Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile

Evaluación técnica de un sistema transportable de almacenamiento de energía en baterías (BESS), en instalaciones pertenecientes a COLBÚN S.A.

Alejandro Felipe Colomera Quiroz

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:

Profesor: Rodrigo Rozas V. (UTFSM)

Comisión:

Correferente: Aldo Barrueto G. (UTFSM)

6 de noviembre de 2024

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Evaluación técnica de un sistema transportable de almacenamiento de energía en baterías (BESS), en instalaciones pertenecientes a COLBÚN S.A.

Nombre del candidato(a): Alejandro Felipe Colomera Quiroz.

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Santiago San Joaquin**;** **Departamento**: Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Andrés Rozas Valderrama, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):
-

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 20-08-25 ; **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 20-08-25 ; **Firma:** _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile

Evaluación técnica de un sistema transportable de almacenamiento de energía en baterías (BESS), en instalaciones pertenecientes a COLBÚN S.A.

Alejandro Felipe Colomera Quiroz

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores Guía:

Profesor: Rodrigo Rozas V. (UTFSM)

Comisión:

Correferente: Rodrigo Rozas V. (UTFSM)

6 de noviembre de 2024

Índice de contenido

Índice de contenido I
Agradecimientos V
Nomenclatura VI
Índice de tablas VIII
Índice de figuras XII
Capítulo I 1
1 Introducción 1
1.1 Planteamiento y justificación del problema 1
1.2 Objetivo General 2
1.3 Objetivos Específicos 2
1.4 Alcance de la memoria 3
1.5 Estructura de la memoria 4
Capítulo II 6
2 Revisión bibliográfica 6
2.1 Sistemas de almacenamiento de energía 6
2.2 Revisión normativa para los BESS en Chile 9
2.2.1 Electricidad 10
2.2.2 Diseño constructivo 19
2.2.3 Transporte 22
Capítulo III 29
3 Identificación de barras eléctricas para arbitraje de energía 29
3.1 Identificación de barras electicas con diferencias de costos marginales 29
3.1.1 Diagnostico Zona Charrúa - Chiloé 31
3.1.2 Congestiones proyectadas 35
3.2 Evaluación de la disponibilidad de conexión en subestaciones 39
3.2.1 SE Ciruelos 39
3.2.2 SE Lastarria 44
3.2.3 SE Loncoche 46
3.2.4 SE Rahue 50
3.2.5 SE Frutillar Norte 55

3.2.6 SE Puerto Montt (STS) 57
3.2.7 Resumen de potencias de diseño en Subestaciones bajo estudio y Valor desacople promedio. 60
3.3 Evaluación de proximidad geográfica y restricciones entre subestaciones 62
3.3.1 Ruta desde SE Loncoche hasta SE Valdivia (STS) 62
3.3.2 Ruta desde SE Valdivia (STS) hasta SE Loncoche 63
3.3.3 Ruta desde SE Aihuapi hasta SE Puerto Montt (STS) 65
3.3.4 Ruta desde SE Puerto Montt (STS) hasta SE Aihuapi 67
Capítulo IV 69
4 Análisis técnico del sistema BESS transportable 69
4.1 Condiciones y constitución del sistema BESS móvil 69
4.1.1 Metodología de diseño y diagrama de bloques del BESS Móvil 71
4.1.2 Selección de batería Ion Litio 75
4.1.3 Plataforma de transporte 76
4.1.4 Disposición de equipos en planta 78
4.1.5 Racks de Baterías 79
4.1.6 Equipo de Switchgear DC (Combiner) 80
4.1.7 Sistema de conversión de energía (PCS+BMS) 83
4.1.8 Transformador de poder 85
4.1.9 Equipo de Maniobra MT (Switchgear MT) 87
4.1.10 Conectores Conex 91
4.1.11 Sistema de incendio 93
4.1.12 Sistema de aire acondicionado 95
4.1.13 Rollo de conductor para conexión 96
4.1.14 Servicios auxiliares CA y transformador 97
4.1.15 Diagrama unilineal simplificado BESS móvil 98
4.2 Topología y armario de comunicación 100
Capítulo V 101
5 Análisis económico del sistema BESS transportable 101
5.1 Consideraciones técnico-económicas para el análisis 101
5.1.1 Costos de inversión (CAPEX) 102
5.1.2 Costos de reinversión 105
5.1.3 Costos de operacionales y mantenimiento 105

5.1.4 Ingresos y proyecciones 108
5.2 Flujo de Caja 109
5.3 Análisis de sensibilidad 112
Capítulo VI 113
6 Resultados y discusión 113
6.1 Análisis de resultados técnicos y económicos 113
6.1.1 Técnicos 113
6.1.2 Económicos 114
6.2 Discusión de limitaciones y potenciales mejoras 115
6.3 Potenciales aplicaciones del sistema propuesto 116
Capítulo VII 118
7 Conclusiones 118
7.1 Conclusiones principales de la memoria 118
Capítulo VIII 120
8 Referencias bibliográficas 120
Capítulo IX 124
9 Apéndice 124
9.1 Anexo Capítulo II 124
9.1.1 Sistemas de almacenamiento electroquímico 124
9.1.2 Baterías de flujo 124
9.1.3 Baterías convencionales 126
9.1.4 Conceptos preliminares Baterías 134
9.1.5 El proceso de carga y descarga de una batería 139
9.1.6 Sistemas de almacenamiento de energía en Baterías (BESS) 141
9.1.7 Funcionamiento de un BESS 141
9.1.8 Componentes de un BESS 141
9.1.9 Conceptos Relevantes de Diseño y Operación 142
9.1.10 Modelos de negocio de los BESS 144
9.2 Anexo Capítulo III 148
9.2.1 SEN y el costo marginal (CMg) 148
9.2.2 Tabla resumen desacoples en líneas 152
9.2.3 Diagrama unilineal SE Ciruelos 154
9.2.4 Diagrama unilineal SE Valdivia STS 155

9.2.5 Diagrama unilineal SE Lastarria 156
9.2.6 Diagrama Unilineal SE Loncoche 157
9.2.7 Diagrama Unilineal SE Rahue 158
9.2.8 Diagrama Unilineal SE Frutillar Norte 159
9.2.9 Diagrama Unilineal SE Puerto Montt (STS) 160
9.3 Anexo Capítulo IV 161
9.3.1 Hoja de características rack de baterías KOREPOWER 161
9.3.2 Tabla barras de cobre 167
9.3.3 Hoja de característica Switchgear DC CAVTPOWER 168
9.3.4 Características técnicas conductor RZ1-K 1x95mm2 170
9.3.5 Hoja de características equipo PCS+BMS 171
9.3.6 Características técnicas conductor RZ1-K 1x300mm2 172
9.3.7 Hoja de características transformador elevador 173
9.3.8 Características técnicas mono conductor XLPE/LFH 1x50mm2, 25kV 174
9.3.9 Protección de alimentador REF615 175
9.3.10 Protección de transformador RET615 176
9.3.11 Equipo de medida para Facturación ION 8650 177
9.3.12 Hoja de características Switchgear MT 178
9.3.13 Características técnicas conectores Conex 179
9.3.14 Características técnicas mono conductor XLPE/LFH 3x750 kcmil, 25kV 180
9.3.15 Características técnicas aire acondicionado tipo mochila Bard 181
9.3.16 Cuadro de carga tablero de SSAA 182
9.3.17 Características de transformadores de SSAA 183
9.3.18 Características técnicas mono conductor XLPE/LFH 1x50mm2, 25kV 184
9.3.19 Diagrama unilineal BESS móvil 185
9.4 Anexo Capítulo V 186
9.4.1 Flujo de caja escenario 1: BESS móvil de 0.72MW/3,62MWh y 2 ciclos de descarga semanales 186
9.4.2 Flujo de caja escenario 2: 2 BESS móviles de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de descarga semanales 187
9.4.3 Análisis bidimensional para verificar variación del VAN en distintos escenarios de BESS móviles de 0,72MW/3,62MWh. 188

Agradecimientos

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que me han acompañado y apoyado en este largo y desafiante camino hacia la culminación de mi ciclo de educación superior.

A mi madre y a mi tía, Marcela y Marta, cuyo amor incondicional y paciencia han sido mi mayor fuente de fortaleza. Gracias por creer en mí en los momentos más difíciles, por sus sabios consejos diarios y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Sin su apoyo constante, este logro no hubiera sido posible.

A mi pareja, Paula, su comprensión y ánimo han sido fundamentales. Gracias por estar a mi lado en cada paso del camino y por tu apoyo inquebrantable en los momentos de incertidumbre. Tu aliento me ha motivado a seguir adelante y a dar lo mejor de mí.

A mis colegas de trabajo y ejemplos de dedicación diaria, Renata, Cristian y Claudio, gracias por su apoyo y camaradería. Compartir este trayecto con ustedes ha sido una experiencia enriquecedora. Sus palabras de aliento y disposición para ayudar en momentos críticos han sido clave para que pudiera balancear mis responsabilidades laborales y académicas.

A mis amigos, su compañía y comprensión han sido un pilar esencial en este proceso. Gracias por los momentos de alegría, por entender mis ausencias y por siempre estar ahí para levantarme el ánimo. Su amistad ha sido una fuente constante de energía y motivación.

Por último, quisiera expresar mi más profundo agradecimiento a mi Profesor Guía, Rodrigo, quien me brindó la oportunidad de concluir esta etapa. Su dedicación, paciencia y su forma de enseñar han sido inspiradoras. A lo largo de mi carrera, su insistencia y su cariño por la profesión me han marcado profundamente, convirtiéndose en un modelo profesional y humano.

Este logro no es solo mío, sino también de todos ustedes. Gracias por creer en mí, por su paciencia y por brindarme el apoyo necesario para alcanzar esta meta. Su apoyo ha sido invaluable y siempre lo llevaré en mi mente y corazón

Nomenclatura

AC: Corriente Alterna.

BESS: Almacenamiento Electroquímico.

BMS: Sistema de Gestión de Batería.

CAES: Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido.

CEN: Coordinar Eléctrico Nacional.

CMg: Costo Marginal.

CNE: Comisión nacional de energía.

DC: Corriente Continua.

DOD: Depth of Discharge.

ERV: Energía Removable Variable.

ESS: Energy Storage Systems.

FESS: Volantes de Inercia.

HVAC: Sistema de aire acondicionado.

LCO: baterías de óxido de litio-cobalto.

LFP: baterías de Fosfato de hierro y litio.

LMO: baterías de óxido de litio y manganeso.

LTO: baterías de titanio de litio.

NCA: baterías de óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio.

NMC: baterías de óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto.

NTS&CS: Norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

PCS: Power Conversion System.

PHS: Bombeo Hidroeléctrico.

RTE: Eficiencia de carga-descarga.

SE: Subestación Eléctrica.

SEC: Superintendencia de Electricidad y combustibles.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SIC: Ex sistema eléctrico centro sur.

SING: Ex Sistema Eléctrico del Norte Grande.

SITR: Sistema de Información en Tiempo Real.

SOC: State of Charge.

SOH: State of Health.

SSCC: Servicios complementarios.

TIR: Tasa interna de retorno.

UPS: Suministro de energía no interrumpibles.

VAN: Valor Actual Neto.

Índice de tablas

Tabla 1: Características técnicas de los ESS principales utilizados a nivel mundial. Fuente del Instituto de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, Costs and markets to 2030., 2022) 7

Tabla 2 Límite de Pesos Máximos para Ejes (D.S. MOP N° 158). Fuente: (Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 158, 2015). 25

Tabla 3: Alto máximo permitido para traslado de carga sobredimensionada según resolución exenta 2503 del 21 de septiembre del 2023. Fuente (Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503, 2007) 26

Tabla 4: Ancho máximo permitido para traslado de carga sobredimensionada según resolución exenta 2503 del 21 de septiembre del 2023. Fuente (Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503, 2007) 26

Tabla 5: Largo máximo permitido para traslado de carga sobredimensionada según resolución exenta 2503 del 21 de septiembre del 2023. Fuente (Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503, 2007) 27

Tabla 6: Resumen promedio de las horas mensuales en las que se generaron desacoples en tramos del SEN y su costo promedio mensual. Información extraída tras el análisis de la **Tabla 38** 30

Tabla 7: Tramos de líneas ubicadas en zonal Charrúa - Chiloé Información extraída tras el análisis de la **Tabla 38.** 31

Tabla 8: Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Charrúa – Chiloé. Fuente Coordinador Eléctrico Nacional. 34

Tabla 9: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS en SE Valdivia (STS). Fuente: Elaboración propia. 43

Tabla 10: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS con punto de conexión en SE Loncoche en barra de 23 kV. Fuente: Elaboración propia. 49

Tabla 11: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS con punto de conexión en SE Aihuapi en barra de 23 kV. Fuente: Elaboración propia. 54

Tabla 12: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS con punto de conexión en SE Puerto Montt en barra de 23 kV. Fuente: Elaboración Propia 59

Tabla 13: Resumen de potencias expresadas en MW, para las subestaciones bajo análisis de flujo de potencia. Se destaca en color amarillo el escenario más desfavorable que limita la potencia de diseño del BESS móvil. Fuente: Elaboración Propia. 61

Tras la detección de las subestaciones aledañas a SE Ciruelos y SE Lastarria, las cuales mantienen el desacople en sus precios marginales, esto dado que los pares encontrados de subestaciones siguen estando separadas por el único doble circuito de 220kV que existe entre Ciruelos y Lastarria. Por lo anterior, se mantienen los valores de horas promedio y valores de desacople entre SE Ciruelos y SE Lastarria indicados en la Tabla *14*, los cuales son los siguientes: 61

Tabla 15: Criterios para selección de tecnología de almacenamiento de energía baterías de Ion Litio. Fuente: Elaboración propia. 75

Tabla 16: Asignación de puntajes según rango criterio de selección, donde -10 corresponde a un puntaje deficiente o nulo y 10 a un puntaje excelente enfocado en la aplicación de arbitraje de energía. Fuente: Elaboración propia. 76

Tabla 17: Puntajes promedio de cada una de las tecnologías para la aplicación al arbitraje de energía. Se observa que la tecnología apropiada es la NMC. Con el objetivo de ser distintivo, cada puntaje se categorizó con color: -10 y -5 de color rojo, 0 y 5 de color amarillo y 10 de color verde. Fuente: Elaboración propia. 76

Tabla 18: Resumen de características principales de baterías Ion Litio, tecnología NMC, marca KORE POWER. 80

Tabla 19: Resumen de características principales del SWITCHGEAR DC, marca CAVTPOWER. 82

Tabla 20: Resumen de características principales del PCS, marca EPC POWER. 84

Tabla 21: Resumen de características principales del transformador elevador, marca TMC. 86

Tabla 22: Resumen de transformadores de corriente y potencial seleccionados en base a la corriente de operación del sistema. Burden deben ser validados en etapa de ingeniería de detalle teniendo claridad resistencias de los componentes que forman parte del circuito validando el resultado con la norma IEC61869-3/5. 91

Tabla 23: Resumen de características principales del Switchgear MT, marca ABB. 91

Tabla 24: Cuadro resumen de consumos y disipaciones térmicas SSAA del sistema de incendio 94

Tabla 25: Resumen de potencias de disipación de componentes interior envolvente de corriente continua. Datos obtenidos de catálogos y cálculos de disipaciones en barras de cobre. Fuente: elaboración propia. 95

Tabla 26: Cuadro resumen de consumos de SSAA del sistema de aire acondicionado Bard. 96

Tabla 27: Cuadro resumen de consumos de SSAA del sistema motorizado para enrollar el multi conductor para conexión del sistema BESS móvil al SEN o a otro BESS móvil para expansión. 96

Tabla 28 Listado de componentes y sus precios para un proyecto BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh. Fuente de precios es obtenida de cotizaciones confidenciales 103

Tabla 29: Supuestos considerados para el caso base (1 BESS móvil 0,72MW/3,62MWh con 6 ciclos por semana de carga y descarga). 109

Tabla 30: Análisis dimensional del VAN en distintos escenarios que varían en la cantidad de BESS considerados a la hora de realizar arbitraje de energía. 110

Tabla 31: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LCO. Fuente (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022) 128

Tabla 32 Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LMO. Fuente (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022). 129

Tabla 33: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología NMC. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022) 130

Tabla 34: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LFP. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022) 130

Tabla 35: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología NCA. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022) 131

Tabla 36: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LTO. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022) 132

Tabla 37: Resumen general de las tecnologías Ion litio. Fuente: Desarrollo propio. 133

Tabla 38 Registro de líneas de transmisión que presentan desacoples en sus costos marginales. Fuente de extracción de información Portal de estadísticas del CEN. 153

Tabla 39: Capacidad de corriente de barras de cobre por sección rectangular. Fuente Pliegos RIC N°2. 167

Tabla 40: Características cable flexible tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C. 0,6/1kV (1,2 kV máx). Certificado enChile como cable tipo RZ1-K según Protocolo de Producto PE N° 2/17 de la SEC 170

Tabla 41: Cuadro de carga proyectado para la solución BESS móvil. La potencia total requerida para los SSAA 35kVA con una configuración 3F+N+T 380V.Fuente: elaboración propia 182

Tabla 42: Flujo de caja proyectado para escenario base considerado 1 BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de carga y descarga semanales. Fuente: Elaboración propia. 186

Tabla 43: Flujo de caja proyectado para escenario base considerado 2 BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de carga y descarga semanales. Fuente: Elaboración propia. 187

Tabla 44: Análisis bidimensional de la variación del VAN respecto al cambio de la cantidad de unidades móviles de BESS consideradas y el ingreso del arbitraje por cada ciclo de carga y descarga. 188

Índice de figuras

Figura 1: Descripción de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento que existen en la actualidad. Fuente del Instituto de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency. Electricity storage and renewables, 2022). 6

Figura 2: Posicionamiento de diversas tecnologías de almacenamiento de energía por su potencia nominal y su tiempo de descarga. Fuente del Instituto de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, Costs and markets to 2030., 2022) 8

Figura 3: Entidades reguladoras del sector eléctrico. Fuente: Elaboración propia.10

Figura 4: Modos de operación de sistemas de almacenamiento. Fuente: (CNE, Reglamento Coodinación y Operación, 2017). 11

Figura 5: Pliegos Técnicos de seguridad a instalaciones. Fuente (NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020). 16

Figura 6: Configuraciones de semirremolques y remolques más comunes en el transporte nacional. Fuente: (METROPOL, Categorización de camiones, 2022) 24

Figura 7: Representación gráfica de definiciones básicas en el rubro de transporte. Fuente: (Vialidad Chile, Instructivo de permisos especiales, 2023) 24

Figura 8: Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Charrúa – Chiloé. Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) 32

Figura 9: Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé. Fuente Página Coordinador Eléctrico Nacional. 33

Figura 10: Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión en zona Charrúa – Chiloé. Fuente Coordinador Eléctrico Nacional. 35

Figura 11: Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos para escenarios A y D, respectivamente. Fuente CEN. 36

Figura 12: Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario diurno. Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) 36

Figura 13: Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario nocturno. Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) 37

Figura 14: Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Ciruelos y Ancud para escenarios A y D, respectivamente. Fuente (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) 37

Figura 15: Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario diurno. Fuente (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) 38

Figura 16: Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario nocturno. Fuente (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) 38

Figura 17: Representación geográfica del tramo Lastarria-Ciruelos 220 kV. Se incorpora en la imagen la SE Valdivia que es aledaña a Ciruelos. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 CEN. 40

Figura 18: Representación topológica de subestaciones aledañas a Ciruelos. Se puede observar que SE Valdivia (STS), cuenta con un espacio reserva en el paño E3, C1, C2 en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional. 40

Figura 19: Extracto del diagrama unilineal de la subestación Valdivia propiedad de la transmisora STS. En este se puede observar que la SE, se compone a nivel de 23 kV de dos barras alimentadas por los transformadores 2 y 3 de 30MVA. Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional. 41

Figura 20: Extracto del plano de elevaciones de la Subestación Valdivia propiedad de la compañía STS. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño futuro denominado C3, el cual se conecta al transformador N°2. Fuente: Información Técnica del CEN. 42

Figura 21: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Valdivia considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real: 43

Figura 22: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Valdivia considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real:. 44

Figura 23: Representación geográfica de las distintas subestaciones cercanas a la SE Lastarria. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional. 45

Figura 24: Representación topológica de subestaciones aledañas a SE Lastarria. Se puede observar que SE Cunco y SE Loncoche, cuenta con un espacio reserva en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional. 46

Figura 25: Extracto del diagrama unilineal de la subestación Loncoche propiedad de CGE Transmisión. En este se puede observar que la SE, que el transformador ET2 es de 20MVA y uno de los paños subyacentes es reserva y tiene factibilidad de conexión de proyectos futuros (Paño E3). Fuente: Información Técnica del CEN. 47

Figura 26: Extracto del plano de elevaciones de la Subestación Loncoche propiedad de CGE Transmisora. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño "disponible 23kV" el cual no tiene un nemotécnico específico. Fuente: Información Técnica del CEN. 48

Figura 27: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Loncoche considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional, en operación en tiempo real: 49

Figura 28: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Loncoche considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del CEN en operación en tiempo real. 50

Figura 29: Representación geográfica del tramo Rahue-Frutillar Norte. Se incorpora en la imagen SE La misión la cuales se evaluará la posibilidad de conexión. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional. 51

Figura 30: Representación topológica de subestaciones aledañas a SE Rahue. Se puede observar que SE Aihuapi, cuenta con un espacio reserva en el paño E2 en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 CEN. .. 51

Figura 31: Extracto del diagrama unilineal de la subestación Aihuapi. En este se puede observar que la SE cuenta con un transformador en el paño ET2 de 20MVA y uno de los paños subyacentes es reserva y tiene factibilidad de conexión de proyectos futuros (Paño E2). Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional. 52

Figura 32: Extracto del plano de elevaciones de la Subestación Aihuapi. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño "disponible". Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional. 53

Figura 33: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Aihuapi considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del CEN en operación en tiempo real: 54

Figura 34: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Aihuapi considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del CEN en operación en tiempo real. 55

Figura 35: Representación geográfica del tramo Rahue-Frutillar Norte. Se incorpora en la imagen la SE Puerto Montt que es aledaña a Frutillar Norte. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 CEN. 56

Figura 36: Representación topológica de subestaciones aledañas a Frutillar Norte. Se puede observar que SE Puerto Montt (STS), cuenta con un espacio reserva en el paño E7, en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 CEN. 56

Figura 37Extracto del diagrama unilineal de la subestación Valdivia propiedad de la transmisora STS. En este se puede observar que la SE, se compone a nivel de 23

kV de dos barras alimentadas por los transformadores 2 y 3 de 60MVA. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 CEN. 57

Figura 38Extracto del plano de elevaciones y corte de la sala de switchgear de 23kV de la Subestación Puerto Montt. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño futuro E7, el cual se conecta al transformador N°1. Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional. 58

Figura 39 Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Puerto Montt considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real: Fuente: Elaboración Propia. 59

Figura 40: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Puerto Montt considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real. Fuente: Elaboración Propia. 60

Figura 41: Captura de pantalla ruta SE Loncoche a SE Valdivia. La ruta cuenta con 100 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país. Fuente Google Maps. 63

Figura 42: Captura de pantalla ruta SE Loncoche a SE Valdivia. La ruta cuenta con 101 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país. Fuente Google Maps. 65

Figura 43: Captura de pantalla ruta SE Aihuapi a SE Puerto Montt. La ruta cuenta con 152 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país y 2 km de camino de ripio al salir de SE Aihuapi. Fuente Google Maps. 66

Figura 44: Captura de pantalla ruta SE Puerto Montt. Y SE Aihuapi a La ruta cuenta con 149 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país y 2 km de camino de ripio para ingresar a SE Aihuapi desde Ruta 215 a camino U-475. Fuente Google Maps. 68

Figura 45: Solución genérica BESS de la empresa ABB. En esta se observan como se reparten los distintos componentes dentro de una envolvente metálica para brindar una solución modular y robusta para ser utilizada en cualquier condición. Fuente: ABB Technical Datasheet ABB eStorage Flex 40. 71

Figura 46: Flujo de definición de solución BESS móvil basada en la metodología de cubicación del sistema sujeto a condiciones de borde como dimensiones de transporte y pesos máximos. Fuente: Elaboración propia. 73

Figura 47: Diagrama de bloques de la solución BESS móvil propuesta. Se divide en tres segmentos: el primero relacionado a una envolvente que contenga todo el sistema DC junto al inversor bidireccional. Por otra parte, se propone una envolvente dedicada para el trasformador y otro independiente para la media tensión. Fuente: Elaboración propia. 74

Figura 48: Dimensiones estándar de semirremolques "cama baja". Particularmente, se cuenta con 16,34 metros de largo por 3,5 metros de ancho para la integración de equipos sobre la plataforma. Fuente: (JJ FORZA, Remolques y semiremolques, 2024). 77

Figura 49: Vista de planta de la solución BESS móvil. Se utilizan 30 racks de baterías NMC de 0.72MW/3.6MWh (Item 1), el cual puede ser transportado y conectado eléctricamente al SEN en 23kV. Fuente: Elaboración propia. 78

Figura 50: Cuadro de dimensiones y pesos de la solución BESS móvil. Fuente: Elaboración propia. 79

Figura 51: Topología tipo anillo a implementar en el BESS móvil en caso de que se requiera conectar otro BESS en paralelo para así aumentar la energía de inyección al SEN. 89

Figura 52: Vista lateral de un proyecto minero referencial para mostrar la proyección de la posición del conector Conex y como de manera interna se conecta el Switchgear con enchufe. Fuente: elaboración propia. 93

Figura 53: Componentes proyectada para el sistema de detección y extinción instalado en sala eléctrica. Fuente: Página web FITFLOW. 94

Figura 54: Componentes proyectada para activación sistema de incendio. Fuente: Página web Fit Flow 95

Figura 55: Captura extraída del manual del aire acondicionado BARD- Valores se presentan en BTUh. 1000BTUh=0.293 kW. Fuente Catalogo Bard. 96

Figura 56: Figura referencial de la disposición en una vista isométrica del sistema de conductor motorizado para enrollamiento. 97

Figura 57: Diagrama unilineal funcional proyectado para el proyecto BESS móvil. Fuente elaboración propia 99

Figura 58: Topología de comunicaciones propuesta para envío de data a centros de control de la Subestación. Fuente elaboración propia. 100

Figura 59: Gráfica de torta que presenta el porcentaje respecto al costo total de cada componente o item requerido para desarrollar el BESS móvil. Fuente: elaboración propia. 104

Figura 60: Cronograma proyectado de actividades a realizar para la completitud de un ciclo de carga/descarga de los BESS móviles. Fuente: Desarrollo propio. 107

Figura 61: Proyección anual de utilizando una media móvil de 2 periodos. Fuente: Elaboración propia. 109

Figura 62: Proceso de carga y descarga de una batería de flujo. Fuente (Enel Green Power, Baterías de Flujo, 2023). 125

Figura 63: visualización comparativa de diferentes tecnologías de baterías de litio según cinco atributos: costo, energía, potencia, seguridad y vida útil, clasificados

en una escala de 1 a 10, donde 10 indica una alta fortaleza en el atributo y 1 una baja. Fuente: (ABB, The Main Characteristic of Battery System, 2022) 133

Figura 64: Curva de polarización de una batería de ion-litio o tensión respecto a distintas condiciones de operación. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022) 137

Figura 65: Comparación de densidad de energía volumétrica (eje independiente) y densidad de energía gravimétrica (eje dependiente) en baterías según química y formato. Fuente (J. Matthey, Baterías Ion Litio, 2015) 137

Figura 66: Modelo eléctrico de batería y conceptos de composición de celdas en un banco de baterías. Fuente: (NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020) 138

Figura 67: Curvas de operación de batería de litio genérica. Curva de carga bajo operación corriente constante, tensión constante (CC-CV). Fuente: (Keheng Battery, Carga de baterías de Litio, 2023) 139

Figura 68: Ejemplo de proceso de carga por CCCV con balanceo de baterías. Fuente: (NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020) 140

Figura 69: Oportunidades para los sistemas BESS en segmento frente al medidor. Fuente: Informe propuestas regulatorias de almacenamiento (CIGRE Chile, Desafíos y oportunidades, 2023)- 144

Figura 70: Ejercicio teórico del aumento del valor de un BESS instalado junto a una planta solar en Reino Unido (Valgesta Energía, Propuesta regulatoria ESS, 2019). 145

Figura 71: Esquemático del modelo de negocio de arbitraje de energía. Fuente: (GIZ, Guía Dimensionamiento BESS, 2022) 145

Figura 72: Ubicación de central Diego de Almagro y Nueva Cardones dentro del SEN. Se puede observar la gran cantidad de proyectos ERV, solares en el sector los cuales generan vertimientos debido a la saturación de las líneas de transmisión de 220 kV. Fuente: Diagrama unilineal general Versión enero 2024. 150

Figura 73: Costos marginales de las barras Quillota 220 kV y Ciruelos 220 kV. Se observa un desacople ente las 05:00 am y 08:00 am, debido a desacoples en circuitos de 220 kV. Fuente: Diagrama página CEN 151

Figura 74: Diagrama unilineal subestación Ciruelos. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional. 154

Figura 75: Diagrama unilineal subestación Valdivia (STS). Fuente: Información técnica CEN. 155

Figura 76: Diagrama unilineal subestación Lastarria. Fuente: Información técnica CEN 156

Figura 77: Diagrama unilineal subestación Loncoche. Fuente: Información técnica CEN. 157

Figura 78: Diagrama unilineal subestación Rahue. Fuente: Información técnica CEN. 158

Figura 79: Diagrama unilineal subestación Frutillar Norte. Fuente: Información técnica CEN. 159

Figura 80: Diagrama unilineal subestación Puerto Montt. Fuente: Información técnica CEN. 160

Figura 81: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER Parámetros de racks de baterías. Fuente KORE PORWER. 161

Figura 82: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER disposición RMSC de racks de baterías. Fuente KORE PORWER. 162

Figura 83: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER funciones de protección de racks de baterías. Fuente KORE PORWER. 163

Figura 84: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER característica de rack y requerimientos de servicios auxiliares. Fuente KORE PORWER. 164

Figura 85: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER disipaciones térmicas de racks de baterías según velocidad de descarga. Fuente KORE PORWER. 165

Figura 86: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER topología de comunicación y especificaciones del BMS. Fuente KORE PORWER. 166

Figura 87: Extracto manual de interruptores seccionadores marca ABB. Fuente CAVTE POWER. 168

Figura 88: Extracto manual de componentes SWITCHGEAR corriente continua. Fuente CAVTE POWER. 168

Figura 89: Extracto manual de especificaciones SWITCHGEAR corriente continua. Fuente CAVTE POWER. 169

Figura 90: Extracto manual de especificaciones técnicas equipo PCS. Fuente EPC POWER. 171

Figura 91: Características cable flexible tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C. 0,6/1kV (1,2 kV máx). Certificado en Chile como cable tipo RZ1-K según Protocolo de Producto PE N° 2/17 de la SEC. 172

Figura 92: Extracto manual de especificaciones técnicas transformador elevador. Fuente TMC. 173

Figura 93 Cable de fuerza de seguridad ante incendios para instalaciones fijas en sistemas de media tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C.5-8-15-25-35-46 kV segúnICEA S-96-639.3,6/6 - 6/10 - 8,7/15 - 12/20 - 18/30 kV según IEC 60502-2. 174

Figura 94: Relé de protección a considerar para alimentadores del proyecto H01, H02, H03- Fuente: ABB. 175

Figura 95 Relé de protección a considerar para alimentadores del proyecto H04. Fuente: ABB. 176

Figura 96 Equipo de medida para facturación ION 8650. Fuente Catalogo online SCHNEIDER. 177

Figura 97 Extracto manual de especificaciones técnicas Switchgear SafeRing tipo v 24kV. Fuente ABB. 178

Figura 98: Características técnicas de conectores Conex marca Konnk. Fuente sitio web Konnk. 179

Figura 99: Cable de fuerza de seguridad ante incendios para instalaciones fijas en sistemas de media tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C.5-8-15-25-35-46 kV segúnICEA S-96-639.3,6/6 - 6/10 - 8,7/15 - 12/20 - 18/30 kV según IEC 60502-2. 180

Figura 100: Características técnicas aire acondicionado el cual muestra valores de alimentación y protecciones con la cual los diferentes modelos cuentan. Fuente: Catálogo Bard. 181

Figura 101: Tabla de capacidades de transformadores para SSAA disponibles en el país. Fuente página web Rhona. 183

Figura 102: Cable de fuerza de seguridad ante incendios para instalaciones fijas en sistemas de media tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C.5-8-15-25-35-46 kV según ICEA S-96-639.3,6/6 - 6/10 - 8,7/15 - 12/20 - 18/30 kV según IEC 60502-2 184

Figura 103: Diagrama unilineal del BESS móvil proyectado para conexión al SEN de 0.72MW/3.62MWh. 185

Capítulo I

1 Introducción

1.1 Planteamiento y justificación del problema

El sistema eléctrico nacional (SEN), enfrenta varios desafíos relacionados con la descarbonización, digitalización, estabilidad y eficiencia del sistema. A pesar de los avances en la transmisión y la incorporación constante de centros de generación de energía renovable variable, existen problemas recurrentes que justifican la implementación de sistemas de almacenamiento de energía.

En la actualidad, el SEN se caracteriza por una topología extensa que conecta eléctricamente regiones geográficamente separadas principalmente en dos niveles de tensión 500 kV y 220 kV. Sin embargo, la red enfrenta desafíos significativos en términos de transmisión, especialmente en tramos que se ven congestionadas dada la alta demanda de consumo y la alta penetración de energía renovable variable. Esto provoca disparidades en los costos marginales de energía entre barras del sistema (desacoples), generando ineficiencias en la operación y oportunidades para la implementación de un modelo de negocio asociado a la compra y venta de energía bajo el modelo arbitraje de energía (compra de energía a bajo precio; venta de energía a un precio mayor que el comprado).

Chile, ha avanzado considerablemente en la descarbonización del sistema integrando de manera sostenida centrales de energía renovables variable en su matriz energética, destacando la energía solar y eólica. No obstante, la naturaleza intermitente de estas fuentes plantea desafíos para la estabilidad del sistema. Así. los sistemas de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías (BESS), surgen como una solución, permitiendo almacenar excedentes de energía e inyectar energía cuando la demanda es alta o la generación es baja.

Por otra parte, la infraestructura de transmisión en Chile, robusta en ciertas áreas, presenta limitaciones a nivel de potencia que impiden una transmisión de la energía adaptada a la demanda requerida. Las distancias geográficas y las barreras naturales complican el transporte eficiente de electricidad desde las regiones generadoras hasta los centros de consumo, es por lo anterior, que un BESS transportable podría desplazarse y apoyar en los tramos específicos del sistema, siendo atractivo para la inversión.

La implementación de un sistema BESS transportable no solo permitiría apoyar la operación intradía del SEN, sino que también proporcionaría beneficios económicos a través del modelo de arbitraje de energía. al aprovechar las

disparidades en los costos marginales de energía entre dos barras separadas geográficamente.

El entorno regulatorio en Chile ha comenzado a reconocer la importancia de los sistemas de almacenamiento de energía. La Ley de Almacenamiento y Electromovilidad de 2022 proporciona un marco legal claro para la participación de estos sistemas en el mercado. Además, la actualización de la Política Energética de Largo Plazo establece metas ambiciosas para la instalación de sistemas de almacenamiento, subrayando la necesidad de soluciones innovadoras como lo podría ser un BESS transportable.

En resumen, la evaluación de implementar un sistema de almacenamiento de energía transportable surge como una necesidad para validar un modelo de negocio innovador acorde a los desafíos presentados por sistema eléctrico chileno. Esta solución ofrecería una mayor flexibilidad, facilitando una transición hacia un futuro energético más sostenible, eficiente a nivel de operación y atractivo para los inversionistas. La evaluación técnica y económica de este modelo de negocio, centrada en el arbitraje de energía, busca aportar un valiosa perspectiva y estrategia para la industria energética del país.

1.2 Objetivo General

i. Analizar técnica y económicamente la implementación de un sistema de almacenamiento de energía (BESS) transportable en un entorno de arbitraje entre barras del sistema nacional geográficamente separadas.

1.3 Objetivos Específicos

i. Identificar y definir técnicamente cada uno de los componentes necesarios para el desarrollo de un sistema de BESS transportable que pueda ser conectado en distintas barras del mismo nivel de tensión dentro del sistema nacional.

ii. Identificar y definir los costos de inversión, operación y mantenimiento de un BESS transportable.

iii. Identificar conjuntos de barras eléctricas del mismo nivel de tensión en el sistema nacional que presenten disparidades frecuentes en sus costos marginales teniendo en consideración restricciones por proximidad geográfica.

iv. Determinar las condiciones económicas necesarias que permitan la viabilidad del modelo de negocio de arbitraje de energía entre puntos geográficamente separados.

1.4 Alcance de la memoria

Esta memoria de título se centrará en la evaluación técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía transportable con el objetivo de implementar un modelo de arbitraje entre diferentes barras del sistema eléctrico nacional. Los componentes y criterios técnicos considerados incluirán:

i. **Criterios de selección de tecnología de almacenamiento:** Los principales criterios para seleccionar la tecnología del BESS a utilizar serán técnicos y económicos. Se utilizará un sistema de puntaje para asignar por cada criterio una nota y así poder promediar y seleccionar la tecnología que posea la mejor puntuación.

ii. **Selección de barras dentro del sistema:** Se identificarán y analizarán los desacoples mensuales promedios por tramos dentro del sistema de transmisión nacional en un nivel de tensión de 220 kV en un rango de tiempo de 6 meses, dado que es el nivel de tensión representativo del sistema y un horizonte de tiempo realista para el análisis. Una vez realizado el análisis se verificará la disponibilidad de conexión en las subestaciones que forman parte de los tramos identificados. En el caso de no encontrarse disponibilidad de conexión, se buscarán alternativas próximas a la subestación (SE). Adicionalmente, se identificarán las limitaciones de potencia para la conexión del BESS transportable.

iii. **Capacidad y escala del sistema**: Se propondrá un sistema BESS transportable con una capacidad de almacenamiento objetivo delimitada en conformidad al análisis de selección de barras dentro del sistema. Se considerará tanto la implementación de una única unidad transportable como una flota de sistemas de almacenamiento.

iv. **Aspectos Logísticos:** Se evaluarán las rutas de transporte y logística necesarias para mover el sistema BESS entre las diferentes subestaciones identificadas, considerando restricciones regulatorias y de infraestructura que puedan influir en la movilidad de la solución.

1.5 Estructura de la memoria

Para esta memoria de título se proyecta el desarrollo de nueve capítulos cuya organización permitirá abordar de manera secuencial y estructurada los diferentes tópicos para evaluar técnica y económicamente un sistema de almacenamiento de energía transportable, sujeto al modelo de negocio de arbitraje dentro sistema eléctrico nacional. A continuación, se detalla por capítulo la estructura a seguir:

Capítulo 1: Introducción

Este capítulo establece el marco general de la memoria. Inicia con una presentación de los antecedentes sobre la necesidad y relevancia de los sistemas de almacenamiento de energía en la actualidad. Se define el problema específico el cual es la implementación de un sistema de almacenamiento de energía transportable en Chile bajo el modelo de negocio de arbitraje de energía. Se plantean los objetivos generales y específicos de la memoria, justificando la importancia del tema tanto a nivel energético como a nivel económico. La metodología de investigación se describe brevemente, y se proporciona una delimitación del alcance proyectado.

Capítulo 2: Revisión Bibliográfica

Se realiza una revisión de la información existente sobre diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, con un enfoque particular en las tecnologías de baterías de litio. Se exploran los conceptos básicos y modelos de negocio en los que los BESS pueden participar, considerando en particular el modelo de arbitraje de energía. Además, en este capítulo se dan a conocer las normativas y regulaciones aplicables al transporte, diseño, conexión y operación de sistemas BESS en el país.

Capítulo 3: Identificación de barras eléctricas para arbitraje

Este capítulo tiene la finalidad de identificar las secciones en el SEN que presenten desacoples en los costos marginales de las SE extremos. Se evalúan las restricciones geográficas entre ambos extremos del tramo, la disponibilidad física en las subestaciones seleccionadas para permitir la conexión de la solución transportable y su evaluación de ruta entre subestaciones.

Capítulo 4: Análisis Técnico del Sistema BESS móvil

En este capítulo se identifican, describen y diseñan técnicamente todos los componentes del sistema BESS, considerando las restricciones propias de un sistema transportable en Chile. Se define la tecnología de baterías, sistemas de control y equipamiento auxiliar a considerar. Se detallan aspectos del diseño y conexión del sistema mediante diagramas y esquemas.

Capítulo 5: Análisis económico del Sistema BESS móvil

Se identifican y analizan los costos de inversión necesarios para la implementación del sistema BESS transportable, así como los costos asociados al mantenimiento, operación y transporte. Se proyecta y analiza el beneficio económico derivado del arbitraje de energía, considerando el precio promedio de los desacoples de costos marginales entre los extremos de los tramos referenciales identificados. Se realiza una evaluación de la rentabilidad del modelo de negocio bajo diferentes escenarios económicos con proyecciones de costo marginales asociadas al aumento del precio de combustible.

Capítulo 6: Resultados y discusión

Esta sección resume los hallazgos más importantes presentados en los capítulo3, 4, 5, y su relevancia para los objetivos de la memoria. Se destacan las conclusiones claves y se proporciona una transición hacia el capítulo de conclusiones generales.

Capítulo 7: Conclusiones

En este capítulo se resumen de manera general los principales hallazgos técnicos y económicos de la memoria.

Capítulo II

2 Revisión bibliográfica

2.1 Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, Energy Storage Systems) transforman la energía eléctrica de la red en otra forma de energía para ser almacenada y posteriormente transformada nuevamente en electricidad para así ser utilizada cuando sea estimado. Actualmente los ESS son elementos cada vez más importantes en los sistemas eléctricos, porque son capaces de equilibrar la oferta y demanda y actuar como generación flexible cuando los sistemas eléctricos lo requieren (CIGRE, 2024).

Existen diferentes tecnologías para almacenar energía, siendo las más comunes las que muestran en la **Figura 1**. Hoy en día, el almacenamiento de energía presenta grandes desafíos a nivel de comercialización, ya que el reto actual está enfocado en utilizar el ESS que cuente con la mayor capacidad de almacenamiento, mayor eficiencia y mayor tiempo de vida útil, sin perder la rentabilidad para ser incorporado en proyectos.

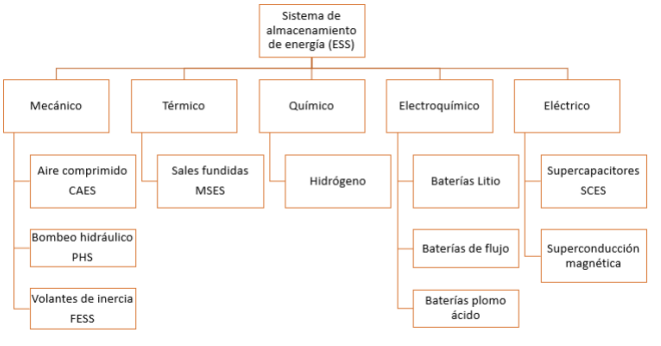


Figura 1: Descripción de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento que existen en la actualidad. Fuente del Instituto de Energías Renovables *(International Renewable Energy Agency. Electricity storage and renewables, 2022).*

En la **Tabla 1,** se presenta un resumen de las características de los cuatro tipos de tecnologías de almacenamiento de energía más utilizados a nivel mundial: Bombeo Hidroeléctrico (PHS), Volantes de Inercia (FESS), Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido (CAES) y Almacenamiento Electroquímico.

CARACTERÍSTICA	PHS	FESS	CAES	ELECROQUÍMICA
Potencia [MW]	100-5000	0.1 - 20	5 - 300	0.1 - 300
Duración energía	Horas - Días	mS - Horas	Horas - Días	Segundos - Horas
Tiempo de respuesta	Segundos - Minutos	Segundos	Minutos	Milisegundos - Minutos
Energía específica [Wh/Kg]	0.5 - 1.5	10 - 30	30 - 60	30 - 240
Auto descarga [%/día]	2	50	0	0.01 - 0.06
Eficiencia [%]	65 - 75	90 - 95	45 - 70	75 - 95
Vida media [años]	50 - 80	10 - 30	20 - 40	5 - 20

Tabla 1: Características técnicas de los ESS principales utilizados a nivel mundial. Fuente del Instituto de Energías Renovables *(International Renewable Energy Agency, Costs and markets to 2030., 2022)*

De esta tabla se puede observar que cada tecnología presenta ventajas y desventajas, las cuales restringen su uso. Por ejemplo, la tecnología PHS, es la mejor para el almacenamiento de energía a gran escala con alta duración debido a su alta capacidad de potencia y larga vida útil (Ciclos de carga y descarga). Sin embargo, requiere una topografía específica para su uso ya que el almacenamiento de grandes volúmenes de agua se realiza mediante represas y/o reservorios.

