

Descripción Técnica

PFV LEYDA BESS

40 MW / 160 MWh

Rev. 0 – Diciembre 2024

ÍNDICE

Contenido

1. OBJETIVO.....	4
2. IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	4
3. DESCRIPCIÓN	4
3.1. UBICACIÓN DEL PARQUE DE BATERIAS	4
3.2. BATERÍAS	5
3.2.1. Descripción General.....	5
3.2.2. Descripción técnica	5
3.2.3. Detalle de las baterías.....	6
3.3. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA MEDIA TENSIÓN	6
3.3.1. Interconexión entre baterías.	6
3.3.2. Conductores.	7
3.3.3. Circuitos de control y comunicaciones	7
4. SUBESTACIONES	7
4.1. SE SANTO DOMINGO 33 kV.....	7
4.2. SE SANTO DOMINGO 33/110 kV Existente	8
5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE EQUIPOS SECUNDARIOS.....	9
5.1. Sistema de Alimentación Corriente Alterna.....	10
5.2. Sistema de Alimentación Corriente Continua.	10
5.3. Sistema de Protección.	10
5.4. Funcionalidad de las Protecciones.....	11
6. SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y DATOS PARA SISTEMAS SCADA	11
6.1. Red de comunicación interna de la planta.....	11
6.2. Red de comunicación hacia el exterior	11
6.3. SITR	15
6.4. Diagnóstico.	15
6.5. Voz.	15
6.6. Despacho Económico.	15
6.7. Sistema de Medida y Facturación.....	15
6.8. Medidor	15
7. DISEÑO CIVIL	16
7.1. Malla de Puesta a Tierra.....	16
7.2. Consideración de aspectos sísmicos del proyecto.....	16
7.3. Fundaciones estructuras	17
7.4. Estructuras	17



7.5. Misceláneos 17

8. ANEXOS: LISTA DE PLANOS (ver Anexo 1.1 adjunto) 17

8.1. Diagrama Unilineal Funcional..... 17

8.2. Diagrama de disposición de equipos planta. 17

8.3. Layout General de planta. 17

1. OBJETIVO

El objeto de este documento es describir las características del PFV LEYDA BESS, de 40 MW de potencia y 160 MWh, y la infraestructura prevista para la conexión a la subestación Santo Domingo 33/110 kV existente en el PFV Leyda; incluyendo las instalaciones y obras necesarias para la construcción.

2. IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

- NOMBRE: PFV LEYDA BESS
- TECNOLOGÍA: Almacenamiento.
- POTENCIA NOMINAL: 40 MW.
- ENERGÍA: 160 MWh, pudiendo variar según ingeniería de detalle.
- UBICACIÓN: El referido proyecto está ubicado en la comuna de San Antonio, Región de Valparaíso. Mismo predio del PFV Leyda.

Poligonal del parque:

VERTICE	Coordenadas WGS84 (Huso 19H)	
	X	Y
BE01	271077	6277506
BE02	271109	6277506
BE03	271109	6277442
BE04	271077	6277442

3. DESCRIPCIÓN

El almacenamiento en baterías permite regular la producción de electricidad que se vierte a la red eléctrica desde el PFV Leyda o bien sea cargándose de manera autónoma desde la red eléctrica. De esta manera se puede adaptar la oferta de electricidad a la demanda, permitiendo almacenaje en los picos de producción para verter a la red cuando sea necesario.

3.1. UBICACIÓN DEL PARQUE DE BATERIAS

El emplazamiento propuesto para el PFV LEYDA BESS, según información en Capítulo 2 IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN, se emplaza en la misma ubicación y predio del PFV Leyda.

Se ha diseñado una red de caminos de acceso al parque y de interconexión entre las baterías, utilizando principalmente los caminos ya existentes en el PFV Leyda y adecuándolos a las condiciones necesarias.

3.2.1. Descripción General

Las baterías de Li-ion fueron seleccionadas por SOLEK por la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, junto con el poco efecto memoria que sufren y su capacidad para funcionar con un elevado número de ciclos de regeneración. Lo anterior, ha permitido diseñar acumuladores ligeros, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados a las aplicaciones de la industria eléctrica de gran consumo.

