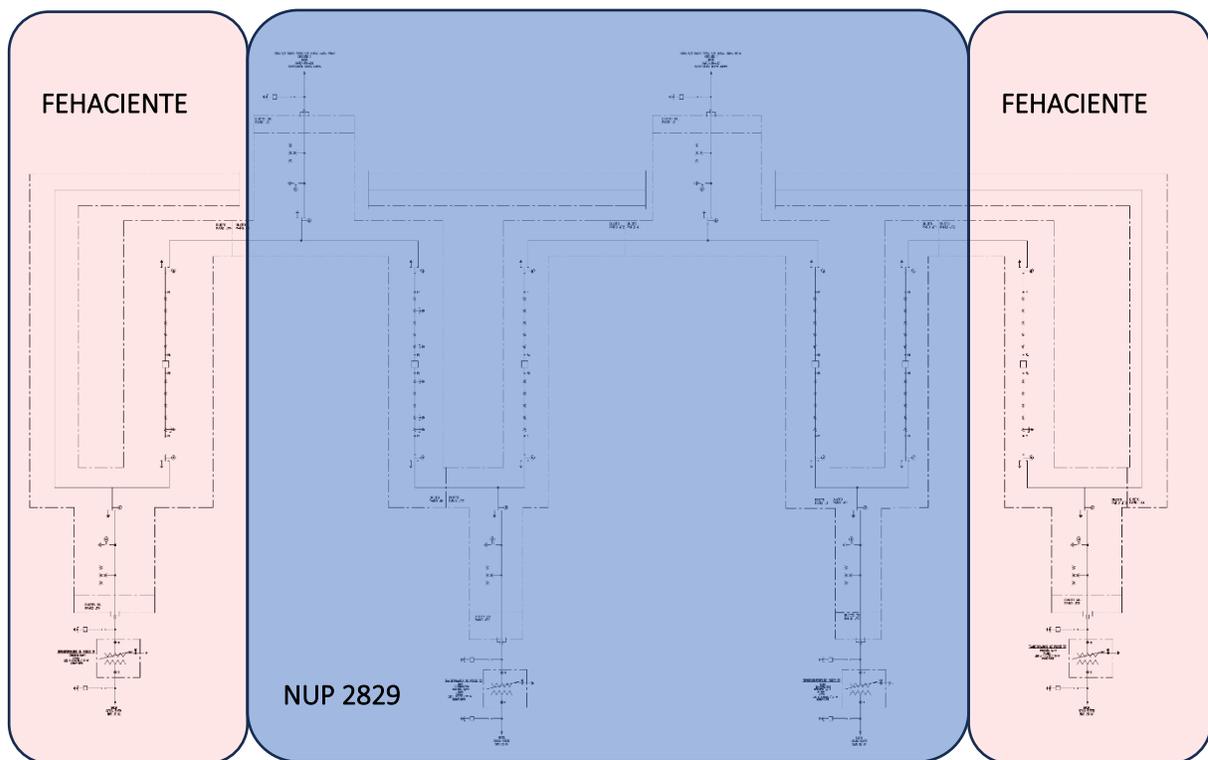


Ilustración 1. Diagrama Unilineal Simplificado (DUS) de la conexión del Proyecto Fehaciente en SE Santa Teresa

1.8. Características generales del proyecto

El equipo suministrado y todos sus elementos serán adecuados para una operación continua de (24) horas del día, durante los trescientos sesenta y cinco (365) días del año, para las siguientes condiciones de operación.

Tabla 1. Descripción general de la solicitud de conexión.

Tipo de Proyecto	Consumo
Tecnología	GIS

Potencia de Inyección	<i>No existe ninguna disposición para inyección de potencia</i>
Potencia de Retiro	<i>50 MVA</i>
Capacidad de energía de almacenamiento	<i>No es previsto el almacenamiento de energía</i>
Horas de funcionamiento	<i>24h</i>
Ubicación geográfica del proyecto: Comuna y región	<i>Comuna de Lampa, Región Metropolitana</i>
Metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.).	<i>516,89 m.s.n.m.</i>
Nombre de la Subestación	<i>Santa Teresa</i>
N° Estructura(s)	<i>No adoptado en este proyecto para los paños JT3 y JT4</i>
Fecha de DEC estimada	<i>08.2027</i>
Fecha de PES estimada	<i>09.2029</i>

1.9. Cronograma Proyecto Fehaciente

El proyecto fehaciente cuenta con las siguientes fechas definidas acorde a la proyección del crecimiento en la demanda del Data Center, y por lo tanto, los requerimientos de energía del proyecto, a los cuales se deben incorporar dos nuevos transformadores 220/23 kV de 50 MVA c/u.

Tabla 2. Cronograma del Proyecto Fehaciente.