Por otra parte, la tecnología FESS y electroquímica son superiores al resto de tecnologías presentadas en términos de eficiencia y tiempo de respuesta. La tecnología FESS tiene una eficiencia muy alta y un tiempo de respuesta bajo[1], mientras que las baterías electroquímicas ofrecen alta densidad de energía[2] y también cuenta con bajo tiempo de respuesta.

En general de las cuatro tecnologías las baterías electroquímicas, destacan por su versatilidad, dado que cuentan con alta densidad de energía, alta eficiencia, y rápido tiempo de respuesta, lo que las hace ideales para distintas aplicaciones las cuales van desde la electromovilidad hasta el almacenamiento de energía en redes eléctricas.

Para la mayoría de las aplicaciones modernas, se requieren ESS que cuenten con alta densidad de energía, rápida respuesta, y alta eficiencia. En este ámbito la tecnología electroquímica, particularmente las baterías, son la opción más utilizada dada la versatilidad de aplicaciones en las que se pueden utilizar dado las múltiples tecnologías existentes en la actualidad (Energy site, Baterías, 2024).

La **Figura 2** muestra un gráfico comparativo de las diversas tecnologías de ESS en función de la potencia nominal y la capacidad de energía que cada una de estas presenta. Las tecnologías se ubican en un plano cartesiano donde el eje X representa la capacidad de energía y el eje Y la potencia nominal. Además, se segmenta a lo largo del plano una línea que indica el tiempo de descarga general.

---

[1] Tiempo de respuesta está vinculado al tiempo que demora el ESS en entregar la potencia nominal al sistema.
[2] La densidad de energía expresa cuánta energía se puede almacenar por unidad de masa de un ESS. Su unidad de medida es kilowatt-hora divididos entre kilogramo, kWh/kg.

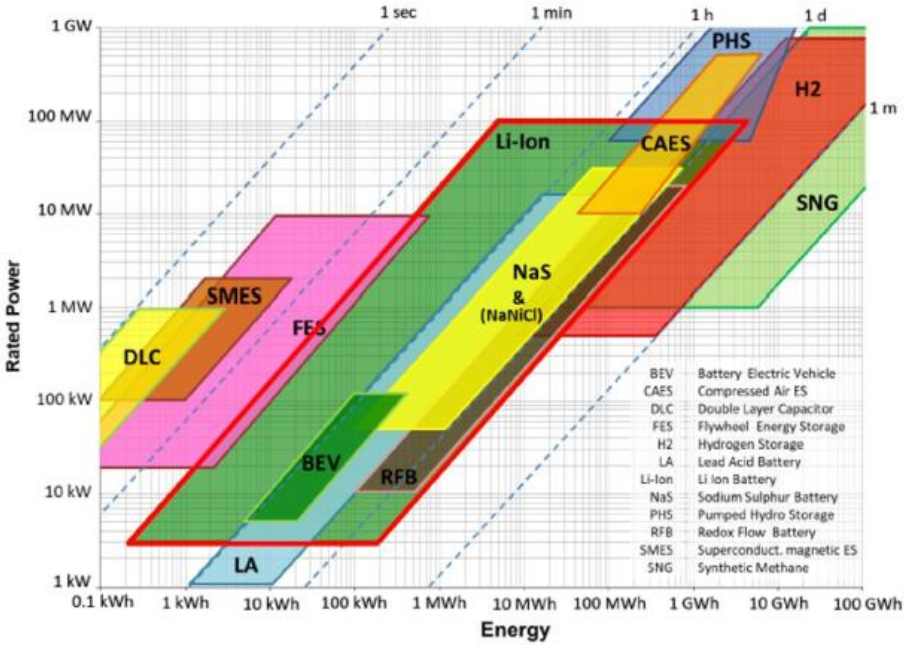


Figura 2: Posicionamiento de diversas tecnologías de almacenamiento de energía por su potencia nominal y su tiempo de descarga. Fuente del Instituto de Energías Renovables *(International Renewable Energy Agency, Costs and markets to 2030., 2022)*

Esta figura permite determinar de manera simple qué tecnologías de almacenamiento de energía son más adecuadas para diferentes aplicaciones dentro del sistema eléctrico, según la potencia y la duración de descarga. Particularmente, dentro de todas las tecnologías presentadas, en esta figura vuelven a destacar las baterías, particularmente las baterías de Li-Ion por su gran área de cobertura dentro del plano, lo cual da cuenta de la versatilidad en aplicaciones tanto de baja capacidad y potencia como de alta capacidad y potencia. Para mayor detalle revisar **Sección 9.1.**

Tras una revisión detallada de las distintas tecnologías disponibles para almacenar energía las baterías de ion-litio para sistemas de almacenamiento de energía (BESS) ofrece múltiples ventajas en comparación con otras tecnologías de almacenamiento de energía, lo que las convierte en la opción óptima para aplicaciones que requieren alta eficiencia, flexibilidad y escalabilidad, como el arbitraje de energía. Entre las principales tecnologías de almacenamiento, como el bombeo hidráulico, el almacenamiento de aire comprimido o los volantes de inercia, las baterías de ion-litio destacan especialmente por su alta densidad de energía, rapidez de respuesta y versatilidad en el diseño y la instalación.

En primer lugar, las baterías de ion-litio, ofrecen una alta densidad de energía que permite almacenar más energía en un espacio reducido. Esta característica es fundamental en aplicaciones móviles o en entornos donde el espacio físico es limitado, ya que el sistema puede integrarse en contenedores de tamaño compacto. Además, su bajo peso relativo en comparación con su capacidad energética permite

que el sistema BESS sea fácilmente transportable, lo cual es ideal para aplicaciones de arbitraje en las que el almacenamiento de energía puede moverse a diferentes ubicaciones para aprovechar disparidades de precios en el sistema eléctrico.

Otra ventaja fundamental del ion-litio es su alta eficiencia y capacidad de descarga rápida. En comparación con tecnologías mecánicas, como el bombeo de agua o el almacenamiento de aire comprimido, las baterías de litio pueden entregar y almacenar energía en ciclos de carga y descarga de manera rápida y eficiente, lo cual es vital en aplicaciones de arbitraje energético, donde el almacenamiento y liberación de energía deben adaptarse en cuestión de segundos a las variaciones de precios y demanda en el sistema. Además, las baterías de litio presentan una baja tasa de autodescarga, lo que garantiza que la energía almacenada esté disponible cuando se necesita, minimizando pérdidas y optimizando la rentabilidad del sistema.

En términos de versatilidad y escalabilidad, las baterías de ion-litio permiten un diseño modular que facilita la expansión del sistema según la demanda energética y los requerimientos operacionales. A diferencia de sistemas como el almacenamiento en bombeo, que requiere infraestructura física adicional (como embalses), el BESS puede ampliarse o reducirse fácilmente añadiendo o retirando módulos de baterías según las necesidades específicas del proyecto. Esto proporciona una gran flexibilidad para los operadores e inversores, ya que permite ajustar la capacidad instalada de acuerdo con los cambios en el mercado y las oportunidades de arbitraje.

Por último, el BESS de ion-litio presenta ventajas en cuanto a su eficiencia energética y sostenibilidad ambiental. A diferencia de tecnologías que requieren infraestructura física extensiva y recursos naturales, como el agua en sistemas de bombeo, las baterías de litio tienen un impacto ambiental reducido y una mayor eficiencia en la conversión de energía. Su portabilidad y modularidad también permiten que el sistema pueda ser retirado o reemplazado fácilmente al final de su vida útil, minimizando así el impacto ambiental a largo plazo.

En resumen, la elección de baterías de ion-litio para sistemas de almacenamiento de energía se justifica ampliamente debido a su alta densidad de energía, rapidez de respuesta, escalabilidad, eficiencia y seguridad. Estas características ofrecen una solución de almacenamiento que no solo cumple con los requisitos técnicos de aplicaciones como el arbitraje energético, sino que también proporciona una alternativa flexible y sostenible frente a otras tecnologías de almacenamiento en términos de costo-beneficio, impacto ambiental y adaptabilidad a distintos escenarios operacionales. Para mayor detalle ver la **Sección 9.1.3.3.**

2.2 Revisión normativa para los BESS en Chile

En Chile existen distintas exigencias referentes a los sistemas BESS. Si bien la lista de normas afines es extensa y varía dependiendo del enfoque que se quiera dar. Se darán a conocer en primera instancia las normativas, cuerpos legales y buenas prácticas principales que existen actualmente en Chile para el diseño de soluciones BESS.

2.2.1 Electricidad

El mercado eléctrico nacional es regulado y fiscalizado constantemente, debido al beneficio e impacto social que conlleva a los sectores energéticos (CIGRE Chile, Desafíos y oportunidades, 2023). A nivel de funcionamiento el sistema eléctrico se compone por distintas entidades las cuales se muestra en la **Figura 3** :

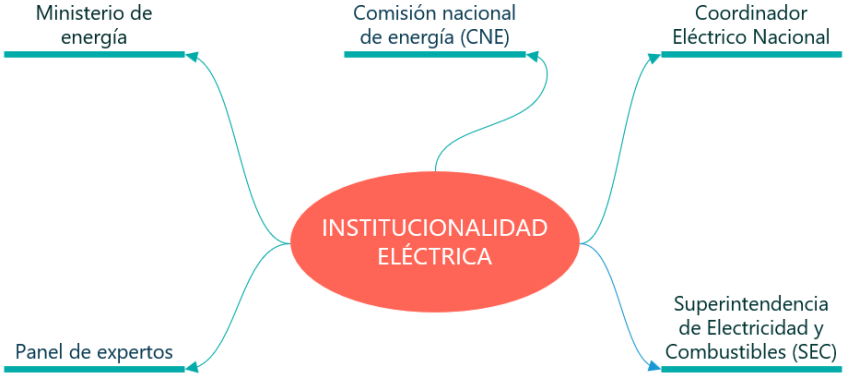


Figura 3: Entidades reguladoras del sector eléctrico. Fuente: Elaboración propia.

Cada una de estas entidades tiene por objetivo velar por el correcto funcionamiento del sistema y por la libre competencia en los distintos segmentos del SEN.

En la siguiente sección se describirán brevemente las distintas leyes, decretos y normativas que influyen en los BESS.

2.2.1.1 Ley General de servicios eléctricos (LGSE)

En la Ley General de Servicios Eléctricos (Biblioteca Nacional de Chile, DFL4, s.f.), en adelante D.F.L. 4, se encuentran algunas disposiciones relacionadas con sistemas de almacenamiento y generación fotovoltaicos. En el artículo 225° respecto a almacenamiento de energía, establece la siguiente definición: *"Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento."*

Este mismo decreto entrega la instrucción de que los ESS están sujetos a coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional según las necesidades del operador de la red[3].

Esta ley define que es un sistema de almacenamiento e indica que estos equipos están sujetos a coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional, por lo que se debe tener en consideración este último a la hora de proyectar la conexión al sistema.

2.2.1.2 Decreto 125

En el Decreto 125 (Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 125, 2017) del año 2017 en el cual se aprueba la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, se define que los sistemas de almacenamiento de energía interconectados al sistema eléctrico pueden destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía. A su vez distingue dos modos de operación, denominados modo retiro y modo inyección, los que deben efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El modo retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el modo inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.

Figura 4: Modos de operación de sistemas de almacenamiento. Fuente: *(CNE, Reglamento Coodinación y Operación, 2017).*

Por otra parte, en los artículos 92, 93, 94 del decreto indica que la energía retirada del sistema eléctrico para el almacenamiento se utiliza de manera exclusiva en el

[3] Este punto en particular incorpora incertidumbre en los ESS, dado que el fin del CEN es velar por la seguridad sistémica y operación de este al menor precio, por lo que las proyecciones de precios al evaluar un BESS tienen un grado de riesgo que se debe considerar.

modo retiro y no se permite su comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.

Actualmente este decreto restringe la conexión de una solución móvil en el sistema dado que indica explícitamente que el punto de inyección y retiro de energía debe ser el mismo (artículo 92). Así, la solución proyectada para esta memoria no puede ser aplicada en el sistema nacional[4].

Para viabilizar la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) móviles, que puedan realizar arbitraje de energía en distintas barras del sistema eléctrico nacional, se propone una modificación al Artículo 92 del Decreto 125. Esta modificación permitiría que el BESS móvil se conecte en diferentes puntos de retiro e inyección, bajo condiciones específicas de seguridad y coordinación con el operador del sistema. Por lo anterior, se propone una redacción distinta del articulo:

- Propuesta de Modificación:
    - "En los Sistemas de Almacenamiento de Energía y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. No obstante, en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía Móviles (SAE-M), se permitirá que los modos de retiro e inyección se realicen en distintos puntos de conexión dentro del mismo nivel de tensión, siempre que se cumplan los requisitos de seguridad y comunicación establecidos por el operador del sistema. El SAE-M deberá operar bajo un plan de retiros e inyección bajo la supervisión y autorización del Coordinador Eléctrico Nacional, garantizando que las condiciones técnicas y de seguridad del sistema no se vean comprometidas."

Para esta propuesta de modificación se debe incorporar el concepto de almacenamiento de energía móvil, el cual correspondería a un sistema de almacenamiento se permitirá que los modos de retiro e inyección se realicen en distintos puntos de conexión dentro del mismo nivel de tensión siendo un coordinado sujeto a operación bajo un plan de retiros e inyecciones.

[4] Si bien este decreto restringe la inyección o retiro desde distintos puntos eléctricos del sistema, actualmente se están discutiendo en las distintas cámaras del congreso con el fin de flexibilizar y aumentar la incorporación de sistemas de almacenamiento con distintos modelos de negocio para incentivar la participación privada.

2.2.1.3 Decreto 109

El Decreto 109 (Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 108, 2018) es un reglamento que establece las exigencias de seguridad en instalaciones eléctricas, las cuales se entienden como aquellas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, en materias de diseño, construcción, puesta en servicio, operación, mantenimiento y reparación.

Es importante destacar que, para el caso de la distribución de energía, el reglamento aplica hasta el punto de conexión del usuario final con la red de distribución.

Con base al Reglamento mencionado, la Superintendencia de Electricidad y Combustible publicó la Resolución Exenta N°33.277 (SEC, Pliegos RPTD, s.f.), resolución que dicta pliegos técnicos normativos relacionados a las siguientes temáticas. A continuación, se destacan e indican los principales pliegos que y como estos afectan en el diseño del BESS:

- RPTD N°01 Tensiones y frecuencias nominales:
    - Declara que la frecuencia nominal del sistema debe ser 50Hz, y los niveles de media tensión con los que se puede trabajar.
- RPTD N°04 Conductores:
    - Declara que conductores protegidos y cables aislados que se encuentren dentro de subestaciones eléctricas y en superficie deben ser retardantes a la llama y deben llevar una marca indeleble en intervalos de 1m la leyenda "PELIGROALTA TENSIÓN".
- RPTD N°05 Aislación.
    - Declara el BIL con el que debe contar la barra de distribución de energía. En el caso de esta memoria, impone los valores de BIL que deben garantizar todos los componentes de media tensión (Switchgear, conductores, conectores de media tensión, etc).
- RPTD N°06 Puesta a tierra.
    - Establece las exigencias con las que debe contar el sistema de puesta a tierra de la subestación. Particularmente, indica que deben conectarse al sistema de puesta a tierra de la subestación todas las partes metálicas de una instalación que normalmente están sin tensión, como carcasas y chasis de máquinas, transformadores o aparatos, partes conductoras y accesibles de estructuras y edificios.

En el caso de esta memoria, el tanto camión como envolvente deben estar conectados a la malla.

- RPTD N°08 Protección contra incendios.

    - Establece que las instalaciones de control y edificaciones que se encuentran al interior de una subestación deben construirse con elementos resistentes al fuego con base a la ordenanza general de urbanismo y construcciones.

    - Se indica que todas las puertas deben contar con barras antipánico y cierre de puerta automático.

    - Se establece que los Sistemas de Sistemas de Detección y Detección y Alarma Contra Alarma Contra Incendios, deberán Incendios, deberán cumplir con cumplir con los requerimientos del código NFPA 72.

- RPTD N°09 Señalización de seguridad de instalaciones.

    - Establece que la señales de seguridad se clasifican en informativas, de advertencia y de obligación o prohibición, las cuales, según su tipo y significado, deberán aplicarlas formas geométricas y los colores establecidos en las normas ISO 3864-1, 2,3 y 4, además de llevar pictogramas en su interior.

    - Se deben colocar señaléticas de peligro en todos los gabinetes o armarios que tengan posibilidad de estar energizados.

- RPTD N°10 Centrales de producción y subestaciones.

    - Establece criterios para el desarrollo de chasis de las salas eléctricas
        - Se indican los factores de amortiguamiento y coeficientes de sismo vertical/horizontal a ser considerados en la memoria de cálculo estructural, según zona sísmica.

    - Establece criterios para la iluminación interior, exterior y de emergencia:
        - El sistema de iluminación en espacios interiores o exteriores de una central de generación o subestación de transmisión deberá cumplir con los niveles mínimos señalados por la IES (Iluminating Engineering Society – 500lm como mínimo).
        - Indica que el Tener un alumbrado de emergencia, que permita circular sin peligro por los corredores de servicio

y de control para ejecutar los trabajos necesarios. El alumbrado de emergencia podrá omitirse en aquellas instalaciones que no requieren personal permanente.

- Establece criterios para los servicios auxiliares:
  - El suministro puede provenir desde la propia instalación o desde un circuito exterior.
- Establece criterios para los banco de baterías.

- RPTD N°16 Puesta en Servicio.

  - Indica el procedimiento de información de puesta en servicio, el cual debe ser informado al menos 15 días antes de la puesta en servicio, comunicando a la Superintendencia de electricidad y combustible.

2.2.1.4 Decreto 8

El Decreto 8 surge con el objetivo de mejorar las exigencias en materia de seguridad establecidas en las normas técnicas para instalaciones de consumo de energía eléctrica (SEC, Reglamento RIC, s.f.). En estos se establecen las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución. Los Pliegos Técnicos que se deberán dictar serán los siguientes (Ver **Figura 5**, delimitación de alcance). A continuación, se destacan e indican los principales pliegos que y como estos afectan en el diseño del BESS:

- RIC N°02 Tableros Eléctricos.

  - Establece los criterios mínimos con los cuales deben ser construidos tableros de baja tensión, hasta 1kV.

  - Indica código de colores a seguir para interconexionado de conductores entre armarios

  - Indica distancias mínimas que deben respetarse al interior del tablero.

- RIC N°04 Conductores, materiales y sistemas de canalización.

  - Establece que los conductores utilizados dentro de un recinto eléctrico deben ser retardante a la llama y libre de halógenos.

- Por otra parte, se indican factores de derrateo de corriente con base a la disposición dispuesta de conductores dentro del sistema de canalización.

- RIC N°06 Puesta a tierra y enlace equipotencial.

  - Establece las exigencias con las que debe contar el sistema de puesta a tierra del recinto en particular. En el caso de la solución presentada se debe contar con una resistencia de tierra menor a 20ohm.

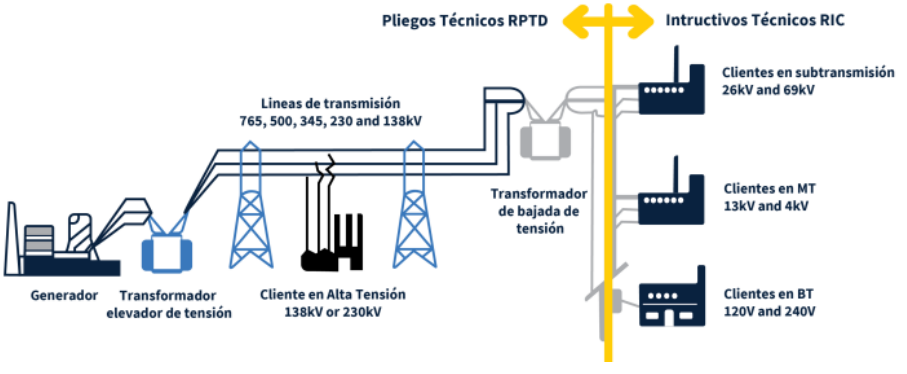


Figura 5: Pliegos Técnicos de seguridad a instalaciones. Fuente *(NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020)*.

2.2.1.5 Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTS&CS)

El objetivo general de esta norma técnica es permitir el correcto funcionamiento del sector eléctrico a nivel de generación y transmisión, para lo cual deberá regular los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de estos sectores (CNE, NTS&CS, 2019). En esta establecen 18 anexos técnicos que dan las directrices para el diseño y puesta en servicio de instalaciones que se conecten al SEN.

A continuación, se mencionan estos anexos:

- **Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Corto circuito.**

  - Establece los criterios a considerar para el cálculo del aporte de corrientes de cortocircuito de una instalación al sistema em el punto eléctrico en el cual se conecta.

- En el caso particular de esta memoria, esta metodología de cálculo no es considerada, sin embargo, se debe tener presente en la etapa de desarrollo el impacto de las distintas contingencias proyectadas para garantizar la correcta operación y consideraciones para el resguardo del sistema

- **Anexo Técnico: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR.**

  - El sistema de información en tiempo real establece una serie de condiciones a la información que una nueva instalación al sistema debe informar al Coordinador Eléctrico nacional mediante un enlace de comunicación ya sea en DNP3.0 o IEC-104.

  - Para efecto de esta memoria no se entra en el detalle preciso de la señales que deben ser consideradas, sin embargo, se proyecta que la solución cuente con una conexión disponible mediante fibra óptica para conexión a la red de comunicación del punto donde se conecte.

- **Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.**

  - Tal como lo indica el nombre del anexo, este establece las requerimientos básicos que deben cumplir una instalación para que esta pueda ser conectada al sistema. Particularmente, para el caso de esta memoria se deben tener en consideración los aspectos relacionados a exigencias civiles en el cálculo de estructuras los cuales deben ser realizados con base a la ETG1.020 o IEEE 693.

  - Por otra parte, establece exigencias para las subestaciones móviles que en el caso de esta memoria se deben tener en consideración:

    - La subestación de contar con al menos un interruptor de entrada y opcionalmente un interruptor de salida considerando una tecnología GIS o SWITCHGEAR o HIBRIDA.

    - La subestación móvil deberá disponer de, al menos, dos terminales de puesta a tierra diagonalmente opuestos, con cable de un calibre máximo igual a 4/0 AWG

    - Para la conexión en BT/MT, se deberá disponer de una caja con bushing y terminales para permitir su conexión

- La subestación móvil deberá disponer de SSAA mínimos para su operación autónoma, sin perjuicio de poder disponer de una conexión a SSAA externos.

- La subestación móvil deberá ser autosuficiente para su control y funcionamiento en cuanto a las protecciones necesarias para su operación. Además, deberá disponer de conexión para recibir eventualmente señales de disparo externas y también para enviar señales de control, medida disparo y protección al exterior.

- La subestación móvil debe diseñarse considerando los esfuerzos sísmicos establecidos y deberá soportar los esfuerzos de transporte, los que serán determinados en cada caso

- **Anexo Técnico: Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento.**

  - Este anexo establece un listado con toda la información requerida a presentar al Coordinador Eléctrico Nacional para poder colocar en operación la solución planteada.

  - En el caso de esta memoria este punto no es profundizado, solo se declara para tener en consideración la información técnica que debe ser presentada para poder colocar en operación la solución.

- **Anexo Técnico: Sistema de Medidas para Transferencias Económicas**

  - Este anexo establece la exigencia que la instalación a ser conectada debe contar con un equipo de facturación al menos de una clase de exactitud de 0.2% (porcentaje de error en la lectura de variables eléctrica), la cual permita registrar los retiros e inyecciones del sistema en el punto de conexión para que este pueda ser remunerado o cobrado según corresponda.

2.2.2 Diseño constructivo

2.2.2.1 Estructural

Un BESS, se representa como una "Carga Permanente"[5] en la estructura sobre la cual está instalado. Considerando, por ejemplo, una densidad de energía de 30 Wh/kg para una batería de NMC de Ion Lito (Ver **Sección 9.1.3.3**), un sistema de almacenamiento de 1000 kWh tendría una masa, únicamente atribuible a sus baterías, de casi 4000 kg.

La norma chilena NCh 1.537 "Diseño estructural - Cargas permanentes y cargas de uso" (Minvu, Normas técnicas, 2009) entrega valores de carga de diseño, sobrecargas en uso y cargas permanentes a utilizar, separado según el uso que se da a la estructura.

Se debe asegurar que el lugar donde se instale el sistema de baterías tenga la capacidad para tolerar su carga en todo momento, especialmente durante sismos. Se debe velar, entonces, por el cumplimiento de las normas NCh. 2.369-2023 "Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales" (Minvu. Nch2369, 2023) y NCh. 203 "Análisis y diseño de edificios con aislación sísmica" (INN, Nch2745, s.f.), ETG 1.020 "Requisitos sísmicos para los equipos eléctricos" (ENDESA, Requerimientos sísmicos, 1985), según corresponda[6].

Así, se recomienda contar con un anclaje de cada uno de los elementos que componen el sistema de almacenamiento, en especial las baterías (anclaje a estantería o rack contenedor) y el recipiente contenedor (anclaje a piso). En caso de que la batería o la estantería no cuente con una forma de anclaje predeterminado, se debe incorporar un zócalo o componente similar.

A lo anteriormente indicado se debe sumar la consideración que la solución presentada en esta memoria es del tipo móvil el anclaje a piso de los armario de baterías debe ser diseñada también considerando los requerimientos sísmicos generados por vibraciones en el transporte.

---

[5] Carga permanente es aquella carga vertical aplicada sobre una estructura que incluye el peso de la misma estructura más la de los elementos permanentes. También llamada carga muerta.
[6] Esta definición es por parte del dueño del sistema. Generalmente se considera la ETG1.020 o NCh2369-2023, las cuales son las más exigentes a niveles de parámetros para simulación.

2.2.2.2 Medioambiental

Decreto 148: Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos

El Decreto 148 del Ministerio de Salud (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, decreto 148, 2004), establece condiciones sanitarias y de seguridad mínimas a las que está sujeto la generación, tenencia, almacenamiento, transporte, tratamiento, reúso, reciclaje, disposición final y otras formas de eliminación de residuos peligrosos. Se designa como residuo peligroso si esta presenta riesgo para la salud pública y/o efectos adversos al medio ambiente, ya sea directa o indirectamente o debido a su manejo establecido o previsto.

El Artículo 90 hace mención respecto a baterías dentro de residuos peligrosos. Sin embargo, el generador del residuo puede demostrar ante la Autoridad Sanitaria que tales residuos no son peligrosos, según lo establecido en ciertos artículos en específico dentro de la misma norma. Dentro de la lista se encuentra:

- Baterías de plomo desechadas, enteras o trituradas.

- Baterías desechadas sin seleccionar, excluidas mezclas de baterías de la Lista B (Residuos no peligrosos) del artículo en cuestión, que contengan constituyentes en concentraciones tales que hagan que el residuo presente alguna característica de peligrosidad.

- Montajes eléctricos y electrónicos de desecho o chatarras de estos que contengan componentes como baterías incluidas dentro de la lista, interruptores de mercurio, vidrios de tubos de rayos catódicos y otros vidrios activados y capacitores de PCB, o contaminados con constituyentes en concentraciones tales que hagan que el residuo presente alguna característica de peligrosidad.

Para el caso de esta memoria la solución debe ser declarada residuo no peligroso entregando toda la información indicada en el decreto. Es importante destacar que en general empresas de gran envergadura, suministradoras de baterías se hacen cargo tras la vida útil por lo cual reafirma la declaración de residuo no peligroso.

Ley 20.920

La Ley 20.920 del Ministerio del Medio Ambiente (Ministerio del Medio Ambiente, Marco regulatorio para gestión de residuos, 2016), Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento al reciclaje". En el Artículo 10 se definen los productos prioritarios, donde se señala que la responsabilidad extendida del productor aplicará a las categorías o subcategorías definidas en los respectivos decretos supremos que establezcan metas y otras obligaciones asociadas, para los siguientes productos prioritarios:

- Aceites lubricantes.
- Aparatos eléctricos y electrónicos.
- Baterías.
- Envases y embalajes.
- Neumáticos.
- Pilas.

De acuerdo con este artículo, la referida ley fija responsabilidad en el productor del destino final de las baterías. Asimismo, productor se define como aquella persona que, independiente de la técnica de comercialización, enajena un producto prioritario por primera vez en el mercado nacional; que enajena bajo marca propia un producto prioritario adquirido de un tercero que no es el primer distribuidor; que importa un producto prioritario para su propio uso profesional. Bajo este escenario, en futuros proyectos se deben contemplar los costos asociados con este ítem, sobre todo aquellos en que se contemple la importación de la tecnología.

2.2.2.3 Código del trabajo

Se debe cuidar que ningún trabajador levante elementos de masa mayor que 25 [kg], esto de acuerdo con los artículos 211-F, G y H del Código del Trabajo (Biblioteca del Congreso Nacional, Código del Trabajo, s.f.). De esta manera, se recomienda que los sistemas de baterías a instalarse en Chile permitan su instalación de forma modular, con elementos que pesen menos que 25 kg cada uno, o bien que se dispongan los medios de ayuda mecánica para limitar la fuerza que realiza un trabajador individual.

Este punto ataca directamente a la integración de equipos interior sala. Es labor del encargado de seguridad e Higiene (HSE), de cada empresa velar por el cumplimiento de esta normativa. En caso de que un componente tenga un peso superior al indicado se debe considerar el uso de maquinaría especial para no dañar la integridad del trabajador.

2.2.3 Transporte

En la presente sección se indican las normas establecidas respecto al transporte de carga terrestre dentro del país, indicando los criterios y procedimientos que regulan el otorgamiento de autorizaciones para la circulación de vehículos con carga normal, sobrepeso y/o sobredimensión (permisos especiales).

A continuación, se presentan las definiciones generales utilizadas en el rubro del transporte previo a la presentación de decretos y normativas del sector:

- **Carga Indivisible:**
  Es aquella que no puede ser reducida por división en partes menores sin afectar su funcionalidad y que excede las dimensiones y/o peso máximo establecido, en al menos uno de sus componentes, al ser transportada en la posición correcta y en el vehículo adecuado.

- **Transporte especial:**
  Son aquellos vehículos o transporte de cargas indivisibles cuyas dimensiones y/o pesos exceden los límites máximos establecidos en la legislación vigente.

- **Inspector Fiscal de Pesaje:**
  Es el funcionario Público de la Dirección de Vialidad encargado de controlar en las plazas de pesaje y en los caminos públicos, que los vehículos cumplan con lo establecido en el Decreto N.º 158.

- **Vacío:**
  Equipos de transporte sin carga.

- **Peso de Tara y Carga:**
  - **Tara**: corresponde al peso del equipo de transporte vacío (tracto camión y semirremolque o modular).
  - **Carga:** corresponde al peso de la carga que se desplazara en un equipo de transporte.

- **Peso Bruto Total (PBT):**
  Es la suma de los pesos por ejes y conjuntos de ejes de un vehículo, con o sin carga.

- **Configuración de Ejes: Se denomina configuración a de ejes a:**
  - Distancia entre Conjuntos**:** corresponde a la distancia entre centro de ruedas extremas de ejes o conjuntos de ejes. Esta debe ser superior a 2.4 m. entre centros de ruedas.

- Tipo de Ejes: Es la agrupación de ejes según distancias entre ejes y conjuntos.

- Rodado de Vehículo**:** cantidad de ruedas de un eje, pudiendo ser simple, doble o múltiple

- **Alto Total:**
  Corresponde a la sumatoria del alto del equipo de transporte más la carga.

- **Ancho Total:**
  Corresponde al ancho mayor, ya sea plataforma o carga.

- **Largo Total:**
  Corresponde al largo desde el parachoques del primer vehículo tractor hasta el último parachoques trasero.

- **Remolque:**
  Vehículo no motorizado que cuenta con más de un grupo de ejes, diseñado para el transporte de carga y para ser remolcado por otro vehículo, al cual se conecta mediante una barra **(Figura 6**).

- **Semirremolque:**
  Vehículo no motorizado que cuenta con un grupo de ejes único, diseñado para el transporte de carga y para ser remolcado por otro vehículo, cuando parte de su peso se recibe en el vehículo que lo remolca por medio de una quinta rueda **(Figura 6 y Figura 7)**.

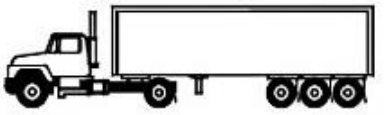
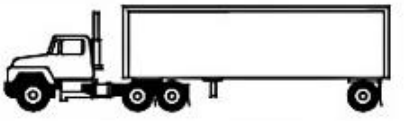
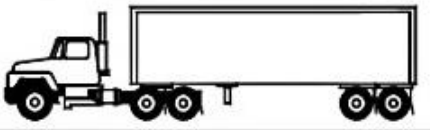
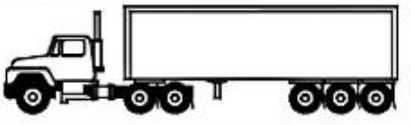
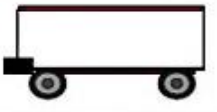
Designación	Configuración	Descripción
2S3		Tractocamión de dos ejes con semirremolque de tres ejes
3S1		Tractocamión de tres ejes con semirremolque de un eje
3S2		Tractocamión de tres ejes con semirremolque de dos ejes
3S3		Tractocamión de tres ejes con semirremolque de tres ejes
R2		Remolque de dos ejes

Figura 6: Configuraciones de semirremolques y remolques más comunes en el transporte nacional. Fuente: *(METROPOL, Categorización de camiones, 2022).*

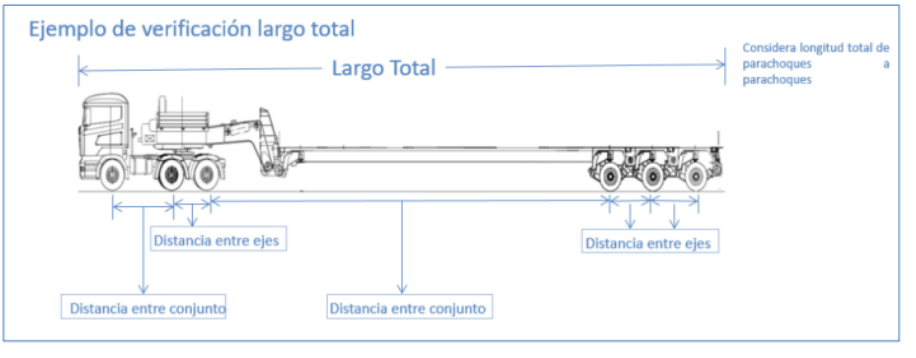


Figura 7: Representación gráfica de definiciones básicas en el rubro de transporte. Fuente: *(Vialidad Chile, Instructivo de permisos especiales, 2023).*

2.2.3.1 Resolución N°1

En la Resolución N° 1 de 1995 del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones establece las dimensiones máximas a los vehículos que circulen en las vías públicas. A continuación, se indican los valores establecidos y los valores máximos permitidos presentando solicitudes de sobrecarga, sobredimensión o ambos:

- **Alto máximo:**
  La altura máxima permitida es de 4,20 m. para los vehículos en general.

- **Ancho Máximo:**
  El ancho máximo permitido es de 3,5 m, como máximo.

- **Largo Máximo:**
  El largo máximo permitido para el tracto–camión con semirremolque es de 18,60 m. y para el camión con remolque o cualquier otra combinación es de 20,50 m.

2.2.3.2 Decreto Supremo 158

Peso por Eje:

En este decreto se fijan los límites de peso, por eje y total, con los cuales pueden circular vehículos de cualquier especie, por los caminos públicos (**Tabla 2**).

Tipo de Eje	Tipo de Rodado	Límite de Peso (t)
Simple	Simple	7
Simple	Doble	11
Doble	Simple	14
Doble	Doble +Simple	16
Doble	Doble	18
Triple	Simple	19
Triple	2 Doble + 1Simple	23
Triple	Doble	25
Cuádruple	Doble	29
Simple (compuesto por semiejes)	Múltiple (4 ruedas)	12
Simple (compuesto por semiejes)	Múltiple (8 ruedas)	14

Tabla 2 Límite de Pesos Máximos para Ejes (D.S. MOP N° 158). Fuente: *(Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 158, 2015).*

Peso bruto total:

En este decreto se fijan los límites de peso total, con los cuales pueden circular distintas combinaciones de camiones, ya sea con un semirremolque o con eje posterior simple o doble, por los caminos públicos:

- Menor de 13 m. entre ejes extremos, máximo 39 t.

- De 13 a 15 m. entre ejes extremos, máximo 42 t.

- Más de 15 m. entre ejes extremos, máximo 45t.

- Camión con semirremolque, con eje posterior triple, cualquiera sea la distancia entre ejes extremos, máximo 45 t.

2.2.3.3 Sobredimensión y sobrepeso

En el caso que las dimensiones y pesos brutos sean mayores a los establecidos en la resolución N° 1 y DS 158, se deben presentar solicitudes de sobre peso y sobredimensionamiento con restricción de movimiento de la carga a 200 km diarios. Además, si la carga es mayor a las 100 t, se deben presentar solicitudes adicionales para el traslado requiriendo escolta policial por región, estudio de ruta, listado de puentes/estructura e inspecciones de puentes.

A continuación, se presentan las dimensiones máximas permitidas para el traslado de carga dentro del país:

- Por razones de seguridad se debe evitar el transporte de cargas muy altas, por lo que se deben utilizar plataformas lo más bajas posibles. A continuación, se presenta **Tabla 3** se definen los altos máximos permitidos.

Alto Plataforma [m]	Alto Máximo [m]
≤ 0,8	> 6
> 0,8 ≤ 1,0	6
> 1,0 ≤ 1,3	5

Tabla 3: Alto máximo permitido para traslado de carga sobredimensionada según resolución exenta 2503 del 21 de septiembre del 2023. Fuente *(Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503, 2007)*

- Por razones de seguridad se debe evitar el transporte de cargas muy anchas de plataforma. En el caso de cargas sobredimensionadas de ancho para el transporte de la carga, en conjunto con los sistemas de sujeción se realice de manera segura se condiciona un ancho de plataforma para un ancho máximo de carga. Estos valores se muestran en la **Tabla 4.**

Ancho de Plataforma [m]	Ancho Máximo de la Carga [m]
≥ 2,5 ≤ 2,7	3,7
> 2,7 ≤ 2,8	3,8
> 2,8 ≤ 2,9	3,9
> 2,9 ≤ 3,0	4
> 3,0 ≤ 3,2	4,5
> 3,2 ≤ 3,4	6,4
> 3,4	> 6,4

Tabla 4: Ancho máximo permitido para traslado de carga sobredimensionada según resolución exenta 2503 del 21 de septiembre del 2023. Fuente *(Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503, 2007)*

- Por razones de seguridad se debe evitar el transporte de largas. Con el fin de asegurar que los vehículos, para el transporte de cargas largas, sean los adecuados se han definido los largos máximos permitidos de las cargas en función del largo de la plataforma según se muestra en la **Tabla 5**

Largo de Plataforma [m]	Largo máximo de la carga [m]
≤ 13	Igual a la plataforma
> 13	10%

Tabla 5: Largo máximo permitido para traslado de carga sobredimensionada según resolución exenta 2503 del 21 de septiembre del 2023. Fuente *(Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503, 2007)*

Las limitaciones de peso y dimensiones imponen varios desafíos técnicos y de diseño para el desarrollo de una solución BESS móvil eficiente y funcional. Estas restricciones son clave para garantizar que el sistema pueda ser transportado de manera segura y conforme a las normativas de transporte vial. A continuación, se detalla cómo cada una de estas restricciones afecta al diseño y operatividad del sistema BESS móvil:

- **Altura máxima de 4,20 metros (incluyendo la cama del camión):**
  Esta limitación implica que el diseño vertical del BESS debe ser compacto, lo cual afecta la disposición interna de los componentes, como el rack de baterías, el sistema de conversión de potencia (PCS), el sistema de gestión de baterías (BMS), y los equipos auxiliares (como HVAC y sistemas de incendio). La altura máxima restringe la posibilidad de apilar baterías en varios niveles, lo cual reduce la densidad de almacenamiento que podría alcanzarse con menos limitaciones de altura. Esto obliga a optimizar el diseño para maximizar la capacidad energética y asegurar la accesibilidad para mantenimiento dentro de esta restricción.

- **Ancho máximo de 3,5 metros sin accesorios sobresalientes:**
  Este límite de ancho restringe el espacio horizontal disponible para la instalación de componentes y obliga a mantener todos los accesorios, como puertas, españoletas, escaleras, y conexiones externas, dentro de este ancho. Esto también significa que el sistema BESS móvil no puede tener elementos que sobresalgan de esta medida, lo que reduce la flexibilidad para incorporar características adicionales. La falta de espacio adicional para accesorios impone una necesidad de integrar cada componente dentro de la estructura y evitar diseños voluminosos que puedan exceder este ancho.

- **Largo máximo de 18,6 metros para el camión con remolque:**
  La limitación en la longitud del conjunto implica que todos los equipos deben estar organizados en un diseño longitudinal. Al igual que con la altura y el ancho, esta limitación reduce la capacidad de almacenamiento de energía total, ya que limita la cantidad de módulos de baterías que pueden instalarse en el sistema. Este largo máximo también debe considerar el

espacio necesario para pasillos internos o áreas de servicio, necesarios para realizar mantenimiento y garantizar la seguridad del sistema.

- **Peso máximo de 45 toneladas:**
  La restricción de peso es una de las más importantes, ya que impacta directamente en la cantidad de baterías que pueden ser instaladas, así como en los materiales y equipos auxiliares que se pueden incluir. Dado que las baterías de ion-litio, aunque de alta densidad energética, siguen siendo relativamente pesadas, esta limitación obliga a buscar un equilibrio entre la capacidad de almacenamiento y el peso total del sistema. Además, los componentes auxiliares, como el transformador de potencia, el sistema de conversión de energía, y los equipos aire acondicionado, también aportan un peso considerable. Esta limitación obliga a optimizar la selección de componentes y materiales para minimizar el peso sin comprometer la funcionalidad y seguridad del sistema.

En conclusión, estas limitaciones imponen desafíos significativos al diseño del BESS móvil y requieren una estrategia de diseño que maximice la capacidad de almacenamiento y seguridad dentro de las restricciones de peso y tamaño impuestas por las normativas de transporte, las cuales serán abarcadas en secciones posteriores.

Capítulo III

3 Identificación de barras eléctricas para arbitraje de energía

En este capítulo de la memoria se identifican las distintas secciones dentro del SEN, que presente una alta frecuencia relativa en desacoples respecto a los costos marginales promedio dentro de los últimos seis meses. Tras la identificación se evaluarán restricciones geográficas que debe considerar la solución móvil junto con las consideraciones físicas y capacidades de estas SE para permitir la conexión

Para comenzar con la identificación de barras dentro del sistema que presenten diferencias en sus costos marginales (CMg) es importante entender cómo se conforma topológicamente el SEN y como el sistema proyecta el costo marginal que será utilizado. Esto en la Sección

3.1 Identificación de barras electicas con diferencias de costos marginales

Para identificar las barras del sistema en las cuales se generan desacoples de precios marginales, se utilizan los datos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional en el portal de estadísticas (Coordinador Eléctrico Nacional, Costos marginales reales, 2024). Se recopila la información de seis meses (desde enero del 2024), la cual se encuentra detallada en el **Anexo 9.2.1.**

Tras el análisis de la información se genera la **Tabla 6,** en la cual se filtran los tramos de líneas que en promedio tienes 40 horas mensuales de desacoples en los CMg:

- Tramos con Mayor Cantidad de Horas Promedio Mensuales de Desacople:
  i. Lastarria 220 - Ciruelos 220 kV: 193,50 horas/mes,
  ii. Quillota 110 - S. Pedro 110 kV: 115,60 horas/mes,
  iii. Almagro 220 - D. Almagro 110 kV: 84,10 horas/mes,

- Tramos con Mayor Costo Marginal Promedio mensual sujeto a la mayor cantidad de horas promedio con desacople:
  i. Lastarria 220 - Ciruelos 220 kV: $135,0 USD/MWh,
  ii. Charrúa 220 - Santa Clara 220 kV: $65,0 USD/MWh,
  iii. Almagro 220 - D. Almagro 110 kV: $34,0 USD/MWh,

De los anteriores tramos es posible destacar al tramo Lastarria 220 kV - Ciruelos 220 kV ya que cuenta con la mayor cantidad de horas promedio mensuales de desacople (193,50 horas/mes) como también por contar con el mayor costo marginal promedio ($134,3 USD/MWh).

LÍNEAS CON DESACOPLES	PROMEDIO HORAS DESACOPLE MENSUAL [h]	COSTO PROMEDIO MENSUAL DIFERNCIA DE PRECIOS DESACOPLE [USD/MWh]	ZONA DE TRANSMISIÓN
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	46,80	$68,0	Alto Jahuel – Charrua.
Charrua 154 - L. Ángeles 154	55,97	$55,0	Zona Charrua – Chiloé.
Charrua 220 - Santa Clara 220	92,10	$65,0	Zona Charrua – Chiloé.
Almagro 220 - D. Almagro110	84,10	$34,0	Arica – Diego de Almagro.
Lastarria 220 - Ciruelos 220	193,50	$134,3	Zona Charrua – Chiloé.
Parimas 500 - Changos 500	49,20	$6,0	Arica – Diego de Almagro.
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	83,00	$87,0	Diego de Almagro – Quillota.
Quillota 110 - S. Pedro 110	115,60	$58,0	Diego de Almagro – Quillota.