La configuración del sistema se muestra a continuación

- A continuación, se detallan las características técnicas de las baterías de tipo Li-Ion

- Tipo: LFP o similar de acuerdo con ingeniería de detalle.
- Modelo: Tesla Megapack 2 XL o similar de acuerdo con ingeniería de detalle.

- Capacidad de contenedor: 3,92 MWh, pudiendo variar de acuerdo con la ingeniería de detalle.
- Cantidad de Contenedores: 40, pudiendo variar según ingeniería de detalle.
- Potencia de Salida Nominal: 40 MW.
- Capacidad total del sistema: 160 MWh, pudiendo variar según ingeniería de detalle.

3.2.3. Detalle de las baterías

Diseño del sistema de batería tiene carácter preliminar; por lo que puede estar sujeto a cambios durante el desarrollo del producto.

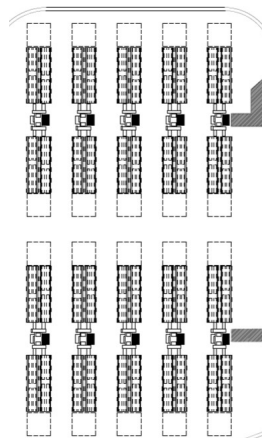


Figura 2: Disposición Típica de Arreglo de Baterías

3.3. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA MEDIA TENSIÓN

Se proyecta una red subterránea de Media Tensión en 33 kV para evacuar la energía almacenada por el PFV LEYDA BESS, desde las baterías propiamente tal hasta la S/E Santo Domingo 33kV.

Cada conjunto de 4 baterías estará conectado a su correspondiente transformador elevador instalado junto al arreglo, para una tensión de transporte de 33 kV.

Los transformadores de cada conjunto se conectarán, desde su devanado en alta, entre sí y con la subestación eléctrica Santo Domingo 33kV por medio de circuitos eléctricos. Estos circuitos son trifásicos y van enterrados en zanjas sobre los márgenes de los caminos del parque, en conjunto con los cables de control. Los circuitos en los que se agrupan los generadores están diseñados para minimizar las pérdidas por transporte.

3.3.1. Interconexión entre baterías.

Se realizarán líneas de interconexión de las baterías, que recorrerán cada alineación, permitiendo así la interconexión de grupos de baterías. Se prevé 2 circuitos de generación, cada uno recogiendo hasta 5 conjuntos batería-inversor.

Circuito generador N°1: $4.800\text{kVA} \times 5 = 24.000 \text{ kVA}$

Circuito generador N°2: $4.800\text{kVA} \times 5 = 24.000 \text{ kVA}$

Total instalada = 48 MVA (Capacidad total de inversores pudiendo variar según ingeniería de detalle).

3.3.2. Conductores.

La red de interconexión en 33 kV será subterránea, directamente enterrada, y estará constituida por una terna de conductores unipolares de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y pantalla de hilos de cobre, designación HEPRZ1 19/33 (36) kV Al, con secciones que van desde 120mm² hasta 630mm², dependiendo de la carga.

Las principales características de los conductores a instalar son:

Designación y tipo	(N)A2XSY 19/33kV
Normas	IEC 60502-2
Conductor	Aluminio
Secciones nominales	120-630 mm ² Al
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal (kV eficaces)	35
Tensión de servicio (kV eficaces)	25
Tensión más elevada (kV eficaces)	40,5
Temperatura nominal del conductor en servicio normal	90°C
Temperatura nominal máxima del conductor en condiciones de cortocircuito	250°C

Todas las canalizaciones eléctricas y de control del parque serán subterráneas. Los cables se instalarán directamente enterrados, en zanja de 1 m de profundidad y anchura variable en función del número de circuitos.

3.3.3. Circuitos de control y comunicaciones

El control y gestión del parque (hardware y software) se realizará mediante el sistema de control SCADA del conjunto batería-inversor-estación de producción. Las comunicaciones entre el conjunto de baterías y la subestación donde se encuentra la sala eléctrica de control del Parque se realizarán con fibra óptica monomodo, que deberá ser apta para instalación intemperie y con cubierta no metálica anti roedores, con capacidad de operación remota. Se instalará un cable de fibra óptica para cada uno de los circuitos de media tensión. Este cable estará constituido por 3 pares de fibras: un par para comunicación normal con telemando, un par para operaciones especiales (carga y descarga de software) y un par de reserva en conducción enterrada y conectores ST compatibles con los transmisores y receptores.