Descripción	Inicio	Fin
1. Realización de la ingeniería básica y de detalles.	<i>jul/26</i>	<i>nov/26</i>
2. Aviso de fecha de concreción del proyecto fehaciente.	<i>dic/26</i>	<i>mar/27</i>
3. Orden de compra de los equipos.	<i>abr/27</i>	<i>mar/28</i>
4. Declaración en construcción.	<i>abr/28</i>	<i>may/28</i>
5. Construcción de obras civiles.	<i>jun/28</i>	<i>sept/28</i>
6. Instalación de equipos primarios.	<i>oct/28</i>	<i>feb/29</i>
7. Puesta en servicio.	<i>mar/29</i>	<i>jun/29</i>
8. Entrada en operación.	<i>jul/29</i>	<i>sept/29</i>

1.10. Ubicación Geográfica

La Subestación Eléctrica Santa Teresa, propiedad de Eléctrica Santa Teresa, se encuentra ubicada en la localidad de Chacabuco, comuna de Lampa, Región Metropolitana, específicamente en las coordenadas Este_337.510,80, Norte_6.315.271,50. Está ubicada a una altura de aproximadamente 345 m sobre el nivel del mar.

Tabla 3. Ubicación geográfica del punto de conexión

Ubicación Geográfica	Coordenadas UTM	
	Coordenada Este	Coordenada Norte
Zona de emplazamiento del proyecto	337.510,8	6.315.271,5

A continuación, en la siguiente figura se presenta el Diagrama Unilineal Simplificado (DUS) de la zona de influencia en el punto de conexión de un proyecto de tipo Subestación para la conexión de dos nuevos transformadores 220/23 kV.

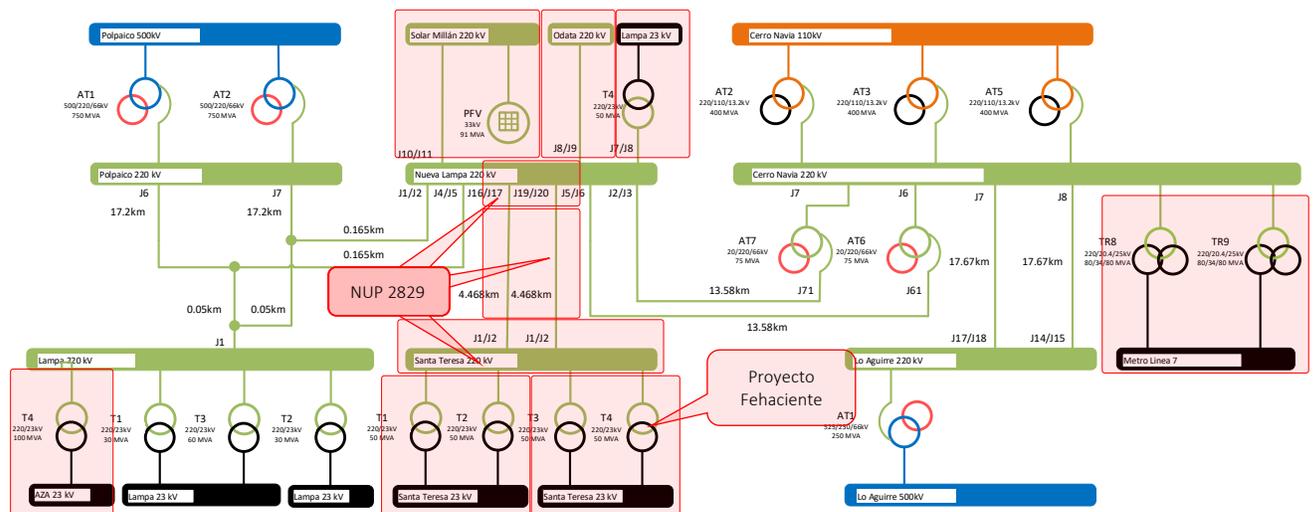


Ilustración 2. DUS de la zona de influencia en el punto de conexión.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA PRIMARIO

La GIS de 220 kV, en configuración anillo cuenta con disponibilidad de ampliación de dos posiciones de transformador, cada una con la siguiente configuración proyectada:

- JT3: Posición hacia Transformador de Poder N°3 GIS.
- JT4: Posición hacia Transformador de Poder N°4 GIS.