Tabla 6: Resumen promedio de las horas mensuales en las que se generaron desacoples en tramos del SEN y su costo promedio mensual. Información extraída tras el análisis de la **Tabla 38**[7].

Por otra parte, tras la revisión de la información del **Anexo 9.2.1**, se observa una alta predominancia de tramos que se encuentran con desacoples en la zona entre SE Charrúa y SE Chiloé, por lo que se procederá a revisar los estudios de diagnósticos de los sistemas de transmisión desarrollados por el Coordinador Eléctrico Nacional para verificar otros posibles tramos que en la proyecciones se verían ver afectados con el fin de poder analizar en conjunto todas las alternativas donde un BESS móvil podría ser utilizado[8] (Ver **Tabla 7**).

[7] Valores obtenidos por columna resulta de aplicar el filtro por cada uno de los pares de subestaciones presentadas en las filas de la **Tabla 38**, y promediando tanto las horas en que se generaron desacoples en los precios de energía como también el promedio de la diferencia de precios entre los extremos de estas.

[8] Para el análisis económico se realiza el supuesto que el valor promedio mensual de desacople se mantendrá por la cantidad de horas promedio dividido por la cantidad de días del mes que se presenta el desacople. Por ejemplo: Lastarria 220 - Ciruelos 220, presenta 193,5h mensuales promedio con desacople, lo cual bajo el supuesto indicado cada día del mes existiría un desacople de 6 horas aproximadamente con un valor de 134,3USD/MWh.

LÍNEAS CON DESACOPLE	HORAS DESACOPLE EN UN MES [h]	DIFERNCIA DE PRECIOS ENTRE TAMOS DESACOPLE PROMEDIO [USD/MWh]	TENSIÓN [kV]	MES	% HORAS DESACOPLE EN UN MES	ZONA
Charrúa 220 - Santa Clara 220	104,9	$100,00	220	jun-24	14,1%	Zona Charrúa – Chiloé.
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	49,4	$80,60	154	jun-24	6,6%	Zona Charrúa – Chiloé.
Santa Clara 220 - Mulchen 220	38,1	$107,90	220	jun-24	5,1%	Zona Charrúa – Chiloé.
Lastarria 220 - Ciruelos 220	85	$110,00	220	jun-24	11,4%	Zona Charrúa – Chiloé.
Cautin 220 - Tap Rio Toltén 220	2	$161,50	220	may-24	0,3%	Zona Charrúa – Chiloé.
Lastarria 220 - Ciruelos 220	100	$119,20	220	may-24	13,4%	Zona Charrúa – Chiloé.
Rio Malleco 220 - Cautin 220	1	$92,90	220	may-24	0,1%	Zona Charrúa – Chiloé.
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	70	$58,80	154	may-24	9,4%	Zona Charrúa – Chiloé.
Charrúa 220 - Santa Clara 220	74	$50,10	220	may-24	9,9%	Zona Charrúa – Chiloé.
N. Pichirropul 220 - Rahue 220	1	$39,90	220	may-24	0,1%	Zona Charrúa – Chiloé.
La Palma 066 - S. Javier 066	5,7	$194,50	66	abr-24	0,8%	Zona Charrúa – Chiloé.
Lastarria 220 - Ciruelos 220	257,1	$145,00	220	abr-24	34,6%	Zona Charrúa – Chiloé.
La Palma 066 - S. Javier 066	40,3	$217,30	66	mar-24	5,4%	Zona Charrúa – Chiloé.
Lastarria 220 - Ciruelos 220	360,7	$207,00	220	feb-24	48,5%	Zona Charrúa – Chiloé.
Melpulli 220 - Meltpulli 110	4,8	$134,90	110	feb-24	0,6%	Zona Charrúa – Chiloé.
Santa Clara 220 - Mulchen 220	12,5	$128,00	220	feb-24	1,7%	Zona Charrúa – Chiloé.
Cautin 220 - Tap Rio Toltén 220	5	$93,00	220	ene-24	0,7%	Zona Charrúa – Chiloé.
Lastarria 220 - Ciruelos 220	164,7	$90,20	220	ene-24	22,1%	Zona Charrúa – Chiloé.
Charrúa 220 - Santa Clara 220	97,4	$45,70	220	ene-24	13,1%	Zona Charrúa – Chiloé.
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	48,5	$24,40	154	ene-24	6,5%	Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 7: Tramos de líneas ubicadas en zonal Charrúa - Chiloé Información extraída tras el análisis de la **Tabla 38.**

3.1.1 Diagnostico Zona Charrúa - Chiloé

Según lo indicado en el estudio "Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal, del año 2023 (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023). Esta zona abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 3.700.000 habitantes, lo que corresponde al 21% de la población total del país.

Este sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de 680 km lineales (Ver **Figura 8**), y es cubiertos por instalaciones de transmisión que recorren las siguientes regiones:

- Región del Biobío.
- Región de la Araucanía.
- Región de los Ríos.
- Región de los Lagos.

Figura 8: Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Charrúa – Chiloé. Fuente: *(Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023)*

Las principales obras de transmisión nacional en esta zona se presentan en el diagrama unilineal de la **Figura 9.** De estas instalaciones, las características más relevantes son presentadas en la **Tabla 8**.

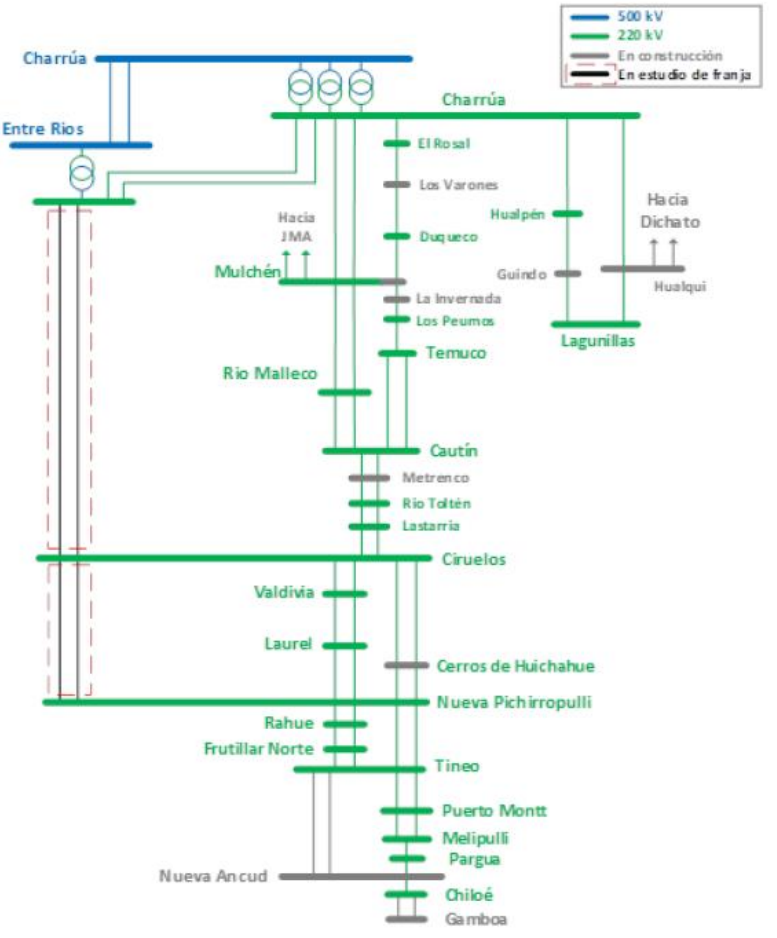


Figura 9: Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé. Fuente Página Coordinador Eléctrico Nacional.

Instalación	Tensión (kV)	Cant. Circ/equip	Capacidad (MVA @ 25°C)	Fecha PES
L. Charrúa – El Rosal	220	1	267	Existente
L. El Rosal – Duqueco	220	1	267	Existente
L. Duqueco – Los Peumos	220	1	267	Existente
L. Los Peumos – Temuco	220	1	267	Existente
L. Charrúa – Mulchén	220	2	580	Existente
L. Mulchén – Río Malleco	220	2	580	Existente
L. Río Malleco – Cautín	220	2	580	Existente
L. Cautín – Temuco	220	2	193/145	Existente
L. Cautín – Ciruelos	220	2	193/145	Existente
L. Ciruelos – Valdivia	220	2	193/145	Existente
L. Valdivia – Pichirropulli	220	2	193/145	Existente
L. Pichirropulli – Rahue	220	2	193/145	Existente
L. Rahue – Puerto Montt	220	2	193/145	Existente
L. Puerto Montt – Melipulli	220	2	188	Existente
L. Melipulli – Chiloé	220	2	102	Existente
L. Ciruelos – Pichirropulli	220	2	290	Existente
L. Pichirropulli – Tineo	500 (@220)	2	1,5	01-07-2025
L. Tineo – Nueva Ancud	500 (@220)	2	1,5	01-07-2025

Tabla 8: Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Charrúa – Chiloé. Fuente Coordinador Eléctrico Nacional.

A si vez dentro de esta zona, se encuentra inmerso un sistema zonal el cual está compuesto por un total de 207 tramos de líneas de transmisión zonal con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 84% de los kilómetros totales de líneas de transmisión zonal.

En la Figura *10*, se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona por nivel de tensión. Se aprecia el predominio de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona, las cuales se presentan de forma relevante en toda la zona, a excepción de la zona sur entre Puerto Montt y Chiloé, donde dichas subestaciones son abastecidas a través de instalaciones de 110 kV.

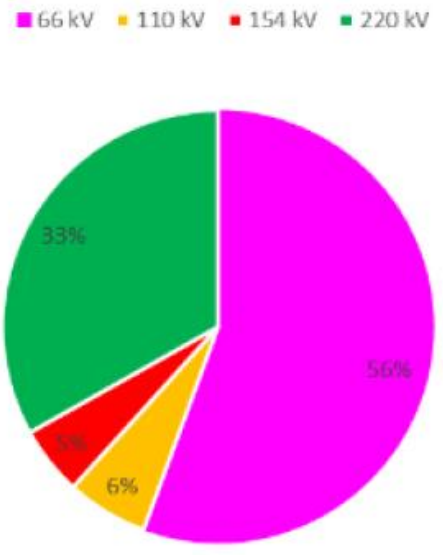


Figura 10: Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión en zona Charrúa – Chiloé. Fuente Coordinador Eléctrico Nacional.

Otro dato importante es que esta zona cuenta con un total de 50 transformadores zonales de tres devanados existentes y decretados, los cuales cuentan con niveles de tensión en los lados de alta tensión de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV y 154/66 kV. Las instalaciones de 154 kV son empleadas en la región del Biobío mientras que la zona sur desde S/E Los Ángeles, es abastecida desde instalaciones de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional.

3.1.2 Congestiones proyectadas

En el informe de diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión se entrega un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo, entregando una señal del desarrollo esperado del SEN tanto en generación como en transmisión.

Los escenarios de expansión del parque generador son construidos a través de un proceso de co-optimización de inversiones de generación y transmisión, con redes reducidas, con el fin de dar cuenta de posibles desarrollos del parque generador en un contexto de mercado competitivo ante distintos escenarios de proyección de variables relevantes (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023).

En concordancia con lo realizado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, el proceso de optimización de inversión considera 5 posibles escenarios futuros de expansión de las centrales de generación, siendo dos de estos escenarios, A y D, adaptados con proyectos en fase avanzada de Acceso Abierto, aportando la visión de entes del sector, y, además, considerando un retiro de las centrales a carbón

al año 2030 (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023).

De este diagnóstico, para la zona sur del país se observan congestiones en las líneas de 220 kV que conforman el corredor entre las SS/EE Mulchén y Charrúa. Por último, en el extremo sur del SEN se identifican congestiones en los tramos en 220 kV entre las SS/EE Ciruelos y Nueva Pichirropulli1 y el tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, con probabilidades de congestión de hasta el 41% del tiempo en horario nocturno (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023).

En la **Figura 11**, se presenta el gráfico de potencia instalada en la zona entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos, donde predomina la tecnología eólica, especialmente entre las SS/EE Charrúa y Ciruelos, junto a un foco discreto de plantas con tecnología eólica entre las SS/EE Alto Jahuel y Charrúa.

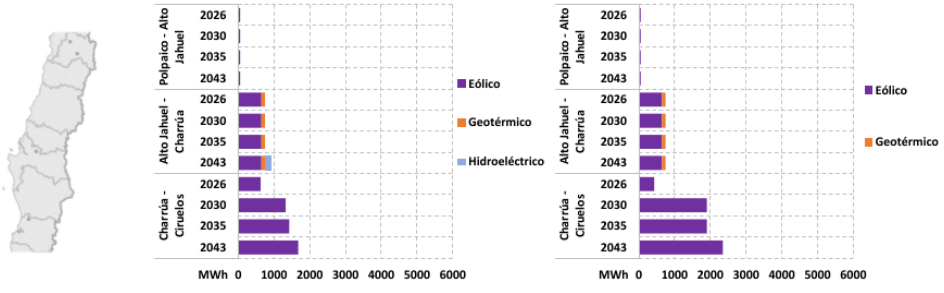


Figura 11: Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos para escenarios A y D, respectivamente. Fuente Coordinador Eléctrico Nacional.

La **Figura 12** muestra las probabilidades de congestión en las líneas de la zona entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos durante el día. De esta se observa que ninguna línea presenta una probabilidad superior al 15%, lo que se debe a que no hay proyectos solares en la zona, a diferencia de otras zonas del país.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Polpaico500->Polpaico220	A									1%	1%	1%	1%	3%	3%	4%	3%	6%	6%	6%
	D							1%	1%	2%	2%	4%	6%	8%	9%	10%	12%	14%	15%	15%
Lampa220->Polpaico220	A																1%	1%	1%	2%
	D													1%	1%	2%	4%	4%	9%	10%
LoAguirre500->LoAguirre220	A															1%	1%	2%	2%	3%
	D				2%								1%	1%	1%	2%	3%	5%	6%	6%
EntreRios500->Ancoa500Aux	A															1%	1%	1%	1%	1%
	D																			1%
Diguenes220->LosNotros220	A							1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%	5%
	D							2%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	5%	5%	6%	7%	7%	6%
LosNotros220->Mulchen220	A			1%	1%	1%														
	D		1%	2%	1%															
Mulchen220->Diguenes220	A							1%	1%		1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%
	D										1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	2%
RioMalleco220->Mulchen220	A				1%	1%	1%	1%	1%											
	D																			
Charrua220->SantaClara220	A	4%	3%	2%	3%	3%	3%										1%	1%	1%	1%
	D	1%	2%	3%	3%	1%	2%											1%		
SantaClara220->Mulchen220	A	1%	1%	1%	2%	2%	2%													
	D			2%	2%	1%	1%													
Metrenco220->Cautin220	A	3%																		
	D	4%																		
Lastarria220->Ciruelos220	A	3%			1%	1%	1%	1%	1%											
	D	2%	3%	3%	2%	1%	2%	1%	1%											

Figura 12: Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario diurno. Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023)

En la **Figura 13** se presentan las probabilidades de congestión durante las horas nocturnas para los tramos de transmisión entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos. Las líneas 2x500kV Entre Ríos - Digüeñes y 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli, cuya entrada en operación se estima para el segundo semestre de 2030 y 2032 respectivamente, reducen las congestiones potenciales que se reportan desde el año 2025. Esto se ve reflejado en las líneas 2x220 kV Charrúa - Santa Clara, 2x220 kV Santa Clara - Mulchén y 2x220 kV Lastarria - Ciruelos, así como en el tramo de transformación 500/220 kV en S/E Charrúa y otras líneas con una probabilidad de congestión inferior al 15%.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Polpaico500->Polpaico220	A													1%				1%		1%
	D														1%	1%	1%	1%	1%	1%
Rapel220->AltoMelipilla220	A	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	3%	4%	3%	3%	3%
	D	4%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%
AltoJahuel500->LoAguirre500	A	3%																		
	D	6%																		
Ancoa500->AltoJahuel500A	A		1%	2%	4%		2%	3%	4%	6%	6%	5%	7%	6%	5%	6%	5%	6%	6%	6%
	D	1%	3%	3%	4%		2%	4%	5%	7%	10%	8%	9%	8%	9%	12%	10%	10%	9%	9%
Charrua500->Charrua220A	A		1%	2%	4%	6%	6%													
	D				1%	1%	1%													
Charrua220->Charrua220A	A																			
	D		1%	2%	2%	7%	4%													
EntreRios500->Ancoa500Aux	A						1%	2%	3%	5%	6%	5%	6%	6%	5%	6%	7%	5%	5%	4%
	D							1%	2%	3%	6%	5%	6%	5%	6%	11%	9%	10%	11%	12%
Diguenes220->LosNotros220	A						3%	11%	12%	10%	11%	11%	12%	12%	12%	11%	9%	11%	10%	8%
	D						7%	15%	17%	14%	14%	13%	15%	14%	15%	15%	14%	13%	12%	12%
LosNotros220->Mulchen220	A		1%	1%	2%	2%	2%													
	D	1%	1%	2%	3%	3%	3%													
Mulchen220->Diguenes220	A						1%	11%	9%	4%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	11%	10%	9%	11%
	D						1%	7%	6%	1%	7%	7%	6%	7%	7%	12%	13%	13%	14%	13%
RioMalleco220->Mulchen220	A		2%	5%	8%	7%	8%	10%	7%											
	D		3%	3%	3%	2%	2%	2%	1%											
Charrua220->SantaClara220	A	40%	40%	27%	34%	35%	25%			1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	7%	7%	7%	8%
	D	29%	36%	35%	37%	37%	25%									7%	7%	9%	9%	10%
SantaClara220->Mulchen220	A	24%	23%	15%	25%	26%	19%													
	D	12%	21%	25%	29%	30%	21%													
Lastarria220->Ciruelos220	A	11%			15%	15%	16%	17%	12%											
	D	16%	25%	24%	26%	24%	25%	25%	16%											

Figura 13: Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario nocturno. Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023)

En la zona más al sur del SEN, entre las SE Ciruelos y SE Ancud, el desarrollo de generación se compone exclusivamente de centrales eólicas, como se muestra en la **Figura 14**.

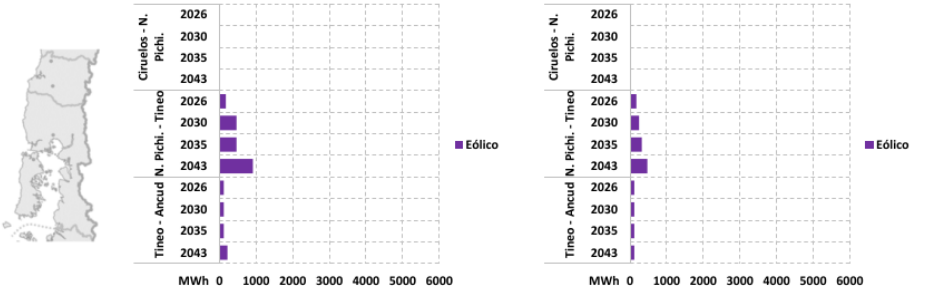


Figura 14: Capacidad instalada futura acumulada entre las SS/EE Ciruelos y Ancud para escenarios A y D, respectivamente. Fuente (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023)

En la **Figura 15** se presenta las probabilidades de congestión durante las horas diurnas en esta zona. Sólo se encuentra potenciales congestiones relevantes en las líneas 2x220 kV Valdivia - El Laurel y 2x220 kV Rahue - Frutillar Norte.

Las potenciales congestiones en la línea 2x220 kV Valdivia - El Laurel, que alcanzan hasta el 15% en el escenario A, durante los primeros cinco años, se reducen a partir de 2033 debido a la entrada en operación de la línea 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli. Ambas líneas forman parte de corredores paralelos que permiten un equilibrio de cargas.

En cuanto a la línea 2x220 kV Rahue - Frutillar Norte, las probabilidades de congestión son mínimas a partir de 2033, pero aumentan gradualmente en el escenario A, llegando al 17% en 2043. En el escenario D, no se observa una probabilidad significativa de congestión debido al menor desarrollo de proyectos eólicos en el extremo sur del SEN.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ciruelos220A->Valdivia220	A		1%		1%		1%	1%	1%											
	D				1%	1%	3%	3%	4%									5%	6%	5%
Valdivia220->ElLaurel220	A	18%	19%	19%	15%	12%	14%	15%	12%											
	D	16%	14%	13%	11%	8%	8%	7%	7%											
Rahue220->FrutillarNorte220	A								2%	7%	8%	7%	9%	11%	10%	10%	17%	16%	17%	17%
	D									1%	2%	2%	1%	3%	3%	3%	3%	5%	5%	5%

Figura 15: Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario diurno. Fuente (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023)

En el horario nocturno, la **Figura 16** muestra las probabilidades de congestión en las líneas entre las subestaciones Ciruelos – Ancud.

Nombre tramo	Esc	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ciruelos220A->Valdivia220	A								1%	2%	2%	3%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
	D								1%	1%	2%	2%	2%	1%	1%	2%	2%	28%	29%	30%
Valdivia220->ElLaurel220	A	33%	48%	48%	33%	33%	35%	33%	24%	1%	1%	1%	1%	1%						
	D	37%	32%	29%	28%	29%	28%	28%	17%		1%							2%	1%	2%
Pichirropulli500->Pichirropulli220	A								1%	2%	2%	3%	2%	3%	2%	3%	4%	3%	2%	2%
	D									1%	3%	2%	3%	4%	4%	3%	3%	8%	9%	9%
Rahue220->FrutillarNorte220	A								5%	19%	20%	19%	22%	27%	29%	28%	40%	40%	42%	41%
	D								2%	8%	10%	11%	10%	14%	14%	14%	16%	19%	20%	23%

Figura 16: Potenciales congestiones entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario nocturno. Fuente (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023)

Al igual que en el horario diurno, la línea 2x220 kV Valdivia - El Laurel experimenta congestiones desde el inicio de la evaluación, que aumentan considerablemente durante la noche en ambos escenarios. La nueva línea 2x500kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli reduce significativamente la probabilidad de congestión a partir de 2033, no superando el 4% en ninguno de los escenarios.

La línea 2x220 kV Rahue - Frutillar Norte también muestra un aumento en las probabilidades de congestión durante las horas nocturnas en comparación con el horario diurno. En el escenario A, estas probabilidades aumentan gradualmente desde el 19% en 2033 hasta alcanzar el 41% en 2043. En el escenario D, las probabilidades oscilan entre el 8% y el 23% desde 2033.

3.2 Evaluación de la disponibilidad de conexión en subestaciones

Según lo revisado en la **Sección 3.1**, las secciones tramo que han presentado mayores horas de congestión a lo largo del mes y que por otra parte proyectan congestión a futuro, según el informe de diagnóstico de uso esperado del sistema de transmisión (Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión, 2023) son:

- **Lastarria-Ciruelos** (Congestión actual con base CMg histórico y Congestión proyectada hasta 2032).

- **Rahue-Frutillar Norte** (Congestión proyectada desde 2033 hasta 2043).

Definidos estas secciones tramo, en esta sección se analizan estas cuatro subestaciones, verificando disponibilidad para la conexión, restricciones, niveles de tensión, capacidad de barra y otros aspectos de la topología que incidan directamente en el diseño y conexión del BESS móvil. En caso de que no se encuentren puntos de conexión disponibles se buscaran subestaciones aledañas que tengas disponibilidad eléctrica de conexión.

3.2.1 SE Ciruelos

Subestación Ciruelos se encuentra ubicada en la región de los ríos, provincia de Valdivia, comuna Mariquina y tiene como propietario a la empresa TRANSELEC S.A. Posee seis barras en 220 kV que se mencionan a continuación:

- BA S/E CIRUELOS 220KV BP1
- BA S/E CIRUELOS 220KV BP2
- BA S/E CIRUELOS 220KV BT1
- BA S/E CIRUELOS 220KV BARRA 1 (AMPLIACION)
- BA S/E CIRUELOS 220KV BARRA 2 (AMPLIACION)
- BA S/E CIRUELOS 220KV BT (AMPLIACION)

En 220 kV cuenta con una configuración de doble barra más transferencia. En el diagrama unilineal presentado en el **Anexo 9.2.3**, se puede observar que esta barra no cuenta con paños disponible para la conexión.

Motivo de lo anterior, se buscan subestaciones aledañas las cuales cuenten con algún paño disponible, con la restricción de alejarse de la subestación Lastarria para mantener el CMg según lo revisado en capítulos anteriores.

En la **Figura 17** y **Figura 18** se muestra el tramo Lastarria-Ciruelos. Particularmente, aledaño la subestación Ciruelos, se encuentra la SE Valdivia, la cual

será analizada debido que a nivel topológico presenta una reserva para conexión en 23 kV.

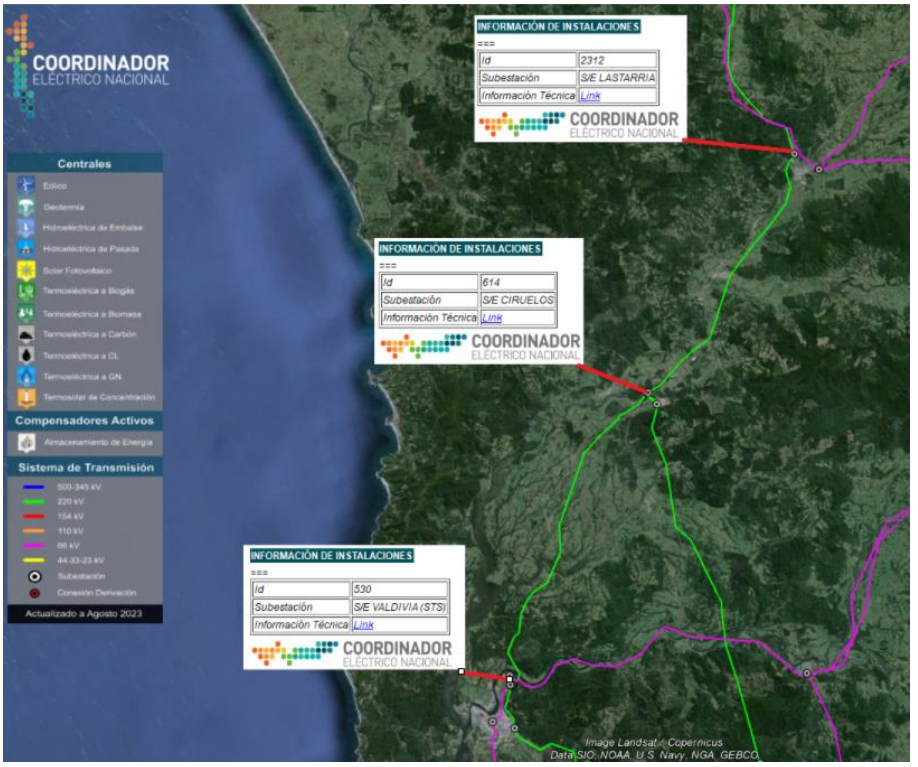


Figura 17: Representación geográfica del tramo Lastarria-Ciruelos 220 kV. Se incorpora en la imagen la SE Valdivia que es aledaña a Ciruelos. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

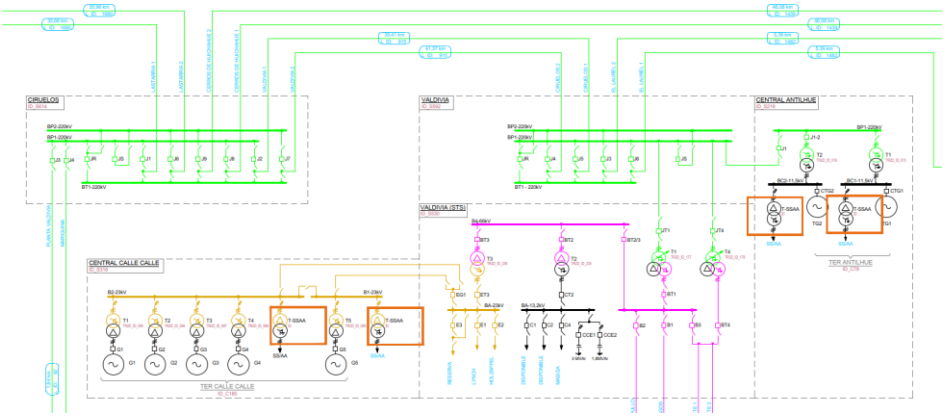


Figura 18: Representación topológica de subestaciones aledañas a Ciruelos. Se puede observar que SE Valdivia (STS), cuenta con un espacio reserva en el paño E3, C1, C2 en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

3.2.1.1 SE Valdivia (STS)

Subestación Valdivia se encuentra ubicada en la región de los ríos, provincia de Valdivia, comuna Mariquina y tiene como propietario a la empresa SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A. Posee dos barras en 66 kV y tres barras 23 kV[9], las cuales se mencionan a continuación:

- BA S/E VALDIVIA (STS) 66KV BP1-S1
- BA S/E VALDIVIA (STS) 66KV BP4
- BA S/E VALDIVIA (STS) 23KV
- BA S/E VALDIVIA (STS) 23kV BP2-S1
- BA S/E VALDIVIA (STS) 23kV BP2-S2

Esta subestación a nivel de 23kV, cuenta treinta y dos paños dentro de los cuales, particularmente se analizará en ET3, según lo mostrado en el **Anexo 9.2.4.**

Diagrama unilineal:

En la **Figura 19** se presenta el diagrama unilineal funcional de la SE valdivia (STS). Particularmente, se muestran BP2-S1 y BP2-S2, las cuales son alimentadas por los transformadores N°2 y N°3, a través de los ET2 y ET3 respectivamente.

Es en la barra asociada al transformador N°2 y N°3, observa disponibilidad de conexión en paños E3, C1, C2.

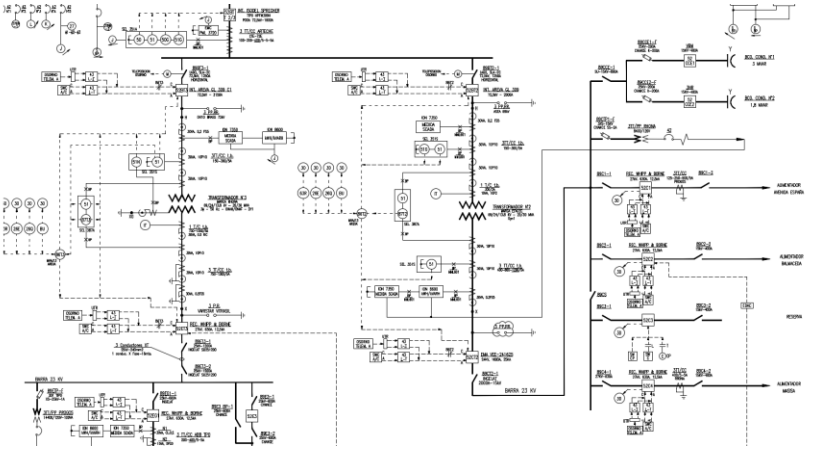


Figura 19: Extracto del diagrama unilineal de la subestación Valdivia propiedad de la transmisora STS. En este se puede observar que la SE, se compone a nivel de 23 kV de dos barras alimentadas por los transformadores 2 y 3 de 30MVA. Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

[9] Información obtenida de la página del CEN: infotecnica.coordinador.cl/geo/region/los-rios-12/subestaciones/530

Puntos disponibles de conexión:

Es en la barra de BP2-S1 asociada al transformador N°2, donde se observa disponibilidad de conexión en el paño del interruptor 52C3. En la **Figura 20** se observa el espacio que existe disponible donde se puede realizar la conexión mediante una mufa eléctrica.

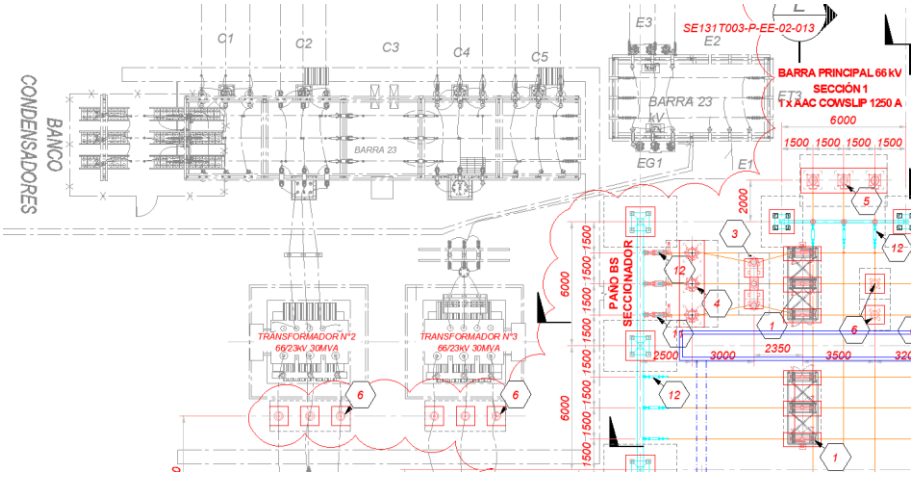


Figura 20: Extracto del plano de elevaciones de la Subestación Valdivia propiedad de la compañía STS. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño futuro denominado C3, el cual se conecta al transformador N°2. Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

Flujo de potencia en demandas:

Para poder determinar la máxima potencia a inyectar o retirar por parte de un proyecto a conectar es necesario realizar un análisis simple del flujo de potencia en la barra BP2-S1.

Se presentan cuatro casos asociados al retiro e inyección en escenarios de máxima demanda y mínima demanda en el punto de conexión, entendiendo que el BESS puede operar tanto en modo retiro de energía como en modo inyección de energía.

La información es obtenida desde la página del CEN dedicada al registro de la operación en tiempo Real. El resumen de los cuatro escenarios queda reflejado en la **Tabla 9** y de manera gráfica en las **Figura 21** y **Figura 22.**

Es factible observar de lo anterior que el BESS a ser conectado en este punto no puede tener entregar más de 21.6 MW, ya que sino saturaría al transformador de elevador N°2.

Componente	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección
Transformador N°2 [MW]	30	-30	30	-30
Demanda Alimentador [MW]	0,6	0,6	8,4	8,4
BESS [MW]	29,4	-30,6	21,6	-38,4

Tabla 9: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS en SE Valdivia (STS). Fuente: Elaboración propia.

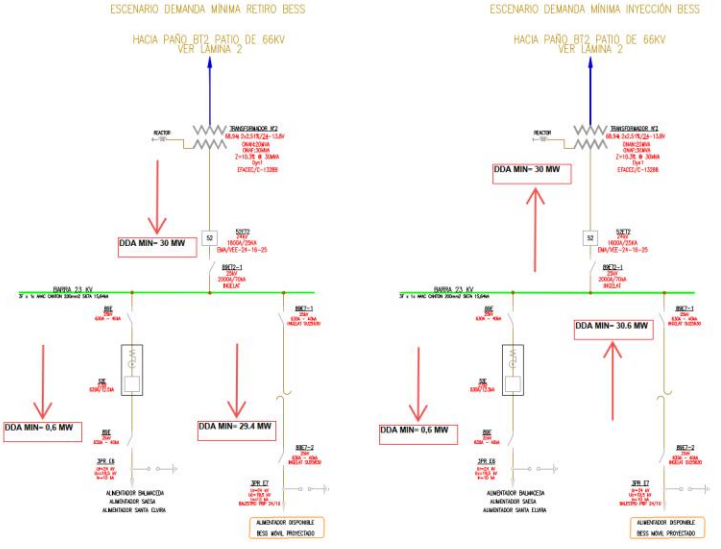


Figura 21: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Valdivia considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real[10]:

[10] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del CEN. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional

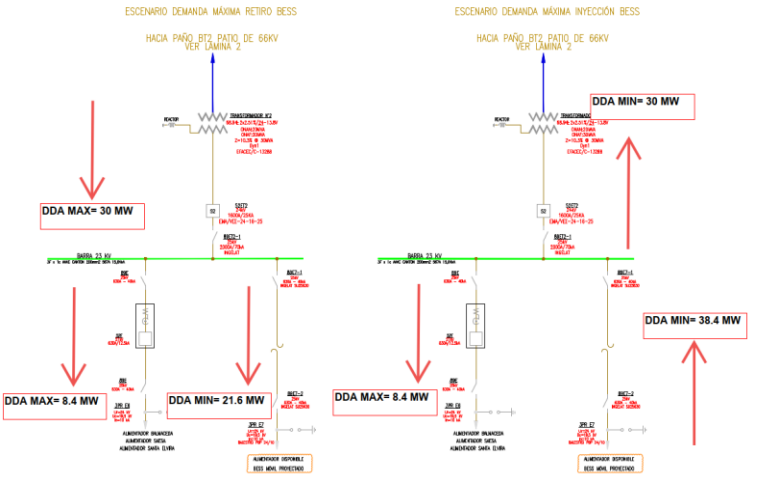


Figura 22: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Valdivia considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real[11]:.

3.2.2 SE Lastarria

Subestación Lastarria se encuentra ubicada en la región de la Araucanía, provincia de Cautín, comuna Loncoche y tiene como propietario a la empresa TRANSELEC S.A. Posee cinco barras, de las cuales 2 pertenecen al sistema de 220 kV y 3 al sistema de 66 kV. A continuación, se mencionan los nemotécnicos asignados por el CEN para estas barras[12]:

- BA S/E LASTARRIA 66 KV BP1
- BA S/E LASTARRIA 66 KV BP2
- BA S/E LASTARRIA 66 KV BT
- BA S/E LASTARRIA 220 KV BP1
- BA S/E LASTARRIA 220 KV BP2

Esta subestación en el nivel de 220 kV presenta una configuración de interruptor y medio y en 66 kV con configuración de barra principal más barra de transferencia[13].

---

[11] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del CEN. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional

[12] Información obtenida de la página del CEN: infotecnica.coordinador.cl/geo/region/araucania-11/subestaciones/2312

[13] El diagrama unilineal de la subestación puede ser descargado en la página de información técnica del CEN en la sección subestaciones: infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/subestaciones

En ambos niveles de tensión se puede observar mediante el diagrama unilineal presentado en el **Anexo 9.2.5**, que esta subestación no cuenta con paños disponible para la conexión.

Motivo de lo anterior, se buscan subestaciones aledañas las cuales cuenten con algún paño disponible, con la restricción de alejarse de la subestación Lastarria para mantener el CMg según lo revisado en capítulos anteriores.

En la **Figura 23** y **Figura 24** se muestra el tramo Lastarria-Ciruelos. Particularmente, aledaño la subestación Lastarria, se encuentra la SE Loncoche, la cual será analizada debido que a nivel topológico presenta una reserva para conexión en 23 kV.

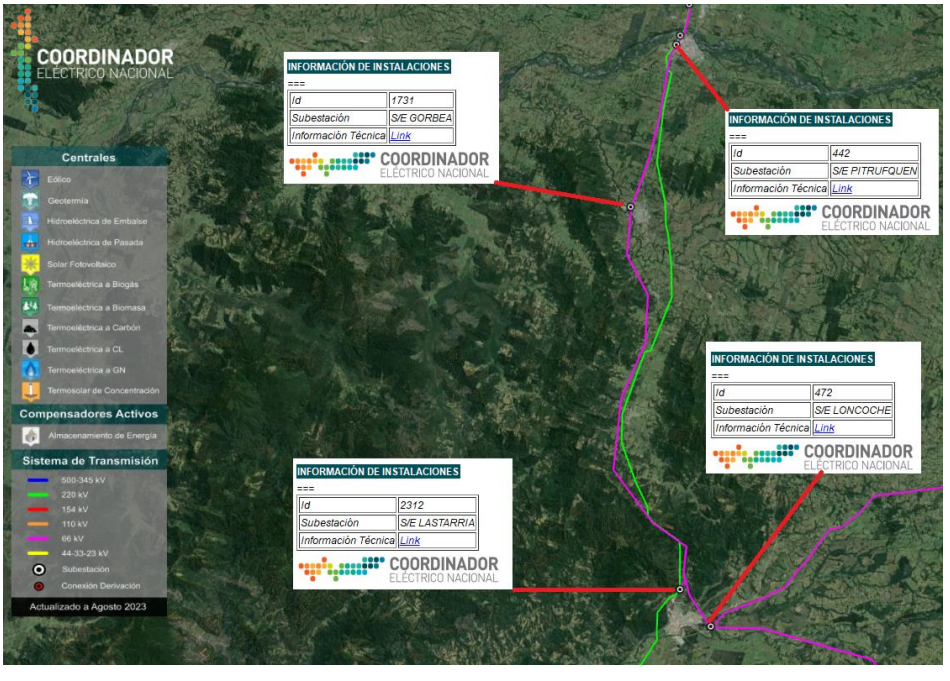


Figura 23: Representación geográfica de las distintas subestaciones cercanas a la SE Lastarria. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

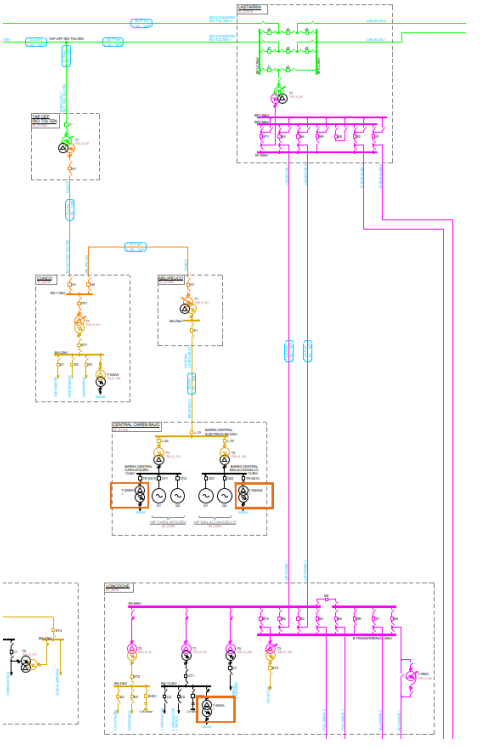


Figura 24: Representación topológica de subestaciones aledañas a SE Lastarria. Se puede observar que SE Cunco y SE Loncoche, cuenta con un espacio reserva en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

3.2.3 SE Loncoche

Subestación Loncoche se encuentra ubicada en la región de la Araucanía, provincia de Cautín, comuna de Loncoche y tiene como propietario a CGE TRANSMISIÓN S.A. Posee seis barras en 66 kV una barra en 23 Kv y una barra en 13,2 kV, las cuales son mencionadas a continuación[14]:

- BA S/E LONCOCHE 13.2KV
- BA S/E LONCOCHE 23KV
- BA S/E LONCOCHE 66KV
- BA S/E LONCOCHE 66 kV BT2
- BA S/E LONCOCHE 66 kV BP1-2
- BA S/E LONCOCHE 66KV BP2
- BA S/E LONCOCHE 66KV BT
- BA S/E LONCOCHE 66 kV BP1-S2

[14] Información obtenida de la página del CEN: infotecnica.coordinador.cl/geo/region/araucania-11/subestaciones/472

Esta subestación a nivel de 23kV, cuenta treinta y dos paños dentro de los cuales, particularmente se analizará en ET3, según lo mostrado en el **Anexo 9.2.6.**

Diagrama unilineal:

En la **Figura 25** se presenta el diagrama unilineal funcional de la SE Loncoche. Particularmente, se muestra la barra BA-23, la cual es energizada por el paño de transformador ET2. Es en dicha barra donde se muestra disponibilidad del paño E3, a nivel topológico para conexión.

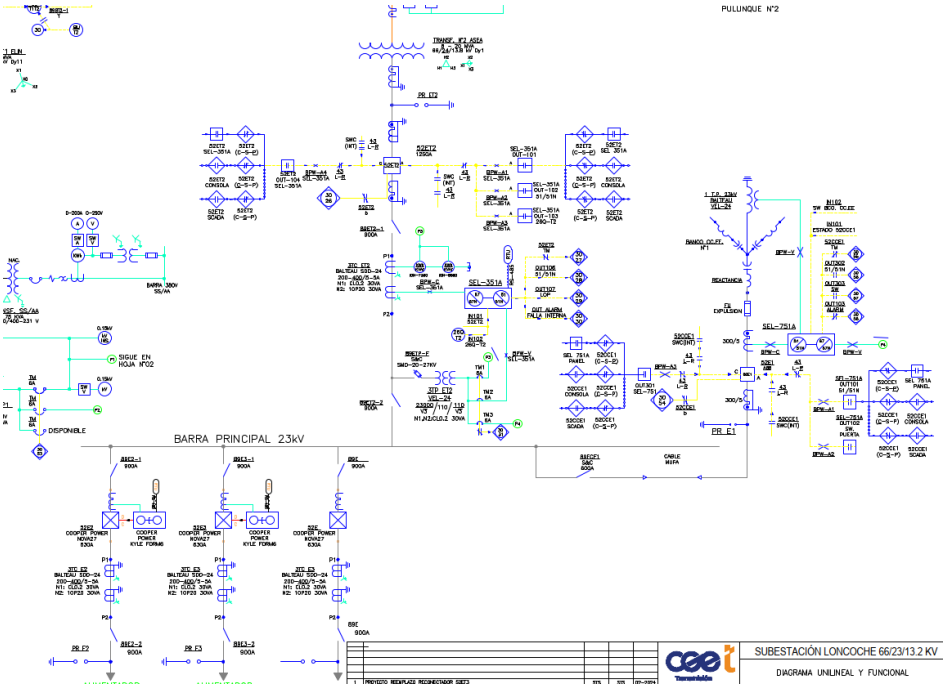


Figura 25: Extracto del diagrama unilineal de la subestación Loncoche propiedad de CGE Transmisión. En este se puede observar que la SE, que el transformador ET2 es de 20MVA y uno de los paños subyacentes es reserva y tiene factibilidad de conexión de proyectos futuros (Paño E3). Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

Puntos disponibles de conexión:

Es en la barra BA-23 asociada al transformador ET2, donde se observa disponibilidad de conexión en el paño del interruptor "disponible – E3". En la **Figura 26** se observa el espacio que existe para la realización de la conexión mediante una mufa eléctrica.