4. SUBESTACIONES

4.1. SE SANTO DOMINGO 33 kV

Se ha proyectado que la energía almacenada por el PFV LEYDA BESS llegue a la subestación Santo Domingo 33kV que está construida dentro del mismo predio donde se emplazará el parque de baterías, localizándose dentro del término municipal de PFV LEYDA existente.

El sistema de baterías se ubicará lo más cerca posible de la subestación Santo Domingo 33 / 110kV existente para minimizar las pérdidas de energía, de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 1.

Las características principales de la subestación “Santo Domingo 33 / 110 kV” se resumen en el cuadro siguiente:

Diagrama de cableado de un sistema de potencia para un generador. El diagrama muestra la conexión entre un bus superior y un bus inferior a través de un cableado que incluye interruptores, relés de protección y equipos de medición. Se detallan los parámetros técnicos de los componentes como 89F5-1, 52F5, 3TCF5-1, 3PRF5 y TCF5-2. Se indican también las acciones de protección como CIERRE, APERTURA y TRIP, y la conexión a SCADA.

Componentes y Parámetros:

- 89F5-1:** 36 W, 630A / 31,5kA, ABB/ZX0.2
- 52F5:** 33 W, 630A / 31,5kA, ABB/ZX0.2
- 3TCF5-1:** 600/1-1 A, N1: 2,5kA GLO.2 Fas, N2: 2,5kA 9P20, ABB/ZX0.2
- 3PRF5:** Up: 40kV, Uc: 28,8kV, Ir: 10kA
- TCF5-2:** 1.1 G, 50/1A, 1VA G.5P10
- EQ.MEDIDA-F5:** kWh-kVarh-WAR-TDH, ION/7400
- PROTECCION-F5:** 50/51 - 50/51N, 51G - 50BF, ABB/REF620

Acciones y Señales:

- CIERRE:** Señal de cierre del interruptor.
- APERTURA:** Señal de apertura del interruptor.
- TRIP:** Señal de disparo de protección.
- ESTADOS Y ALARMAS A SCADA:** Señal de estado y alarmas al sistema de supervisión.

Conexiones:

- El bus superior está conectado al bus inferior a través de un cableado que incluye los componentes mencionados.
- El cableado incluye un cable aislado 3x1cmx30mm²AL.

9

5.1. Sistema de Alimentación Corriente Alterna.

La red principal de alimentación para los servicios auxiliares de corriente alterna (AC), en la S/E Santo Domingo 33kV está conformada por un transformador de servicios auxiliares existente. Donde, para el caso particular del proyecto, se propone utilizar la capacidad disponible de servicios auxiliares de corriente alterna para los nuevos equipos instalados en los paños del proyecto en la S/E Santo Domingo 33 kV existente y para la S/E BESS Leyda, no siendo requerido la ampliación de estos equipos para la incorporación del sistema de almacenamiento en cuestión. Esto será validado durante el desarrollo de la ingeniería de detalle del proyecto.

5.2. Sistema de Alimentación Corriente Continua.

Al igual que con los servicios auxiliares de corriente alterna, se utilizarán los SSAA de corriente continua (CC), presentes en la S/E Santo Domingo 33 kV para los paños de conexión del proyecto BESS, tanto para el nivel de tensión de control como para el nivel de tensión de telecomunicaciones. Para el caso de la S/E BESS Leyda se instalarán nuevos bancos de baterías y cargadores. Esto será validado durante el desarrollo de la ingeniería de detalle del proyecto.

5.3. Sistema de Protección.

El sistema de protecciones debe estar diseñado e implementado de manera de despejar los cortocircuitos en forma rápida y selectiva. Además, el sistema debe ser seguro y respaldar la operación de las protecciones cercanas al cortocircuito en caso de falla de una de estas últimas protecciones.