Tabla 4. Equipos primarios en el punto de conexión

Paño Hacia Transformador de Poder N°3 (Paño JT3) GIS			
Equipos	Nuevo/existente	Características nominales	Cantidad
Transformadores de Corriente	<i>Nuevo</i>	1500-1000-800 / 1-1 A 0,2S / 15 VA – 0,2S / 15 VA	2
Interruptor	<i>Nuevo</i>	245 kV, 3150 A, 50 kA	1
Desconectores tripolar	<i>Nuevo</i>	motorizado, C/PAT, 245 kV, 3150 A	3
Desconectores tripolar	<i>Nuevo</i>	motorizado, C/PAT, 245 kV, 3150 A [seccionador sólo a tierra]	1
Transformadores Potencial	<i>Nuevo</i>	230/√3 / 0,115/√3 / 0,115/√3 / 0,115/√3 kV – S1: 0,2S / 10 VA, S2: 3P / 30 VA y S3: 0,2 / 10 VA	1
Pararrayos	<i>Nuevo</i>	Ur: 198 kV / Uc: 158 kV, 10 kA	3
Paño Hacia Transformador de Poder N°4 (Paño JT4) GIS			
Equipos	Nuevo/existente	Características nominales	Cantidad
Transformadores de Corriente	<i>Nuevo</i>	1500-1000-800 / 1-1 A 0,2S / 15 VA – 0,2S / 15 VA	2
Interruptor	<i>Nuevo</i>	245 kV, 3150 A, 50 kA	1
Desconectores tripolar	<i>Nuevo</i>	motorizado, C/PAT, 245 kV, 3150 A	3
Desconectores tripolar	<i>Nuevo</i>	motorizado, C/PAT, 245 kV, 3150 A [seccionador sólo a tierra]	1
Transformadores Potencial	<i>Nuevo</i>	230/√3 / 0,115/√3 / 0,115/√3 / 0,115/√3 kV – S1: 0,2S / 10 VA, S2: 3P / 30 VA y S3: 0,2 / 10 VA	1
Pararrayos	<i>Nuevo</i>	Ur: 198 kV / Uc: 158 kV, 10 kA	3

Por otro lado, la Ilustración 3 muestra la ubicación geográfica del proyecto a través de un plano de disposición física. Esta imagen tiene por objetivo representar la ubicación de las instalaciones del proyecto que se conectará, en relación con las instalaciones existentes.

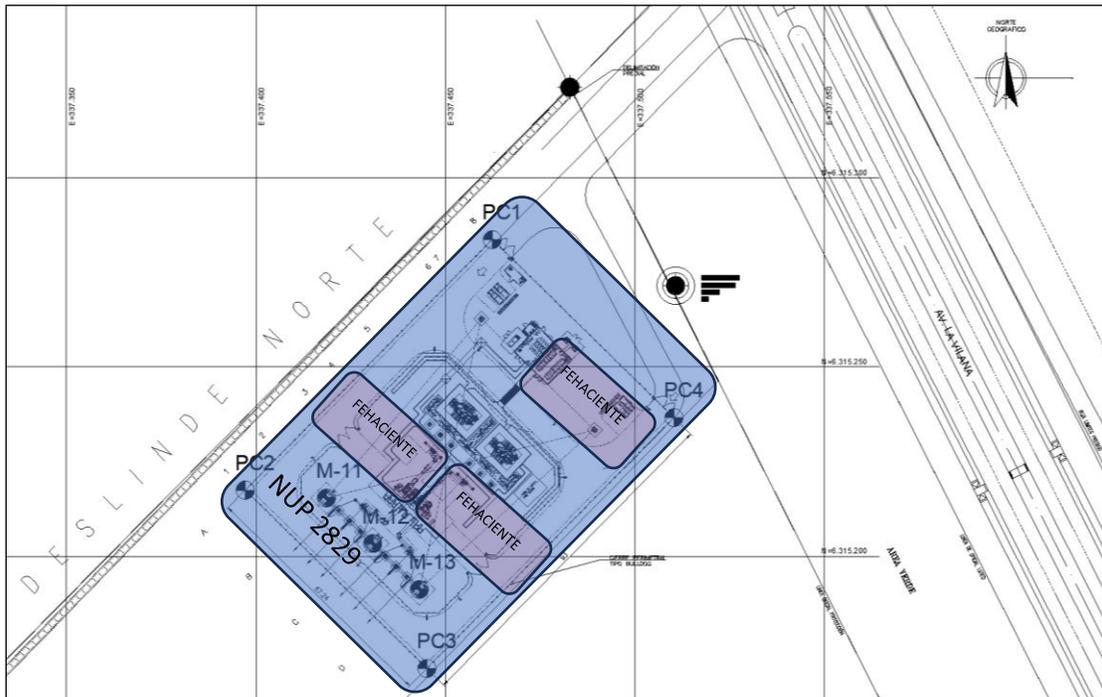


Ilustración 3. Ubicación geográfica de las instalaciones del proyecto.

En la SE Santa Teresa, se utilizará la Sala de Control existente donde se instalarán los gabinetes de control, protección diferencial del transformador, y utilizarán además los sistemas existentes para la comunicación y SCADA, y los equipos de los servicios auxiliares.

Área Exterior de la Subestación: En la SE Santa Teresa, se tendrá la disposición de la subestación GIS en 220kV, con los Transformadores, Armario de Control de Interruptores, Desconectores de los Paños JT3 y JT4 y Posiciones JT3 y JT4, adicional los Transformadores de Corriente, y Transformadores de Tensión de la línea y barra. Los equipos de los paños de transformación JT3 y JT4 son referentes a este proyecto.

Área Interior de la Subestación: En la instalación interior proyectada de la subestación se consideran los siguientes servicios:

- Gabinete de SCADA, se utilizará existente.
- Gabinete de Comunicaciones, se utilizará existente.
- Gabinete de Control y Mediciones, se utilizará existente.
- Gabinete de Protección Diferencial de Transformador.
- Gabinete de Protección Diferencial de Barra, se utilizará existente.
- Tablero de Servicios Auxiliares en 125Vcc, se utilizará existente.
- Tablero de Servicios Auxiliares en 220Vca, se utilizará existente.