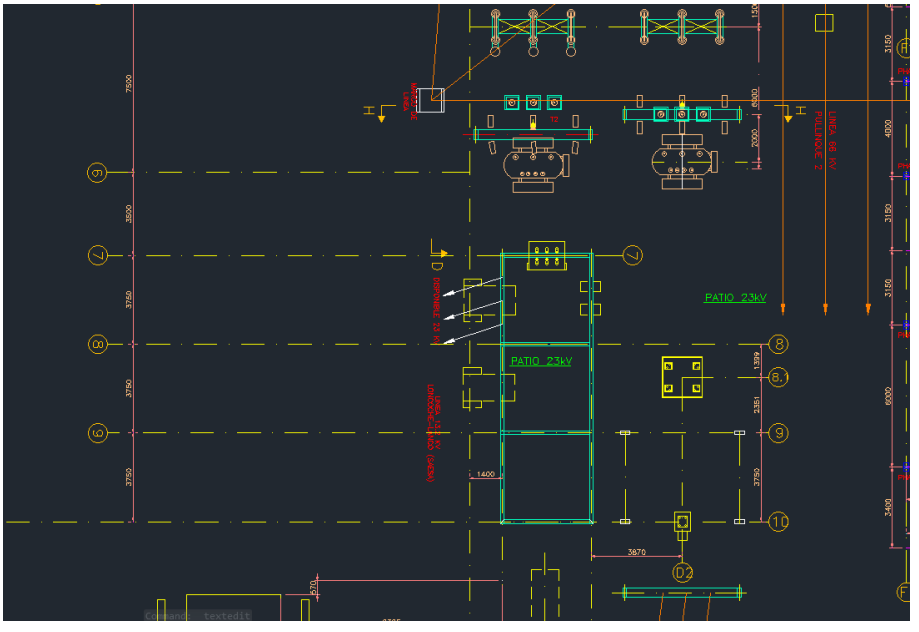


Figura 26: Extracto del plano de elevaciones de la Subestación Loncoche propiedad de CGE Transmisora. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño "disponible 23kV" el cual no tiene un nemotécnico específico. Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

Flujo de potencia en demandas:

Para poder determinar la máxima potencia a inyectar o retirar por parte del BESS proyectado y conforme a las características del punto de conexión disponible ubicado en esta subestación, es necesario realizar un análisis simple del flujo de potencia alrededor del punto a conectar, al igual que se realizó para la SE Loncoche.

Así, se estudian cuatro casos asociados al retiro e inyección en escenarios de máxima demanda y mínima demanda en el punto de conexión. La información es obtenida desde la página del Coordinador Eléctrico nacional, dedicada al registro de la operación en tiempo Real. El resumen de los cuatro escenarios queda reflejado en la y de manera gráfica en las **Figura 27, Figura 28** y **Tabla 10**

De estos es factible ver que el BESS a ser conectado en este punto no puede tener una potencia mayor a los 14,82 MW, dado que en un escenario de demanda máxima en modo retiro este BESS, generaría la saturación del transformador de elevador ET2.

Componente	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección
Transformador ET2 [MW]	20	-20	20	-20
Demanda Alimentador [MW]	0,14	0,14	5,18	5,18
BESS [MW]	19,86	-20,14	14,82	-25,18

Tabla 10: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS con punto de conexión en SE Loncoche en barra de 23 kV. Fuente: Elaboración propia.

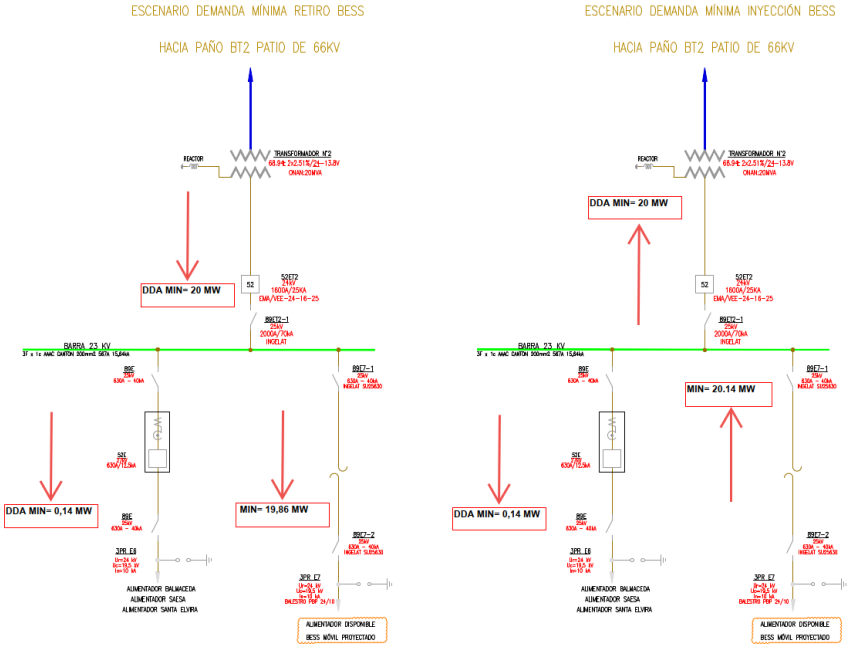


Figura 27: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Loncoche considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional, en operación en tiempo real[15]:

[15] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del CEN. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional

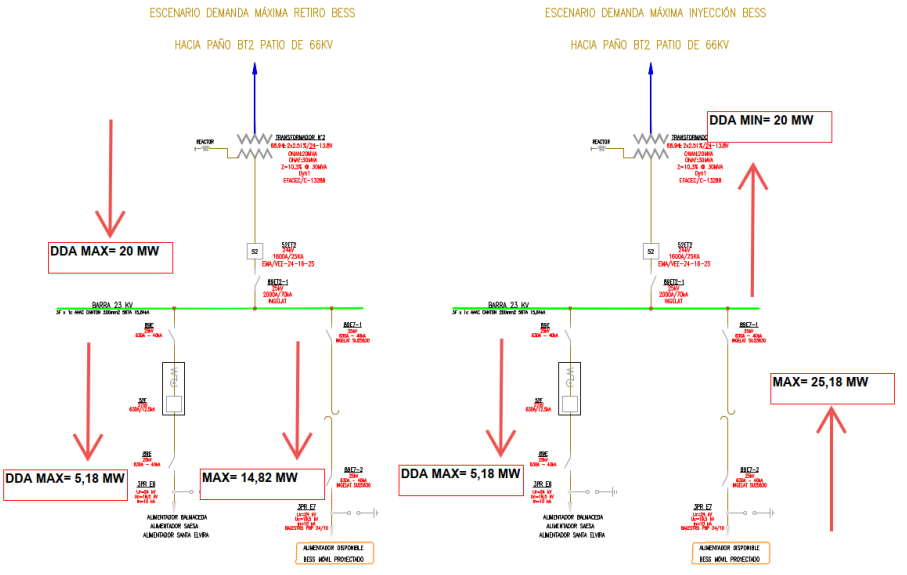


Figura 28: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Loncoche considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real.

3.2.4 SE Rahue

Subestación Rahue se encuentra ubicada en la región de los lagos, provincia de Osorno, comuna Osorno y tiene como propietario a la empresa TRANSELEC S.A. Está conformada por siete barras de las cuales de 220 kV las cuales se mencionan a continuación:

- BA S/E RAHUE 220KV BP1
- BA S/E RAHUE 220KV BT1
- BA S/E RAHUE 220KV BP2
- BA S/E RAHUE 220KV BP1 – EXT
- BA S/E RAHUE 220KV BP2 - EXT1
- BA S/E RAHUE 220KV BT1 – EXT
- BA S/E RAHUE 220KV BP2 - EXT2

En este nivel de tensión posee una configuración de doble barra más transferencia. En el diagrama unilineal presentado en el **Anexo 9.2.7,** se puede observar que esta subestación no cuenta con paños disponible para la conexión.

Motivo de lo anterior, se buscan subestaciones aledañas las cuales cuenten con algún paño disponible, con la restricción de alejarse de la subestación Frutillar Norte para mantener el CMg según lo revisado en capítulos anteriores

En la **Figura 29 y Figura 30** se muestra el tramo Rahue-Frutillar norte. Particularmente, aledaño la subestación Rahue, se encuentra la SE Aihuapi, la cual será analizada debido a que cuenta con una reserva para conexión en 23 kV.

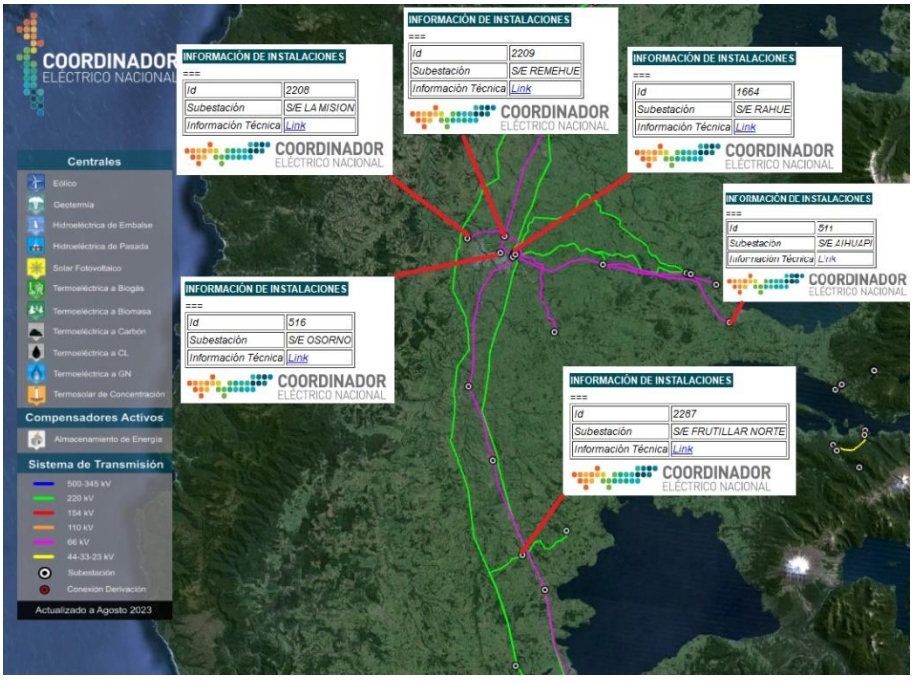


Figura 29: Representación geográfica del tramo Rahue-Frutillar Norte. Se incorpora en la imagen SE La misión la cuales se evaluará la posibilidad de conexión. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

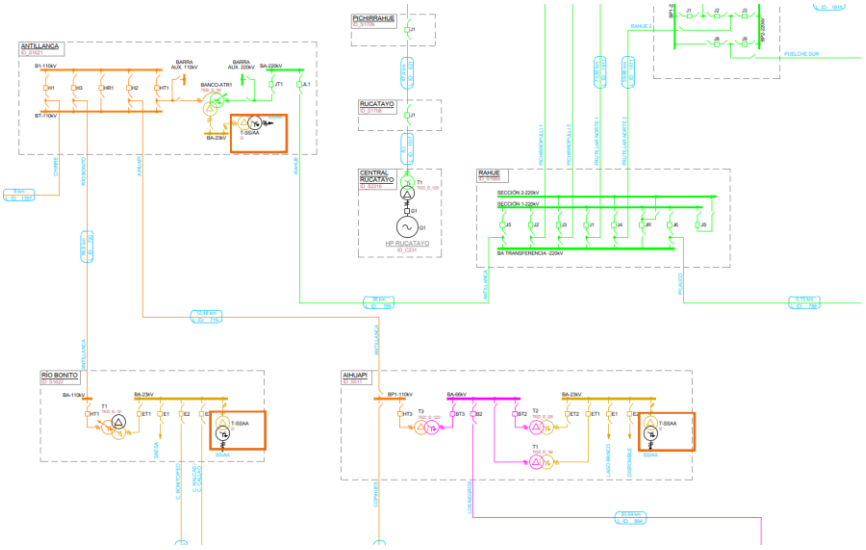


Figura 30: Representación topológica de subestaciones aledañas a SE Rahue. Se puede observar que SE Aihuapi, cuenta con un espacio reserva en el paño E2 en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

3.2.4.1 SE Aihuapi

Subestación Aihuapi se encuentra ubicada en la región de los ríos, provincia de Valdivia, comuna Mariquina y tiene como propietario a la empresa SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A. Posee una barra de 110 kV una barra de 66 kV una barra de 23 kV y una barra de 13,2 kV las cuales se mencionan a continuación[16]:

- BA S/E AIHUAPI 13.8KV
- BA S/E AIHUAPI 23KV
- BA S/E AIHUAPI 66KV
- BA S/E AIHUAPI 110KV BP1

Esta subestación a nivel de 23kV, cuenta con dieciocho paños dentro de los cuales, particularmente se analizará en E2, según lo mostrado en la **Figura 30.**

Diagrama unilineal:

En la **Figura 31** se presenta el diagrama unilineal funcional de la SE Aihuapi. Particularmente, se muestra la barra BA-23, la cual es energizada por el paño de transformador ET2. Es en dicha barra donde se muestra disponibilidad del paño E2, a nivel topológico para conexión.

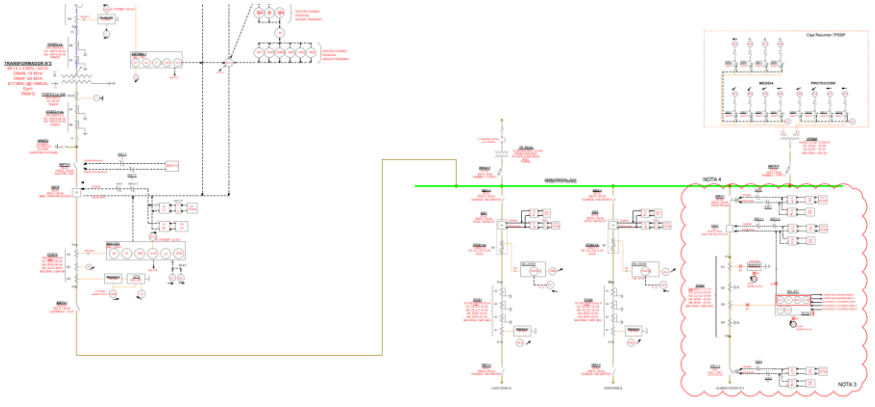


Figura 31: Extracto del diagrama unilineal de la subestación Aihuapi. En este se puede observar que la SE cuenta con un transformador en el paño ET2 de 20MVA y uno de los paños subyacentes es reserva y tiene factibilidad de conexión de proyectos futuros (Paño E2). Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

[16] Información obtenida de la página del CEN: infotecnica.coordinador.cl/geo/region/los-lagos-13/subestaciones/511

Puntos disponibles de conexión:

Es en la barra BA-23 asociada al transformador ET2, donde se observa disponibilidad de conexión en el paño del interruptor "disponible – E3". En la **Figura 26** se observa el espacio que existe para la realización de la conexión mediante una mufa eléctrica.

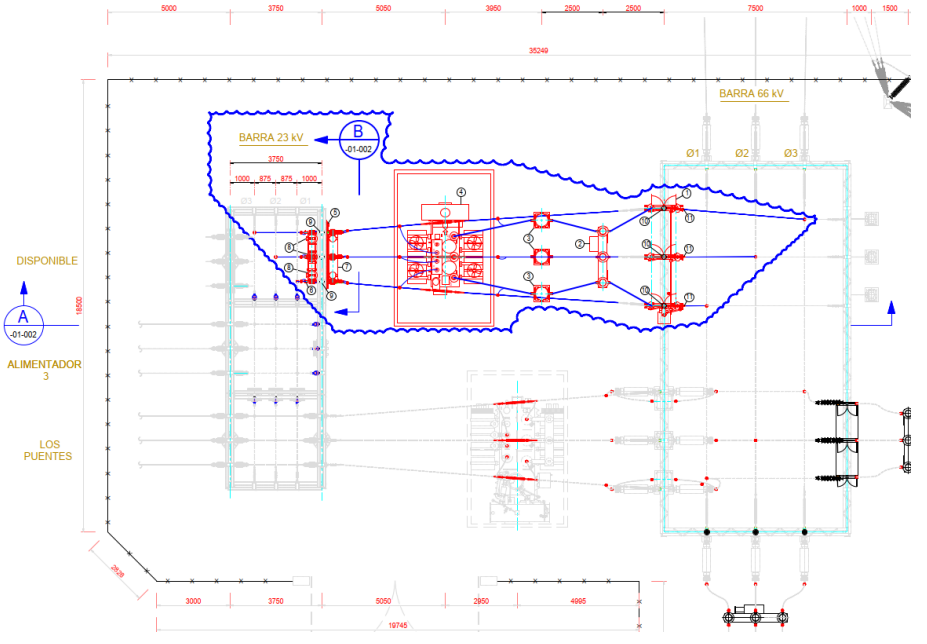


Figura 32: Extracto del plano de elevaciones de la Subestación Aihuapi. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño "disponible". Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

Flujo de potencia en demandas:

Para poder determinar la máxima potencia a inyectar o retirar por parte del BESS proyectado y conforme a las características del punto de conexión disponible ubicado en esta subestación, es necesario realizar un análisis simple del flujo de potencia alrededor del punto a conectar.

Así, se estudian cuatro casos asociados al retiro e inyección en escenarios de máxima demanda y mínima demanda en el punto de conexión. La información es obtenida desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional dedicada al registro de la operación en tiempo Real. El resumen de los cuatro escenarios queda reflejado de manera gráfica en las **Figura 33, Figura 34** y **Tabla 11**

De estos es factible ver que el BESS a ser conectado en este punto no puede tener una potencia mayor a los 17,9 MW, dado que en un escenario de demanda máxima en modo retiro este BESS generaría la saturación del transformador de elevador ET2.

Componente	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección
Transformador ET2 [MW]	20	-20	20	-20
Demanda Alimentador [MW]	0,35	0,35	2,1	2,1
BESS [MW]	19,65	-20,35	17,9	-22,1

Tabla 11: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS con punto de conexión en SE Aihuapi en barra de 23 kV. Fuente: Elaboración propia.

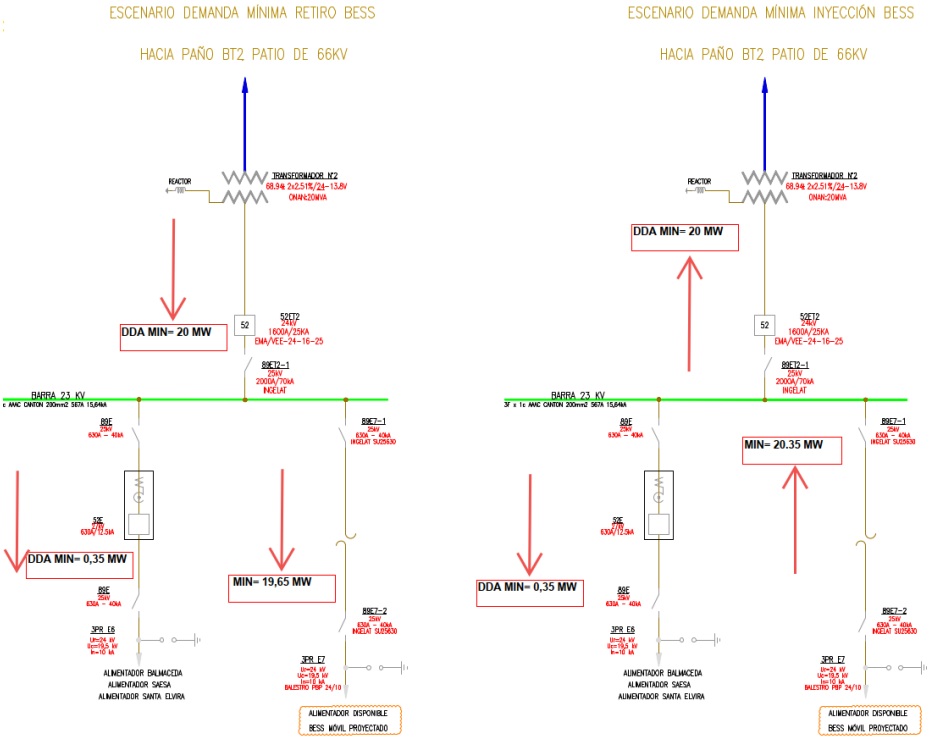


Figura 33: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Aihuapi considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real[17]:

[17] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del CEN. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: [Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional]

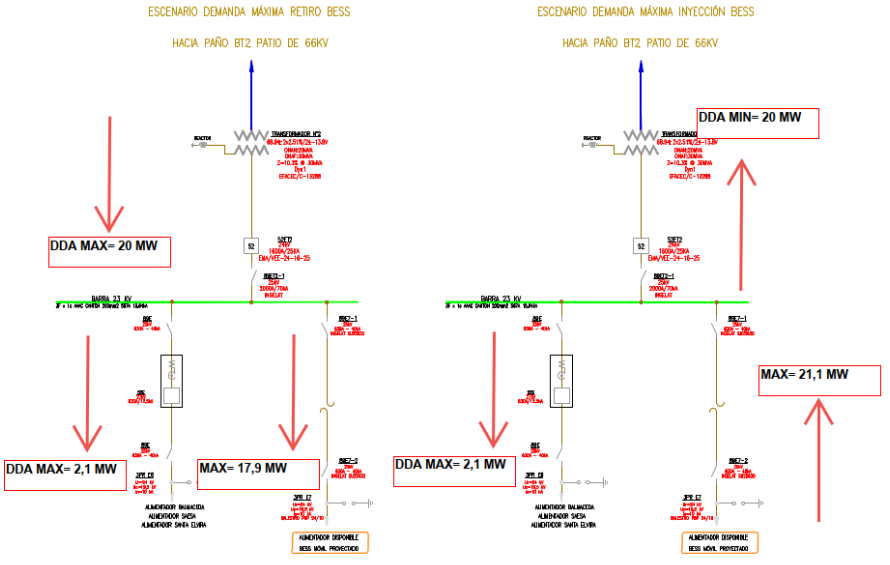


Figura 34: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Aihuapi considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real[18].

3.2.5 SE Frutillar Norte

Subestación Ciruelos se encuentra ubicada en la región de los Lagos, provincia de Llanquihue, comuna de Frutillar y tiene como propietario a la empresa TRANSELEC S.A. Posee dos (2) barras de 220 kV las cuales se mencionan a continuación:

- BA S/E FRUTILLAR NORTE 220KV BP1
- BA S/E FRUTILLAR NORTE 220KV BP2

Esta subestación cuenta con una configuración de interruptor y medio. En el diagrama unilineal presentado en el **Anexo 9.2.8**, se puede observar que esta barra no cuenta con paños disponible para la conexión.

Motivo de lo anterior, se buscan subestaciones aledañas las cuales cuenten con algún paño disponible, con la restricción de alejarse de la subestación Rahue para mantener el CMg según lo revisado en capítulos anteriores.

En la **Figura 35** y **Figura 36** se muestra el tramo Rahue-Frutillar Norte. Particularmente, aledaño la subestación Frutillar Norte, se encuentra la SE Puerto

[18] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del CEN. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional

Montt, la cual será analizada debido que a nivel topológico presenta una reserva para conexión en 23 kV.

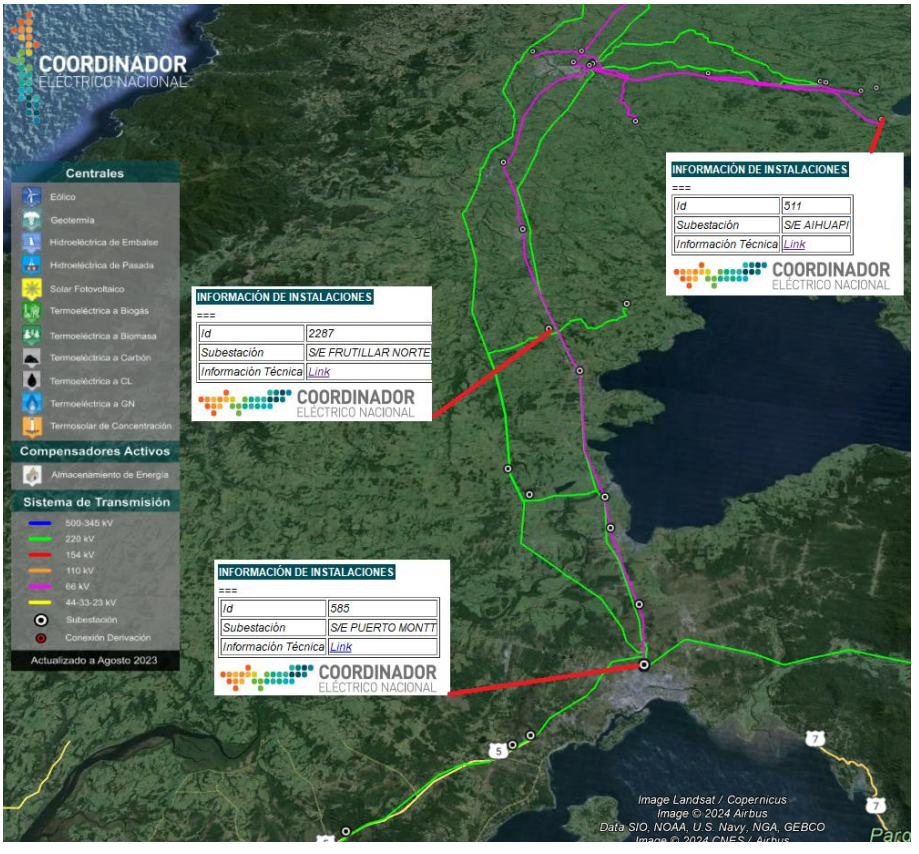


Figura 35: Representación geográfica del tramo Rahue-Frutillar Norte. Se incorpora en la imagen la SE Puerto Montt que es aledaña a Frutillar Norte. Fuente: Archivo KMZ versión marzo 2024 CEN.

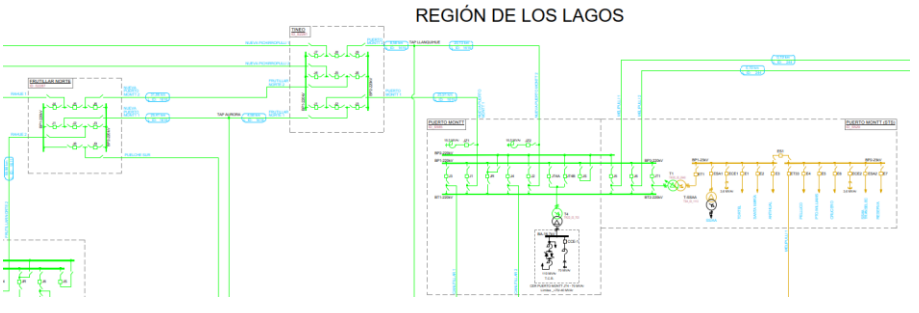


Figura 36: Representación topológica de subestaciones aledañas a Frutillar Norte. Se puede observar que SE Puerto Montt (STS), cuenta con un espacio reserva en el paño E7, en un nivel de tensión de 23kV. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 Coordinador Eléctrico Nacional.

3.2.6 SE Puerto Montt (STS)

Subestación Puerto Montt se encuentra ubicada en la región de los Lagos, provincia de Valdivia, comuna de Puerto Montt y tiene como propietario a la empresa TRANSELEC S.A. Posee dos barras en 66 kV y tres barras 23 kV5, las cuales se mencionan a continuación[19]:

- BA S/E PUERTO MONTT 220KV BP2
- BA S/E PUERTO MONTT 220KV BP1
- BA S/E PUERTO MONTT 220KV BT1
- BA S/E PUERTO MONTT 16,7KV
- BA S/E PUERTO MONTT 23kV BP1

Esta subestación a nivel de 23kV, cuenta catorce (14) paños dentro de los cuales, particularmente se analizará en E7, según lo mostrado en el **Anexo 9.2.9.**

Diagrama unilineal:

En la **Figura 37** se presenta el diagrama unilineal funcional de la SE Puerto Montt (STS) a nivel de 23 kV. Particularmente, se muestran BP1-23 y BP2-23, son alimentadas por el transformador N°1 a través del paño ET1.

Es en la barra BP2-23 que se observa disponibilidad de conexión en el paño E7

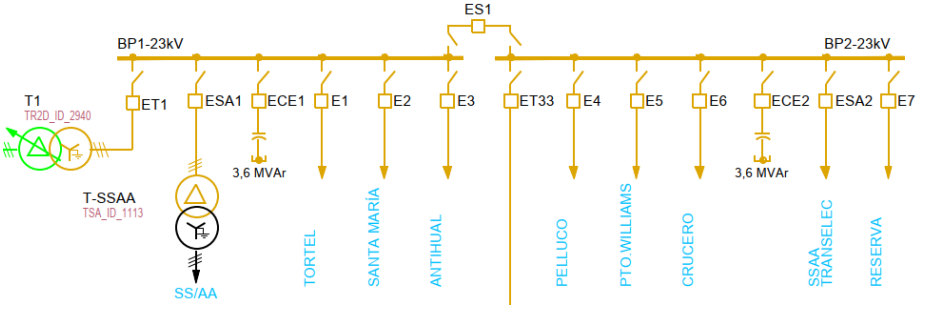


Figura 37Extracto del diagrama unilineal de la subestación Valdivia propiedad de la transmisora STS. En este se puede observar que la SE, se compone a nivel de 23 kV de dos barras alimentadas por los transformadores 2 y 3 de 60MVA. Fuente: Archivo DUF versión marzo 2024 CEN.

Puntos disponibles de conexión:

Es en la barra de BP2-23 asociada al transformador N°1, se observa disponibilidad de conexión en el paño del interruptor E7. En la **Figura 38** se observa el espacio

[19] Información extraída desde la página del CEN: infotecnica.coordinador.cl/geo/region/los-lagos-13/subestaciones/585

que existe disponible donde se puede realizar la conexión mediante conector tipo C a un Switchgear GIS de clase 24kV.

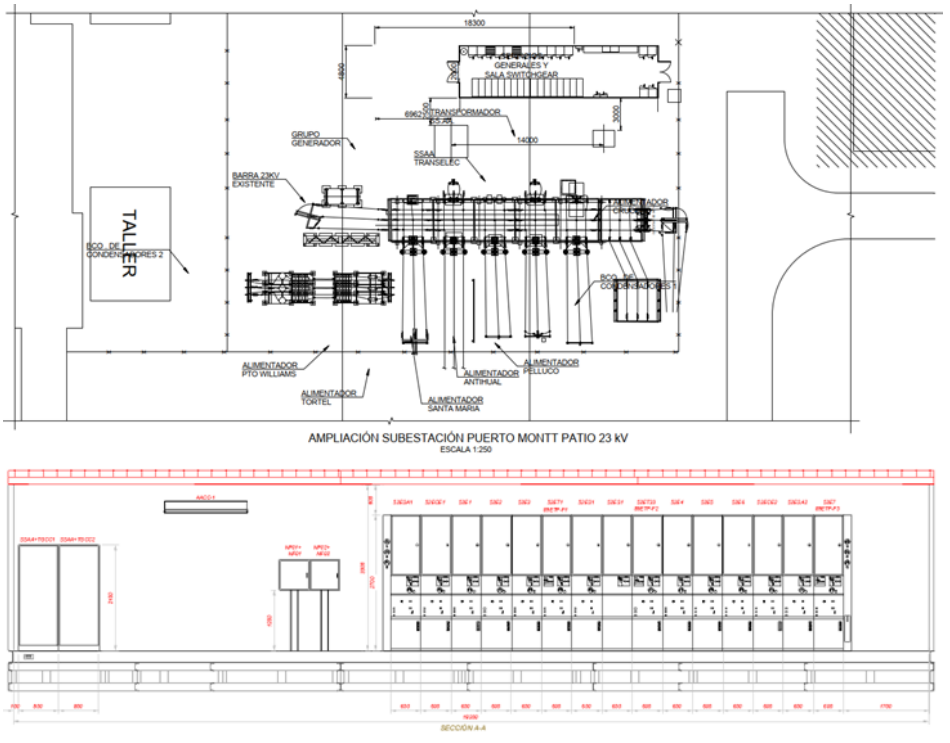


Figura 38Extracto del plano de elevaciones y corte de la sala de switchgear de 23kV de la Subestación Puerto Montt. En este se muestra la disponibilidad de conexión de un paño futuro E7, el cual se conecta al transformador N°1. Fuente: Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

Flujo de potencia en demandas:

Para poder determinar la máxima potencia a inyectar o retirar por parte del BESS proyectado y conforme a las características del punto de conexión disponible ubicado en esta subestación, es necesario realizar un análisis simple del flujo de potencia alrededor del punto a conectar.

Así, se estudian cuatro casos asociados al retiro e inyección en escenarios de máxima demanda y mínima demanda en el punto de conexión. La información es obtenida desde la página del CEN dedicada al registro de la operación en tiempo Real. El resumen de los cuatro escenarios queda reflejado en la y de manera gráfica en las **Figura 39, Figura 40** y **Tabla 12**

De estos es factible ver que el BESS a ser conectado en este punto no puede tener una potencia mayor a los 30 MW, dado que en un escenario de demanda máxima en modo retiro este BESS generaría la saturación del transformador de elevador ET1.

Componente	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Retiro	Inyección	Retiro	Inyección
Transformador ET2 [MW]	60	-60	60	-60
Demanda Alimentador [MW]	13	13	30	30
BESS [MW]	47	-73	30	-90

Tabla 12: Resumen de escenarios asociados a la operación en distintos cuadrantes del BESS con punto de conexión en SE Puerto Montt en barra de 23 kV. Fuente: Elaboración Propia.

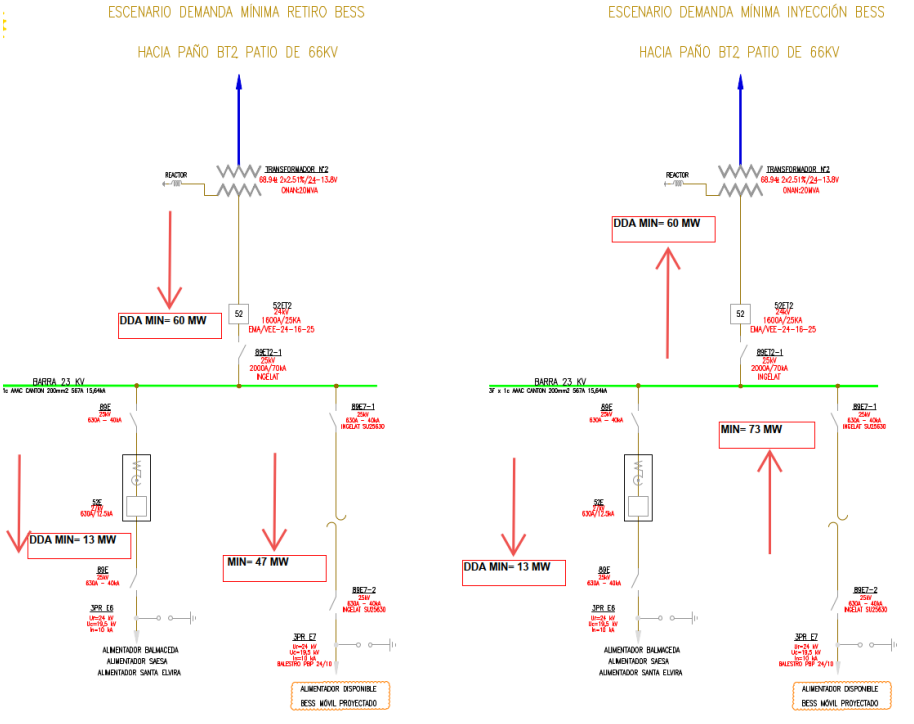


Figura 39 Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Puerto Montt considerando la demanda mínima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real[20]: Fuente: Elaboración Propia.

[20] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del Coordinador Eléctrico Nacional. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional

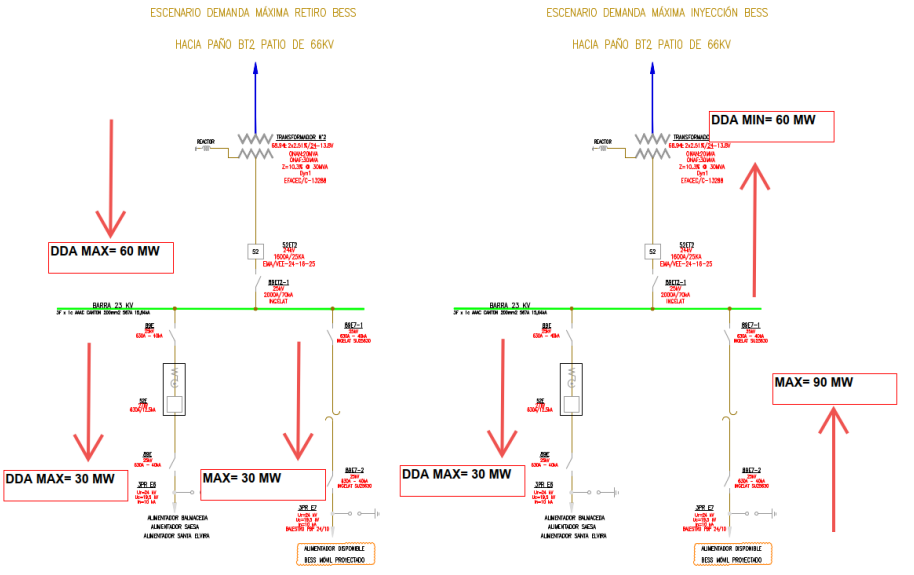


Figura 40: Flujo de potencia proyectado en barra 23 kV subestación Puerto Montt considerando la demanda máxima de los alimentadores de la barra. Fuente tomada desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional en operación en tiempo real[21]. Fuente: Elaboración Propia.

3.2.7 Resumen de potencias de diseño en Subestaciones bajo estudio y Valor desacople promedio.

El análisis de las distintas subestaciones para la incorporación de un sistema BESS muestra que las potencias máximas de inyección y retiro varían según la ubicación y las condiciones de demanda (mínima o máxima) de cada subestación evaluada: SE Valdivia, SE Loncoche, SE Alhué y SE Puerto Montt, cuyos resultados se presentan en la Tabla *13*. Con estos valores, es posible determinar la potencia máxima de diseño del sistema BESS. En particular, esta potencia de diseño se establece en el escenario de demanda máxima, con el BESS operando en modo retiro.

Para garantizar que el sistema BESS pueda operar en cualquiera de las cuatro subestaciones, se toma como referencia el valor mínimo de potencia en la condición más desfavorable de retiro, que corresponde a la subestación SE Loncoche, con una potencia de 14,82 MW bajo demanda máxima y retiro de energía. Este valor define el límite seguro para la potencia de diseño del sistema BESS.

[21] Información extraída desde el portal de operación en tiempo real del Coordinador Eléctrico Nacional. Se consideran los últimos 6 meses de mediciones para los cálculos. Enlace: Demanda Real | Coordinador Eléctrico Nacional

Este valor determina el límite máximo de potencia que puede ser inyectado o retirado en el sistema, ya que representa la condición más restrictiva que asegura la estabilidad y seguridad en las operaciones de la solución propuesta en esta memoria.

Componente	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
	Retiro [MW]	Inyección [MW]	Retiro [MW]	Inyección [MW]
BESS SE Valdivia (STS)	29,4	-30,6	21,6	-38,4
BESS SE Loncoche	19,86	-20,14	14,82	-25,18
BESS SE Aihuapi	19,65	-20,35	17,9	-22,1
BESS SE Puerto Montt (STS)	47	-73	30	-90

Tabla 13: Resumen de potencias expresadas en MW, para las subestaciones bajo análisis de flujo de potencia. Se destaca en color amarillo el escenario más desfavorable que limita la potencia de diseño del BESS móvil. Fuente: Elaboración Propia.

Tras la detección de las subestaciones aledañas a SE Ciruelos y SE Lastarria, las cuales mantienen el desacople en sus precios marginales, esto dado que los pares encontrados de subestaciones siguen estando separadas por el único doble circuito de 220kV que existe entre Ciruelos y Lastarria. Por lo anterior, se mantienen los valores de horas promedio y valores de desacople entre SE Ciruelos y SE Lastarria indicados en la Tabla *14*, los cuales son los siguientes:

- Horas promedio mensuales de desacople: 193,5 [h].
- Valor desacople entre SE: 134,3 [USD/MWh].

3.3 Evaluación de proximidad geográfica y restricciones entre subestaciones

Para evaluar la proximidad entre los pares de subestaciones encontradas en la **Sección 3.2** considerando el traslado de una carga que no requiera permisos especiales, se dan a conocer en esta sección las posibles rutas y un breve análisis a nivel de tránsito para considerar el movimiento de una carga de 18,6 metros de largo y 45 toneladas de masa.

Para lo anterior se evaluarán las rutas de ida tanto como de vuelta considerando distintos factores desde el punto de vista de vialidad y se dejará en como notas puntos a revisar en caso de que no se tenga la suficiente información.

3.3.1 Ruta desde SE Loncoche hasta SE Valdivia (STS)

La distancia entre SE Loncoche y SE Valdivia es de 100 km (Ver **Figura 41)**.

Algunos de los puntos importantes se mencionan a continuación:

- **Ancho de la carretera:**
    - La ruta entre SE Loncoche y SSEE Valdivia incluye tramos de carreteras principales (Ruta 5, Ruta 202, Ruta S-772) y carreteras locales. La Ruta 5, Ruta S-722 Ruta 202 son carreteras pavimentadas y con un ancho adecuado para circulación de vehículos livianos y pesados.

- **Restricciones de peso y dimensiones:**
    - Según la red de vialidad nacional[22] se observan cuatro (4) puentes de capacidad 50 t y cero túneles.

- **Radios de giro y rotondas:**
    - Se registran en el trayecto dos (2) rotondas y giros que deben ser evaluadas:
        - A la salida de Loncoche (Villarica con Balmaceda y Panamericana Sur).
        - Giro en camino a Huellelhue con Santa Elvira.
    - Se debe ratificar en etapa de ingeniería de detalles de ruta que el radio de giro debe ser suficiente para permitir el paso de un camión de 18,6 metros.

[22] Enlace web de plataforma ArcGis de vialidad donde se pueden ver las distintas redes del país y sus características: Red Vial Nacional (arcgis.com)

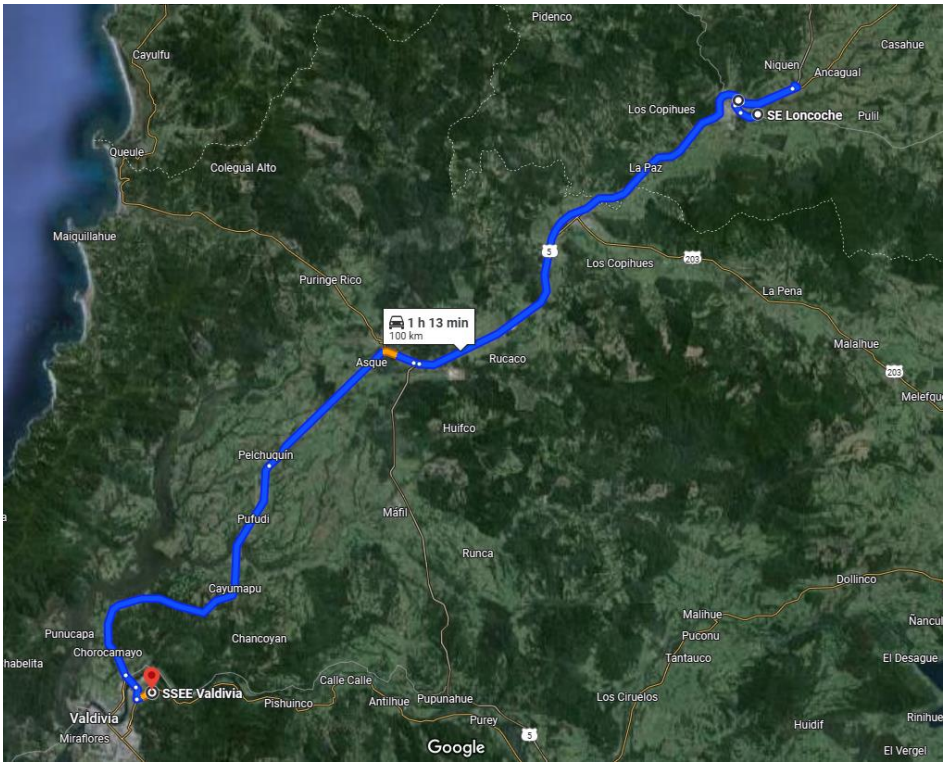


Figura 41: Captura de pantalla ruta SE Loncoche a SE Valdivia. La ruta cuenta con 100 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país. Fuente Google Maps.