Lo anterior, en estricto apego al ANEXO TÉCNICO: EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (NTSyCS), correspondiente al Título XV. Sistemas de Control y Protecciones.

La definición del sistema de protecciones será realizada de acuerdo con lo siguiente:

- Cumplir con lo estipulado en el anexo técnico de “Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión”, de la NTSyCS de septiembre de 2020.
- Requerimientos de la instalación existente y compatibilidad de relés de protección.

El diseño de las protecciones eléctricas de los equipos e instalaciones asegurará la correcta operación de los esquemas de protecciones, para los niveles de cortocircuito mínimo y máximo previstos. El sistema de protecciones asegurará el despeje de la falla con el mínimo de perturbación en el sistema y/o las instalaciones no falladas.

Las protecciones serán del tipo digital programables en el panel y alternativamente desde un computador personal. Además, las protecciones almacenarán los últimos eventos con sus principales características para ser consultadas tanto por pantalla como por un computador (de forma local o remota).

Las protecciones tendrán sistema de sincronización vía GPS y lectura remota vía TCP/IP.

La fuente de poder de cada relé debe permitir el funcionamiento del relé durante al menos 50 ms después de una interrupción del suministro de CC y recuperar su funcionamiento cuando retorna la tensión de alimentación.

Los relés también deberán disponer de un registro de eventos, un registro de variables analógicas y un sistema de autodiagnóstico con comunicación al procesador central de la subestación.

Igualmente, la función de protección de respaldo del interruptor (50BF) estará incluida en todas las protecciones de línea considerándose la activación permanente de la función 50BF en los sistemas de protecciones.

La información de campo de cada paño se alambrará a los equipos de protección propios de cada paño. Estos, a su vez, reportarán al sistema SCADA que se implementará en la subestación a través de un anillo de fibra

óptica multimodo, en protocolo IEC 61850.

5.4. Funcionalidad de las Protecciones.

Cada protección presenta características que permiten proteger el sistema eléctrico, asegurando:

- **Selectividad:** Cada protección será capaz de definir exactamente qué tipo de falla es la que se está enfrentando para poder discriminar si debe o no actuar y poder aislar solo los elementos fallados.
- **Confiabilidad:** Esta característica explica la capacidad de la protección para comportarse adecuadamente en función de su capacidad para “saber” ante qué condiciones no debe actuar (seguridad) y ante las que si debe actuar (obediencia).
- **Rapidez:** Es el tiempo que transcurre desde sucedida la falla hasta el despeje de esta, considerando la suma de todos los tiempos de los equipos involucrados en la labor de despeje. Mientras menor es este tiempo, mejores posibilidades tiene el sistema de potencia de mantener una condición estable de funcionamiento.
- **Sensibilidad:** Este es un término que posee dos acepciones. Frecuentemente usado cuando nos referimos a la corriente mínima de operación de la protección y también se usa en protecciones de alcance definido para medir la capacidad de detección de la falla.
- **Discriminación de fase:** Es la capacidad del elemento de protección para definir en qué fase o fases se provoca la falla.
- **Flexibilidad:** Esta característica es la que posee una protección para adecuarse y operar ante los distintos cambios que sufre la red.
- **Facilidad de mantenimiento:** Esta característica considera tanto los medios necesarios para realizar mantenimiento y los tiempos de indisponibilidad de la protección por mantenimiento. Para esto se consideran elementos capaces de aislar cada protección de manera individual, con el objeto de intervenirla sin afectar al resto de los dispositivos de protecciones.

6. SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y DATOS PARA SISTEMAS SCADA

Las comunicaciones del PFV LEYDA BESS, y los conjuntos batería-inversor-estación de producción, serán concentradas en la S/E SANTO DOMINGO 33 kV; y desde ahí se comunicarán a la sala de control de la S/E Santo Domingo, permitiendo además su comunicación hacia el exterior, incluyendo el SCADA del Centro de Control remoto (ENORCHILE) y el Sitr del Coordinador Eléctrico Nacional.