- Cargadores de Batería, se utilizará existente.

Malla de Pueta a Tierra

Utilizará la malla de puesta a tierra existente en la SE Santa Teresa para conexión de los equipos de los paños JT3 y JT4. Este proyecto no alterará la malla de puesta tierra existente.

Alumbrado

Utilizará la iluminación existente en la SE Santa Teresa, en particular la iluminación general de los patios, caminos de la subestación y sala de control no se alterará en este proyecto.

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPOS SECUNDARIOS

Sala de control y protecciones SE Santa Teresa 220 kV.

Para la instalación de equipos secundarios en la SE Santa Teresa se utilizará la sala de control existente. Se tendrá la disposición de una Sala de Control donde se instalarán los gabinetes de control, protección diferencial del transformador, comunicación y SCADA, adicional a eso un cuarto de batería, tableros de servicios auxiliares y generador de emergencia.

3.1. Sistemas de protección

Descripción General del Sistema de Control y Protecciones

Para el sistema de protección se utilizará Gabinetes de Protección nuevos para los paños JT3 y JT4, pero el restante del sistema de protección es existente para las demás protecciones de la SE Santa Teresa, aprovechando la infraestructura actual de la SE Santa Teresa. A continuación, una breve descripción del sistema existente.

En este proyecto consiste la instalación de equipos de control, protecciones de tecnología numéricas de última generación, que proporcionen un servicio confiable y seguro. Estos equipos permitirán registrar las fallas, registro de eventos y alarma de operación y su integración de comunicación, control y monitoreo de la llegada de la línea y el transformador, permitiendo al cliente ver el funcionamiento y control del mismo.

Sistema de Protecciones en AT.

La filosofía de protecciones para 220 kV de SE Santa Teresa considera la utilización de protecciones del tipo numérico de última generación, que proporcionen un servicio confiable y seguro, capaz de soportar sobretensiones, sobrecargas y otros fenómenos eléctricos adversos que se pudieran producir en condiciones de servicio.

Estas protecciones permitirán el registro de fallas, osciloperturbografías, registros de eventos y alarmas de operación y serán integradas a los sistemas de control y comunicaciones existentes, permitiendo el funcionamiento coordinado de las instalaciones y del sistema en general. Las protecciones permitirán obtener los registros oscilograficos de eventos de fallas en formato Comtrade, según estándar IEEE Std. C37.111.

Las protecciones utilizarán blocks de pruebas para aislar las señales de corriente, potenciales, trips y órdenes de re-cierre durante la puesta en marcha y durante mantenimientos periódicos. Cada block de prueba deberá ser dedicado para cada equipo de protección.

Los equipos de protección utilizados en las posiciones de línea y de transformador de la S/E Santa Teresa 220 kV son los siguientes:

Protección Diferencial de Línea 87L: Protección diferencial de línea (87L), Sistema 1 y 2 cuyas funciones habilitadas serán las siguientes: 87L, 21/21N, 67/67N, 68, 85, 51, 51N, 50BF, 50, 50N, 85A, 85C, 50HS, SOTF, 79, 25, se utilizan en los Paños J1 y J2. Las protecciones diferenciales de línea existentes no se modificarán debido a este nuevo proyecto.

Protección Diferencial de Transformador 87T: Protección diferencial de Transformador (87T), Sistema 1 y 2 cuyas funciones habilitadas serán las siguientes: 87T, 21/21N, 67/67N, 60,85, 51/51N, 50BF, 50/50N, 79, 25, 46, 49, 81U, 81O. Asociados a los paños de los transformadores JT3, y JT4.

Protección Diferencial de Barras 87B: Protección diferencial de Barras (87B), Sistema 1 y 2 cuyas funciones habilitadas serán las siguientes: 87B. Las protecciones diferenciales de barra existentes no se modificarán debido a este nuevo proyecto.

Relé de Disparo Transferido 86DT: Relé auxiliar biestable para bloqueo, con reposición local y remota, que será operado por salidas propias de cada teleprotección por función 85D.

Esquema de Protección Local.

El esquema de protección local considera que, las protecciones tanto del sistema 1 como del sistema 2 dispararán sobre ambas bobinas de apertura del interruptor (1 y 2). La operación de protección 50BF será arrancado por la protección de los relés de distancia, recepción de un desenganche directo desde los extremos remotos, y en general por cualquier protección que provoque un disparo sobre el interruptor asociado.

BLOCKS DE PRUEBAS.

Los equipos de control, protección y medida utilizarán blocks de pruebas para aislar los circuitos de corrientes y potenciales, según corresponda, permitiendo la realización de pruebas de control y protecciones sin perturbar a las restantes instalaciones en servicio. Para los trips y señales de arranque, se consideran bornes de tipo seccionable.

Medios de Comunicación en las Teleprotecciones.

Los medios de comunicación utilizados en la transmisión y recepción de las señales de teleprotecciones, serán fibra óptica (OPGW). Por lo que debe cumplir con el Art. 3-23 del NTSyCS.