3.3.2 Ruta desde SE Valdivia (STS) hasta SE Loncoche

La distancia entre SE Valdivia y SE Loncoche es de 101 km (Ver **Figura 42**).

Algunos de los puntos a verificar se mencionan a continuación:

- **Ancho de la carretera:**
    - La ruta entre SE Valdivia y SE Loncoche incluye tramos de carreteras principales (Ruta 5, Ruta 202, Ruta S-772) y carreteras locales. La Ruta 5 y Ruta 202 son carreteras pavimentadas y con un ancho adecuado para circulación de vehículos livianos y pesados.

- **Restricciones de peso y dimensiones:**
    - Según la red de vialidad nacional[23] se observan cuatro (4) puentes de capacidad 50 t y cero túneles.

- **Radios de giro y rotondas:**
    - Se registran en el trayecto cuatro (4) rotondas y giros que deben ser evaluadas:
        - Giro en camino a Huellelhue con Santa Elvira.
        - Rotonda Salida Ruta 202 con panamericana sur dirección Santiago.
        - Salida Panamericana sur retorno a Loncoche.
        - Giro en salida Loncoche con Afquintué.
    - Se debe ratificar en etapa de ingeniería de detalles de ruta que el radio de giro debe ser suficiente para permitir el paso de un camión de 18,6 metros.

[23] Enlace web de plataforma ArcGis de vialidad donde se pueden ver las distintas redes del país y sus características: Red Vial Nacional (arcgis.com)

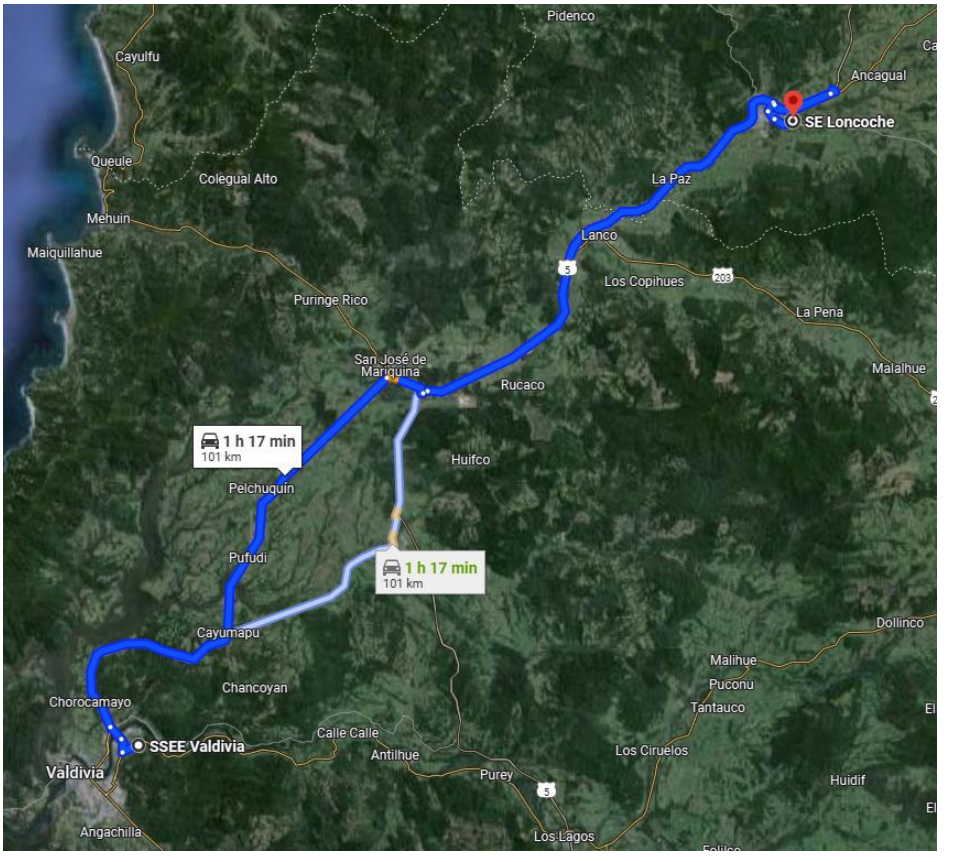


Figura 42: Captura de pantalla ruta SE Loncoche a SE Valdivia. La ruta cuenta con 101 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país. Fuente Google Maps.

3.3.3 Ruta desde SE Aihuapi hasta SE Puerto Montt (STS)

La distancia entre SE Aihuapi y SE Puerto Montt es de 154 km (Ver **Figura 43**).

Algunos de los puntos a verificar se mencionan a continuación:

- **Ancho de la carretera:**
    - La ruta entre SE Aihuapi y SE Puerto Montt incluye tramos de carreteras principales (Ruta 5, Ruta 215) y camino de ripio U-475 de 2 km aproximadamente. La Ruta 5 y Ruta 215 son carreteras pavimentadas y con un ancho adecuado para circulación de vehículos livianos y pesados, al igual que el camino de ripio.

- **Restricciones de peso y dimensiones:**

- Según la red de vialidad nacional[24] no se observan ni túneles.

- **Radios de giro y rotondas:**
  - Se registran en el trayecto tres (3) rotondas y giros que deben ser evaluadas:
    - Rotonda incorporación a ruta 5 sur a la altura de Osorno
    - Rotonda Puerto Montt.
    - Giro entrada a la SE Puerto Montt.
  - Se debe ratificar en etapa de ingeniería de detalles de ruta que el radio de giro debe ser suficiente para permitir el paso de un camión de 18,6 metros.

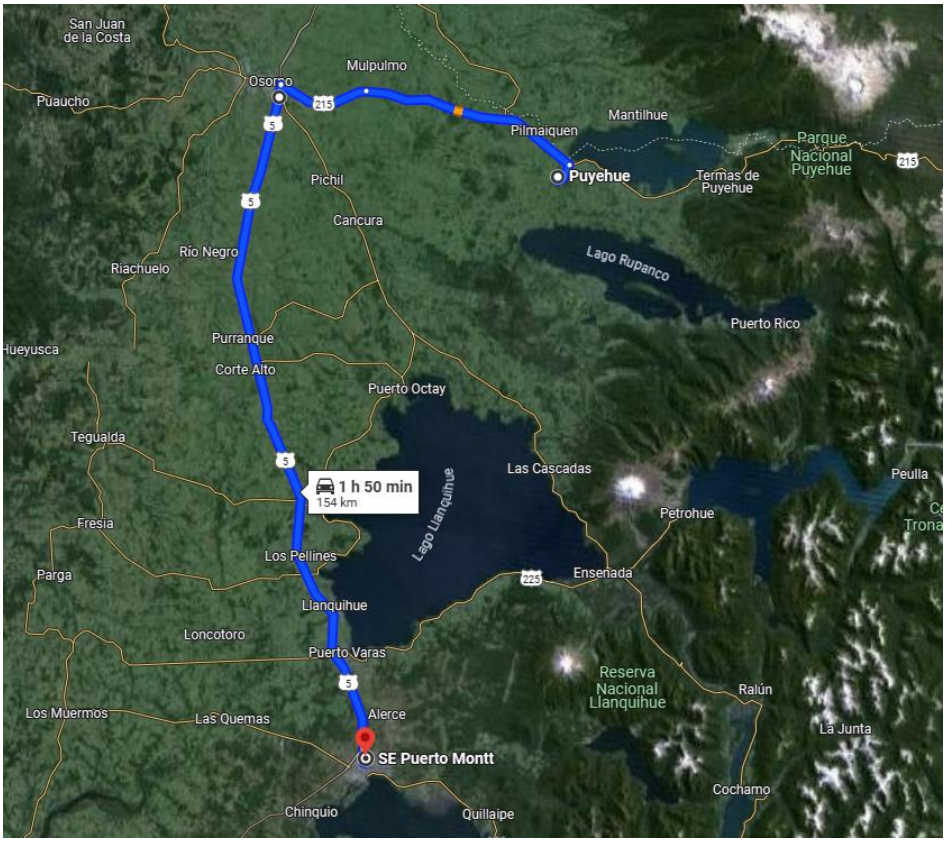


Figura 43: Captura de pantalla ruta SE Aihuapi a SE Puerto Montt. La ruta cuenta con 152 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país y 2 km de camino de ripio al salir de SE Aihuapi. Fuente Google Maps.

[24] Enlace web de plataforma ArcGis de vialidad donde se pueden ver las distintas redes del país y sus características: Red Vial Nacional (arcgis.com)

3.3.4 Ruta desde SE Puerto Montt (STS) hasta SE Aihuapi

La distancia entre SE Aihuapi y SE Puerto Montt es de 149 km (Ver **Figura 43**).

Algunos de los puntos a verificar se mencionan a continuación:

- **Ancho de la carretera:**
    - La ruta entre SE Puerto Montt y SE Aihuapi existen tramos de carreteras principales (Ruta 5, Ruta 215) y caminos de ripio como el U-475 de 2 km aproximadamente. La Ruta 5 y Ruta 215 son carreteras pavimentadas y con un ancho adecuado para circulación de vehículos livianos y pesados, al igual que el camino de ripio.

- **Restricciones de peso y dimensiones:**
    - Según la red de vialidad nacional[25] no se observan ni túneles.

- **Radios de giro y rotondas:**
    - Se registran en el trayecto dos (2) rotondas y giros que deben ser evaluadas:
        - Giro entrada a la SE Puerto Montt.
        - Rotonda salida de ruta 5 sur a la altura de Osorno
    - Se debe ratificar en etapa de ingeniería de detalles de ruta que el radio de giro debe ser suficiente para permitir el paso de un camión de 18,6 metros.

[25] Enlace web de plataforma ArcGis de vialidad donde se pueden ver las distintas redes del país y sus características: Red Vial Nacional (arcgis.com)

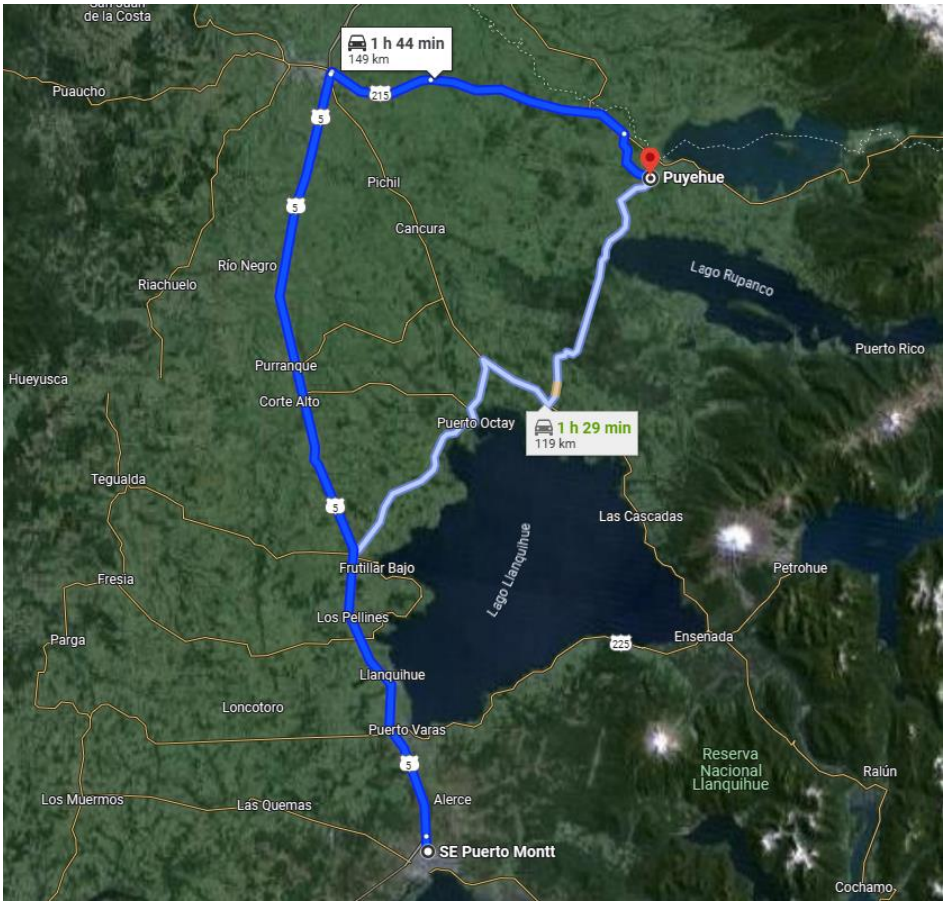


Figura 44: Captura de pantalla ruta SE Puerto Montt. Y SE Aihuapi a La ruta cuenta con 149 km de camino asfaltado para libre tránsito de carga sujeto a las restricciones de vialidad en el país y 2 km de camino de ripio para ingresar a SE Aihuapi desde Ruta 215 a camino U-475. Fuente Google Maps.

Capítulo IV

4 Análisis técnico del sistema BESS transportable

4.1 Condiciones y constitución del sistema BESS móvil

En este capítulo se presentan y diseñan cada uno de los componentes que forman parte del BESS móvil como solución integral compacta y de fácil conexión al SEN.

Conforme a lo revisado en las **Secciones 9.1.3.3, 2.2.1 , 2.2.2, 2.2.3 y 3.2**, el diseño de esta solución debe considerar los siguientes aspectos constructivos:

- Altura máxima desde nivel de piso hasta el punto más elevado de la solución debe ser 4,2 m.
- Ancho máximo de transporte tolerable 3,5 m.
- Peso máximo de la solución para semirremolque es de 45 t.
- La potencia máxima para conectar es 14,82 MW, limitado por la SE Loncoche.
- El nivel de tensión de servicio para conexión es 23 kV.
- Debe considerar factores ambientales propios del lugar donde se va a emplazar la solución.
- Debe considerar elementos para conexión en los puntos
    - SE Valdivia (STS): Conexión mediante mufa eléctrica clase 24 kV.
    - SE Loncoche: Conexión mediante mufa eléctrica clase 24 kV.
    - SE Aihuapi: Conexión mediante mufa eléctrica clase 24 kV.
    - SE Puerto Montt: Conexión mediante conector Psifterer tipo C clase 24 kV.

La **Figura 45** muestra cómo se compone físicamente un sistema BESS genérico. Todos estos elementos se encuentran integrados dentro de una envolvente metálica que brinda protección mecánica a los componentes al interior. Es con base a la configuración mostrada que se proyecta la solución móvil.

A continuación, se describen los componentes principales que contendrá el BESS móvil:

- **Switchgear MT:**
  Este equipo de maniobra de media tensión permite la conexión y desconexión del BESS al sistema eléctrico (en el caso de esta memoria será un nivel de tensión de 23 kV). Este equipo garantiza la seguridad y la protección del sistema ya que puede maniobrar corrientes elevadas y facilita la integración del BESS con el SEN.

- **Transformador Elevador:**
  El transformador eleva la tensión de la energía almacenada en las baterías a niveles adecuados para la inyección en la red. Esto equipo crucial para asegurar que la energía pueda ser utilizada en el SEN.

- **Inversor/Cargador:**
  Este equipo eléctrico convierte la corriente continua (DC) almacenada en las baterías en corriente alterna (AC) para su uso en el SEN o para cargar las baterías desde una fuente de AC. También gestiona el proceso de carga y descarga, optimizando el rendimiento y la vida útil de las baterías.

- **Switchgear DC:**
  El equipo permite la maniobra y conmutación de corriente continua. Proporciona protección contra sobrecargas y cortocircuitos, y permite la desconexión segura de las baterías para mantenimiento o en caso de emergencia.

- **Rack Baterías + BMS:**
  Los racks de baterías contienen los módulos de baterías de Ion Litio, organizados de tal manera que permiten maximizar la densidad de energía y facilitar el mantenimiento. El Sistema de Gestión de Baterías (BMS) monitorea y controla cada celda para asegurar un rendimiento óptimo, balance de carga, y protección contra condiciones adversas como sobrecarga, sobrecalentamiento y sobredescarga.

- **Sistema de Extinción de Incendio:**
  Es un sistema de seguridad que detecta y extingue incendios de manera automática, protegiendo los componentes del BESS y garantizando la seguridad de los equipamientos que se encuentran dentro de su rango de protección.

- **Aire Acondicionado:**
  Mantiene la temperatura operativa ideal dentro de la envolvente para asegurar el rendimiento óptimo de las baterías y otros componentes electrónicos. La regulación de la temperatura es crucial como se comentó en capítulos anteriores, ya que permite prolongar la vida útil de las baterías y prevenir fallos debido al sobrecalentamiento.

- **Envolvente Transportable:**
  La envolvente contiene a todos los componentes del BESS, haciéndolo fácilmente transportable y permitiendo su rápida implementación en diferentes ubicaciones. Este diseño modular debe ser robusto y facilitar el conexionado con el SEN.

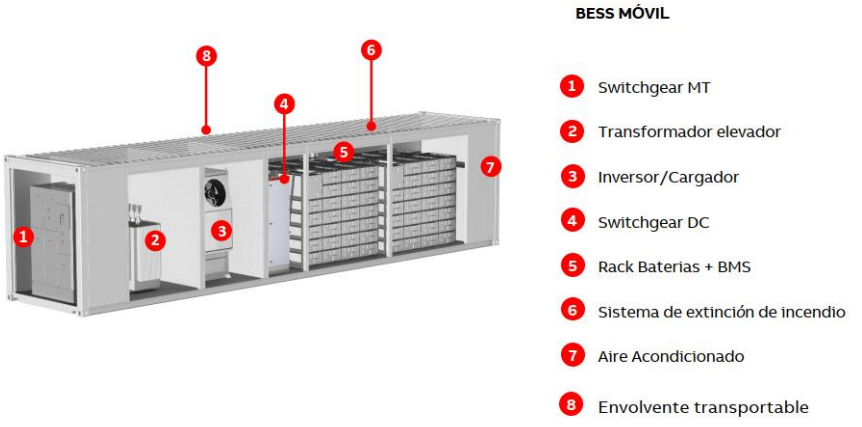


Figura 45: Solución genérica BESS de la empresa ABB. En esta se observan como se reparten los distintos componentes dentro de una envolvente metálica para brindar una solución modular y robusta para ser utilizada en cualquier condición. Fuente: ABB Technical Datasheet ABB eStorage Flex 40.

4.1.1 Metodología de diseño y diagrama de bloques del BESS Móvil

Para el proceso de definición y cubicación de componentes para el BESS móvil se propone comenzar con el dato de potencia máxima que es factible inyectar en las barras del SEN, adicionalmente se debe tener presente el tiempo de descarga requerido.

Una vez determinada la potencia y la velocidad de descarga, el siguiente paso es seleccionar la tecnología de baterías de Ion Litio más adecuada para la solución. La

elección de la tecnología correcta se basa en las especificaciones de rendimiento requeridas y las características de cada tipo de batería de Ion Litio[26].

Con la tecnología de baterías definida se procede a realizar una cubicación preliminar de las baterías en la vista de planta (sujeto a las restricciones de transporte vial de carga). Este diseño preliminar busca asegurar que las baterías puedan ser acomodadas adecuadamente dentro del espacio disponible, considerando los otros equipos que conforman parte de la solución.

Luego, se define la potencia y la energía que cada unidad de BESS puede suministrar. En este paso implica calcular y especificar cuántas unidades de BESS podrían conectarse en paralelo para entregar la potencia máxima en el punto de conexión y cómo se distribuye la carga entre unidades.

El siguiente paso es considerar los sistemas de servicios auxiliares (SSAA) necesarios para el funcionamiento del BESS. Estos sistemas incluyen componentes adicionales que apoyan la operación total del sistema, como sistemas de control, monitoreo, iluminación y aire acondicionado.

Simultáneamente, se define el switchgear de corriente continua (SWG DC), considerando la corriente que circulará hacia el transformador. Se consideran las dimensiones, pesos y disipaciones térmicas para considerar en la cubicación final.

Otro componente crucial es el transformador, que se selecciona y define para elevar la tensión de la energía almacenada en las baterías y adaptarla a los niveles del punto de conexión. Se consideran las dimensiones, pesos y disipaciones térmicas para considerar en la cubicación final.

A continuación, se especifican los detalles del sistema de conversión de potencia (PCS) y el sistema de gestión de baterías (BMS). Se consideran las dimensiones, pesos y disipaciones térmicas para considerar en la cubicación final.

Además, se define el switchgear de media tensión (SWG MT) que conectará el BESS al SEN. Se consideran las dimensiones, pesos y disipaciones térmicas para considerar en la cubicación final.

Una vez definidos todos los componentes, se evalúa la factibilidad de cubicación, es decir, si todos los componentes pueden ser acomodados físicamente dentro del espacio disponible. Si la cubicación es factible, se da fin al proceso de cubicación.

En caso de que la cubicación no sea factible, se vuelve al paso de cubicación de las baterías en la vista de planta para realizar los ajustes necesarios hasta que se logre una configuración viable.

---

[26] Para la selección de la tecnología se propone realizar una evaluación técnica y económica con base al marco teórico mediante el método de asignación de puntaje por cada criterio.

El proceso concluye una vez que se han definido y optimizado todos los componentes del BESS móvil, asegurando su factibilidad de cubicación y transporte. Este flujo de trabajo garantiza que el sistema BESS esté bien diseñado y pueda ser implementado de manera práctica y segura. Este flujo se puede observar en la **Figura 46.**

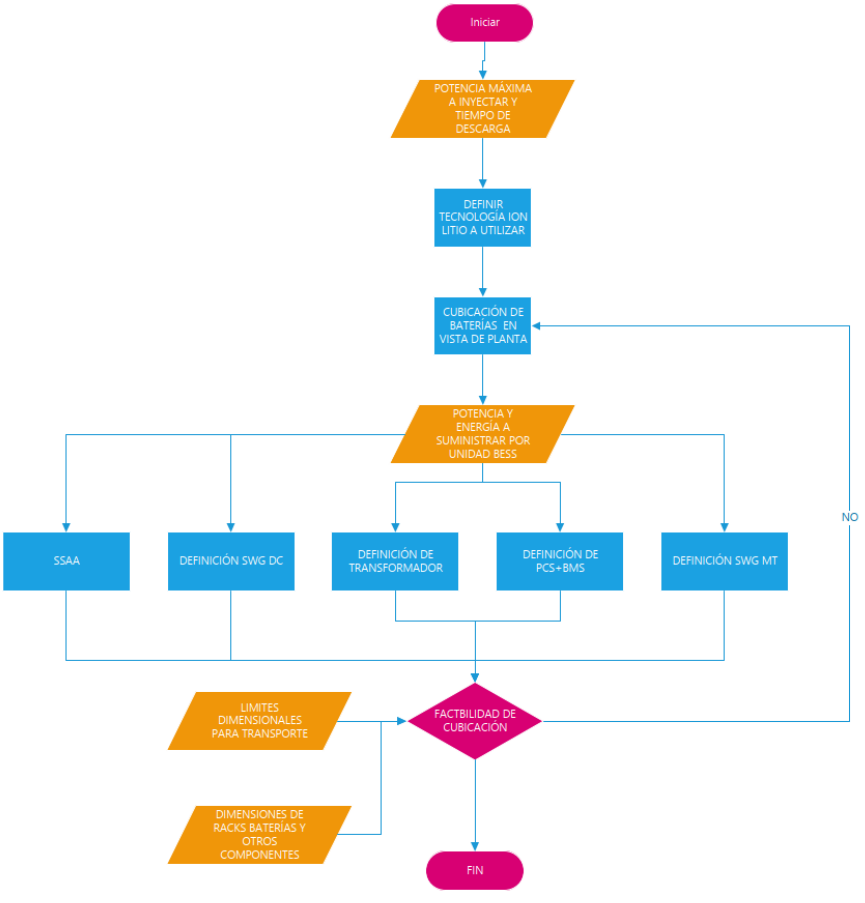


Figura 46: Flujo de definición de solución BESS móvil basada en la metodología de cubicación del sistema sujeto a condiciones de borde como dimensiones de transporte y pesos máximos. Fuente: Elaboración propia.

La solución proyectada como punto inicial para el BESS móvil se basa en un modelo compartimentado en tres secciones principales: Envolvente de baja tensión (DC), envolvente del transformador y envolvente de media tensión (MT). Esta proyección modular permite asignar espacios dedicados a cada elemento del sistema, optimizando tanto su operación como su mantenimiento por nivel de tensión. Ver **Figura 47.**

La primera sección, la envolvente de baja tensión, contiene los racks de baterías, el switchgear de corriente continua (DC) y el sistema de conversión de potencia (PCS) junto con el sistema de gestión de baterías (BMS). Esta compartimentación en una

envolvente dedicada asegura que todos los componentes de baja tensión estén agrupados en un solo lugar, facilitando su gestión, control y mantenimiento.

La segunda sección es la envolvente del transformador, que contiene un transformador. Al ubicar el transformador en su propia envolvente, se aísla térmica y eléctricamente del resto del sistema, lo que mejora la seguridad y permite un diseño más flexible y modular.

La tercera y última sección es la envolvente de media tensión, que incluye el switchgear de media tensión y los sistemas de servicios auxiliares (SSAA).

Al dividir el sistema BESS en estas tres secciones compartimentadas, logra un modularidad que facilita la instalación y el mantenimiento del sistema tanto en instalaciones del integrados como en terreno. A su vez, cada envolvente permite distribuir y optimizar el espacio para mejorar la eficiencia operativa. Además, esta compartimentación mejora la seguridad al aislar eléctricamente las diferentes partes del sistema, reduciendo el riesgo de fallos y facilitando las intervenciones técnicas en cada sección sin afectar las demás.

Así la solución proyectada para el BESS móvil se diseña con el fin de lograr un modularidad eficiente mediante la compartimentación en envolventes de baja tensión, transformador y media tensión. Esta estructura va a permitir un manejo más efectivo de cada componente dotando a la misma con mayor seguridad, y flexibilidad para la operación del sistema en su conjunto.

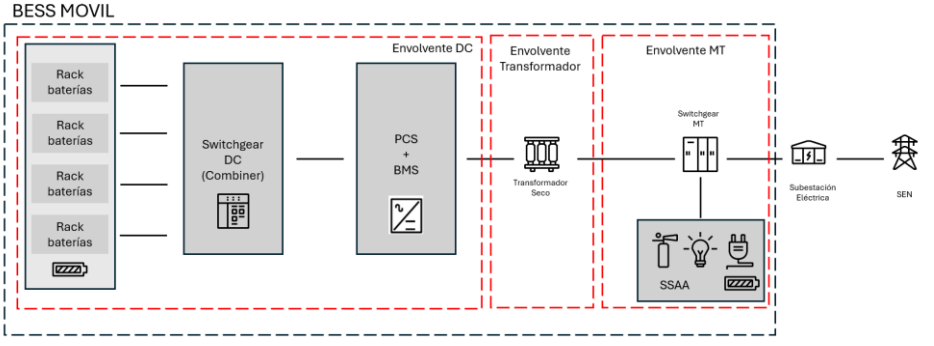


Figura 47: Diagrama de bloques de la solución BESS móvil propuesta. Se divide en tres segmentos: el primero relacionado a una envolvente que contenga todo el sistema DC junto al inversor bidireccional. Por otra parte, se propone una envolvente dedicada para el trasformador y otro independiente para la media tensión. Fuente: Elaboración propia.

4.1.2 Selección de batería Ion Litio

La selección de la tecnología de almacenamiento de energía a utilizar se realiza con base a criterios técnicos, económicos, numerados del 1 al 9 los cuales se muestran en la **Tabla 15.**

	Técnicos	Económicos
Criterios	Densidad de energía (1)	Eficiencia (6)
	Densidad de Potencia (2)	Ciclos de vida (7)
	Autodescarga (3)	Velocidad de descarga (8)
	Madurez tecnológica (4)	Costo de inversión (9)
	Aplicaciones (5)	

Tabla 15: Criterios para selección de tecnología de almacenamiento de energía baterías de Ion Litio. Fuente: Elaboración propia.

La aplicación para la cual se diseña el BESS es el arbitraje de energía con un tiempo de descarga de 5 horas[27]. Para esta aplicación se requiere contar con baterías con alta densidad energía (Criterio 1), bajo nivel de autodescarga (Criterio 3) y altos ciclos de vida (Criterio 7).

Los criterios de densidades de energía y potencia hacen referencia a la cantidad de energía y potencia a suministrar en función de su volumen en litros, de manera que, aquellas tecnologías con bajas densidades implican un mayor volumen a utilizar para poder ser instaladas, por lo que se debe considerar maximizar las densidades de energía y potencia minimizando el espacio.

Los criterios de madurez tecnológica y autodescarga se enfocan en tecnologías con un alto grado de desarrollo (TRL igual a 9) y con la menor tasa de autodescarga lo que se traduce en un menor costo a la hora de cargar el BESS.

Los criterios económicos obedecen a la relación vida útil – costo de inversión, por lo qué tecnologías que tengan una eficiencia, tiempo de soporte y una alta durabilidad con respecto a un costo de inversión bajo, resultarán más atractivas a la hora de invertir por una tecnología u otra.

Con base a la **Tabla 37** de la **Sección 9.1.3.3**, se desarrolla la **Tabla 16**, en la cual se muestra la asignación de puntaje a cada criterio considerando una escala de -10 a 10 donde -10 indica que el criterio no sirve para la aplicación el arbitraje y 10 que el criterio es óptimo para el arbitraje.

[27] Cantidad de horas promedio por mes en la que se originan desacoples en los precios marginales. Información obtenida de la tabla presentada en la **Sección9.2.1.**

	Puntaje	-10	-5	0	5	10
Criterio	Densidad de energía (1) [Wh/l]	=<100	100<X=<200	200<X=<500	500<X=<700	X>700
	Densidad de Potencia (2) [W/l]	=<100	100<X=<500	500<X=<1000	1000<X=<5000	X>5000
	Autodescarga (3) [-]	X>=5	5>X>=4	4>X>=3	3>X>=2	X<2
	Madurez tecnológica (4) [-]	RTE=6	RTE=6	RTE=7	RTE=8	RTE=9
	Segmento de aplicación (5)	Otros	Cliente final	Generación	Distribución	Transmisión
	DOD (6) [%]	=<45	45<X=<60	60<X=<80	80<X=<90	90<X=<100
	Ciclos de vida (7) [ciclos]	X<500	500<X=<1000	1000<X=<2000	2000<X=<5000	X>5000
	Velocidad de descarga (8) [1/h]	X>=2C	2C<X=<1C	1C<X=<0,5C	0,5C<X=<0,25C	X<0,25C
	Costo de inversión (9) [USD/kWh]	X>2000	2000>=X>1000	1000>=X>500	500>=X>300	X=<300

Tabla 16: Asignación de puntajes según rango criterio de selección, donde -10 corresponde a un puntaje deficiente o nulo y 10 a un puntaje excelente enfocado en la aplicación de arbitraje de energía. Fuente: Elaboración propia.

Así, tras el análisis a las distintas tecnologías el resultado de la selección del sistema de almacenamiento de energía con base a los criterios explicados se muestra en la **Tabla 17.**

	Criterios									Puntaje Promedio
Teconología	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	
LCO	-5	-5	0	10	-5	0	-5	-5	5	-1
LMO	0	0	0	10	-5	0	-5	-10	0	-1
NMC	10	5	0	10	10	10	0	10	0	6
LFP	0	10	0	10	10	10	5	-5	5	5
NCA	5	5	0	10	10	10	-5	-5	0	3
LTO	-5	10	5	10	10	10	10	-5	-5	4

Tabla 17: Puntajes promedio de cada una de las tecnologías para la aplicación al arbitraje de energía. Se observa que la tecnología apropiada es la NMC. Con el objetivo de ser distintivo, cada puntaje se categorizó con color: -10 y -5 de color rojo, 0 y 5 de color amarillo y 10 de color verde. Fuente: Elaboración propia.

De esta tabla es posible notar que, mediante la evaluación de los criterios técnicos y económicos en conjunto con el puntaje asignado a cada uno de estos, la mejor opción para la aplicación de arbitraje de energía es la tecnología Ion Litio NMC.

4.1.3 Plataforma de transporte

Tras haber seleccionado la tecnología de batería apropiada para el arbitraje, es importe definir las dimensiones sobre la cual se van a integrar los distintos componentes del BESS móvil, para poder cubicar correctamente y así definir la potencia y comenzar con el diseño de la solución.

Teniendo en consideración las distancias máximas permitidas para tránsito de carga, se verifica en el mercado distintas alternativas de plataformas de semirremolques

(conocidas como cama baja – Low Boy). Particularmente, existe un estándar en dimensiones el cual se muestra en la **Figura 48**, para un peso máximo de 70 t, 23 t por eje (JJ FORZA, Remolques y semiremolques, 2024). Estas medidas son tomas en consideración para la cubicación de la solución.

Es importante destacar que la cama baja se proyecta para un uso móvil, por lo que debe considerar un sistema de bombeo hidráulico el cual permita afianzar en 3 puntos la plataforma a piso dando una mejor sujeción y estabilidad.

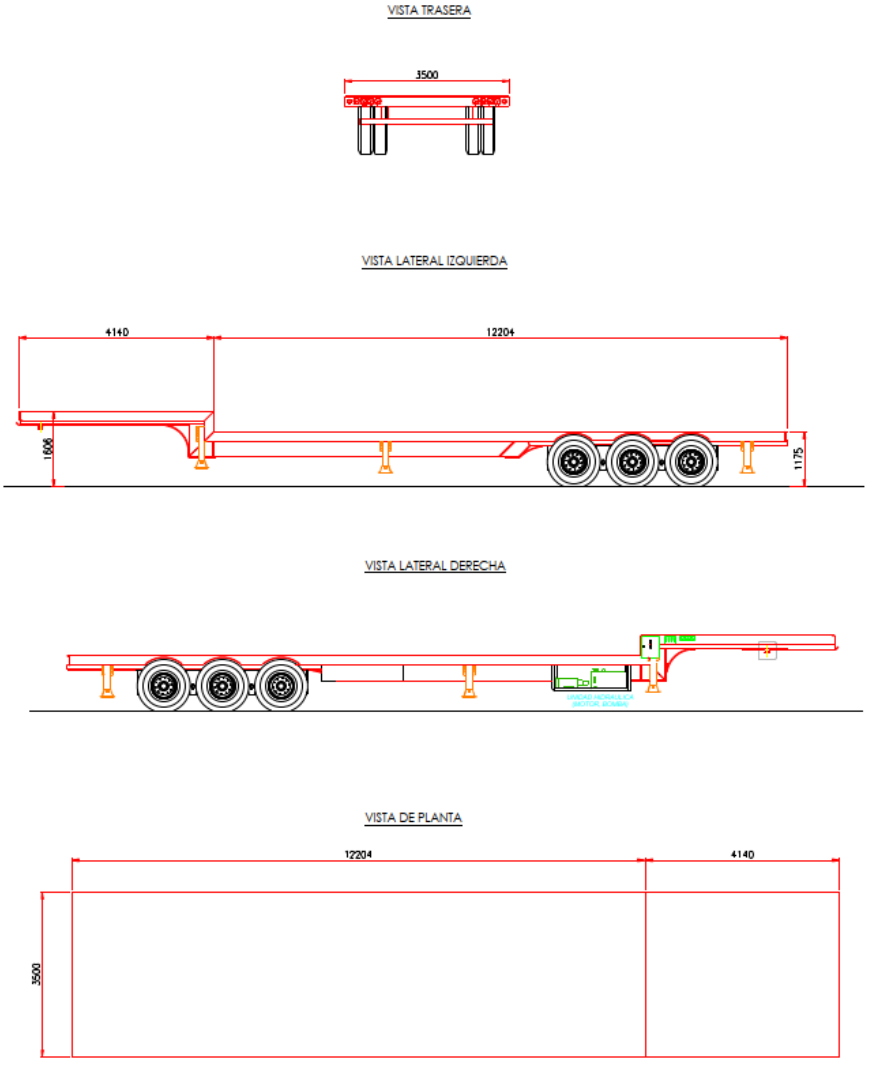


Figura 48: Dimensiones estándar de semirremolques "cama baja". Particularmente, se cuenta con 16,34 metros de largo por 3,5 metros de ancho para la integración de equipos sobre la plataforma. Fuente: *(JJ FORZA, Remolques y semiremolques, 2024).*

4.1.4 Disposición de equipos en planta

Considerando la metodología indicada en la **Figura 46**, se definen y seleccionan todos los componentes del BESS móvil. Particularmente lo que condiciona la disposición de equipos en planta son las dimensiones de los racks de baterías sobre la plataforma del semirremolque (detalle de técnico en **Sección 4.1.5**). Considerando que el semirremolque debe contener todos los componentes mencionados del sistema se proyecta la disposición de planta mostrada en la **Figura 49.**

Así, el sistema BESS móvil proyectado cuenta con un largo 16.34 m y de ancho 3.5 m, teniendo la capacidad de inyectar o retirar 0.72MW[28]. efectivos en corriente continua por cinco horas utilizando tecnología NMC de Iones de Litio. Además, se compartimenta la solución total en tres (3) sectores dotando a la solución con modularidad y seguridad a la hora de la operación.

Por otra parte, desde el punto de vista de la conexión el BESS móvil se ha considerado con dos (2) enchufes tipo Conex. Uno de estos proyectado exclusivamente para la rápida conexión al SEN y el otro enchufe disponible es proyectado para la expansión de capacidad de este sistema, permitiendo la conexión en paralelo hasta 21 BESS móviles. Este cálculo se sostiene en la potencia máxima a inyectar que es 14,82 MW[29], en 23 kV.

Además, se contempla un rollo de conductor disponible ya sea para la conexión en paralelo o para la conexión al SEN.

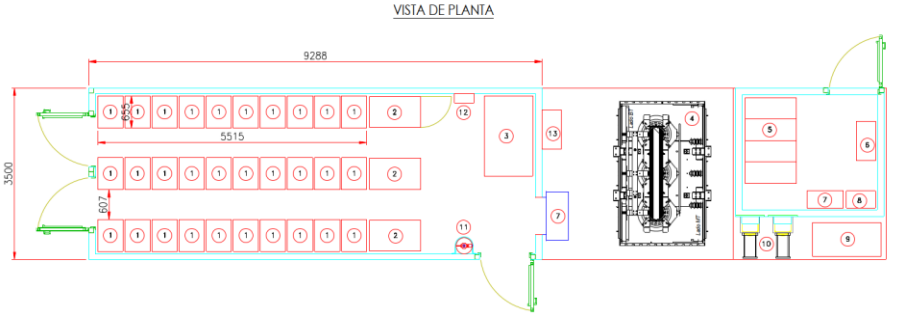


Figura 49: Vista de planta de la solución BESS móvil. Se utilizan 30 racks de baterías NMC de 0.72MW/3.6MWh (Item 1), el cual puede ser transportado y conectado eléctricamente al SEN en 23kV. Fuente: Elaboración propia.

[28] Se seleccionan 5 horas de descarga dado que en la sección Lastarria 220 - Ciruelos 220 kV, en los seis meses de recopilación de información las horarias diarias en promedio en las que ocurren desacoples varía entre 2 a 8 horas diarias, por la cual se adopta el promedio de este rango, permitiendo maximizar el ingreso por arbitraje.

[29] Valor obtenido considerando las eficiencias de 0.985 % del PCS y 0.95 % del transformador. Este valor será desarrollado en las Secciones posteriores.

En la **Figura 50**, se detalla cada uno de los componentes itemizados en la disposición de planta del BESS móvil.

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	PROVEEDOR	ANCLAJE	ALTO (mm)	ANCHO (mm)	PROFUNDIDAD (mm)	PESO UNITARIO (kg)	PESO TOTAL (kg)
1	30	RACK BATERIAS NMC (120,7 kWh)	KORE POWER	AUTOSOPORTADO	2260	520	655	900	27000
2	3	SWITCHGEAR DC (COMBINER)	CAVTE POWER	AUTOSOPORTADO	2000	800	1200	800	2400
3	1	PCS+BMS (600Vac; 1043 kW ac)	EPC POWER	AUTOSOPORTADO	2200	1000	1636	1370	1370
4	1	TRANSFORMADOR ELEVANDOR (0,8MVA;	TMC	AUTOSOPORTADO	2500	2950	2000	3500	3500
5	1	SWITCGEAR MT (22kV; 630A; 25kA)	ABB	AUTOSOPORTADO	2200	1752	1045	4000	4000
6	1	TABLERO SSAA AC	NACIONAL	MURAL	1000	800	400	100	100
7	1	TRANSFORMADOR SSAA (75kVA)	REGGIO	AUTOSOPORTADO	960	900	490	450	450
8	1	TABLERO COMUNICACION	NACIONAL	MURAL	1000	600	350	50	50
9	1	ROLLO DE CONDUCTOR PARA CONEXION (100m)	NACIONAL	AUTOSOPORTADO	1000	694	1400	300	300
10	2	ENCHUFES TIPO CONEX HEMBRA (25kV, 800A)	KONNIK	MURAL	-	400	650	50	100
11	1	CILINDRO FM200	FITFLOW	AUTOSOPORTADO	1500	600	600	150	150
12	1	CENTRAL DE INCENDIO	FITFLOW	MURAL	560	400	200	50	50
13	1	TABLERO DE CONTROL TRANSFORMADOR ELEVADOR	TMC	MURAL	560	380	210	25	50
14	1	HVAC 72000 BTU	TEKNICA	MURAL	1880	1000	435	250	250
15	1	CAMA BAJA	NACIONAL	-	1606	3500	16344	5000	5000
								TOTAL	44770

Figura 50: Cuadro de dimensiones y pesos de la solución BESS móvil. Fuente: Elaboración propia.

Este cuadro de dimensiones y pesos registra todos los componentes que forman parte del sistema BESS móvil. Cada ítem indica la cantidad proyectada, proveedor, tipo de fijación (piso o a pared), y sus dimensiones en los tres ejes (alto, ancho y profundidad en milímetros). Además, indica el peso unitario y el peso total de cada componente en kilogramos.

Como resumen el peso bruto total (PBT), es de 44,7 t, lo cual respeta lo indicado en la **Sección 2.2.3.2.**

En las siguientes subsecciones presenta por cada item los aspectos técnicos y criterios seleccionados de todos los componentes del BESS móvil.

4.1.5 Racks de Baterías

La tecnología de baterías a considerar es Ion Litio NMC. Para definir la cantidad de racks del BESS móvil se consideran las características mostradas en la **Tabla 18.**

Existen una variada oferta en el rubro de fabricantes de baterías, pero muy poca información técnica respecto a sus parámetros[30]. No obstante, lo anterior se obtuvo la información de baterías NMC de la empresa Estado Unidense KORE POWER (Ver información en **Sección 9.3.1**)

Así, sujeto a la disposición de planta, se disponen de 30 racks de baterías, conformados por tres (3) strings independientes sumando un total de 0.724MW/3,62 MWh, considerando una velocidad de descarga de 0.2C.[31]

---

[30] Es importante destacar que la forma de obtener información técnica es solicitando cotizaciones fórmales y presentándose como empresa consolidada en el sector.

[31] La consideración de C-rate de 0.2 es porque en las barras estudiadas se genera aproximadante 193 horas mensuales promedio de desacoples. Por lo que este valor se selecciona como el más bajo para poder maximizar el precio obtenido por horas de desacople.

ITEM	ESPECIFICACIÓN
DIMENSIONES	Alto: 2260mm Ancho: 520mm Profundidad: 655mm
TECNOLOGÍA	NMC
C RATE DESCARGA	0,2
C RATE DESCARGA	Entre 0,2 y 0.5
TENSIÓN NOMINAL	1014 V
ENERGIA	120,7 kWh @23°C
CERTIFICACIÓN SÍSMICA	IEEE 693
PESO	900 kg
SSAA	41 W (220Vac) – Iluminación e calefacción
DISIPACIÓN TÉRMICA	162.69 W

Tabla 18: Resumen de características principales de baterías Ion Litio, tecnología NMC, marca KORE POWER.

Para la conexión en paralelo de cada uno de los racks que forman parte de cada string se propone la conexión mediante barra de cobre la cual es dimensionada con base al pliego técnico RIC.N°2.

Así, utilizando la tabla mostrada en el **Anexo 9.3.2**, y que la corriente a circular por el string es de 238 A se considera por polo el uso de una barra desnuda 20x5mm (295 A). Si bien esta barra está sobredimensionada, se considera debido a que al final de esta se debe contar con la suficiente área para la conexión de los conductores mediante terminales de compresión estándar que conectan el string al switchgear de baja tensión.