6.1. Red de comunicación interna de la planta

La red de comunicaciones interna de la planta es una red Ethernet sobre fibra óptica que conecta cada una de las estaciones de transformación con la sala de control. Su objetivo es permitir el monitoreo y control remoto de estas instalaciones de manera centralizada desde la sala de control. Esta red estará constituida por una red de fibra óptica monomodo que unirá cada uno de los nodos (estaciones transformadoras, subestación elevadora y sala de control) en una configuración de anillo.

Las S/E BESS PFV LEYDA, estará comunicada con la S/E Santo Domingo 33 kV existente y la Sala de Control de la planta mediante un enlace Ethernet de fibra óptica subterráneo.

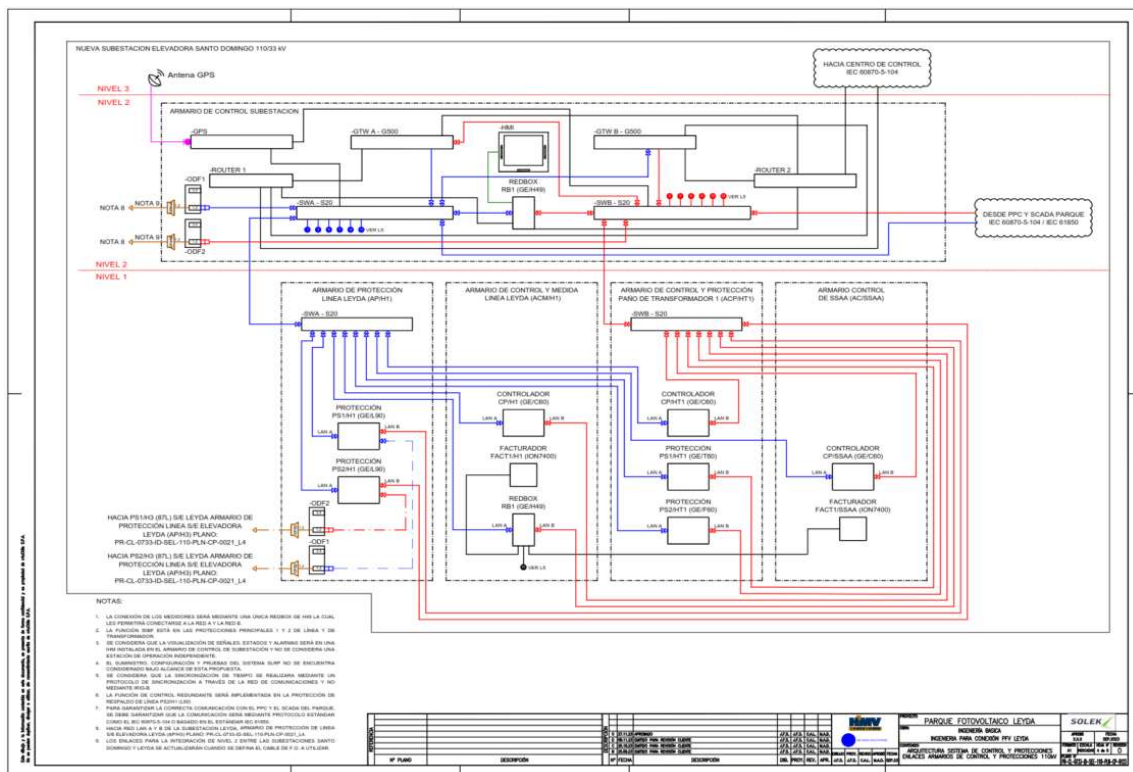
6.2. Red de comunicación hacia el exterior

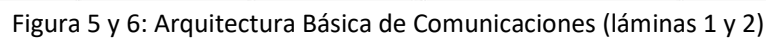
La planta estará comunicada al exterior mediante dos enlaces. Un enlace de internet permitirá al parque ser monitoreado y controlado remotamente por el Centro de Control del propietario. Para esto se usarán protocolos de conexión segura, como VPN.

Mediante enlaces MPLS el parque se comunicará con el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador, tanto con el centro primario como con el secundario, de modo de cumplir con los requerimientos normativos, tales como: Sistema de Información en Tiempo Real (SITR), Voz operativas (Hotline) propia o en su defecto vía un Centro de Control ya establecido, Plataforma de Recepción de Medidas para Transferencias Económicas (PRMTE), etc.