Dicha combinación de medios a utilizar deben cumplir a lo menos con las señales que se indican a continuación y además debe disponer de holgura para futuras ampliaciones en señales.

- Teleprotecciones.
- Voz.
- Datos.
- SCADA.

En el ítem 4 se indican los requerimientos básicos de los medios de comunicación.

Equipos de la Teleprotección

Se utilizará los equipos de la teleprotección existentes para operar el sistema de los paños JT3 y JT4, aprovechando la infraestructura actual de la SE Santa Teresa. A continuación, una breve descripción del sistema existente.

Los equipos de las teleprotecciones deben ser capaces de operar sistemas de protección y registro de fallas, para operar con señales bidireccionales para los esquemas 85A, 85C y 85D.

El sistema de teleprotecciones debe contemplar señales de teleprotección convencionales simultáneas e independientes. Además, estos equipos deben cumplir, como mínimo, con las siguientes características:

- Los equipos de teleprotección deben ser independientes por cada medio de transmisión.
- Los equipos deben operar, sin degradación de sus características garantizadas, en las condiciones geográficas-climáticas de la zona.
- El equipo de teleprotección debe estar habilitado para supervisión remota vía SNMP.
- Los equipos deben tener filtros internos programables que permitan evitar disparos falsos.
- Cada teleprotección debe tener asociado un contador digital y un switch de mantenimiento.
- El contador debe ser externo del tipo display, para mostrar la cuenta de las emisiones y recepciones de cada comando. La función del switch externo será la de interrumpir todos los hilos hacia y desde las protecciones.
- Se exige contar con un sistema de información en tiempo real, dado lo anterior los equipos de teleprotección deben estar sincronizados con “tag” de tiempo, mediante el uso de GPS con formato IRIG-B, con la finalidad de que el registro de alarmas y eventos de las teleprotecciones quede sincronizado cronológicamente con el registro de las protecciones en ± 1 milisegundo.
- El alambrado entre las protecciones y teleprotecciones, se debe realizar mediante pares independientes por cada comando, sin efectuarse puentes o uniones de hilos o pares en la regleta de interconexión del armario de las teleprotecciones.

El diseño de Control, Protecciones, Medidas, Comunicación, Teleprotecciones y SCADA deberán montarse en gabinetes metálicos para anclaje a piso, con doble puerta delantera, una de estas de vidrio, rieles laterales, donde los equipos, accesorios y borneras queden montados en partes fijas del armario.

Cada uno de los gabinetes estará equipado con alumbrado interno, controlado por un interruptor de puerta, un enchufe de acuerdo con la norma chilena con su correspondiente protección diferencial y

un calefactor controlado por termostato. El circuito de alumbrado, enchufes y calefacción de cada armario estará adecuadamente protegido por un interruptor automático, ubicado en el mismo gabinete.

3.2. Servicios Auxiliares

Para los servicios auxiliares utilizará el sistema existente para la alimentación eléctrica de los equipos y cargas provenientes de este sistema, aprovechando la infraestructura actual de la SE Santa Teresa. A continuación, una breve descripción del sistema existente.

Servicios Auxiliares Servicios Auxiliares C.A.:

Para la alimentación de los servicios auxiliares de corriente alterna, se utilizará de los siguientes equipos existentes en la SE Santa Teresa:

- Conexión de las cargas asociadas al nuevo paño a un (1) transformador de SS/AA existente.
- Conexión de las cargas asociadas al nuevo paño a un (1) grupo electrógeno 0,38 - 0,220 kV existente.
- Conexión de las cargas asociadas al nuevo paño a un (1) tablero general 0,38-0,220 kV existente, el cual constará de las barras esenciales alimentadas desde el tablero de transferencia manual y de las barras no esenciales alimentadas desde el transformador de servicios auxiliares y será el tablero de alimentación general de todas las cargas.

Servicios Auxiliares C.C.:

Para la alimentación de los servicios auxiliares de corriente continua, se utilizará de los siguientes equipos existentes en la SE Santa Teresa:

- Conexión de las cargas asociadas al nuevo paño a dos (2) bancos de batería existentes, montados al interior de la sala de control, los cuales brindaran respaldo al sistema de corriente continua, ante situaciones de emergencia.
- Conexión de las cargas asociadas al nuevo paño a dos (2) cargadores de batería, montados al interior de la sala de control, los cuales alimentan a las cargas continúa de C.C.
- Conexión de las cargas asociadas al nuevo paño a un (1) tablero general 110 o 125 Vcc existente, el cual constará de las barras N°1 y N°2 110 o 125 Vcc, este será el tablero de alimentación general de la totalidad de las cargas en C.C.

3.3. Sistemas de Control

Para el sistema de control utilizará el sistema existente aprovechando la infraestructura actual de la SE Santa Teresa. A continuación, una breve descripción del sistema existente.

En la SE Santa Teresa, se tendrá la disposición de una Sala de Control donde se instalarán los gabinetes de control de los interruptores de las posiciones JT3 y JT4.

Para tales efectos se contará con los siguientes sistemas.