Por otra parte, una conexión importante que se debe tener presente es la del medio de comunicación entre cada controlador que posee cada rack y el cual utiliza el protocolo CAN 2.0B, conectados en paralelo (Daisy chain) y que concentran su información en uno de los armarios en el BMS que controla cada string y que permite la transmisión de data a un nivel superior mediante protocolo MODBUS TCP/IP. Lo anterior se puede observar en la **Sección 9.3.1.**

4.1.6 Equipo de Switchgear DC (Combiner)

Para seleccionar el switchgear de baja tensión, el cual está compuesto por un interruptor seccionador requiere especificar varios parámetros claves para asegurar que cumple con los requisitos específicos de la aplicación y las normativas locales[32].

[32] Debe cumplir con el pliego RIC N°2.

A continuación, se presentan los parámetros principales que y su definición para el proyecto:

- **Tensión nominal:**
  Este parámetro especifica el nivel de tensión para el cual el switchgear se diseña para operar de manera segura. Particularmente, como el nivel de tensión de servicio de las barras es de 1014 V, se selecciona la clase de tensión más cercana a la de servicio según la IEC60947-3, la cual 1500 V[33].

- **Corriente nominal:**
  Este parámetro indica la corriente máxima que puede soportar el switchgear durante la operación normal sin exceder la temperatura especificada. Para el caso de la solución esta corriente debe ser tal que permita la conexión del string compuesto por diez Racks. Por lo anterior, y dado que la capacidad máxima de inyección es de 0,24MW[34] y se obtiene un nivel de corriente de 238 A[35]. Por ello, se selecciona el nivel de corriente más cercano para aplicaciones de corriente continua que es 1600 A Frame.

- **Corriente de cortocircuito**:
  Este parámetro indica la corriente máxima que el switchgear puede interrumpir de manera segura en caso de un cortocircuito. Este parámetro depende exclusivamente del aporte de cada Rack y tiene valores predeterminado por nivel de corriente. Particularmente, para clase 1500 V, el valor es fijo y es de 100kA[36].

En el caso particular de esta solución considera el uso de tres, equipos, cada uno dedicado por string para dar mayor seguridad a cada arreglo (Se considera la marca CAVTPOWER, de origen estadounidense).

ITEM	ESPECIFICACIÓN
DIMENSIONES	Alto: 2000mm Ancho: 800mm Profundidad: 1200mm
TENSIÓN MÁXIMA	1500 V
TIPO DE PROTECCIÓN	Interruptor seccionaodor marca ABB
CERTIFICACIÓN SÍSMICA	IEEE 693
PESO	2400 kg

[33] Esta clase es válida para alturas de operación menores o iguales a 1000 m.s.n.m. Para alturas mayores se debe considerar el derrateo por altura.
[34] La solución proyecta utilizar 30 armarios distribuidos en 3 conjuntos de 10 racks cada uno. Cada uno de estos tiene una potencia máxima de inyección o retiro de 0,24MW. En total los tres pueden inyectar o retirar 0.72MW.
[35] Ver **Ecuación (1)**.
[36] Este valor debe ser coincidente con la capacidad de ruptura del PCS.

SSAA	450 W (220Vac) -Control Iluminacion
DISIPACIÓN TÉRMICA	3000 W

Tabla 19: Resumen de características principales del SWITCHGEAR DC, marca CAVTPOWER.

Cada Switchgear cuenta con un interruptor-seccionador de caja moldeada Tmax T5D/PV-E[37] (Marca ABB) fijos, los cuales están combinados con un fusible, para fines de mantenimiento y protección, ya que es posible aislar una polaridad o ambas y gestionar el flujo de corriente en ambas.

Adicionalmente se consideran accesorios adicionales al interruptor-seccionador para cumplimiento de los planos RIC N°2:

- Relé de mínima tensión.
- Supresor de transientes.
- Rating Plug 500 A (para ajuste de curva I-t), dado que la corriente aportada por cada rack es de 238 A.

La tensión de cada rack y del string completo de la solución es:

$$V_{rack} = 1014\ [V]$$

La energía de cada rack de la solución es:

$$E_{rack} = 0{,}12\ [MWh]$$

La energía de cada string de la solución es:

$$E_{string} = E_{rack} * 10 = 1{,}2\ [MWh] \qquad \textbf{Ecuación (1)}$$

La velocidad de descarga del string proyectado es:

$$C_{Rate} = 0{,}2\ \left[\frac{1}{h}\right]$$

Así, la corriente que circulará desde el string hasta el SWG de corriente continua será:

$$I_{string} = \frac{C_{rate} * E_{string} * 1000000}{V_{rack}} = 237{,}7\ [A]$$

Para la conexión de cada uno de los string a cada Switchgear DC y salida Switchgear DC hacia el PCS, se propone una conexión mediante conductor con base al criterio de selección indicado en el pliego técnico RIC.N°4 "Conductores u materiales u

[37] Para mayor detalle técnico de este equipo ver **Anexo 9.3.3.**

sistemas de canalización), considerando el método E y una temperatura de operación entre 21-25°C, se debe aplicar un factor de corrección de capacidad al conductor de 1,06.

Por lo anterior, la corriente nominal que debe soportar el conductor debe ser de 253 A con una clase de aislación de 1,2 kV. Así, el conductor considerador es el siguiente:

- FREETOX-FLEX® Serie 3 (RZ1-K) mm[238].
- 1X95 mm2.
- Libre de Halógenos y plomo.
- Tensión de servicio 1,2 kV.
- Capacidad de corriente al aire 342 A.
- Capacidad de corriente en ducto 269 A.

4.1.7 Sistema de conversión de energía (PCS+BMS)

Para seleccionar el PCS, el cual permite controlar la corriente de los tres (3) Switchgear DC, requiere tener en consideración los siguientes parámetros:

- **Tensión nominal DC:**
  Por lo general este parámetro se especifica dentro de un rango de trabajo en los catálogos de especificación del proveedor. Dado que a este equipo trabajará con la tensión de los string conectados en paralelo (1014V), se debe seleccionar un rango que contenga a este Valor. Particularmente la Marca EPC POWER, cuenta con un rango de trabajo desde los 720 V a los 1500 V.

- **Corriente nominal DC:**
  Fabricante entrega un valor máximo de corriente que puede soportar el equipo durante la operación normal sin exceder la temperatura especificada. Particularmente, para todos los modelos de PCS la corriente máxima es de 1400 A.

- **Tensión nominal AC:**
  Por lo general este parámetro se especifica dentro de un rango de trabajo en los catálogos de especificación del proveedor. En particular para la aplicación se cuentan con valores de 480 V, 600 V, 690 V. Particularmente, se seleccionará el valor de 600V[39].

---

[38] Para mayor detalle se presenta la ficha técnica del conductor en la **Sección 9.3.4.**
[39] Definición de tensión asociada a las relaciones de transformación disponibles a nivel de transformadores secos.

- **Corriente nominal AC:**
  Fabricante entrega un valor máximo de corriente que puede soportar el equipo durante la inyección y retiro de energía sin exceder la temperatura especificada. Particularmente, para todos los modelos de PCS la corriente máxima es de 1250 A. Particularmente, dado que la potencia en continua y considerando la eficiencia de conversión (0.985%), la corriente de salida en alterna se proyecta en 687 A ver **Ecuación (*2*)**, por lo que todos los modelos de PCS de la marca cubren la corriente.

Con la información anterior el modelo de PCS considerado para esta aplicación es el CAB1000/AC 3L.2, de la marca EPC POWER ver **Sección 9.3.5**, cuyas características principales son mencionadas en la **Tabla 20.**

ITEM	ESPECIFICACIÓN
DIMENSIONES	Alto: 2281mm Ancho: 100mm Profundidad: 1636mm
TECNOLOGÍA	NMC
TENSIÓN SALIDA AC	600 V
CORRIENTE SALIDA AC	1255 A
TENSIÓN ENTRADA DC	Entre 957-1500 V
CORRIENTE ENTADA DC	1400 A
EFICIENCIA	98,6%
CERTIFICACIÓN SÍSMICA	IEEE 693
PESO	1370 kg
SSAA	2400 W (220V AC) – Iluminación y control.
DISIPACIÓN TERMICA	4000 W (estimado)

Tabla 20: Resumen de características principales del PCS, marca EPC POWER.

La tensión de cada rack y del string completo de la solución es:

$$V_{rack\ dc} = 1014\ [V]$$

La corriente total de los 3 stings

$$I_{total\ stings\ dc} = 710{,}1\ [A]$$

Por lo anterior la potencia en continua será:

Ecuación (2)

$$P_{total\ dc} = V_{rack\ dc} * I_{total\ strings\ dc} = 720.041{,}4\ [W]$$

Por otra parte, la potencia en el lado de alterna es:

$$P_{total\ ac} = P_{total\ dc} * Eficiencia = 709.960{,}8\ [W]$$

Así, la corriente de en el lado de alterna será:

$$I_{total\ ac} = \frac{P_{total\ ac}}{1,73 * 600} = 687\ \ [A]$$

Para la conexión por el lado de continua, se definió en la sección anterior que la acometida se realizará con un conductor de 95mm2, lo cual está en línea con la especificación técnica del modelo propuesto.

Para la conexión por el lado de alterna, se define una conexión mediante conductor con base al criterio de selección indicado en el pliego técnico RIC.N°4 "Conductores u materiales u sistemas de canalización), considerando el método E y una temperatura de operación entre 21-25°C, se debe aplicar un factor de corrección de capacidad al conductor de 1,06.

Por lo anterior, la corriente nominal que debe soportar el conductor debe ser de 728 A con una clase de aislación de 1,2 kV. Dado por el lado del equipo PCS hay una limitación de sección de conductor a utilizar (Maximo 6 x 300mm2 por fase), se considera una configuración 2x (1/c 300mm2), con las siguientes características:

- FREETOX-FLEX® Serie 3 (RZ1-K) mm[240].
- 1x300 mm2.
- Libre de Halógenos y plomo.
- Tensión de servicio 1,2 kV.
- Capacidad de corriente al aire 514 A.
- Capacidad de corriente en ducto 736 A.

4.1.8 Transformador de poder

Para la selección del transformador se opta por considerar uno de tecnología seca (transformador seco), dado que para una solución modular este tipo de equipos presenta las siguientes ventajas:

- **Seguridad:**
  No utilizan aceite como medio de enfriamiento, por lo que se elimina ek riesgo de incendios o derrames de aceite-

- **Mantenimiento:**
  Requieren menos mantenimiento en comparación con los transformadores de aceite, ya que no hay necesidad de verificar el nivel o la calidad del aceite. Esto se traduce en menores costos operativos y menor tiempo de inactividad.

[40] Para mayor detalle se presenta la ficha técnica del conductor en la **Sección 9.3.6.**

- **Refrigeración:**
  El método de enfriamiento es mediante convección natural de aire, eliminando la necesidad de sistemas de enfriamiento dedicados.

Por otra parte, para la aplicación es requerido una potencia nominal de 0,72 MVA [41]con tensión de trabajo 23/0,6 kV Dy11. La consideración de este grupo vectorial está asociada a su amplia utilización en redes de media tensión (desfase de -30°). Sin embargo, en fase de ingeniería de detalle se debe validar según los requerimientos de la red donde se conectará.

Por lo anterior se selecciona un transformado seco de 0.72MVA, clase 24 kV (IEC 60076-11) con cambiador de tomas en caso de requerir regulación en el punto de conexión. Ver más detalles de las características en **Tabla 21** y **Sección 9.3.7.**

ITEM	ESPECIFICACIÓN
DIMENSIONES	Alto: 2500mm Ancho: 2950mm Profundidad: 2000mm
TECNOLOGÍA	Transformador seco
GRUPO VECTORIAL	Dy11
POTENCIA	0,72 MVA
EFICIENCIA	99%
MATERIAL DEVANADO	ALUMINIO
CAMBIADOR DE TAPS	+/- 2,5% PRIMARIO
CERTIFICACIÓN SÍSMICA	IEEE 693
PESO	3500 kg
SSAA	1000 W (220V AC) – iluminación y calefacción. 500W (220V AC) – control
DISIPACIÓN TERMICA	-

Tabla 21: Resumen de características principales del transformador elevador, marca TMC.

La potencia y corriente a la salida del transformador elevador (nivel 23 kV), será de 0.70 MVA y 17,7 A, respectivamente según se muestra en la **Ecuación (*3*).**

Potencia total en 0,6 kV

$$P_{0,6\,kV} = 709.960,8\ [W]$$

Por otra parte, la potencia en el lado de 23kV considerando una eficiencia del 99% será:

Ecuación (3)

$$P_{23kV} = P_{0.6kV} * Eficiencia = 702.861,2\ [W]$$

Así, la corriente de en el lado de alterna será:

[41] Valor que corresponde

$$I_{total\ ac} = \frac{P_{23kV}}{1,73 * 23} = 17.7\ \ [A]$$

Para la conexión por el lado de baja tensión, se definió en la sección anterior que la acometida se realizará con dos (2) conductores de 300mm2, lo cual está en línea con la especificación técnica del modelo propuesto.

Para la conexión por el lado de media tensión, se define una conexión mediante conductor con base al criterio de selección indicado en el pliego técnico RIC.N°4 "Conductores u materiales u sistemas de canalización), considerando el método E y una temperatura de operación entre 21-25°C, se debe aplicar un factor de corrección de capacidad al conductor de 1,06.

Por lo anterior, la corriente nominal que debe soportar el conductor debe ser de 19 A con una clase de aislación de 24 kV con las siguientes características:

- FREETOX - Mono conductor de media tensión XLPE/LFH[42].
- 1x50 mm2.
- Libre de Halógenos y plomo.
- Tensión de servicio 25 kV.
- Capacidad de corriente al aire 263 A.
- Capacidad de corriente en ducto 223 A.

4.1.9 Equipo de Maniobra MT (Switchgear MT)

Para seleccionar el switchgear de media tensión se requiere especificar varios parámetros claves para asegurar que cumple con los requisitos específicos de la aplicación y las normativas locales[43]. A continuación, se presentan los parámetros principales que y su definición para el proyecto:

- **Tensión nominal:**
  Este parámetro especifica el nivel de tensión para el cual el switchgear se diseña para operar de manera segura. Particularmente, como el nivel de tensión de servicio de las barras seleccionadas para arbitraje son de 23 kV, por lo tanto, se selecciona la clase de tensión más cercana a la de servicio según la IEC62271-200, la cual es 24 kV[44].

- **Corriente nominal:**

---

[42] Para más información técnica del conductor ver **Sección 9.3.8.**
[43] Debe cumplir con la NTS&CS y sus anexos debido a que será el equipo que se conectará al SEN.
[44] Esta clase es válida para alturas de operación menores o iguales a 1000 m.s.n.m. Para alturas mayores se debe considerar el derrateo por altura.

Este parámetro indica la corriente máxima que puede soportar el switchgear durante la operación normal sin exceder la temperatura especificada. Para el caso de la solución esta corriente debe ser tal que permita la conexión en de distintos BESS en paralelo. Por lo anterior, y dado que la capacidad máxima de inyección es de 14.8 MW y la corriente por cada transformador en el lado de media tensión es 17,7, se pueden conectar 21 BESS en paralelo como máximo, llegando a un nivel de corriente de 371,7 A. Por ello, se selecciona el nivel de corriente más cercano a este valor el cual es 630 A[45] según la IEC62271-200

- **Corriente de cortocircuito**:
  Este parámetro indica la corriente máxima que el switchgear puede interrumpir de manera segura en caso de un cortocircuito. Este parámetro depende exclusivamente de la red y tiene valores predeterminado por nivel de corriente. Particularmente, para clase 24 kV, los valores a seleccionar pueden ser 25kA o 31,5kA. Para esta aplicación se seleccionar el mayor.

- **Frecuencia nominal:**
  La frecuencia de operación para la cual se diseña el Switchgear será 50 Hz.

- **Resistencia al arco interno:**
  Este parámetro indica la resistencia de la estructura o envolvente del switchgear (puerta cerrada), que, ante una contingencia de arco eléctrico, el equipo no sufrirá desprendimientos de materiales que puedan dañar a un operador que transite en el momento. Para una cobertura total se selecciona una clasificación A-FLR (Solo personal autorizado puede transitar en la zona de ubicación del equipo).

- **Tipo de aislamiento**:
  Para disminuir las dimensiones del equipo y se pueda adaptar a los espacios reducidos proyectados se considera la tecnología GIS, la cual considera el uso del gas SF6 como medio dieléctrico para contener el interruptor de vacío.

- **Sistema de control:**
  Principalmente el sistema de control en Switchgear GIS requiere alimentar 2 principales circuitos: Uno asociado a la ventilación y resistencia de calefacción y el otro asociado al control del relé de protección y motorizado de seccionadores e interruptores. Particularmente, para esta aplicación, se debe considerar dos (2) circuitos de control en 220 V alternos.

---

[45] Este nivel de corriente es válido para alturas de operación menores o iguales a 1000 m.s.n.m. Para alturas mayores se debe considerar el derrateo por altura.

- **Cantidad de columnas:**
  Particularmente, la configuración requerida contempla 4 columnas las cuales permiten alimentar los siguientes circuitos (ver **Figura 51):**

  - Columna H01: Conexión con el SEN.

  - Columna H02: Conexión con otro BESS móvil.
  - Columna H03: Conexión de transformador SSAA.

  - Columna H04: Conexión transformador que alimenta las baterías.

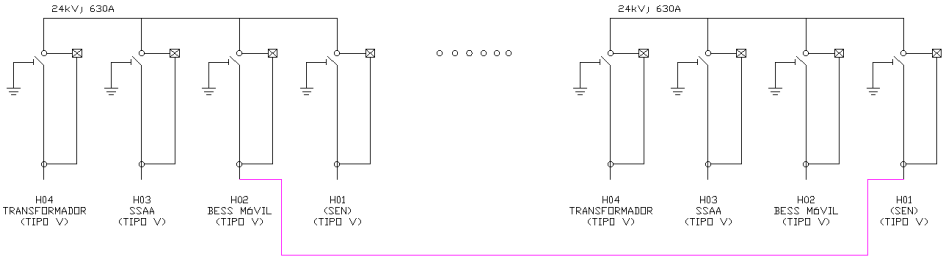


Figura 51: Topología tipo anillo a implementar en el BESS móvil en caso de que se requiera conectar otro BESS en paralelo para así aumentar la energía de inyección al SEN.

- **Sistema de comunicación:**
  Otra exigencia por parte del Coordinador Eléctrico Nacional es contar con las variables eléctricas registradas para compartir con el departamento de información en tiempo real bajo esquemas de redundancia a través de la red de comunicación de la subestación. En general todas las subestaciones cuentan con redundancia de red PRP[46],
  Es por lo anterior que los relés a seleccionar deben contar con 2 puertos de fibra y la capacidad de contener el protocolo de redundancia indicado, además de tener contar con protocolo IEC61850 y DNP3.0[47].

- **Sistema de protección:**
  Cada una de las columnas requiere contar con una protección dedicada según su consideración dentro de la solución. Por lo anterior, se utilizarán protecciones de la marca ABB dedicado a cada segmento según se menciona a continuación:

---

[46] Protocolo de redundancia establecido por la IEC 62439-3 y que asegura la alta disponibilidad y reduce el tiempo que tarda en recuperarse la red, de manera que se reduce también el tiempo de transmisión a cero. Está basado en el uso de dos redes, LAN A y LAN B, que son independientes a todos los niveles y que reciben el mismo mensaje de data.
[47] Protocolos más comunes en las subestaciones de Chile.

- Columna H01: Relé de protección de protección de alimentador REF615. Ver **Sección 9.3.9** para mayor detalle.

- Columna H02: Relé de protección de protección de alimentador REF615. Ver **Sección 9.3.9** para mayor detalle.

- Columna H03: Relé de protección de protección de alimentador REF615. Ver **Sección 9.3.9** para mayor detalle.

- Columna H04: Relé de protección de protección de transformador RET615. Ver **Sección 9.3.10** para mayor detalle.

Particularmente, los núcleos del transformador de potencial utilizados para aplicaciones de protección deben contar con una clase de protección 3P, según el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones.

- **Sistema de medida:**
  Con base a lo solicitado en la normativa técnica, particularmente en el anexo técnico de transferencias económicas, es requerido que la columna de conexión al SEN cuente con un equipo de facturación, el cual debe ser alimentado con las variables de tensión y corriente mediante núcleos dedicados y de clase 0.2 o menor.
  Por lo anterior, se propone considerar el uso del equipo de facturación ION 8650, modelo M8650A4C0H5E1B0A. Ver más detalles en la **Sección 9.3.11.**

- **Transformadores de corriente y tensión:**
  Con base a las exigencias del Coordinador Eléctrico Nacional indicadas en los puntos de medida y relés que se desarrolla el diagrama unilineal funcional de la celda de media tensión el cual es uno de los requisitos principales para presentar al Coordinador Eléctrico Nacional la instalación a conectar. Este diagrama se muestra en la **Sección** ¡Error! No se encuentra e l origen de la referencia. . Como resumen de los transformadores de corriente y potencial considerados, se resumen sus características en la **Tabla 22.**

COLUMNA	TC	TP
H01	630/5-5 A N1: 5P20; 10VA N2: 0,2S; FS5; 1VA	23/(0,115/V3)/(0,115/V3) S1: 0,2; 10VA S2: 3P;10VA
H02	630/5-5 A N1: 5P20; 10VA N2: 0,2S; FS5; 1VA	
H03	50/5-5 A N1: 5P20; 10VA N2: 0,2S; FS5; 1VA	
H04	50/5-5 A N1: 5P20; 10VA N2: 0,2S; FS5; 1VA	

Tabla 22: Resumen de transformadores de corriente y potencial seleccionados en base a la corriente de operación del sistema. Burden deben ser validados en etapa de ingeniería de detalle teniendo claridad resistencias de los componentes que forman parte del circuito validando el resultado con la norma IEC61869-3/5.

Con lo puntos anteriormente revisados se seleccionan el modelo SAFERING de la marca ABB, cuyas columnas se puede configurar de tal manera de poder crear topologías en anillo como la mostrada y adaptada para la solución BESS móvil. Ver **Sección 9.3.12.**

Como resumen de las características del equipo considerado se presenta la **Tabla 23.**

ITEM	ESPECIFICACIÓN
DIMENSIONES	Alto: 2500mm Ancho: 2950mm Profundidad: 2000mm
TECNOLOGÍA	GIS
CLASE	24 kV
CERTIFICACIÓN SÍSMICA	IEEE 693
TIPO DE CONFIGURACIÓN COLUMNAS	TIPO V (ver el Anexo 9.3.9)
PESO	1000 KG
SSAA	1500 W (220Vac) -Control 500 (220Vac) -iluminación
DISIPACIÓN TERMICA	600W

Tabla 23: Resumen de características principales del Switchgear MT, marca ABB.

4.1.10 Conectores Conex

Con la finalidad de poder conectar el BESS móvil de manera de manera rápida al SEN y por otra parte tener la posibilidad de aumentar la capacidad del BESS para poder aumentar la cantidad de energía utilizada para el arbitraje de energía, en la sección anterior se propuso considerar dos de las cuatro columnas del BESS para estas conexiones. Así, se toma como referencia la disposición mostrada en la **Figura 52,** para implementar en la solución móvil.

Es importante destacar que los enchufes Conex se definen mediante tres parámetros que se indican a continuación:

- **Clase de tensión de operación:**
  Para el caso de la solución BESS móvil se cuenta con una tensión de servicio de 23 kV, por lo que la clase a considerar debe ser la más cercana por la parte superior a este valor. Es así, que la clase requerida es 25kV.

- **Nivel de corriente de operación:**
  Los enchufes Conex cuentan con un rango máximo de operación y no es posible determinar valores mínimos de corriente. En el caso de estos conectores la corriente nominal para la cual están diseñados es de 800 A (para mayor detalle revisar **Sección 9.3.13**). Dado que todo el equipamiento seleccionado hasta ahora está diseñado para maximizar la inyección de corriente al SEN (21 BESS – 378 A), se confirma que este enchufe puede transportar este nivel de corriente.

- **Calibre de conductor a utilizar:**
  Para determinar los accesorios para la selección del enchufe, se debe considerar el calibre y tipo de conductor a utilizar. Para los dos enchufes, se proyecta que en el escenario más favorable de inyección puedan circular 399 A.

  Para estas conexiones se considera los mismos criterios que basados en la selección indicada en el pliego técnico RIC.N°4 "Conductores u materiales u sistemas de canalización), considerando el método E y una temperatura de operación entre 21-25°C, se debe aplicar un factor de corrección de capacidad al conductor de 1,06.

  Por lo anterior, la corriente nominal que debe soportar el conductor debe ser de 423 A con una clase de aislación de 25 kV con las siguientes características:

  - FREETOX - Multi conductor de media tensión XLPE/LFH[48].
  - 3x750 kcmil.
  - Libre de Halógenos y plomo.
  - Tensión de servicio 25 kV.
  - Capacidad de corriente al aire 665 A.
  - Capacidad de corriente en ducto 545 A.

[48] Para mayor detalle revisar la **Sección 9.3.14.**

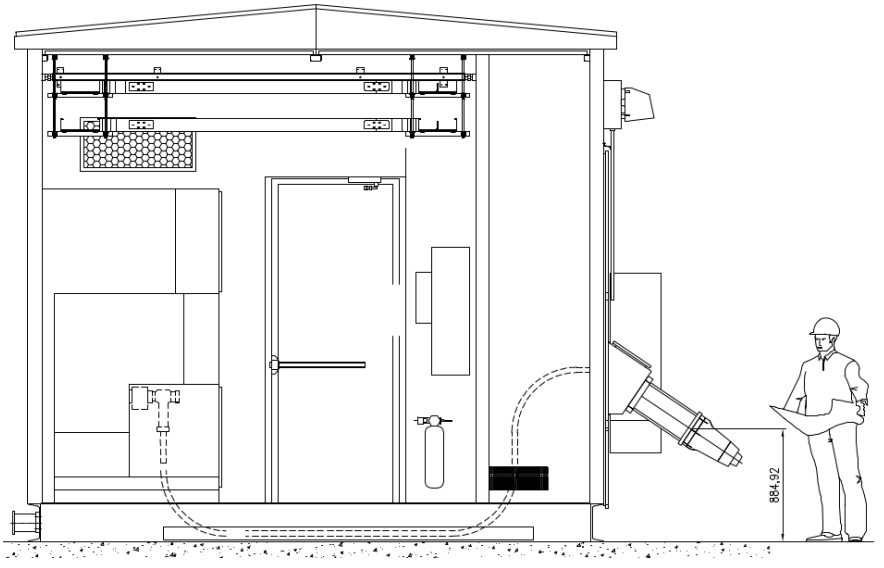


Figura 52: Vista lateral de un proyecto minero referencial para mostrar la proyección de la posición del conector Conex y como de manera interna se conecta el Switchgear con enchufe. Fuente: elaboración propia.

4.1.11 Sistema de incendio

El Sistema de protección contra incendios proyectado para el BESS móvil (envolvente de corriente continua), es un sistema de activación manual-automática, el cual consta de dos subsistemas que trabajan enlazados. Un sistema de detección, Alarma y actuación contra incendios y un Sistema de Extinción (Ver **Figura 53**), de accionamiento manual-eléctrico, el cual utiliza el agente químico FM 200 (Ver **Figura 54**).

El sistema usa un cilindro de agente FM 200, el cual es un agente extintor, se trata de un gas incoloro, no conductor de la electricidad y casi inodoro. Es muy eficiente para la extinción de incendios de tipo A, B y C. Generalmente se usa en situaciones en las que el agua de extinción de incendios daña a equipos electrónicos, museos, bancos.

El Sistema de detección, alarma y actuación contra incendios consta de panel de control local, el cual se encarga de dar la orden de disparo del sistema de extinción y recibir señales de los dispositivos de inicio. Este panel de control local y considera de marca Notifier, modelo NFS-320, ya que cumple con las normas de UL y los requisitos de la NFPA 72 para sistemas de alarma contra incendio[49].

Como dispositivos de inicio, se consideran detectores foto eléctricos inteligentes modelo FSP-951 y detectores térmicos inteligentes FST-951R.

[49] Exigido en pliegos normativos RIC y RPTD.

Como dispositivos de inicio manual se proyectan en cada puerta pulsadores manual de descarga y aborto, marca Notifier, modelo NBG-12LXSP.

Los dispositivos de notificación para dar el aviso sonoro de la condición de pre-alarma y descarga son las sirenas electrónicas marca System Sensor, para interior y exterior. En caso de producirse la descarga del agente extintor, esta será notificada por la campana de alarma, modelo INT-GB6-24. Además, el sistema cuenta con un módulo de relé modelo FRM-1 para corte del sistema de aire acondicionado.

A continuación, en la Tabla 24, se presentan los valores del sistema de incendio para dimensionar servicios auxiliares y disipaciones térmicas.

ITEM	ESPECIFICACIÓN
SSAA	600W (220V AC)
DISIPACIÓN TERMICA	150W

Tabla 24: Cuadro resumen de consumos y disipaciones térmicas SSAA del sistema de incendio

Figura 53: Componentes proyectada para el sistema de detección y extinción instalado en sala eléctrica. Fuente: Página web FITFLOW.

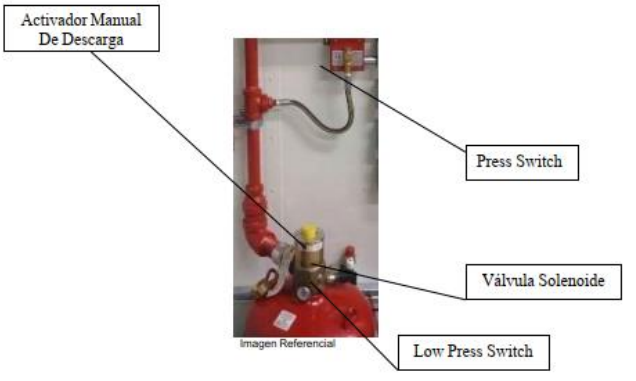


Figura 54: Componentes proyectada para activación sistema de incendio. Fuente: Página web Fit Flow.

4.1.12 Sistema de aire acondicionado

Para dimensionar de manera correcta el sistema de refrigeración de la envolvente de corriente continua, se debe estimar la disipación total al interior de la sala. Para ello, se presentan el cuadro resumen de disipaciones en la **Tabla 25.**

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	DISIPACIÓN TÉRMICA [W]
1	30	RACK BATERÍAS NMC (120,7 kWh)	4.881
2	3	SWITCHGEAR DC (COMBINER)	9.000
3	1	PCS+BMS (600Vac; 1043 kW ac)	4.000
11	1	CILINDRO FM200	50
12	1	CENTRAL DE INCENDIO	150
-	1	CONDUCTORES Y BARRAS	807
		TOTAL	18.887

Tabla 25: Resumen de potencias de disipación de componentes interior envolvente de corriente continua. Datos obtenidos de catálogos y cálculos de disipaciones en barras de cobre. Fuente: elaboración propia.

Con esta información se procede a generar un cálculo de cargas térmicas bajo el Método de las Series Temporales Radiantes (R.T.S.M.) propuesto por ASHRAE[50].

Por lo anterior se considera una ganancia total de calor interno dentro de la envolvente cuyo valor es la carga térmica interior de la sala amplificado por un 10%. Así, este valor en W equivale 20,8 kW. Este valor debe corresponde a la carga sensible requerida por el aire acondicionado.

[50] Método abreviado de cálculo propuesto por la sociedad de refrigeración y aire acondicionado de ingenieros de América.

Por tabla del proveedor Bard, el equipo WA120A, que mantiene la temperatura interior a la envolvente de 19,4°C, con una temperatura exterior de 35°C (peor condición de verano en el sur del país registrada el año 2023), es el modelo WA120A, ya que permite cubrir una capacidad sensible de enfriamiento de 26,8 kW.

A continuación, en la **Tabla 26**, se presentan las características a tener presente para el diseño de SSAA.

ITEM	ESPECIFICACIÓN
SSAA	TRIFASICO 380V, 15A[51]
DISIPACIÓN TERMICA	150W

Tabla 26: Cuadro resumen de consumos de SSAA del sistema de aire acondicionado Bard.

MODEL	RETURN AIR (DB/WB)	COOLING CAPACITY	Outdoor Temperature											
			75°F 23.9°C	80°F 26.6°C	85°F 29.4°C	90°F 32.2°C	95°F 35°C	100°F 37.7°C	105°F 40.5°C	110°F 43.3°C	115°F 46.1°C	120°F 48.8°C	125°F 51.6°C	131°F 55°C
W090A	75/62°F 23.8/16.6°C	Total	90,600	87,300	84,100	81,200	78,300	75,800	73,300	71,000	68,800	66,700	64,700	62,500
		Sensible	74,000	71,800	69,900	68,100	66,600	65,200	64,100	63,200	62,400	61,900	61,400	61,300
	80/67°F 26.6/19.4°C	Total	96,700	95,100	93,400	91,800	90,000	88,300	86,500	84,700	82,800	80,900	78,900	76,500
		Sensible	71,800	70,400	69,200	68,100	67,200	66,400	65,800	65,300	64,900	64,800	64,700	64,900
	85/72°F 29.4/22.2°C	Total	115,200	111,200	107,200	103,600	100,000	96,600	93,200	90,100	87,000	84,000	81,100	77,800
		Sensible	73,500	71,400	69,500	67,600	65,900	64,200	62,700	61,200	59,800	58,500	57,200	55,900
W120A	75/62°F 23.8/16.6°C	Total	139,100	129,500	121,100	113,700	107,100	101,500	96,700	92,800	89,500	87,100	85,300	84,200
		Sensible	109,800	103,900	98,800	94,400	90,600	87,500	85,100	83,200	81,800	81,100	81,000	81,700
	80/67°F 26.6/19.4°C	Total	148,500	141,200	134,500	128,500	123,000	118,300	114,200	110,700	107,800	105,600	104,000	103,000
		Sensible	106,500	101,900	97,900	94,400	91,500	89,100	87,300	86,000	85,200	85,000	85,300	86,500
	85/72°F 29.4/22.2°C	Total	176,800	165,000	154,400	145,000	136,600	129,400	123,100	117,700	113,200	109,700	106,900	104,800
		Sensible	109,000	103,400	98,300	93,700	89,700	86,200	83,200	80,600	78,400	76,800	75,400	74,400

Figura 55: Captura extraída del manual del aire acondicionado BARD- Valores se presentan en BTUh. 1000BTUh=0.293 kW. Fuente Catalogo Bard.

4.1.13 Rollo de conductor para conexión

Se considera un carrete de multi conductor 100 m[52] en una estructura motorizada que permite enrollar y desenrollar el multi conductor para conexión ya sea a un BESS móvil existente o al SEN.

A continuación, en la **Tabla 27**, se presentan las características a tener presente para el diseño de SSAA.

ITEM	ESPECIFICACIÓN
SSAA	TRIFASICO 380V, 10A[53]
DISIPACIÓN TERMICA	150W

Tabla 27: Cuadro resumen de consumos de SSAA del sistema motorizado para enrollar el multi conductor para conexión del sistema BESS móvil al SEN o a otro BESS móvil para expansión.

[51] Ver **Sección 9.3.15**, para mayor detalle técnicos de equipo WA120A.
[52] Se considera el mismo multi conductor FREETOX - Multi conductor de media tensión XLPE/LFH 3x750 kcmil, 25 kV.
[53] Ver **Sección 9.3.15**, para mayor detalle técnicos de equipo WA120A.

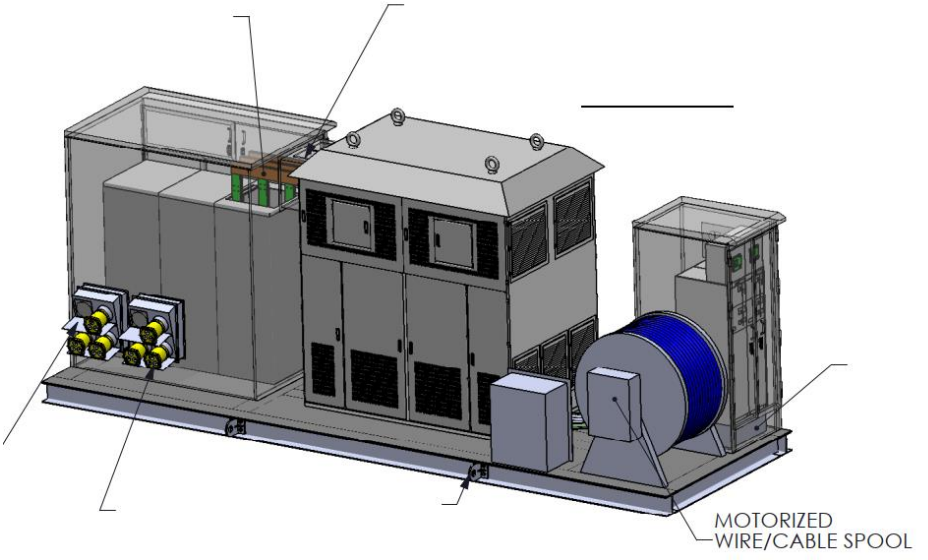


Figura 56: Figura referencial de la disposición en una vista isométrica del sistema de conductor motorizado para enrollamiento.

4.1.14 Servicios auxiliares CA y transformador

Para el diseño y confección del tablero eléctrico se desarrolla el cuadro de carga de todos los servicios auxiliares. Esta información se entrega en la **Sección 9.3.16.** En esta se entregan los valores calculados de protecciones termomagnéticas que se deben considerar junto a las protecciones diferenciales que se exigen por normativa a ciertos circuitos.

Para definir el transformador de SSAA es requerido que este tenga una potencia de 35,2 kVA, por lo que comercialmente la potencia cercana para desarrollar la aplicación es de 45kVA (ver **Sección 9.3.17**).

Por lo tanto, las solicitaciones requeridas son 45kVA con tensión de trabajo 23/0,38 kV Dyn1 para dotar al sistema con neutro.

Para calcular el conductor de conexión desde el Switchgear de meda tensión y el trasformador de SSAA, se toma el dato de la corriente nominal circula por el conductor el cual será de 1 A en 23 kV. Si bien la corriente es baja, el diseño del conductor queda sujeto a la mínima sección que pueda ser conectado al swchitgear P considera una configuración 1x (1/c 50mm2), con las siguientes características[54]:

[54] Para más detalle del conductor ver la **Sección 9.3.18.**

- FREETOX-FLEX® Serie 3 (RZ1-K) mm[255].
- 1x50 mm2.
- Libre de Halógenos y plomo.
- Tensión de servicio 25kV.
- Capacidad de corriente al aire 263 A.
- Capacidad de corriente en ducto 223 A.

4.1.15 Diagrama unilineal simplificado BESS móvil

Tras la identificación y definición de todos los componentes que intervienen en la solución, se resumen sus características en el diagrama unilineal simplificado mostrado en la siguiente página:

[55] Para mayor detalle se presenta la ficha técnica del conductor en la **Sección 9.3.6.**

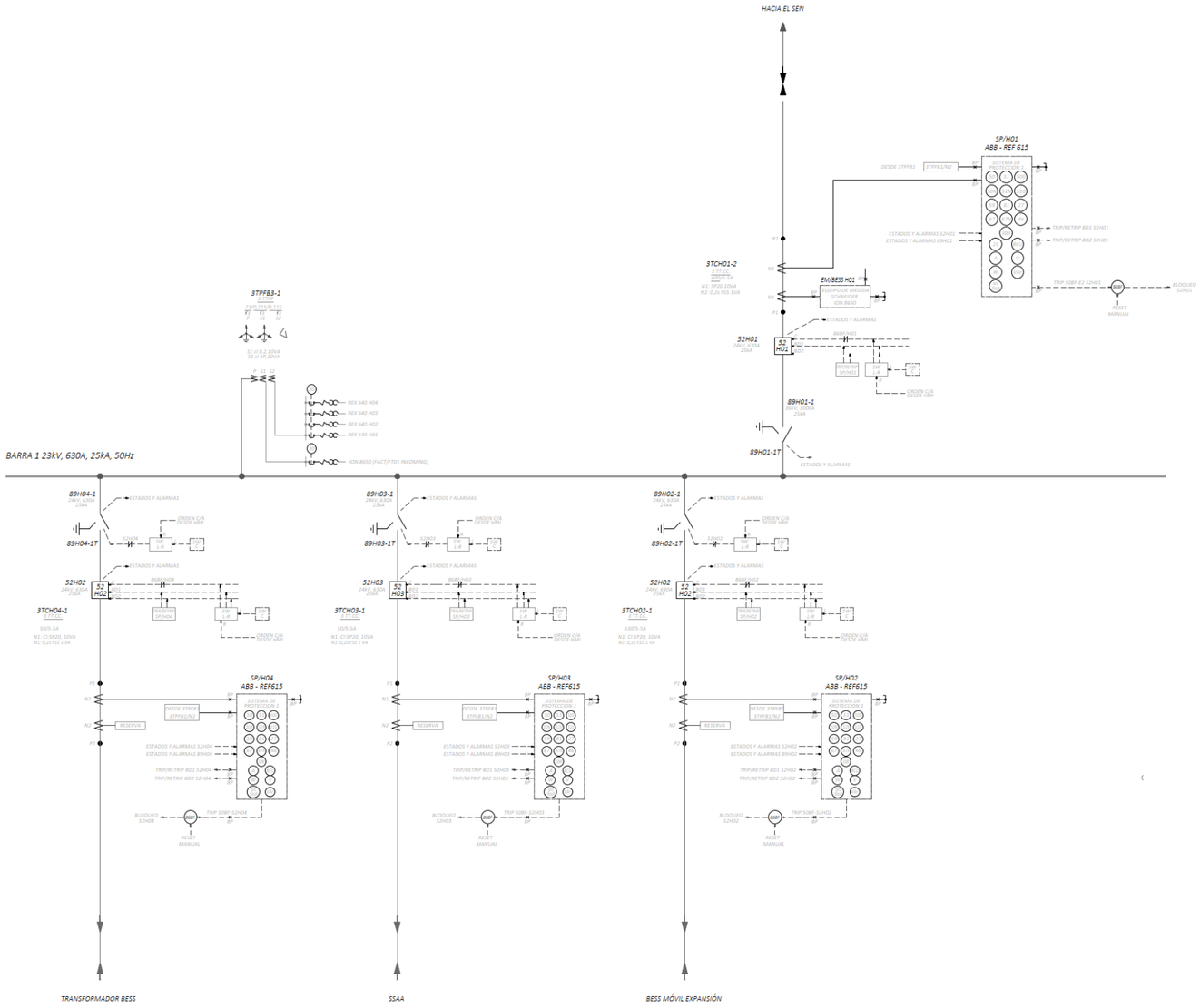


Figura 57: Diagrama unilineal funcional proyectado para el proyecto BESS móvil. Fuente elaboración propia.

4.2 Topología y armario de comunicación

El CEN, a través de su norma técnica exige a los coordinas que las instalaciones puedan enviar a distintos centros de control la información exigida tanto al despacho de CEN como al departamento de información en tiempo real (SITR).

La definición de la información a enviar se encuentra en el anexo técnico "Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al SITR".

Por lo anterior, se estable la siguiente topología de comunicación mostrada en la **Figura 58,** la cual propone una arquitectura de red basado en redundancia PRP y un Gateway que permite procesar la información para envío a distintos centros de control según se estime.

Esta arquitectura incorpora información de los BMS de cada uno de los racks y la información de la central de incendio.

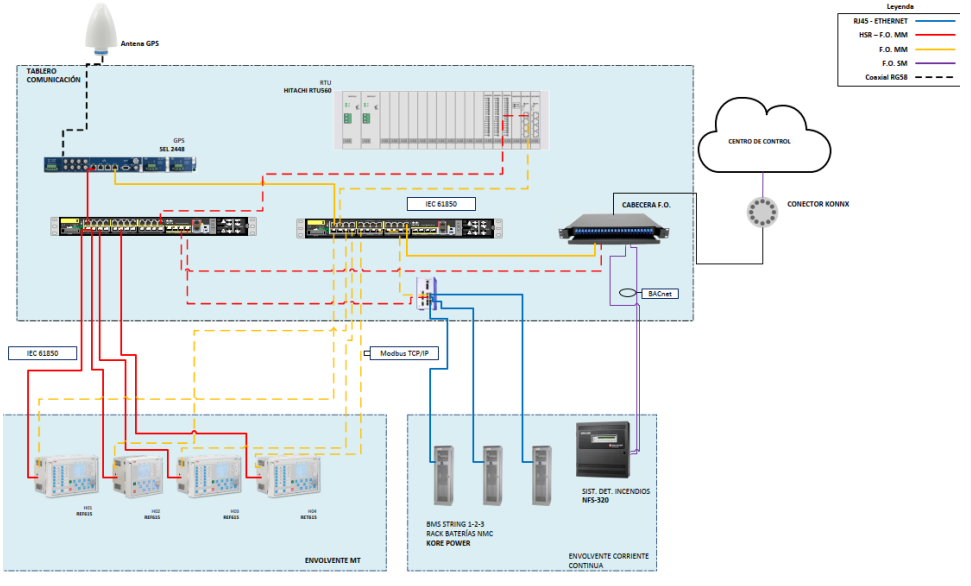


Figura 58: Topología de comunicaciones propuesta para envío de data a centros de control de la Subestación. Fuente elaboración propia.