Para las comunicaciones del SITR el parque contempla un SCADA de Red que se comunicará con el SCADA del Coordinador a través de protocolos: ICCP, DNP 3.0 TCP/IP o IEC60870-5-104. Adicionalmente se contempla agregar sistema SLRP para las protecciones asociados a equipos de 33 kV.

Para la implementación de los enlaces MPLS con el Coordinador y el enlace de internet dedicado del parque se considera la habilitación de enlaces entre las comunicaciones existentes con el PFV Leyda.





- Nivel 0 Control local en el equipo
- Nivel 1 Control desde el tablero de control (y protecciones)
- Nivel 2 Control desde el armario de control centralizado de la subestación
- Nivel 3 Control desde el Centro de Control (Enorchile)
- Nivel 4 CDC Coordinador Eléctrico Nacional

13

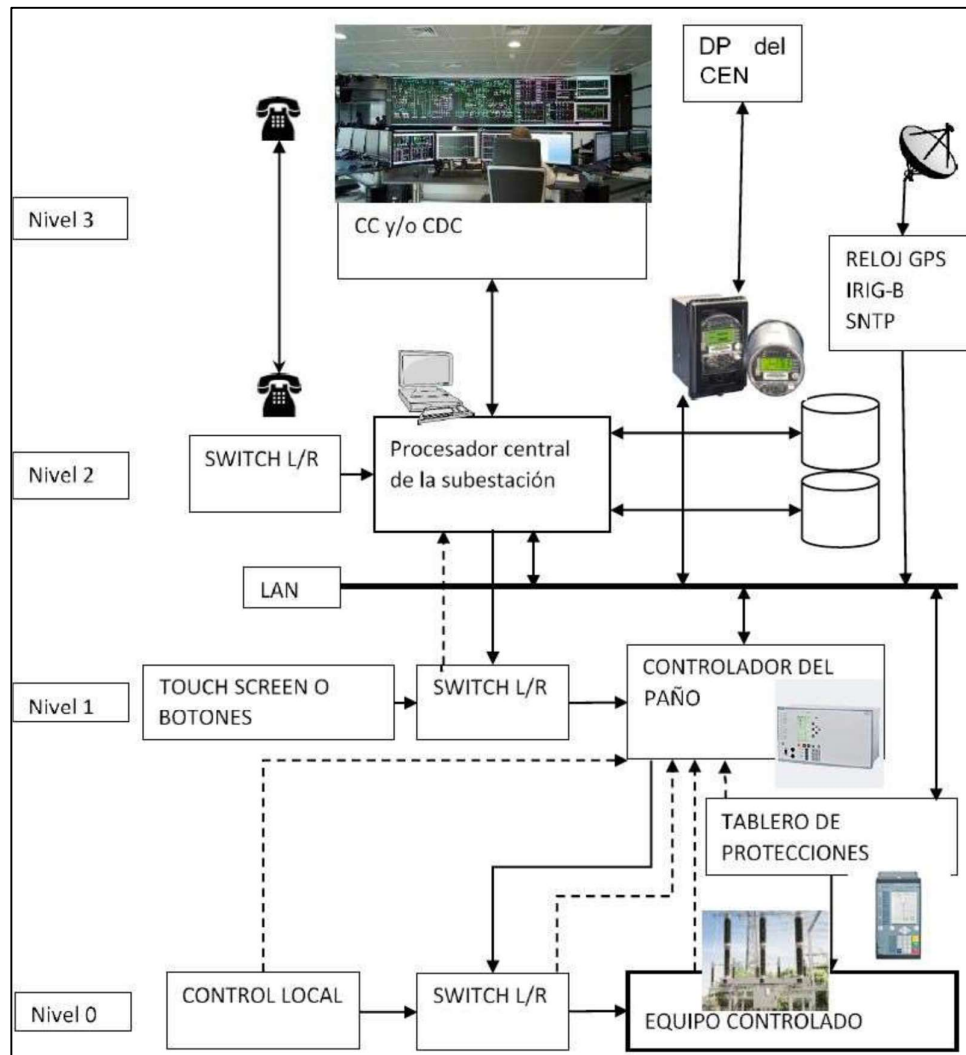


Figura 7: Niveles de Control.