Descripción General del Sistema de Control y Protecciones

En este proyecto consiste la instalación de equipos de control, protecciones de tecnología numéricas de última generación, que proporcionen un servicio confiable y seguro. Estos equipos permitirán registrar las fallas, registro de eventos y alarma de operación y su integración de comunicación, control y monitoreo de la llegada de la línea y el transformador, permitiendo al cliente ver el funcionamiento y control del mismo.

Sistema de Control en AT

La subestación Santa Teresa en el patio de 220 kV, tiene configuración anillo en tecnología GIS.

Controlador de Paño.

En los paños JT3 y JT4 de transformación de la subestación Santa Teresa, se utilizará un gabinete de control por paño.

El controlador de cada paño actuará como unidad remota del sistema SCADA y como dispositivo de control local. Para cumplir con estas funciones, los controladores deberán ser de tecnología digital numérica de última generación y recibirá información desde los equipos a los cuales está asociado o de elementos asociados dependiendo del caso además de ejercer acciones de control y reportar datos a otros equipos del sistema de control y protección, la cual será a través del protocolo IEC 61850 o DNP 3.0 en su versión para redes Ethernet.

El sistema de control, permitirá flexibilizar el mantenimiento y monitorear en todo momento la disponibilidad global del suministro de energía eléctrica. Para esto, los controladores por posición, recopilarán la información de alarmas y estados de los equipos respectivos (estados de desconectores, interruptores, alarmas, etc).

Mediante los controladores de los posición se podrán realizar funciones de control remoto - local, ya sea cerrar y abrir los desconectores y los interruptores asociados a las instalaciones proyectadas, junto con la adquisición de toda la información de alarmas y eventos generados en la subestación.

4. SISTEMA DE COMUNICACIONES Y DATOS

SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES POR FIBRA ÓPTICA.

Los sistemas de comunicación de fibra de los paños JT3 y JT4 proyectados para los transformadores deberán cumplir con las siguientes características.

El medio de comunicación por fibra óptica (OPGW) debe considerar cables de fibra óptica de 24 filamentos como mínimo, dieléctrica, monomodo, y debe incluir todos los equipos terminales e intermedios que se requieran para la red de datos entre las subestaciones de la línea (a Nueva Lampa).

El enlace óptico se debe utilizar para el envío de señales de protecciones, y de un enlace de teleprotecciones para intercambio de señales de transferencia de desenganche (TDD u 85D), aceleración de protecciones (85A) y comparación direccional residual (85C).

Para las señales indicadas se deben utilizar pares de filamento de fibra diferentes, y la ruta será definida por el trazado de la línea de transmisión.

Las unidades ópticas consistirán en un tubo de material termoplástico extruido alrededor de un número determinado de fibras, que las protegerán de daños debido al medio ambiente y fuerzas inducidas por fallas tales como compresión longitudinal, golpes, doblado, torsión, tracción, efectos de calentamiento de corta y larga duración, y humedad. La unidad óptica debe contener un compuesto adecuado para proteger las fibras ópticas de la humedad y vibraciones.

Las fibras y las unidades ópticas deben estar claramente diferenciadas e identificadas mediante código de colores en su recubrimiento. Para evitar la penetración de agua hacia las unidades ópticas se debe usar un compuesto adecuado en base a silicona o de material similar.

El diseño, fabricación, montaje y pruebas del cable de fibra óptica debe cumplir con las últimas ediciones de las normas IEC e IEEE, y en especial con las normas IEC 60793 e IEC 60794.

Según el tipo de instalación del cable de fibra óptica, este puede ser aéreo o soterrado. En instalación del tipo aéreo, el cable de fibra óptica viene en el interior del cable de guardia de la línea de transmisión (OPGW). Mientras que, en una instalación soterrada, el cable de fibra óptica debe estar construido en material totalmente dieléctrico y tener condiciones adecuadas para instalación soterrada, el cable consistirá en una o más fibras ópticas contenidas dentro de un tubo que lo protegerá de las sollicitaciones mecánicas y del medio ambiente.

La ilustración 5 muestra el diagrama de comunicaciones de la SE Santa Teresa.