Capítulo V

5 Análisis económico del sistema BESS transportable

5.1 Consideraciones técnico-económicas para el análisis

Para realizar un análisis económico preciso del BESS móvil, es crucial evaluar los costos de inversión, mantenimiento y los ingresos por arbitraje de energía, entre otros factores relevantes. Estas consideraciones ayudan a mitigar los riesgos en la toma de decisiones sobre la viabilidad a fase de desarrollo del proyecto.

Los métodos principales para verificar la viabilidad económica preliminar del BESS móvil serán el Payback, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). El VAN evalúa la rentabilidad de una inversión comparando el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados con el costo inicial de la inversión.

Por otro lado, la TIR es fundamental para evaluar la rentabilidad de un proyecto determinando la tasa de interés a la cual el valor presente de los flujos de efectivo futuros iguala el costo inicial de la inversión, indicando así el punto en el cual el proyecto es rentable.

Finalmente, el Payback indicará el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial de un proyecto o negocio, ofreciendo una medida simple de la liquidez y el riesgo asociado.

A continuación, se detallan las fórmulas utilizadas para estos tres métodos de evaluación financiera:

$$VAN = \sum_{i=1}^{n} \frac{Y_i - E_t}{(1+t)^t} - I_0$$

Donde:

Yi : Flujo de ingresos del proyecto en USD ($).

Et : Flujo de egresos del proyecto en USD ($).

i : Tasa de descuento en porcentaje (%).

i : Tasa de descuento en porcentaje (%).

$I0$: Inversión inicial en USD ($).

Ecuación (8)

$$TIR = \sum_{i=1}^{n} \frac{Y_i - E_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Ecuación (9)

Donde:

r : Tasa interna de retorno en porcentaje

$$PayBack = \sum_{i=1}^{n} F_t$$

Ecuación (10)

Donde:

F_t: Tasa interna de retorno en porcentaje

Con respecto a los ingresos por arbitraje se toman en consideraciones los valores mensuales registrados por el Coordinador Eléctrico nacional y se proyecta una serie para su evolución cíclica.

Para concluir el análisis económico, se realizará un análisis de sensibilidad de las principales variables que puedan afectar el flujo de caja del proyecto que resulte más competitivo.

5.1.1 Costos de inversión (CAPEX)

Los costos de inversión para el BESS descrito en esta memoria se muestra en la Tabla *38*. El costo total de inversión que es de 1.894.880,00 USD.

RESPONSABLE	INCOTERM	CANTIDAD EQUIPOS	COSTO UNITARIO [USD]	COSTO TOTAL [USD]	PESO SOBRE EL TOTAL DE COSTO [%]	DESCRIPCIÓN ALCANCE
Rack de baterías	DDP	30	$ 27.000,00	$ 810.000,00	42,75%	Suministro de racks
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Certificado sísmico
Integrador Sala	N/A	1	$ 355.000,00	$ 355.000,00	18,73%	Envolvente metálica
						Memoria sísmica estructural
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Integración de equipos
						Inter conexionado de fuerza, control y comunicaciones (Incluye FO y Par trenzado) - fabricación de mufas y compra conectores
						Suministro cama baja y tractocamión
						Suministro de rollo con mecanismo eléctrico (100m de multiconductor)
SWITCHGEAR MT	DDP	1	$ 141.000,00	$ 141.000,00	7,44%	Suministro de equipos (ION 8650, relés de protección)
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
Switchgear DC	DDP	3	$ 40.000,00	$ 120.000,00	6,33%	Suministro de equipo
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Certificado sísmico
Tablero de comunicación	DDP	1	$ 100.000,00	$ 100.000,00	5,28%	Suministro de armario con equipos integrados y PES
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
Enchufes Conex	DDP	2	$ 45.000,00	$ 90.000,00	4,75%	Suministro de equipos y tablero de control
						Suministro de accesorios para conexión y tendido de FO
PCS+BMS	DDP	1	$ 74.000,00	$ 74.000,00	3,91%	Suministro de equipos
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Certificado sísmico
Adecuación de subestaciones	N/A	1	$ 72.880,00	$ 72.880,00	3,85%	Suministro de materiales
						Mano de obra
						Pruebas de aceptación
Transformador de poder	DDP	1	$ 60.000,00	$ 60.000,00	3,17%	Suministro de equipos y tablero de control
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Certificado sísmico
Sistema de incendio	DDP	1	$ 35.000,00	$ 35.000,00	1,85%	Suministro de equipos y tablero de control y cilindro FM200
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Estudio de hermeticidad y validación del sistema proyectado
HVAC	DDP	1	$ 30.000,00	$ 30.000,00	1,58%	Suministro de equipos
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
Tablero SSAA AC	DDP	1	$ 7.000,00	$ 7.000,00	0,37%	Suministro de equipos y tablero de control
						Ingeniería de detalle mecánica y eléctrica
						Certificado sísmico
			TOTAL	$ 1.894.880,00		

Tabla 28 Listado de componentes y sus precios para un proyecto BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh. Fuente de precios es obtenida de cotizaciones confidenciales

En tabla anteriormente presentada se ha incorporado una columna relacionada con la responsabilidad de quien ejecuta el alcance descrito por cada suministro. Adicional a lo anterior, se indica el incoterm para todos aquellos suministros se considera su compra en el extranjero. Es importante destacar que cada uno de los ítem considera la entrega de ingeniería y servicios de puesta marcha en las instalaciones donde se va a fabricar. Adicional a lo anterior, dentro del precio del armario de comunicaciones se consideran el precio de puesta en servicio en terreno y capacitación de personal.

Por otra parte, se realiza una representación gráfica del peso de cada uno de los componentes de la solución respecto al costo total. En la **Figura 59** se puede observar que el 42,75% del costo de inversión lo representan los racks de baterías de tecnología NMC y un 18,73% del costo de inversión lo contempla la integración del BESS móvil. En conjunto estos dos alcances representan el 61,48% del costo total.

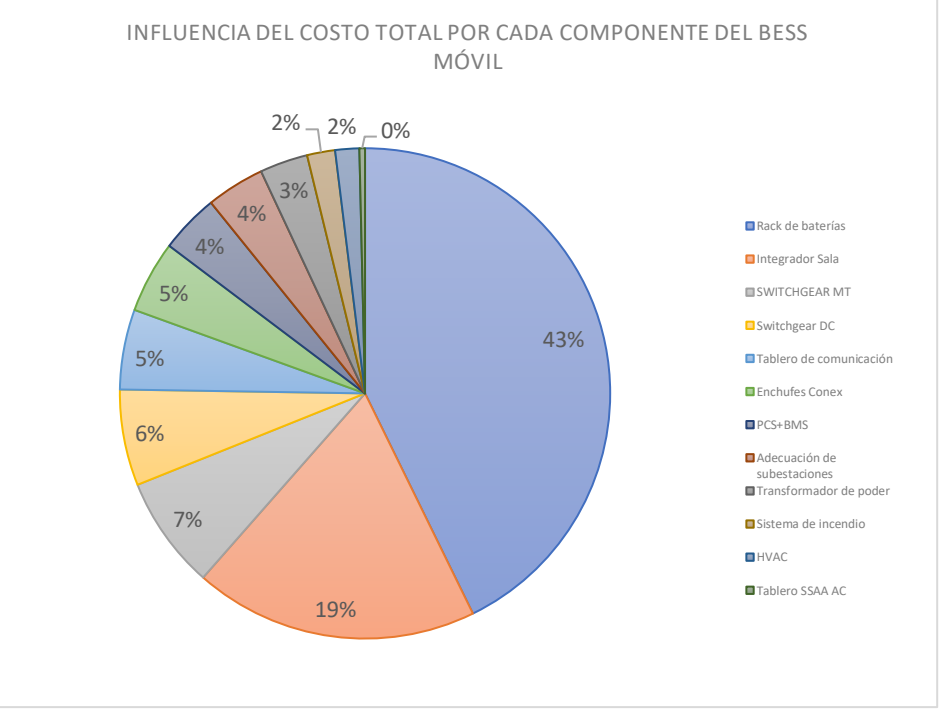


Figura 59: Gráfica de torta que presenta el porcentaje respecto al costo total de cada componente o item requerido para desarrollar el BESS móvil. Fuente: elaboración propia.

Entendiendo que el peso de la batería es relevante para el proyecto, se contrastó esta información respecto al rango de precios indicado en la **Sección 9.1.3.3** encontrando que el valor se encuentra por debajo del rango teórico (Valor real: 224kWh y el rango teórico es 250-500 kWh), lo cual sugiere que la tecnología conforme pasa el tiempo va disminuyendo sus costos, lo cual es positivo para los proyectos de almacenamiento.

5.1.2 Costos de reinversión

Particularmente dentro del análisis que se presenta en esta sección no se considera el costo de reinversión en algún componente dado que el tiempo de vida de transformadores, Switchgear y baterías NMC es de 20 años según lo indican sus proveedores.

Particularmente, para las baterías NMC se indica que la degradación anual se puede considerar como 1% de la energía nominal por año. Así al cabo de 20 años se proyecta una disminución a 80.6kWh por rack, lo que equivale al 66,7% de la capacidad inicial.

5.1.3 Costos de operacionales y mantenimiento

Para poder determinar los costos operaciones es necesario poder saber cuántos ciclos efectivos de carga y descarga se pueden realizar de manera semanal, ya que estos están sujetos a procesos logísticos y de pruebas previo a la entrada de operación del BESS. Para ello, se proyecta un cronograma con las actividades principales que deben ser realizadas para la completitud de un ciclo de carga y descarga de la solución BESS móvil, el cual se puede visualizar en la **Figura 60.**

Es importante destacar que se toma como supuesto que ambas subestaciones ya cuentan con las adecuaciones correspondientes para la conexión plug and play.

De la **Figura 60**, se visualiza que tanto en la subestación de carga como en la de descarga, se requiere una duración de tres días para completar cada ciclo de instalación, desinstalación y traslado. Esta proyección permite realizar dos ciclos completos de carga y descarga en una semana, lo cual es favorable para la operación continua del sistema permitiendo tener un día de holgura semanal para cubrir eventualidades que puedan surgir.

A continuación, se resumen brevemente cada una de las actividades proyectadas en **Figura 60**:

- **Descarga BESS:** Inicia con la llegada del camión, descarga del equipo BESS y posicionamiento de la cama baja en la subestación de descarga.

- **Instalación en Subestación de Descarga:** Conexión de la puesta a tierra del chasis de la cama baja con la malla de la subestación.

- **Inspección y verificación de los parámetros eléctricos del BESS y conexión de conductores Konex:** Conexión del sistema de comunicaciones y fibra óptica para asegurar una correcta integración con la red de control de la subestación existente.

- **Pruebas SAT:** Pruebas que permiten verificar, apertura y cierre de interruptores/seccionadores, correcta energización de servicios auxiliares, Revisión de torqueados de conexiones eléctricas, funcionamiento en modo manual y remoto de las columnas del SWGR, entre otros.

Vale la pena destacar que el cronograma proyectado detalla un proceso estructurado para la instalación y transporte del BESS, el cual asegura tanto la seguridad de la operación como la compatibilidad con las normativas y requisitos del sistema eléctrico nacional. La eficiencia en la ejecución de estos pasos permite optimizar el tiempo de operación y maximizar la frecuencia de los ciclos de carga y descarga, cumpliendo así con los objetivos del proyecto bajo el modelo de arbitraje de energía en barras separadas geográficamente.

Id		Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras
1			**BESS MÓVIL**	**3 días**	**lun 01-07-24**	**mar 02-07-24**	
2			**Descarga BESS**	**1,5 días**	**lun 01-07-24**	**lun 01-07-24**	
3			Llegada a sitio Tracto Camión	0 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	
4			Posicionamiento Cama Baja en SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	3
5			Despliegue de escaleras de acceso	0,25 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	4
6			Conexión PATGROUND a malla SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	4
7			Caminata de inspección para verificación de estado	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	6
8			Conexionado de conductores Konex (principal)	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	7
9			Conexionado de conductores Konex (BESS PARALELOS)	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	7
10			Conexionado FO a red de comunicación SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	9
11			Verificación de parámetros Eléctricos	0,75 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	10
12			Verificación mapeo de señales para reportar	0,75 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	10
13			Pruebas SAT	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	12
14			Pruebas SAT Comunicación	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	12
15			Energización/Descarga BESS	5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	14
16			Desconexionado de conductores Konex	1 hr	lun 01-07-24	lun 01-07-24	15
17			Desconexionado FO a red de comunicación SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	15
18			Repliegue de escaleras de acceso	0,1 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	16
19			Desconexión PATGROUND a malla SE	0,25 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	16
20			Transito hacia SE para carga BESS	2 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	19
21			**Carga BESS**	**1,5 días**	**lun 01-07-24**	**mar 02-07-24**	
22			Llegada a sitio Tracto Camión	0 días	lun 01-07-24	lun 01-07-24	20
23			Posicionamiento Cama Baja en SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	22
24			Despliegue de escaleras de acceso	0,1 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	23
25			Conexión PATGROUND a malla SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	23
26			Caminata de inspección para verificación de estado	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	25
27			Conexionado de conductores Konex	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	26
28			Conexionado de conductores Konex (BESS PARALELOS)	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	26
29			Conexionado FO a red de comunicación SE	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	28
30			Verificación de parámetros Eléctricos	0,75 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	29
31			Verificación mapeo de señales para reportar	0,75 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	29
32			Pruebas SAT	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	31
33			Pruebas SAT Comunicación	0,5 hrs	lun 01-07-24	lun 01-07-24	31
34			Energización/Carga BESS	5 hrs	lun 01-07-24	mar 02-07-24	33
35			Desconexionado de conductores Konex	1 hr	mar 02-07-24	mar 02-07-24	34
36			Desconexionado FO a red de comunicación SE	0,5 hrs	mar 02-07-24	mar 02-07-24	34
37			Repliegue de escaleras de acceso	0,25 hrs	mar 02-07-24	mar 02-07-24	35
38			Desconexión PATGROUND a malla SE	0,25 hrs	mar 02-07-24	mar 02-07-24	35
39			Transito hacia SE para carga BESS	2 hrs	mar 02-07-24	mar 02-07-24	38
40			**Fin Ciclo**	0 días	mar 02-07-24	mar 02-07-24	39

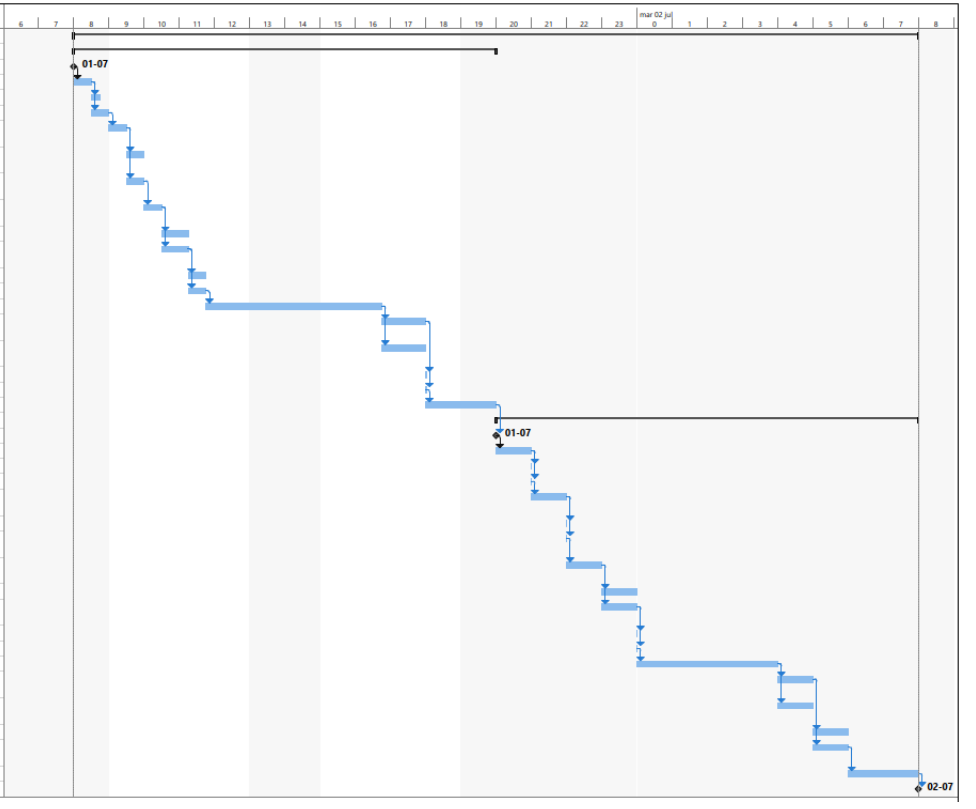


Figura 60: Cronograma proyectado de actividades a realizar para la completitud de un ciclo de carga/descarga de los BESS móviles. Fuente: Desarrollo propio.

Para los costos operacionales, solo se considera el valor de rellenar, según el uso, el estanque del camión que transporta al BESS. Este análisis se realiza considerando lo siguiente:

- Capacidad estanque Tracto Camión: 5000 l.
- Rendimiento tractocamión: 0.35 l/km.
- Distancia de viaje para completar 1 ciclo (carga y descarga): 250 km.
- Valor del precio del Diesel aproximado a la fecha: 1 USD/l.
- Ciclos estimados por año: 96 CICLOS/año[56].

Considerando los datos anteriores, se estima que para la cantidad de ciclos proyectados con un estanque completo se puede realizar 57 viajes, por lo que en un año se deberían realizar aproximadamente 2 cargas completas, lo cual equivale a 10.000 USD/año.

Además, en el flujo de caja que se presenta en las siguientes secciones se considera un aumento en el precio anual de un 5%[57].

Respecto a los costos de mantenimiento se considera el 0.5% del valor total del proyecto, el cual corresponde a 9.474 USD/año, considerando un incremento de 1% anual, para reflejar en el flujo de caja.

5.1.4 Ingresos y proyecciones

Los ingresos por conceptos de arbitraje de energía se estiman con base a los siguientes supuestos:

- Ciclos de carga y descarga por semana: 2
- Tiempo descarga: 5h.
- Tiempo de carga 5h.
- Proyección de precios en desacople en el tramo Ciruelos-Lastarria 220 kV de 139,45 USD/MWh.[58]

Particularmente, para el cálculo del precio de desacople en el tramo, se recurre a una proyección anual de los precios mediante una media móvil estacional para conocer el valor futuro a pronosticar. Es así como se genera el gráfico mostrado en la **Figura 61.** Adicionalmente, para efectos anuales se considera el precio promedio de todo

[56] Cantidad de ciclos proyectados con base al cronograma realizado y multiplicado por 4 semanas y 12 meses del año.
[57] Proyección estimada promedio del alza anual de la bencina durante el año 2023. Fuente: https://www.bencinaenlinea.cl/.
[58] Para el análisis económico se realiza el supuesto que el valor promedio mensual de desacople se mantendrá por la cantidad de horas promedio dividido por la cantidad de días del mes que se presenta el desacople. Por ejemplo: Lastarria 220 - Ciruelos 220, presenta 193,5h mensuales promedio con desacople, lo cual bajo el supuesto indicado cada día del mes existiría un desacople de 6 horas aproximadamente con un valor de 134,3USD/MWh.

el periodo del año y para años posteriores se considera un incremento en el valor de 2% anual.

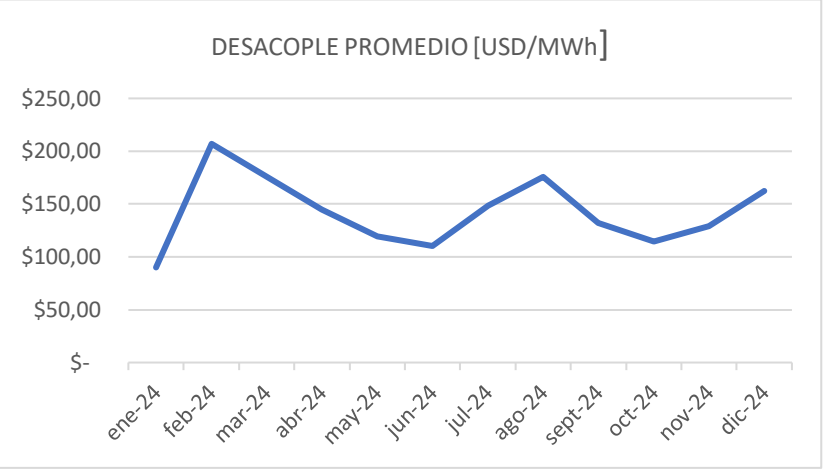


Figura 61: Proyección anual de utilizando una media móvil de 2 periodos. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Flujo de Caja

Con base a los supuestos indicados en la **Sección 5.1**, los cuales se resumen en la **Tabla 29** se desarrolla el flujo de caja mostrado en la **Sección 9.4.1**

PROYECTO BESS MÓVIL	
UNIDADES BESS MÓVIL [-]	1
INVERSIÓN INICIAL [USD]	$1.894.880
VIDA ÚTIL [AÑOS]	20
CICLOS DE CARGA Y DESCARGA [CICLOS/SEMANA]	2
CICLOS DE CARGA Y DESCARGA [CICLOS/AÑO]	96
ENERGÍA INYECTADA [MWh/CICLO]	3,62
DETERIORO ENERGÍA BAT ANUAL	1,0
INGRESOS POR ARBITRAJE [USD/MWh CICLO]	$139,45
INGRESOS POR ARBITRAJE [USD/AÑO]	$145.385
INCREMENTO INGRESO POR ARBITRAJE [%/AÑO]	2
COSTOS OPERACIONALES [USD/AÑO]	$10.000
INCREMENTO COSTOS OPERACIONALES [%/AÑO]	1,0
COSTOS MANTENIMIENTO[USD/AÑO] 0,5%	$9.474
INCREMENTO COSTOS MANTENIMIENTO [%/AÑO]	1,0
TASA DE RETORNO [%]	9

Tabla 29: Supuestos considerados para el caso base (1 BESS móvil 0,72MW/3,62MWh con 6 ciclos por semana de carga y descarga).

Los resultados de análisis de este escenario arrojan resultados negativos que dan señales que no es conveniente avanzar proyecto, dado que el VAN es de (-1.236.830,12 USD) y la TIR de (-0,08%). Ver **Sección 9.4.1** para mayor detalle del flujo.

Se analiza un siguiente escenario considerando 2 BESS móviles. Los resultados tampoco son favorables dado que el VAN es de (-1.039.374,42 USD) y una TIR de 5,81%, menor al 9% esperado del proyecto. Ver **Sección 9.4.2** para mayor detalle del flujo.

Dado que existe la posibilidad de conectar hasta 21 BESS móviles en paralelo, se realiza el mismo ejercicio anterior variando la cantidad de BESS considerados. En la **Tabla 30**, se presenta un resumen de los principales indicadores económicos de los distintos escenarios.

Cantidad de BESS	TIR (TIR>=Ke) [%]	VAN (>=0) [USD]	PayBack [años]	Comentarios
1	-0,08%	$-1.236.830,12	21	No recomendable invertir
2	5,81%	$-1.039.374,42	14	No recomendable invertir
3	9,71%	$390.312,26	11	Recomendable invertir
5	15,67%	$7.085.451,37	8	Recomendable invertir
10	27,10%	$46.345.557,40	5	Recomendable invertir
15	37,06%	$117.780.318,09	4	Recomendable invertir
21	48,50%	$245.972.575,08	3	Recomendable invertir

Tabla 30: Análisis dimensional del VAN en distintos escenarios que varían en la cantidad de BESS considerados a la hora de realizar arbitraje de energía.

La tabla de evaluación económica presentada para distintos escenarios de implementación de BESS móviles en paralelo muestra una clara tendencia: a medida que se incrementa la cantidad de unidades BESS conectadas al sistema, los indicadores financieros como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y el tiempo de retorno de la inversión (Payback) mejoran notablemente. Esto sugiere que el proyecto se vuelve cada vez más rentable y eficiente con el aumento en la cantidad de BESS. A continuación, se analizan las razones detrás de esta mejora en los resultados financieros.

- **Incremento de la TIR y el VAN:** A medida que se incrementa la cantidad de BESS móviles en operación, el TIR y el VAN también aumentan, lo que indica una rentabilidad y viabilidad financiera más atractiva. Esto se debe a varias sinergias:

- **Economías de Escala:** Al agregar más BESS en paralelo, es posible aprovechan economías de escala, lo que reduce proporcionalmente ciertos costos fijos de infraestructura y operación en comparación con los ingresos generados. Así, costos como el transporte, instalación y algunos servicios

de soporte se distribuyen entre más unidades, diluyendo su impacto por BESS y mejorando la rentabilidad.

- **Mayor Capacidad de Arbitraje de Energía**: Con más BESS disponibles, el sistema puede gestionar un mayor volumen de almacenamiento y descarga de energía, lo que permite capturar más oportunidades por arbitraje durante períodos de altos precios en los desacoples. En este caso, se asume un precio de $139,45 USD/MWh por cinco horas cada vez que se realiza un ciclo de descarga, y con más unidades en paralelo, se amplifica la cantidad de energía que se puede liberar en esos momentos, aumentando los ingresos.

- **Frecuencia de Ciclos de Operación:** Los resultados también se basan en la suposición de dos ciclos de descarga por semana. Con una mayor cantidad de BESS en paralelo, se puede mantener esta frecuencia, maximizando la disponibilidad del sistema y generando ingresos constantes cada semana.

- **Sinergias Operacionales y Menor Proporción de Costos Variables**: Con más unidades en paralelo, la eficiencia operativa del sistema aumenta, y el costo de los servicios auxiliares y mantenimiento por unidad de BESS puede reducirse. Esto genera una estructura de costos variables más eficiente y permite mantener márgenes de ganancia más elevados, mejorando así los indicadores financieros.

- Reducción en el Tiempo de Retorno de la Inversión: El tiempo de retorno de la inversión se reduce significativamente al aumentar la cantidad de BESS. Esto es producto de la mayor generación de ingresos por arbitraje en cada ciclo, lo que permite recuperar el capital invertido en menos tiempo. Con un VAN positivo y TIR mayores al costo de oportunidad, se concluye que a partir de tres BESS en paralelo el proyecto es económicamente viable, y con cinco o más unidades, el retorno se vuelve sumamente competitivo, lo cual justifica la inversión inicial.

En resumen, el aumento de BESS en paralelo permite aprovechar economías de escala desde las tres unidades en paralelo (VAN positivo de 390.312,26 USD con una TIR de 9,71%), maximizar el potencial de beneficios obtenidos por arbitraje, mejorar la frecuencia de ingresos con una estructura de costos variables más

favorable, reduce el tiempo de retorno de la inversión, haciendo el proyecto atractivo a nivel financiero y aumentando la seguridad de los ingresos generados.

5.3 Análisis de sensibilidad

Un análisis interesante de verificar la variación de los indicadores del proyecto es realizar un análisis bidimensional a las variables unidades de BESS móviles versus los ingresos por arbitraje considerados por cada ciclo de carga/descarga.

El análisis de sensibilidad presentado se puede visualizar en la **Sección 9.4.3**. Allí se muestra la variación del VAN en función de las variables: cantidad de unidades BESS móviles conectadas al SEN y los ingresos por arbitraje de energía expresados en USD/MWh por ciclo.

Al ir aumentando la cantidad de unidades conectadas al SEN, se observa una transición de resultados negativos a positivos en lo que respecta al VAN. Por otra parte, a medida que los ingresos por arbitraje aumentan, el VAN también mejora pasando de resultados negativos a positivos.

En color rojo se destacan los escenarios donde el VAN es negativo lo que no es recomendable invertir. Por otra parte, en verde se identifican los escenarios en los cuales se sugiere invertir.

Dentro de los distintos escenarios analizados se observa que, para niveles bajos de ingresos por arbitraje, se requiere un mayor número de unidades BESS móviles para alcanzar un VAN positivo. Por ejemplo, a 20 USD/MWh ciclo, con 21 unidades BESS móviles, el VAN sigue siendo positivo, indicando que no es un escenario para invertir (muchos riesgos asociados y logística que se incurre al considerar 21 unidades).

Por otra parte, con ingresos por arbitraje más altos, el VAN se vuelve positivo con un menor número de unidades BESS móviles. A partir de 110 USD/MWh ciclo, el VAN es positivo con solo 4 unidades BESS móviles conectadas al SEN.

Capítulo VI

6 Resultados y discusión

6.1 Análisis de resultados técnicos y económicos

6.1.1 Técnicos

El análisis de los resultados técnicos obtenidos a lo largo del desarrollo de la memoria de título del BESS móvil ha revelado varios hallazgos importantes. En primer lugar, se identificaron restricciones técnicas para la conexión del proyecto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debido a la falta de disponibilidad física en las subestaciones estudiadas a nivel de 220 kV (SE Ciruelos, SE Lastarria, SE Valdivia). Como solución a este problema, se planteó la conexión en media tensión en SE Aihuapi 23kV, Loncoche 23kV, y Puerto Montt 23kV.

La tecnología de baterías se determinó mediante un sistema de puntaje considerando factores técnicos y comerciales. Particularmente, la tecnología que obtuvo mejor promedio (Puntaje 6), fue la de litio NMC (Níquel Manganeso Cobalto), identificando que es la tecnología más adecuada para el desarrollo del modelo de negocios de arbitraje de energía. Las características que destacan a esta tecnología sobre otras es su alta capacidad y densidad de energía, características que son esenciales para maximizar el uso de espacio en un entorno limitado por restricciones viales.

En el análisis de flujo de potencia para la integración de BESS móviles en el sistema, se ha determinado que la potencia máxima que puede ser conectada en paralelo está limitada a 14,8 MW. Esta restricción responde a la capacidad de los transformadores para que no sean saturados bajo un escenario de demanda máxima operando el BESS en modo Retiro. Esta restricción se establece para asegurar que el sistema eléctrico mantenga su estabilidad y cumpla con los límites operacionales de potencia y tensión en las barras involucradas.

Por otro lado, la selección de la energía del sistema BESS móvil se basa en un análisis de los desacoples de precios y horas promedios mensuales (información extraída del sitio Web del Coordinador Eléctrico Nacional). Se identificó de manera mensual en cuales tramos el producto entre las horas promedio y el promedio de precios de desacople es mayor, lo cual permite generar el supuesto para el análisis económico la utilización de dichos valores para maximizar los beneficios económicos del sistema al enfocarse en los períodos de mayor rentabilidad.

Para optimizar la capacidad de almacenamiento y descarga del BESS, se seleccionó el C-rate de las baterías considerando el valor más alto comercialmente disponible, en este caso 0.2C (para tecnología NMC). Este C-rate permite que cada unidad de BESS móvil opere a una potencia de 0.72 MW con una capacidad de

almacenamiento de 3.62 MWh. Esta configuración optimiza el balance entre la potencia instantánea de descarga y la energía total almacenada, permitiendo al sistema aprovechar al máximo las oportunidades de arbitraje de energía en los períodos de desacople de precios.

Por otra parte, durante el diseño de la solución, se identificaron diversas restricciones viales que fueron consideradas: el peso máximo permitido es de 45 toneladas, mientras que las dimensiones están limitadas a 3.5 metros de ancho, 4.2 metros de alto y 18.6 metros de largo. Estas restricciones fueron claves para determinar el diseño final del BESS móvil.

A nivel de diseño y dado los riesgos inherentes asociados a las baterías por factores como sobrecargar y otros, se propuso un esquema compartimentado, separando los niveles de tensión en 2 sectores (corriente continua y media tensión).

Además, fueron incorporados sistemas de seguridad esenciales para la operación del BESS móvil. Se consideró un sistema de incendio NOTIFIER 320 que cumple con las exigencias impuestas por los pliegos técnicos locales y el uso de un aire acondicionado de 90.000 BTUh para la envolvente de corriente continua el cual permitirá contar con una temperatura interior de 23°C cuando la temperatura externa sea de 35°C. Con ello se busca mitigar los riesgos eléctricos y de incendio que pueden surgir durante su operación.

Para la conexión del BESS móvil con el SEN u otro BESS, se propuso una conexión en media tensión de topología tipo anillo considerando dos (2) enchufes tipo Conex de clase 25kV y 800 A que permiten la conexión directa con el SEN tanto a nivel de fuerza como a nivel de comunicación dado que estos cuentan con la característica de dedicar un espacio en el enchufe para la fibra óptica.

También es implementado un sistema de comunicaciones robusto con redundancia PRP transmisión de data hacia el CEN o entre BESS. Esto permite cumplir con la exigencia normativa de la norma técnica a los distintos centros de control de cliente a nivel superior.

Como último punto, se verificaron los SSAA de la solución, llegando a un nivel de potencia requerido de 35,2 kVA con relación 23/0,38 kV, Dyn1. Particularmente este valor no es comercialmente vendido por lo que se consideró un trasformador de potencia 45kVA. Con esto se asegura el correcto funcionamiento de la solución.

6.1.2 Económicos

El análisis de los resultados económicos obtenidos a lo largo del desarrollo de la memoria de título del BESS móvil revela varios aspectos cruciales para la viabilidad financiera del proyecto.

En primer lugar, se realizó un desglose detallado de los costos según cada ítem que forma parte de la solución cuyo costo total es de 1,89 MUSD. Principalmente los racks de baterías representan el mayor porcentaje del costo total, con un 42,73%.

Esto es seguido por el costo del integrador de sala, que constituye el 18,73%, y el switchgear DC, que equivale al 7,44%. Otros componentes, como el PCS+BMS, transformador de poder, tablero SSAA AC, sistema de incendio, enchufes Conex y HVAC, tienen influencias menores en el costo total, variando entre el 2% y el 7%.

Como segundo análisis se verificó la sensibilidad de la variación del VAN respecto a la cantidad de unidades BESS móviles conectadas al SEN y la remuneración por cada MWh obtenido a través del proceso de arbitraje de energía. Los resultados mostraron que, con una remuneración por arbitraje baja (20-30 USD/MWh ciclo), el proyecto presenta un VAN negativo hasta las quince unidades de BESS móviles, indicando una alerta financiera en estas condiciones en la que no es recomendado invertir. Sin embargo, a partir de una remuneración de 80 USD/MWh ciclo, se empieza a observar una mejora significativa en el VAN con un aumento del número de unidades BESS móviles (mayor o igual a cinco).

En niveles de remuneración más altos (100-150 USD/MWh ciclo), el proyecto se vuelve altamente rentable, especialmente cuando se incrementa el número de unidades BESS móviles conectadas al SEN. Por ejemplo, con una remuneración de 150 USD/MWh ciclo y 21 unidades BESS móviles, el VAN alcanza un valor de 1.910 MUSD, lo que sugiere una viabilidad económica sólida bajo estas condiciones.

Tras los resultados anteriores se confirma que la rentabilidad de la inversión en BESS móviles está fuertemente influenciada tanto por la cantidad de unidades instaladas como por los ingresos por arbitraje de energía. A medida que aumentan los ingresos por arbitraje, la rentabilidad mejora significativamente, permitiendo que incluso un menor número de unidades resulte en un VAN positivo. Esto sugiere tener presente la optimización de las estrategias de arbitraje de energía y considerar cuidadosamente horarios de retiro, inyección y el escalamiento de unidades BESS móviles para maximizar los retornos sobre la inversión.

6.2 Discusión de limitaciones y potenciales mejoras

La solución BESS móvil presenta restricciones y áreas de estudio que cuentan con oportunidades de mejora para una correcta implementación en fase de ingeniería de detalle. A continuación, se discuten estas limitaciones y se proponen posibles mejoras.

Restricciones:

- **Disponibilidad Física en Subestaciones:**
  Una de las principales limitaciones encontradas fue la falta disponibilidad física en las subestaciones para conexión de proyectos que presentan disparidad en sus costos marginales. Esto restringe la flexibilidad respecto a la movilidad e incrementar los costos y tiempos de instalación debido a la necesidad de buscar subestaciones alternativas o realizar adecuaciones adicionales.

- **Restricciones Viales:**
  El diseño de la solución BESS móvil debe considerar restricciones viales significativas para lograr por temas logísticos una movilidad sin restricciones (sin gestión de escoltas policial), incluyendo un peso máximo de 45 toneladas, un ancho de 3.5 metros, una altura de 4.2 metros y una longitud de 18.6 metros.

- **Costo Inicial Elevado:**
  El desglose de costos revela que los racks de baterías representan una parte sustancial del costo total (42,73%). Este elevado costo inicial puede ser una barrera para la implementación, especialmente en proyectos con presupuestos limitados.

Potenciales mejoras:

- **Optimización del diseño modular:**
  Mejorar el diseño modular para maximizar la capacidad dentro de las restricciones viales. Utilizar materiales más ligeros y compactos podría aumentar la capacidad de almacenamiento sin exceder las limitaciones de peso y tamaño.

- **Reducción de costos de baterías:**
  Desarrollar estrategias comerciales con distribuidores de batería negociando acuerdos de largo plazo para reducir el costo por kWh.

- **Mejoras en sistemas de enfriamiento e incendio:**
  Desarrollar sistemas de enfriamiento y protección contra incendios más eficientes y económicos. La investigación en nuevas tecnologías de refrigeración y materiales ignífugos podría reducir costos y mejorar la seguridad del sistema.

6.3 Potenciales aplicaciones del sistema propuesto

El sistema BESS móvil propuesto tiene una amplia gama de potenciales aplicaciones en el sector energético, debido a su capacidad de almacenamiento y gestión de energía. A continuación, se describen las principales aplicaciones que se proyectan tras el desarrollo de esta memoria:

- **Vehículos Eléctricos y Carga Rápida:**
  El BESS móvil puede ser utilizado para estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos o talleres de buses eléctricos, dada su flexibilidad y escalabilidad. Esto puede ayudar a reducir la carga sobre la red de distribución durante los peaks de demanda de carga.

- **Apoyo en Emergencias y Desastres Naturales:**
  En situaciones de emergencia y desastres naturales, el BESS móvil puede ser desplegado rápidamente para suministrar energía a las áreas afectadas, no teniendo que utilizar generadores diésel que son costosos y que generan alto impacto desde el punto de vista acustico.

- **Mercados de Capacidad y Servicios Auxiliares:**
  El BESS móvil puede participar en mercados de capacidad y ofrecer servicios auxiliares, como la respuesta a la demanda y el soporte de reserva.

- **Integración de Energías Renovables**
  El BESS móvil facilita la integración de fuentes ERV, como la solar y la eólica, al almacenar el exceso de energía generada cuando la producción supera la demanda. Este modelo poder considerado en la red de media tensión para apoyo a los proyectos PMGD's.

Es así como el sistema BESS móvil propuesto es altamente versátil y adaptable para una variedad de aplicaciones en el sector energético. Su capacidad para almacenar y gestionar energía eficientemente lo convierte en una herramienta valiosa para el sistema eléctrico nacional.

Capítulo VII

7 Conclusiones

7.1 Conclusiones principales de la memoria

El desarrollo de la memoria de título ha permitido obtener una serie de conclusiones técnicas y económicas claves. No obstante, se ha identificado que la normativa vigente, específicamente el Decreto 125 del año 2017, establece que el retiro y la inyección de energía deben realizarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico. Esta restricción normativa implica que el sistema BESS móvil, tal como se planteó inicialmente, no es viable para el modelo de negocio de arbitraje de energía entre barras geográficamente separadas en el SEN.

Dado el requisito normativo mencionado, la implementación del BESS móvil para arbitraje entre barras separadas con conexión en distintos puntos del SEN no es factible. Sin embargo, el análisis técnico y económico realizado proporciona información valiosa que puede ser utilizada para ajustar el enfoque del proyecto hacia aplicaciones compatibles con la normativa vigente (ver sección de recomendaciones para trabajos futuros).

Se identificaron a los proveedores principales y definieron los componentes técnicos necesarios para un sistema BESS móvil tales como: integrador de sala, racks de baterías, switchgear DC, PCS+BMS, transformador de poder, tablero de SSAA AC, sistemas de incendio, enchufes tipo Conex y sistemas de detección y extinción de incendio como también HVAC. Estos componentes fueron diseñados considerando el concepto de modularidad y seguridad solicitado en los pliegos normativos vigentes, permitiendo una fácil conexión y desconexión en diferentes puntos del SEN a nivel de media tensión, aun cuando normativamente no sea posible la conexión en dos puntos para el retiro e inyección de energía.

Por otra parte, el análisis económico de esta memoria detalló los costos de inversión, operación y mantenimiento de cada componente del BESS móvil. Se identificó que los racks de baterías representan el mayor costo, seguidos por el integrador de sala y los sistemas de gestión y conversión de energía. Se establecieron proyecciones de costos y se analizaron diferentes escenarios para evaluar la sensibilidad financiera respecto al costo marginal que se obtiene del arbitraje y la cantidad de unidades BESS móviles que se requieren para hacer el proyecto viable financieramente.

Para la identificación de los puntos de conexión se realizaron distintos análisis con la información disponible por parte del SEN en la web. De esto se pudieron identificar barras eléctricas que presentan disparidades significativas en sus costos marginales a lo largo del día. Estos análisis revelaron oportunidades para el arbitraje;

sin embargo, la normativa limita el uso de dichas oportunidades a un único punto de conexión

El análisis de sensibilidad mostró que la viabilidad económica del BESS móvil depende de varios factores, incluyendo la cantidad de unidades BESS desplegadas y el ingreso por arbitraje de energía (USD/MWh por ciclo). Los resultados indicaron que, bajo ciertas condiciones, el proyecto puede ser rentable. Particularmente, se demuestra que la rentabilidad del proyecto depende significativamente de la capacidad de almacenamiento y la potencia del sistema. Como se observa en el análisis de sensibilidad, el ingreso neto generado por el arbitraje de energía varía en función de la cantidad de ciclos de carga y descarga semanales, así como de la remuneración por cada MWh de energía. En particular, el proyecto se vuelve rentable cuando el ingreso por arbitraje y el número de ciclos alcanzan niveles altos, lo cual permite cubrir los costos iniciales y operativos. Sin embargo, con ingresos de arbitraje, la rentabilidad disminuye considerablemente, reflejando pérdidas económicas en el sistema.

Este comportamiento sugiere que, para lograr una implementación exitosa de la solución BESS móvil, es crucial dimensionar adecuadamente la capacidad de almacenamiento y la potencia según las expectativas de operación en el mercado de arbitraje. La factibilidad económica está directamente relacionada con la capacidad de la batería para manejar ciclos de carga/descarga con una frecuencia suficiente que permita capturar los diferenciales de precio de energía entre diferentes puntos del sistema eléctrico. Por lo tanto, el dimensionamiento óptimo del sistema BESS debe alinearse con las condiciones del mercado y la capacidad de generar ingresos constantes por arbitraje, permitiendo así una operación rentable y sostenible a lo largo del tiempo.

En resumen, la memoria de título concluye que, aunque la implementación de un sistema BESS móvil tal como se planteó inicialmente no es viable debido a las restricciones normativas del Decreto 125, el análisis realizado ofrece una base sólida para ajustar el enfoque del proyecto. El BESS móvil puede ser reorientado hacia otras aplicaciones compatibles con la normativa u otros segmentos de la red. Estos ajustes pueden permitir aprovechar los beneficios de la tecnología BESS con su componente móvil, manteniéndose dentro del marco regulatorio vigente.

Capítulo VIII

8 Referencias bibliográficas

L. Chem, Batería Ion Litio Modelo INR 18650HG2. (2015). L. Chem, «Product specification Rechargeable Lithium Ion Battery Model INR18650HG2 3000mAh».

ABB, The Main Characteristic of Battery System. (2022). The Main Characteristic of Battery System. *Battery Handbook*, 16.

Autosolar Energy Solutions S.L.U. (2019). *: https://autosolar.es/blog/ aspectos-tecnicos/por-que-debemos-evitar-la-conexion-en-paralelo-para-las-baterias.*

Battery Depot. (2023). *https://batterydepot.com.mx/blog/impacto-ambiental-baterias-acumuladores/.*

Battery University, Ion Litio. (2022). *https://batteryuniversity.com/article/bu-204-how-do-lithium-batteries-work.*

Battery University, Tipos de baterías Ion Litio. (2022). *https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion.*

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, decreto 148. (2004). *http://bcn.cl/2f93u.* Obtenido de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Decreto 148, Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo de Residuos Peligrosos,» 16 Jun. 2004.

Biblioteca del Congreso Nacional, Código del Trabajo. (s.f.). *http://bcn.cl/2f6o9.* Obtenido de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «DFL 1, Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Código del Trabajo,» 16 Enero 2003.

Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 108. (2018). *http://bcn.cl/2li84.* Obtenido de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Decreto 109, Aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamieno y Distribución de Energía E.

Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 125. (2017). *https://bcn.cl/2m8th.*

Biblioteca Nacional de Chile, Decreto 158. (2015). *https://www.bcn.cl/leychile/navegar/imprimir?idNorma=10212&idVersion=2015-02-06.* Obtenido de FIJA EL PESO MAXIMO DE LOS VEHICULOS QUE PUEDEN CIRCULAR POR CAMINOS PUBLICOS.