El control Nivel 0 reside en los tableros de control de cada equipo de maniobra en el patio de la subestación, los comandos en este nivel sólo serán ejecutados con la posición LOCAL del switch de control de cada equipo, inhibiendo cualquier comando remoto.

El control Nivel 1 será ejecutado desde la protección ubicada en la caseta de control de la nueva posición. Se podrá controlar equipos de patio en forma individual, se tendrá información de estados, alarmas y medidas. La habilitación de comandos desde este nivel será cuando los switches control de los equipos de patio (Nivel 0) se encuentren en posición REMOTA y el switch control de Nivel 1 en posición LOCAL.

Mediante el Nivel 2 (control local centralizado) desde el SCADA de control de la sala de mando del Proyecto BESS PFV LEYDA (se integrará al SCADA existente en PFV LEYDA) se realizará el control de la nueva posición. Desde este lugar se podrá emitir mandos que inicien secuencias automáticas y mandos directos sobre los equipos individuales y se deberá disponer de todas las alarmas, señalizaciones, eventos, medidas y registros. La habilitación de este nivel de control requerirá que los switches control de los niveles anteriores se encuentren en posición REMOTA y el switch control del nivel 2 en LOCAL.

El Nivel 3 (telecontrol) corresponde al sistema SCADA del Centro de Control del proyecto, a cargo de Enorchile, desde el cual se supervisará y controlará todo el equipamiento de la posición del Proyecto BESS PFV LEYDA. La habilitación de control desde este nivel de control requerirá que los switches control de los niveles anteriores se encuentren en posición REMOTA.

El Nivel 4 (CDC Coordinador) corresponde a la lectura de los estados, alarmas y los posibles telecomandos que pueda solicitar el CEN en el proceso SITR.

Finalmente, y según los requerimientos del proyecto, se considera que la nueva posición en 33 kV, en operación normal, será desde el nivel Telecontrol. Es decir, el sistema será supervisado y telecontrolado desde el Centro de Control definido por el proyecto.

Debido a que el paño de línea proyectado tiene una configuración simple (barra simple), por su cantidad de equipos y señales no requiere controladores exclusivos. Por lo tanto, el sistema de control estará integrado dentro de la protección 1 del paño de línea. Las unidades de control y protección se conectarán entre sí mediante redes de comunicaciones redundantes, a través de protocolos de comunicación normalizada (IEC 61850).

6.3. SITR

El sistema de comunicaciones para el SITR se enlazará vía FO al SCADA existente en el PFV Leyda y se garantizará el cumplimiento de la norma técnica en materia de latencia y edad del dato.

6.4. Diagnóstico.

El sistema de comunicaciones de diagnóstico se enlazará vía FO al al SCADA existente en el PFV Leyda.

6.5. Voz.

El sistema de comunicaciones para voz se enlazará vía FO al al SCADA existente en el PFV Leyda.

6.6. Despacho Económico.

El sistema de comunicaciones para la lectura de medidores será centralizado al CC al igual que el PFV Leyda.

6.7. Sistema de Medida y Facturación.

El equipamiento de medida debe medir y registrar la energía activa y la reactiva en cada dirección (registro de cuatro cuadrantes) cada 15 minutos. La clase de precisión de las medidas será de al menos clase 0,2% y los medidores dispondrán de sincronización horaria mediante reloj GPS.

El dimensionamiento de los equipos de medida queda definido por la tensión secundaria de los TT/PP y la corriente secundaria de los TT/CC (1 A), aunque deben ser capaces de funcionar permanentemente y mantener la clase de precisión hasta el doble de esta corriente.