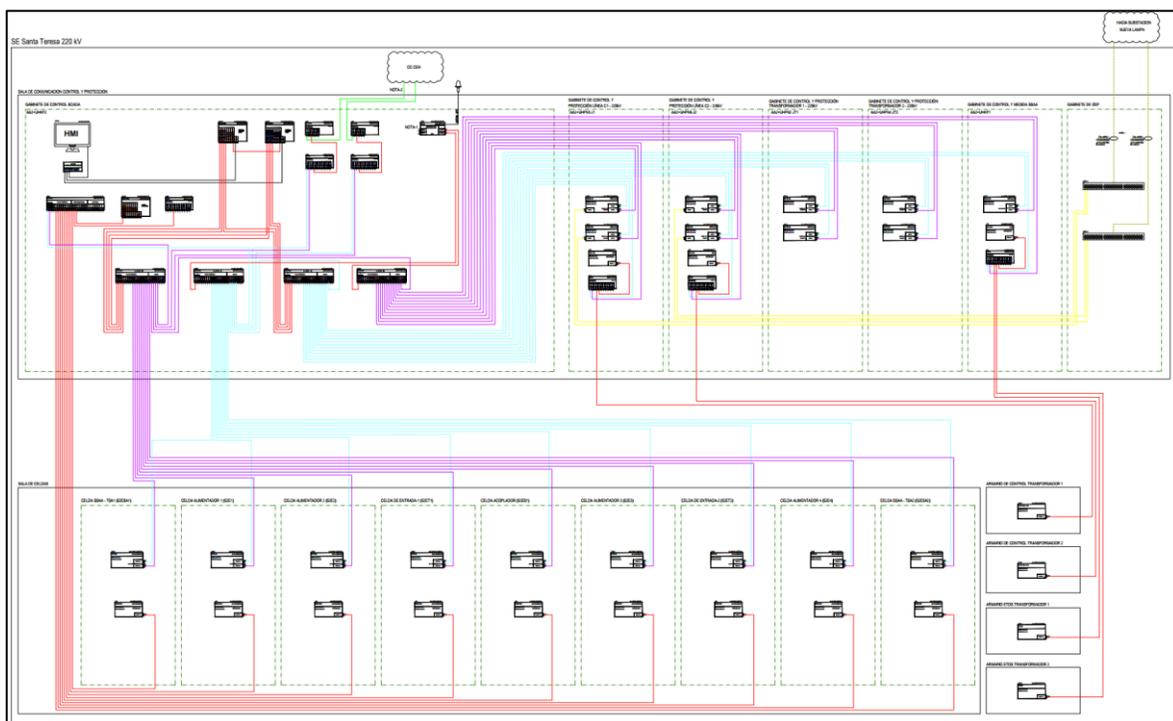


Ilustración 5. Diagrama de Comunicación.

5. INFORME AMBIENTAL

En esta sección se presenta un resumen del Informe Ambiental que se incluye como anexo y en el que se analiza y descarta la pertinencia de ingreso obligatorio al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto fehaciente.

El informe ambiental antes mencionado tiene por objeto describir los cambios propuestos al proyecto “Línea de Alta Tensión y Subestación Santa Teresa”, aprobado mediante la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) N° 202313001388, y evaluar si dichos cambios constituyen un cambio de consideración conforme a lo establecido en el artículo 2, letra g), del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, contenido en el D.S. N° 40/2012 del Ministerio del Medio Ambiente.

Los cambios que se propone introducir corresponden, por una parte, a la modificación de la tipología de la subestación eléctrica Santa Teresa, pasando de una configuración del tipo AIS (Air Insulated Substation) a una configuración GIS (Gas Insulated Substation), y por otra, a un ajuste en la secuencia de montaje de los transformadores de poder. En la configuración aprobada mediante la RCA, el proyecto contemplaba la instalación de dos transformadores 220/23 kV de 140 MW cada uno (potencia total de 280 MW), mientras que la nueva configuración considera la instalación en dos etapas de cuatro transformadores de 50 MW cada uno (potencia total de 200 MW).

La implementación de una subestación tipo GIS implica una mejora tecnológica que permite una reducción significativa en la superficie de implantación de la subestación, pasando de 11.518 m² a 6.253 m², lo que representa una disminución del 45,7% en el área ocupada. Las obras asociadas al nuevo diseño se desarrollan íntegramente dentro del mismo predio ya evaluado ambientalmente, sin modificar las condiciones de emplazamiento del proyecto, ni afectar nuevas áreas.

Asimismo, el ajuste en la secuencia de montaje de los transformadores responde a razones técnicas y operativas asociadas a la proyección de crecimiento de la demanda energética del Mega Data Center que la subestación abastecerá. El nuevo cronograma considera una primera etapa de construcción con la instalación de dos transformadores de 50 MW y una segunda etapa, que se ejecutará entre 18 y 24 meses después de la puesta en servicio de la subestación, en la que se instalarán los dos transformadores restantes. Este ajuste no altera la duración total estimada de la fase de construcción, ya que la ruta crítica del proyecto se mantiene determinada por la construcción de la línea de transmisión.

En relación con los impactos ambientales del proyecto, el cambio de tipología y la nueva secuencia de montaje no implican la generación de impactos adicionales a los ya evaluados. Las obras se ejecutarán en la misma ubicación, con una superficie menor, y con una potencia instalada inferior a la aprobada. Además, se mantienen inalterados los requerimientos de recursos hídricos, energía, maquinaria y servicios sanitarios. El volumen de emisiones atmosféricas, generación de residuos, emisiones de ruido y vibraciones, y uso de sustancias peligrosas, permanece dentro de los rangos considerados en la evaluación ambiental original, sin requerir nuevas medidas de mitigación, reparación o compensación.

A la luz de lo anterior, y conforme a lo dispuesto en el artículo 2, letra g), del Reglamento del SEIA, se concluye que los cambios propuestos no constituyen un “cambio de consideración”, en tanto:

- a. **Las partes, obras o acciones que se pretende incorporar no constituyen por sí solas un proyecto o actividad listado en el artículo 3 del Reglamento del SEIA.**

Respecto de este literal, ni cambio de tipología de Subestación del tipo “Air Insulated Substation” (AIS) a una del tipo “Gas Insulated Substation” (GIS) ni el cambio en la secuencia de montaje de los transformadores de poder constituye por sí sola un proyecto o actividad de aquellos listados en alguno de los literales del artículo 3 del RSEIA, que no haya sido evaluado previamente, debido a que no involucra la construcción de una nueva instalación, sino que corresponde a una mejora en la tecnología que permitirá reducir la superficie total y la potencia de la instalación sin modificar el área de emplazamiento de la subestación Santa Teresa.

- b. La suma de las partes, obras o acciones no calificadas ambientalmente, junto con las ya calificadas, no configura un nuevo proyecto o actividad que deba ingresar al SEIA conforme al artículo 3 del reglamento.**

El Proyecto “Proyecto Línea de Alta Tensión y Subestación Santa Teresa” fue evaluado con posterioridad a la entrada en vigencia del SEIA y aprobado ambientalmente mediante la Resolución de Calificación Ambiental N°202313001388 de la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región Metropolitana. Junto con esto, la suma de las partes, obras y acciones que no han sido calificadas ambientalmente y las partes, obras o acciones tendientes a intervenirlo o complementarlo no constituyen un proyecto o actividad que por sí mismo comprenda en el artículo 3° del Reglamento del SEIA.

Lo anterior pues la modificación propuesta no tiene la magnitud ni reúne los requisitos contenidos en alguno de los literales del artículo 3 del RSEIA, que no hayan sido ya considerados durante el proceso de evaluación ambiental realizado previamente. Esto, debido a que las modificaciones señaladas en el Análisis de Pertinencia no implican cambios en la ejecución del Proyecto, no involucrarán la intervención de áreas que no hayan sido evaluadas previamente, ni generarán impactos diferentes a los declarados en el proceso de evaluación ambiental.

- c. Las modificaciones introducidas no alteran sustantivamente la extensión, magnitud o duración de los impactos ambientales del proyecto. Por el contrario, el cambio de tipología permite una reducción de superficie y la secuencia de montaje gradual se ajusta a la demanda proyectada, sin introducir impactos no previstos.**

Las acciones contempladas en el proyecto fehaciente no modifican sustantivamente la extensión, magnitud o duración de los impactos ambientales del proyecto evaluados por la RCA (Emisiones atmosféricas; Ruido y Vibraciones y Tiempos de Desplazamiento de Grupo Humanos) que autoriza el proyecto que se modifica.

- d. Las medidas de mitigación, reparación y compensación definidas en la RCA vigente no se ven afectadas ni requieren ser modificadas, ya que las condiciones ambientales evaluadas se mantienen inalteradas.**

En relación con el cuarto criterio expuesto en el literal g.4) del artículo 2 del Reglamento del SEIA, relativo a si las medidas de mitigación, reparación y compensación para hacerse cargo de los impactos significativos de un proyecto o actividad calificado ambientalmente favorable se ven modificados sustantivamente, se señala que la RCA N° 202313001388 se presentó a través de una Declaración de Impacto Ambiental y no se identifican impactos

significativos asociados y por lo tanto el proyecto no contempla un plan de medidas de mitigación, reparación ni compensación.

En virtud de todo lo expuesto, se concluye que las modificaciones analizadas no constituyen un cambio de consideración conforme a lo dispuesto en la normativa ambiental vigente, por lo que no corresponde su ingreso obligatorio al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

6. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Energía, «Decreto Supremo N°37: Aprueba Reglamento de los Sistemas de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión,», Santiago, Chile, 2021.
- [2] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, Decreto con Fuerza de Ley 4/20.018, versión 21/12/2019. Fija texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en Materia de Energía Eléctrica, Santiago, Chile, Diciembre de 2019.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, Procedimiento Interno: Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto, Santiago, Chile, Abril de 2023.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, "Anexo: Antecedentes mínimos de la Solución de Conexión" del Procedimiento Interno: Criterios para la Aplicación del Régimen de Acceso Abierto, Santiago, Chile, Abril de 2023.
- [5] Comisión Nacional de Energía, ANEXO TÉCNICO Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.
- [6] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Santiago, Chile, Octubre de 2024.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, Guía Técnica Aspectos recomendados para el Desarrollo de Ingenierías Conceptuales de Proyectos y Subestaciones de Líneas de Transmisión, Santiago, Noviembre de 2022.
- [8] Ministerio de Energía, Decreto Supremo N°125: Reglamento De La Coordinación Y Operación Del Sistema Eléctrico Nacional, Santiago, 2019.
- [9] Ministerio de Energía, Decreto Supremo N°70: Modifica DS N° 62, de 2006, Del Ministerio De Economía, Fomento Y Reconstrucción, Santiago, 2024.

[10] Coordinador Eléctrico Nacional, Guía técnica de aplicación, planificación, diseño y diagnóstico de los sistemas de servicios auxiliares, Santiago, 2019.