6.8. Medidor

Los medidores tendrán las siguientes características, según lo exigido en la NTSyCS y en su Anexo Técnico Sistemas de Medida para Transferencias Económicas:

- Medidor de cuatro cuadrantes.
- La precisión será clase 0.2% IEC (62053-22 y 62052-11)
- Los errores máximos admisibles para los transformadores de medida son de Clase 0,2% (IEC 61869-2 para TC y IEC 61869-3/5 para TP).
- Será tres elementos y cuatro hilos.
- Será de sincronización horaria a través de reloj GPS vía IRIG-B
- Dispondrá de puertos de comunicaciones de datos para interrogación local y remota. Para el caso de interrogación remota, como mínimo debe disponer de una puerta de comunicaciones Ethernet, exclusiva o compartida con posibilidad de interrogación simultánea por medio de diferentes agentes, disponible para la DP, al objeto de que sea accedida por la PRMTE.
- El período de registro de integración debe ser de 15 minutos.
- Dispondrá de memoria masiva para el registro de al menos 12 canales, durante al menos 40 días para almacenamiento en períodos de integración 15 minutos (3.840 registros por canal). Los 12 canales se aplican en general para las siguientes variables: la integración en los 4 cuadrantes, las 3 tensiones, las 3 corrientes y las potencias instantáneas activa y reactiva.
- Dispondrá de indicadores visuales de al menos energía acumulada y demanda máxima. Idealmente deberían poder visualizar el valor actual de cada uno de los 12 canales registrables.

Para la facturación se ha considerado instalar dos equipos ION 7400, uno en cada celda asociada al sistema de almacenamiento, celda F5 para circuito generador N°1 y celda F6 para circuito generador N°2.

7. DISEÑO CIVIL

7.1. Malla de Puesta a Tierra.

La malla de puesta a tierra será con cable de cobre desnudo, de al menos sección 4/0 AWG. A ésta se conectarán los equipos primarios, sus estructuras, las estructuras altas y cercos de patio de la subestación, y cualquier otro elemento metálico instalado en el patio de la subestación, por medio de cable de cobre desnudo de secciones 2/0 AWG para equipos y 4/0 AWG para estructuras que sustentan pararrayos y/o la malla de puesta a tierra aérea.

Las uniones serán realizadas con termofusiones y se descartará el diseño de uniones de conductores mediante compresión. Como principio de diseño se utilizará la norma IEEE 80-2000.

7.2. Consideración de aspectos sísmicos del proyecto.

El diseño de la nueva posición se desarrollará en base a lo indicado en el Artículo 13. del actual Anexo Técnico de Exigencias mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión de la NTSyCS de Septiembre de 2020.

El diseño de los equipos primarios de las Subestaciones debe cumplir con la norma IEEE Std 693-2005 en la condición de "High Seismic Level", con "Projected Performance" factor mayor o igual a 2,0 o con la norma ETG 1020 de Endesa: "Diseño Sísmicos Instalaciones y Equipos" y utilizar los coeficientes y recomendaciones del estudio de la CIGRE: "Lecciones y recomendaciones para el sector eléctrico derivadas del terremoto del 27 de Febrero de 2010 en Chile" y el informe técnico "Recomendación de requisitos sísmicos para instalaciones eléctricas de alta tensión de Septiembre 2018."

Para el diseño de las construcciones, se utilizará lo indicado en la norma chilena NCH 2369: Diseños Sísmicos de Estructuras e Instalaciones.

7.3. Fundaciones estructurales

Se dispondrán de fundaciones tipo losa para soportar los containers de almacenamiento de equipos (baterías, tableros, inverters, etc.). La materialidad de hormigones y refuerzos de acero corresponderá a las calidades señaladas en la correspondiente especificación técnica de obras civiles.

7.4. Estructuras

Se consideran como estructuras los containers de almacenamiento de baterías y equipos. Serán diseñados con calidad de acero A36, A270ES o equivalente. El diseño de estas estructuras considera las solicitaciones del viento. Los pernos de conexión serán de alta resistencia en acero carbono A394 tipo 1.

7.5. Misceláneos

Se considera como parte de las obras civiles:

- Los caminos interiores con las dimensiones indicadas en planos y materiales homologados como base de caminos debidamente compactados.
- Las trincheras para cables y sus rellenos con material aprobado por su conductividad térmica, debidamente compactados de acuerdo con las especificaciones técnicas.

8. ANEXOS: LISTA DE PLANOS (ver Anexo 1.1 adjunto)

8.1. Diagrama Unilineal Funcional.

8.2. Diagrama de disposición de equipos planta.

8.3. Layout General de planta.