Biblioteca Nacional de Chile, DFL4. (s.f.). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley General de Servicios Eléctricos, DFL4.* Obtenido de http:// bcn.cl/2fdga.

Biblioteca Nacional de Chile, RES 2503. (2007). *https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1078625*. Obtenido de MINISTERIO DE TRANSPORTES Y TELECOMUNICACIONES; SECRETARÍA REGIONAL MINISTERIAL REGIÓN METROPOLITANA.

CIGRE. (Marzo de 2024). *https://systep.cl/wp-content/uploads/2024.03.19_CIGRE_Sistemas-de-almacenamiento-para-transicion-energetica.pdf*. Obtenido de Systep.

CIGRE Chile, Desafíos y oportunidades. (2023). Desafíos y oportunidades en el marco regulatorio chileno para la promoción de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

CNE, NTS&CS. (2019). *https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Serviciopara-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf*. Obtenido de Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,» Dic. 2019.

CNE, Reglamento Coodinación y Operación. (2017). *https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Mesa-N%C2%B0-2-Reglamento-Cy-O-Sistemas-de-Almacenamiento-1.pdf*.

Coordinador Eléctrico Nacional, Costos marginales reales. (2024). *https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/*.

Coordinador Eléctrico Nacional, Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión. (2023). Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión. *Gerencia de planificación. Proceso 2024*, 77.

Coordinador Eléctrico Nacional, Diccionario de datos y conceptos. (2023). *https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/11/B43-DIN-04-Diccionario-de-Datos-Web-SIP.pdf*.

Coordinador Eléctrico Nacional, Visión, Misión. (2017). *https://www.coordinador.cl/coordinador/*.

Electricity-Magnetism, Baterías Plomo Acido. (2024). *https://www.electricity-magnetism.org/es/bateria-vrla-propiedades-aplicaciones-ventajas-y-desventajas/*.

Electricity-Magnetism, Baterías VRLA. (2023). *https://www.electricity-magnetism.org/es/bateria-vrla-propiedades-aplicaciones-ventajas-y-desventajas/*.

ENDESA, Requerimientos sísmicos. (1985). *https://es.linkedin.com/pulse/requisitos-s%C3%ADsmicos-para-instalaciones-el%C3%A9ctricas-de-marcela-paz*.

Enel Green Power, Baterías de Flujo. (2023). *https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento/baterias-de-flujo*.

Energy site, Baterías. (2024). *https://energypedia.info/images/7/75/Output_4._Guia_dimensionamiento_almacenamiento_GD_baterias.pdf*. Obtenido de Energy site. Sitio Web.

EXIDE TECHNOLOGIES, Tecnología Inundada. (2023). *https://www.exidegroup.com/es/es/tecnologia/inundada#:~:text=Un%20bater%C3%ADa%20de%20plomo%20%C3%A1cido,y%2036%25%20de%20%C3%A1cido%20sulf%C3%BArico.*

GIZ, Guía Dimensionamiento BESS. (2022). Guía para el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Hamza Shafique, EMS. (2023). Energy Management System (EMS) of Battery Energy Storage System (BESS) – Providing Ancillary Services.

INN, Nch2745. (s.f.). *http://normastecnicas.minvu.cl*. Obtenido de Instituto Nacional de Normalización, INN Chile, «NCh 2369.Of2003: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales,» 2003.

International Renewable Energy Agency, Costs and markets to 2030. (2022). *http://www.irena.org/publications/2022/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets*. Obtenido de Electricity storage and renewables.

International Renewable Energy Agency. Electricity storage and renewables. (2022). *http://www.irena.org/publications/2022/Oct/Electricity-storage-and-renewables*. Obtenido de Electricity storage and renewables.

J. Matthey, Baterías Ion Litio. (2015). J. Matthey, «Our guide to batteries,» 2015.

JJ FORZA, Remolques y semiremolques. (2024). *https://jjforza.com/remolque-cama-baja-2/*.

Keheng Battery, Carga de baterías de Litio. (2023). *https://www.lithiumbatterytech.com/es/mastering-the-art-of-lithium-battery-charging/*.

Khana Academy, Reacciones Oxidación-reducción. (2022). *Khana Academy*. Obtenido de https://es.khanacademy.org/science/ap-chemistry-beta/x2eef969c74e0d802:chemical-reactions/x2eef969c74e0d802:oxidation-reduction-redox-reactions/a/oxidation-number#:~:text=Una%20reacci%C3%B3n%20de%20oxidaci%C3%B3n%E2%80%93reducci%C3%B3n%2C%20o%20reacci%C3%.

Large Institute; Batería de óxido de cobalto de litio (LCO). (2023). *https://es.large.net/news/8ku43mw.html*.

METROPOL, Categorización de camiones. (2022). *https://alphasig.metropol.gov.co/normograma/compilacion/docs/resolucion_mintransporte_45295_2022.htm*.

Ministerio del Medio Ambiente, Marco regulatorio para gestión de residuos. (2016). *http://bcn.cl/2f7b2*. Obtenido de MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, «ESTABLECE MARCO PARA LA GESTIÓN DE RESIDUOS, LA RESPONSABILIDAD EXTENDIDA DEL PRODUCTOR Y FOMENTO AL RECICLAJE,» 01 Jun. 2016.

Minvu, Normas técnicas. (2009). *http://normastecnicas.minvu.cl/*. Obtenido de Instituto Nacional de Normalizacion, INN Chile, «NCh1537.0f2009: Diseño estructural - Cargas permanentes y cargas de uso,» 2009.

Minvu. Nch2369. (2023). *http://normastecnicas.minvu.cl/*. Obtenido de Instituto Nacional de Normalización, INN Chile, «NCh 2369.Of2003: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales,».

NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile. (2020). *SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*.

Power Sun, Sistema de Gestión de baterías. (2024). *https://www.powersunups.com/blogs/que-es-un-bms#:~:text=Un%20Sistema%20de%20Gesti%C3%B3n%20de%20Bater%C3%ADas%20o%20BMS,ininterrumpida%20%28UPS%29%20o%20sistemas%20de%20rectificaci%C3%B3n%20e%20inversores.*

SEC, Pliegos RPTD. (s.f.). *https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/09/Res-33277-10092020-1.pdf*. Obtenido de Superintendencia de Electricidad y Combustible, «Dicta Pliegos Técnicos Normativos RPTD N°1,2,3,4,5,6,7,8,9,1 0,11,12,13,14,15,16,.

SEC, Reglamento RIC. (s.f.). *http://cornelec.cl/wp-content/uploads/2018/09/ Nuevo - Reglamento -T%C 3%A 9cnico - de -Seguridad- de -Instalaciones- de - Consumo - de -Energ %C 3%ADa-El%C3%A9ctrica-SEC.pdf*. Obtenido de Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC, «Nuevo reglamento técnico de seguridad de instalaciones de consumo de energía eléctrica (NCH Elec. 4/2003.

Valgesta Energía, Propuesta regulatoria ESS. (2019). INFORME PROPUESTA REGULATORIA PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN CHILE.

Vialidad Chile, Instructivo de permisos especiales. (2023). *https://vialidad.mop.gob.cl/productosyservicios/Documents/Manual_Autorizaciones_para_tansportes_especiales_v2023.pdf*.

Capítulo IX

9 Apéndice

9.1 Anexo Capítulo II

9.1.1 Sistemas de almacenamiento electroquímico

Según lo descrito en la **Sección 2.1,** las características comunes que definen a la tecnología electroquímica para el almacenamiento son eficiencia elevada y bajo tiempo de respuesta. Por ello las baterías son muy útiles en sistemas de almacenamiento que necesitan cargas y descargas frecuentes.

En general, las baterías poseen otras ventajas a las ya presentadas como la modularidad, transportabilidad y fácil interconexión para aumentar la potencia. Por el contrario, una de las mayores desventajas son el alto impacto que generan en el medio ambiente tras el fin de la vida útil (Battery Depot, 2023) y limitada cantidad de ciclos de carga/descarga (sólo en algunos casos).

Las baterías se clasifican en dos tipos: de flujo y convencionales. Estas se presentan a continuación.

9.1.2 Baterías de flujo

Una batería de flujo es una batería recargable en la que el electrolito[59] contiene sales disueltas que fluyen a través de las celdas. Se trata de baterías que poseen diferencias con las baterías recargables convencionales, ya que los electrolitos utilizados en las reacciones no se almacenan dentro del electrodo, sino que aparecen disueltos en soluciones electrolíticas diferenciadas. Es decir, los materiales electroactivos se almacenan en dos tanques externos, uno destinado para el electrodo positivo y el otro para el negativo, y se bombean hacia la celda de reacción en el momento en que se necesiten realizar las operaciones de carga y descarga de la batería.

Además de esto, otra diferencia clave de este tipo de baterías es la posibilidad de configurar y dimensionar de manera independiente los módulos de potencia y energía requeridas. Esto se debe a que los valores de energía dependen del tamaño de electrolito almacenado, es decir, del mayor o menor tamaño de los tanques. En cuanto a la potencia suministrada, esta depende del número de celdas y del tamaño

[59] Un electrolito es cualquier sustancia que contiene en su composición iones libres, que hacen que se comporte como un conductor eléctrico

y la disposición (serie/paralelo)[60] de las mismas. Esta peculiar característica, hace que las baterías de flujo se puedan adaptar a una amplia gama de aplicaciones estacionarias (Enel Green Power, Baterías de Flujo, 2023).

El modo de funcionamiento de esta tecnología se basa en reacciones de reducción-oxidación (Khana Academy, Reacciones Oxidación-reducción, 2022) lo cual se refleja visualmente en la **Figura 62.** En la carga, la energía eléctrica suministrada causa una reacción de reducción química en el electrolito del electrodo negativo y una de oxidación en el situado en el positivo, convirtiéndose por lo tanto la energía eléctrica en energía química. Al descargar, la energía química contenida en el electrolito se libera en la reacción inversa y puede ser retirada la energía eléctrica. La membrana delgada de intercambio iónico que separa ambos electrodos evita que los electrolitos se mezclen, pero permite el transcurso de los iones seleccionados para completar la reacción.

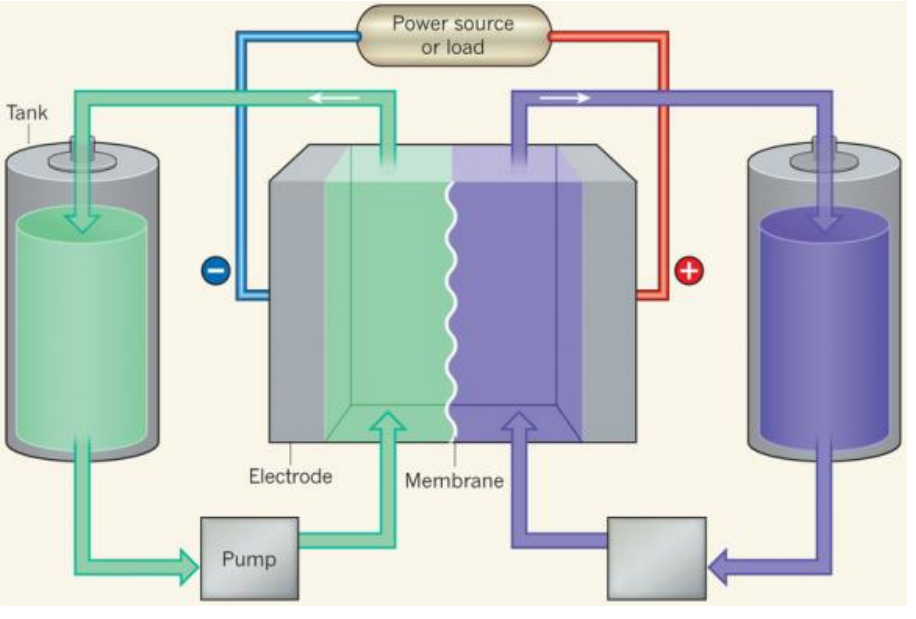


Figura 62: Proceso de carga y descarga de una batería de flujo. Fuente *(Enel Green Power, Baterías de Flujo, 2023).*

Dentro de los tipos de baterías de flujo, las de Zinc-Bromo y las de Vanadio son las más avanzadas y que han alcanzado la etapa de demostración para aplicaciones de almacenamiento frente al resto de tecnologías, por lo que no se ahondará dado que no es una tecnología madura (TRL8[61]) a la fecha.

---

[60] En los ESS de baterías, se pueden crear distintos patrones de conexión serie y paralelo de estas que permite aumentar la potencia o energía que pueden acumular. Este concepto de diseño se puede revisar en la **Sección 9.1.4**

[61] La madurez de una tecnología se mida a través del parámetro TRL el cual propone una escala del estado de madurez de una tecnología para su uso en el entorno operativo y además define la preparación de un producto o servicio para ser comercializado.

9.1.3 Baterías convencionales

Las baterías convencionales, son dispositivos que almacenan energía química y la convierten en energía eléctrica cuando es necesario. Estas baterías han sido usadas ampliamente en diversas aplicaciones, desde pequeños dispositivos electrónicos hasta sistemas de almacenamiento de energía a gran escala. A continuación, se describen algunos de los tipos más comunes de baterías convencionales:

9.1.3.1 Plomo acido:

Las baterías de plomo son la forma más antigua y madura de almacenamiento de energía electroquímica, además de ser el tipo de batería más utilizado en todo el mundo para distintas aplicaciones (TRL 9). Hay dos formas principales de diseño de baterías de plomo:

- **Baterías de plomo inundadas**:
  Usan ácido sulfúrico combinado con agua destilada como electrolito y desprenden gases durante el proceso de carga. Esta producción de gases deriva en que la batería pierda agua constantemente y que necesite mantenimiento continuo, ya que si se opera con niveles insuficientes de electrolito se pueden llegar a ocasionar daños permanentes (EXIDE TECHNOLOGIES, Tecnología Inundada, 2023).

- **Baterías de plomo reguladas por válvula**:
  Conocidas como baterías selladas, están diseñadas para evitar la pérdida de electrolito por gaseamiento de hidrogeno mediante el encapsulado de éste, utilizando geles o esferas de vidrio. Este tipo de batería es más costosa que la batería de plomo-ácido inundada, pero tiene la ventaja del bajo mantenimiento, puede durar más de 10 años sin mantenimiento (Electricity-Magnetism, Baterías VRLA, 2023).

  Las baterías de plomo-ácido se utilizan en multitud de aplicaciones, tanto móviles como estacionarias, como baterías de arranque de automóviles, en sistemas de suministro de energía no interrumpibles (UPS), aplicaciones fuera de red como torres de comunicación en zonas rurales, etc. Además, se usan ampliamente para el despliegue de energías renovables, especialmente en sistemas domésticos solares en aplicaciones fuera de la red en todo el mundo (Electricity-Magnetism, Baterías Plomo Acido, 2024).

9.1.3.2 Baterías Níquel-Cadmio

El desarrollo de las baterías de Níquel-Cadmio (NiCd) se remonta a la década de los años 50. El material del electrodo positivo es hidróxido de níquel (Ni (OH)2), el del electrodo negativo cadmio metálico (Cd) y una solución alcalina de hidróxido de potasio (KOH) como electrolito. Ambos electrodos están aislados mediante un separador.

Este tipo de baterías se pueden encontrar en dos formatos diferenciados por la aplicación a la que se destina: en forma sellada para dispositivos portátiles (juguetes, iluminación inalámbrica, instrumentación médica, etc.) o de tipo húmedo para aplicaciones industriales (arranque de aviones).

A pesar de que las baterías de Ni Cd presentan unas características técnicas correctas, su elevado costo y las restricciones medioambientales han hecho que las ventas desciendan con el paso de los años, pudiendo ser sustituidas por otro tipo de baterías, como las de litio.

9.1.3.3 Baterías Ion Litio

En comparación con la data de las baterías de plomo-ácido, la tecnología de Litio es relativamente nueva. Las primeras baterías recargables fueron descubiertas en la década de los años 70, pero no fue hasta la década del 90 donde tuvo lugar su comercialización. Desde entonces se ha convertido en una de las tecnologías de almacenamiento de energía más relevantes.

Las baterías de Ion-Litio poseen la configuración típica de una batería convencional. Se conforman de dos electrodos diferenciados separados por un electrolito. El Litio fluye desde el cátodo hacia el ánodo durante el proceso de carga y, por el contrario, durante la descarga los iones fluyen desde el electrodo negativo hacia el positivo. El cátodo de este tipo de baterías consiste en un óxido metálico de litio, el ánodo está construido por un material de carbono (grafito) y el electrolito es una disolución de sales de litio (Battery University, Ion Litio, 2022).

Con el pasar de las décadas se han realizado diversas investigaciones que han mejorado las características convirtiendo a este tipo de baterías en la tecnología dominante en los mercados de electrónica portátil como cámaras, teléfonos móviles, ordenadores portátiles, televisores e instrumentación médica. Por otro lado, las versiones de batería de Ion Litio que ofrecen mayor potencia han permitido cubrir la demanda del sector de la electromovilidad formado por vehículos eléctricos e híbridos. Estas investigaciones se han centrado particularmente en la modificación de las propiedades químicas del litio proyectando aleaciones y combinaciones que producen características únicas de rendimiento, costo y seguridad.

A continuación, se detallan algunas de las combinaciones de materiales de Ion Litio existentes en la actualidad:

Óxido de litio y cobalto:

Las baterías de óxido de litio-cobalto (LCO) son ampliamente utilizadas en dispositivos electrónicos debido a su alta densidad de energía, lo que permite la fabricación de baterías compactas y ligeras. Sin embargo, presentan desafíos importantes en términos de seguridad y vida útil. Tienen la tendencia al sobrecalentamiento por cargas y descargas fuera del rango y el uso de cobalto (material costoso), son desventajas significativas. Estas baterías tienen un ciclo de vida más corto en comparación con el resto de las baterías de litio y requieren un manejo cuidadoso para evitar sobrecargas y descargas excesivas (Large Institute; Batería de óxido de cobalto de litio (LCO), 2023).

En la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. se resumen las características t écnicas y descriptivas de la tecnología LCO.

Características	Valores
Voltaje Nominal V	3.6 - 3.7
Energía Específica Wh/kg	150 - 200
C-rate de Carga	0.5C - 1C
C-rate de Descarga	1C - 2C
Ciclo de Vida (Ciclos)	500 - 1000
Profundidad de Descarga (DoD) (%)	0,8
Segmentos de aplicación.	Electrónica de consumo, vehículos eléctricos ligeros Clientes finales
Desventajas	Riesgo de sobrecalentamiento, costo alto, vida útil corta
Temperatura de Funcionamiento	0°C a 45°C (carga), -20°C a 60°C (descarga)
Costo Estimado USD/kWh	$300 - $400
Densidad de Energía (Wh/l)	400-500
Densidad de Potencia (W/l)	200-400
Autodescarga mensual [%]	3
Madurez Tecnológica [RTE]	9

Tabla 31: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LCO. Fuente *(Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022)*

Óxido de litio y manganeso:

Las baterías de óxido de litio y manganeso (LMO) son ampliamente utilizadas en herramientas eléctricas, dispositivos médicos, vehículos y bicicletas eléctricos. Su bajo costo y buena estabilidad térmica las hacen ideales para estas aplicaciones.

La principal desventaja de las baterías LMO es su menor densidad de energía y ciclos de vida relativamente cortos en comparación con otras tecnologías de ion-litio. Tienen una buena estabilidad térmica, no obstante, no son apropiadas para aplicaciones de alta energía.

Las baterías LMO son una opción viable para aplicaciones que requieren seguridad, bajo costo y moderada densidad de energía, aunque su menor ciclo de vida puede ser una limitación en aplicaciones de uso intensivo.

En la **Tabla 32** se resumen las características técnicas y descriptivas de la tecnología LMO.

Características	Valores
Voltaje Nominal V	3.7
Energía Específica Wh/kg	90 - 150
C-rate de Carga	1C
C-rate de Descarga	1C - 3C
Ciclo de Vida (Ciclos)	300 - 700
Profundidad de Descarga (DoD) (%)	0,8
Segmentos de aplicación.	Herramientas eléctricas, dispositivos médicos, vehículos eléctricos, bicicletas eléctricas Clientes finales.
Desventajas	Menor densidad de energía, ciclos de vida relativamente cortos
Temperatura de Funcionamiento	0°C a 45°C (carga), -20°C a 60°C (descarga)
Costo Estimado USD/kWh	$200 - $300
Densidad de Energía (Wh/l)	250-380
Densidad de Potencia (W/l)	300-900
Autodescarga mensual [%]	3
Madurez Tecnológica [RTE]	9

Tabla 32 Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LMO. Fuente *(Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022).*

Óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto

Las baterías de óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC) Se utilizan en vehículos eléctricos, almacenamiento de energía en la red y herramientas eléctricas, debido a su equilibrio entre alta densidad de energía, seguridad y vida útil.

Las desventajas incluyen costos moderados y una cierta sensibilidad a altas temperaturas, lo que puede requerir sistemas de gestión térmica avanzados para mantener su rendimiento y seguridad.

Las baterías NMC son una opción equilibrada para una amplia gama de aplicaciones debido a su alta densidad de energía, larga vida útil y eficiencia, aunque su sensibilidad a altas temperaturas y costos moderados pueden ser factores para considerar en su implementación en proyectos.

En la **Tabla 33** se resumen las características técnicas y descriptivas de la tecnología NMC.

Características	Valores
Voltaje Nominal V	3.6 - 3.7
Energía Específica Wh/kg	150 - 220
C-rate de Carga	0.7C - 1C
C-rate de Descarga	1C - 2C
Ciclo de Vida (Ciclos)	1000 - 2000
Profundidad de Descarga (DoD) (%)	80- 90
Segmento de aplicaciones	Vehículos eléctricos, almacenamiento de energía en la red transmisión y generación, herramientas eléctricas
Desventajas	Costos moderados, sensibilidad a altas temperaturas
Temperatura de Funcionamiento	-20°C a 60°C
Costo Estimado USD/kWh	$250 - $350

Características	Valores
Densidad de Energía (Wh/l)	250-730
Densidad de Potencia (W/l)	300-1500
Madurez Tecnológica [RTE]	9
Autodescarga [%]	
Autodescarga mensual [%]	3
Madurez Tecnológica [RTE]	9

Tabla 33: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología NMC. Fuente: *(Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022)*

Fosfato de hierro y litio:

Las baterías de Fosfato de hierro y litio (LFP) Se utilizan en vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, aplicaciones estacionarias y herramientas eléctricas debido a su seguridad, larga vida útil y capacidad de manejo de alta potencia.

Las desventajas principales de las baterías LFP incluyen una menor densidad de energía en comparación con otras tecnologías, lo que puede resultar en mayores requerimientos de espacio y peso para aplicaciones móviles o de alta densidad energética.

Las baterías LFP son una opción excelente para aplicaciones que requieren alta seguridad, larga vida útil y manejo de alta potencia, aunque su menor densidad de energía puede ser una limitación para aplicaciones donde el espacio y el peso son críticos.

En la **Tabla 34** se resumen las características técnicas y descriptivas de la tecnología LFP.

Características	Valores
Voltaje Nominal V	3.2 - 3.3
Energía Específica Wh/kg	90 - 160
C-rate de Carga	1C - 3C
C-rate de Descarga	1C - 25C
Ciclo de Vida (Ciclos)	2000 - 7000
Profundidad de Descarga (DoD) (%)	80- 100
Segmentos de aplicación	Vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, aplicaciones estacionarias, herramientas eléctricas (Transmisión y distribución)
Desventajas	Menor densidad de energía comparada con otras tecnologías, más voluminosas
Temperatura de Funcionamiento	-20°C a 60°C
Costo Estimado USD/kWh	$200 - $350
Densidad de Energía (Wh/l)	220-350
Densidad de Potencia (W/l)	1000-10000
Autodescarga mensual [%]	5
Madurez Tecnológica [RTE]	9

Tabla 34: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LFP. Fuente: *(Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022)*

Óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio:

Las baterías de óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (NCA) Se utilizan principalmente en vehículos eléctricos, herramientas eléctricas y dispositivos electrónicos debido a su alta densidad de energía y capacidad de descarga eficiente.

Las desventajas principales de las baterías NCA, incluyen un costo elevado y menor estabilidad térmica en comparación con otras tecnologías de ion-litio, lo que puede requerir sistemas de refrigeración dedicados.

Las baterías NCA son adecuadas para aplicaciones que requieren alta densidad de energía y eficiencia, aunque necesidad de gestión térmica son desventajas que considerar.

En la **Tabla 35** se resumen las características técnicas y descriptivas de la tecnología NCA.

Características	Valores
Voltaje Nominal [V]	3.6 - 3.7 V
Energía Específica [Wh/kg]	200 - 260 Wh/kg
C-rate de Carga	0.7C - 1C
C-rate de Descarga	1C - 2C
Ciclo de Vida [Ciclos]	500 - 1000 ciclos
Profundidad de Descarga (DoD) [%]	80% - 100%
Segmento de aplicación.	Vehículos eléctricos, herramientas eléctricas, dispositivos electrónicos. Conexión a la red Transmisión y distribución.
Desventajas	Costo elevado, menor estabilidad térmica
Temperatura de Funcionamiento	-20°C a 60°C
Costo Estimado [USD/kWh]	$300 - $400 por kWh
Densidad de Energía (Wh/l)	500-700
Densidad de Potencia (W/l)	300-1500
Autodescarga mensual [%]	3
Madurez Tecnológica [RTE]	9

Tabla 35: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología NCA. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022)

Titanato de litio:

Las baterías de titanio de litio (LTO) se utilizan en vehículos eléctricos, almacenamiento de energía en la red, aplicaciones militares y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) debido a su alta durabilidad y capacidad para manejar cargas rápidas.

Las principales desventajas de las baterías LTO son su baja densidad de energía y su costo elevado. Estas limitaciones pueden restringir su uso en aplicaciones donde el espacio y el peso son críticos, y donde el presupuesto es una consideración importante.

Las baterías LTO son ideales para aplicaciones que requieren una alta durabilidad y la capacidad de manejar cargas rápidas, aunque su baja densidad de energía y alto costo pueden limitar su adopción en algunos segmentos.

En la Tabla 6 se resumen las características técnicas y descriptivas de la tecnología LTO.

Características	Valores
Voltaje Nominal [V]	2.4
Energía Específica [Wh/kg]	70 - 80
C-rate de Carga	1C - 5C
C-rate de Descarga	10C
Ciclo de Vida [Ciclos]	3000 - 7000
Profundidad de Descarga (DoD) [%]	80 - 100
Segmento de aplicación.	Vehículos eléctricos, almacenamiento de energía en la red (Transmisión), aplicaciones militares, UPS
Desventajas	Baja densidad de energía, costo elevado
Temperatura de Funcionamiento	-30°C a 55°C
Costo Estimado [USD/kWh]	$500 - $700
Densidad de Energía (Wh/l)	140-200
Densidad de Potencia (W/l)	2000-10000
Autodescarga mensual [%]	2
Madurez Tecnológica [RTE]	9

Tabla 36: Resumen de características técnicas y descriptivas de la tecnología LTO. Fuente: (Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022)

Como resumen de las tablas anteriormente presentadas, cada tecnología de batería de Ion Litio presenta ventajas y desventajas específicas que las hacen adecuadas para distintas aplicaciones. Las baterías NMC y LFP destacan por su equilibrio entre energía específica Wh ciclo de vida y costo, siendo muy utilizadas, por ejemplo, en vehículos eléctricos y aplicaciones de almacenamiento de energía.

Las baterías LTO, son más costosas y con menor densidad de energía. Cuentan con altas prestaciones de vida útil y capacidad de carga, siendo ideales para aplicaciones como por ejemplo que requieren alta durabilidad y rendimiento constante.

Este resumen es posible visualizarlo en la **Figura 63** yen la **Tabla 37**.

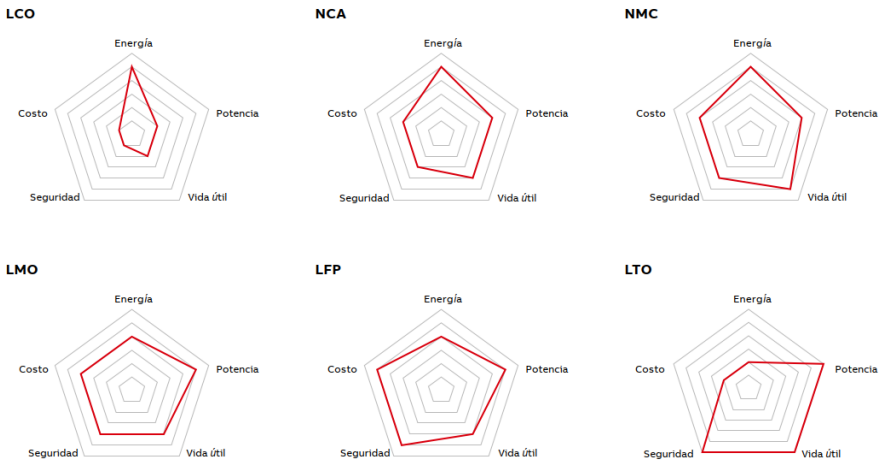


Figura 63: visualización comparativa de diferentes tecnologías de baterías de litio según cinco atributos: costo, energía, potencia, seguridad y vida útil, clasificados en una escala de 1 a 10, donde 10 indica una alta fortaleza en el atributo y 1 una baja. Fuente: *(ABB, The Main Characteristic of Battery System, 2022)*

Características	LCO	LMO	NMC	LFP	NCA	LTO
Voltaje Nominal V	3.6	3.7	3.6	3.2	3.6	2.4
Energía Específica Wh/kg	150 - 200	100 - 150	150 - 220	90 - 160	200 - 260	70 - 80
C-rate de Carga	0.7C	1C	0.5C - 1C	1C	0.5C	1C - 5C
C-rate de Descarga	>1C	10C	0.125C - 2C	0.125C - 2C	1C - 2C	0125C-10C
Ciclo de Vida (Ciclos)	500 - 1000	500 - 1000	1000 - 2000	2000 - 4000	500 - 1000	3000 - 7000
Profundidad de Descarga (DoD) (%)	80	80	80- 100	80 - 100	80 - 100	80 - 100
Segmento de Aplicación.	Electrónica de consumo. Clientes finales	Herramientas eléctricas, dispositivos médicos, vehículos eléctricos Clientes finales	Vehículos eléctricos, bicicletas eléctricas, herramientas eléctricas. Tranmisión y distribución	Almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, aplicaciones industriales. Tranmisión y distribución	Vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, dispositivos médicos. Tranmisión y distribución	Vehículos eléctricos, almacenamiento de energía en la red, aplicaciones militares, UPS. Tranmisión
Desventajas	Baja estabilidad térmica	Menor capacidad	Mayor costo	Menor densidad de energía	Menor seguridad y estabilidad térmica	Baja densidad de energía, alto costo
Temperatura de Funcionamiento	0°C a 40°C	-20°C a 55°C	-20°C a 55°C	-20°C a 60°C	-20°C a 55°C	-30°C a 55°C
Costo Estimado USD/kWh	$300 - $500	$300 - $600	$350 - $600	$250 - $500	$350 - $600	$500 - $700
Densidad de Energía (Wh/l)	400-500	250-380	250-730	220-350	500-700	140-200
Densidad de Potencia (W/l)	200-400	300-900	300-1500	1000-10000	300-1500	2000-10000
Autodescarga mensual [%]	**3%**	**3%**	**3%**	**5%**	**3%**	**2%**
Madurez tecnología [RTE]	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**	**9**

Tabla 37: Resumen general de las tecnologías Ion litio. Fuente: Desarrollo propio.

9.1.4 Conceptos preliminares Baterías

Con base a lo presentado en la **Sección 9.1.4** en esta sección se dan a conocer los conceptos claves para comprender la operación de las baterías para poder comprender, diseñar e implementar sistemas de almacenamiento BESS. Se presentarán aclaraciones, conceptos y ecuaciones relacionadas con las baterías:

- Una celda es un dispositivo que almacena energía química y la transforma en electricidad. La carga eléctrica nominal[62] que una celda o batería es capaz de almacenar se ve representada por su capacidad, medida en Ampere-hora Ah. Este dato es entregado por todos los fabricantes de baterías en sus productos.

  - Dependiendo de la carga almacenada se generará un potencial eléctrico de circuito abierto en la celda (tensión entre terminales positivo y negativo). Esta tensión se mide tras varios minutos sin que la celda haya sido cargada o descargada. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

  - El rango de operación de la batería establece una tensión mínima y máxima tal que la batería sea capaz de entregar o recibir corriente de forma segura, lo cual se mide en Volts V. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

    A modo de ejemplo, la curva de polarización de una batería de Ion-litio o tensión respecto a distintas condiciones de operación se muestra en la **Figura 63**. Así, en un proceso de carga o descarga de una batería, el voltaje medido en la celda dependerá de la temperatura y corriente de operación, debido a que la impedancia interna de la celda cambia en función de estas variables. Esta gráfica se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

- Considerando la química y formato de la batería es posible determinar cuanta energía es capaz de almacenar por volumen o por masa. Estas unidades son conocidas como densidad de energía volumétrica, medidas en Wh/kg, respectivamente. En la **Figura 64** se ilustra una comparación entre densidad de energía volumétrica, según química y formato de baterías. Cabe destacar que si el fabricante entrega alguno de estos datos, es posible calcular con aceptable precisión la energía que la batería es capaz de almacenar como se plantea en la **Ecuación (4).**

---

[62] El concepto nominal hace referencia a la capacidad de diseño bajo la cual el fabricante ha desarrollado las baterías.

$$E_{batería}^{nominal}[kWh] = \frac{C\ [Ah] * V_{OC}^{nominal}[V]}{1000}$$ **Ecuación (4)**

C : $Capacidad\ de\ la\ batería.$

$V_{OC}^{nominal}$: Tensión en fuente equivalente de circuito abierto.

- Una batería puede entregar y recibir distintas magnitudes de corriente eléctrica (o carga eléctrica en el tiempo). Esto debe ser especificado por fabricante, de forma que la batería no se cargue o descargue con una corriente fuera de su rango de operación seguro. No cumplir con ello significará un aumento en la temperatura de la batería, una disminución de su vida útil o incluso un potencial incendio.

- Una batería puede almacenar diferentes niveles de energía. Para representar el nivel de energía del banco se define el estado de carga (State of Charge o SoC), medido en porcentaje de 0 a 100 [%]. Este representa el porcentaje de energía nominal que la batería posee. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

- Una batería presenta pérdida en su capacidad de entregar corriente (por aumento de la impedancia interna) y/o una disminución de su capacidad de almacenamiento energético. Así, se define el estado de salud (State of Health o SoH) de la batería, que establece el porcentaje de energía que la batería es capaz de almacenar actualmente respecto a su capacidad de fábrica. Es normal que a medida que la batería sea utilizada disminuya su estado de salud. Este es medido en porcentaje de 0 a 100 [%]. Existen otras definiciones de SoH que asocian el número de ciclos remanentes respecto al nominal, o los años de uso respecto a una operación nominal, como también la mostrada en la **Ecuación (5)**. Así, 100 [%] de SoH corresponde a una batería nueva. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

$$SoH[\%] = 100 * \left(\frac{C_{actual}^{nominal}}{C_{fábrica}^{nominal}}\right)[\%]$$ **Ecuación (5)**

- Se define además la profundidad de descarga (DoD o Depth of Discharge - **Ecuación (6)**), que representa que tan descargada está la batería, medida en porcentaje de 0 a 100% o en Ah. Así, una batería cargada corresponde a DoD de 0% o 0 Ah, mientras que una batería completamente descargada corresponde a DoD de 100% $C_{actual}^{nominal}$. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

$$DoD[Ah] = C_{actual}^{nominal} * \left(1 - \frac{SoC\ [\%]}{100}\right)$$
$$DoD\ [\%] = 1 - SoC[\%]$$

Ecuación (6)

- Un ciclo es un proceso que inicia con la batería completamente cargada, luego se descarga hasta alcanzar la mínima tensión recomendada, y finalmente se carga hasta alcanzar la máxima tensión recomendada. Esto se repite varias veces hasta que la batería alcanza un estado de salud bajo (del orden del 80% dependiendo la tecnología). Para conocer el número de ciclos los fabricantes realizan este proceso de carga y descarga a corriente constante. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

- Dependiendo de las químicas de las baterías, estas pueden operar en un determinado rango de temperaturas y de estado de carga para que sean capaces de durar la cantidad de ciclos nominales de operación. Esto debe ser considerado al momento de diseñar un sistema de almacenamiento. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

- Independiente si las baterías están en uso o no, se genera el fenómeno de la autodescarga. Esto ocurre cuando la carga (o energía) almacenada de la batería se reduce debido a reacciones químicas internas. La autodescarga, expresada como un porcentaje de pérdida de carga durante un cierto periodo, reduce la cantidad de energía disponible para la descarga y es un parámetro importante para considerar en baterías destinadas a aplicaciones de larga duración. Este dato se entrega en las hojas técnicas de las baterías.

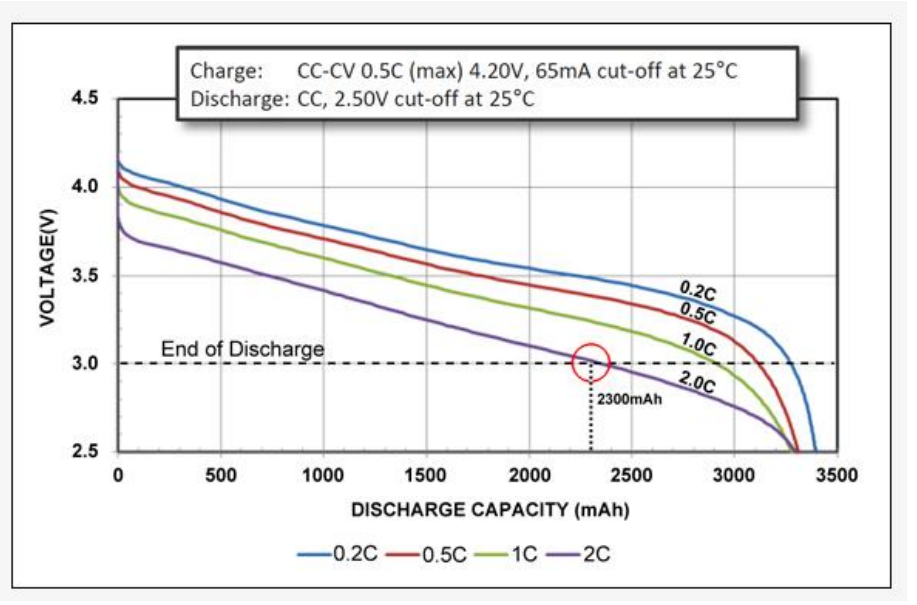


Figura 64: Curva de polarización de una batería de ion-litio o tensión respecto a distintas condiciones de operación. Fuente: *(Battery University, Tipos de baterías Ion Litio, 2022)*

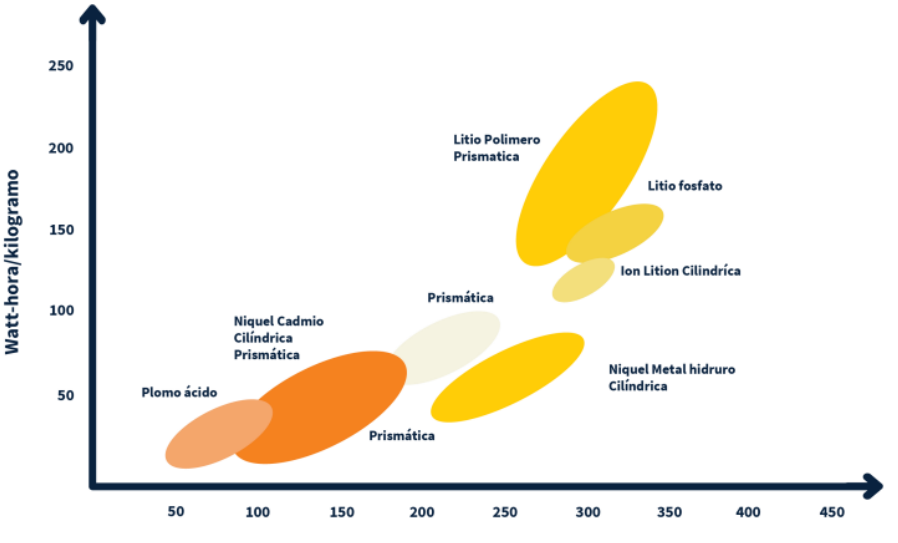


Figura 65: Comparación de densidad de energía volumétrica (eje independiente) y densidad de energía gravimétrica (eje dependiente) en baterías según química y formato. Fuente *(J. Matthey, Baterías Ion Litio, 2015)*

El modelo eléctrico de una batería se conforma mediante una fuente de tensión en serie a una impedancia resistiva-capacitiva. En general los fabricantes de celdas no entregan información. En caso de hacerlo, se establecen dos valores resistivos (L. Chem, Batería Ion Litio Modelo INR 18650HG2, 2015).

- Resistencia CC, medido en mΩ, que representa la caída de tensión ante una corriente constante en estado estacionario.

- Resistencia CA, medido en mΩ, que representa la caída de tensión ante una corriente sinusoidal a cierta frecuencia de operación.

Como fue comentado en secciones anteriores, las celdas son modulares, por lo cual es posible conectar varias celdas en paralelo y generar un bloque de celdas, los cuales se recomienda que sean de la misma química y estado de salud entre ellas, idealmente nuevas (Autosolar Energy Solutions S.L.U, 2019).. Esto mantiene la tensión y permite aumentar tanto la capacidad del conjunto (a la suma de cada una de ellas), la energía y la corriente de carga y descarga. Conectando un conjunto de bloques de baterías en serie es posible crear un módulo de baterías, aumentando así la tensión del conjunto. Varios módulos de baterías en serie crean el banco de baterías, que es la unidad que contiene todas las baterías en arreglos serie-paralelo, acorde a lo mostrado en la **Figura 66.**

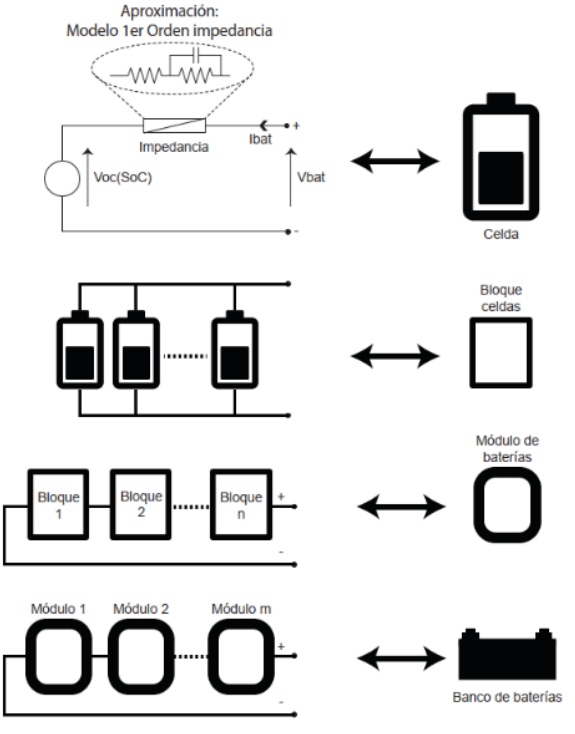


Figura 66: Modelo eléctrico de batería y conceptos de composición de celdas en un banco de baterías. Fuente: *(NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020)*

9.1.5 El proceso de carga y descarga de una batería

Dependiendo de si la batería es de plomo-ácido, litio u otro material, se deben tener ciertas consideraciones al momento de cargar o descargar las baterías. En el caso de baterías de plomo-ácido, una sobre descarga produce sulfatación y disminución de la vida útil de la batería, mientras que una sobrecarga genera una gasificación interna y con ello producción de hidrógeno, el cual es un gas explosivo (Electricity-Magnetism, Baterías Plomo Acido, 2024). Por otro lado, en baterías de litio una sobre descarga disminuye también la vida útil de la batería, mientras que una sobrecarga genera una subida abrupta de la temperatura interna, existiendo riesgo de generación de llama y con ello un potencial incendio en la instalación. Estas consideraciones han sido resueltas por equipos de carga diseñados para gestionar la energía de la batería (BMS).

A continuación, se explica el proceso de carga utilizado para baterías de litio.

Carga de baterías de litio

El proceso estándar y recomendado por fabricantes para cargar una batería se denomina "corriente constante -tensión constante" o CCCV (Keheng Battery, Carga de baterías de Litio, 2023). Considerando una batería descargada el proceso inicia en el modo "corriente constante", donde se mantiene una corriente constante denominada "corriente de carga". Esta se aplica hasta que la batería alcanza la "tensión de carga". Luego, el cargador pasa a modo de "voltaje constante", donde a medida que aumenta la tensión de circuito abierto, por acumulación de energía, y se disminuye gradualmente la corriente para reducir la caída de tensión en la impedancia interna (sobre la base de lo mostrado en la **Figura 65** y con ello mantener el voltaje total constante. Esto se realiza hasta alcanzar la corriente de corte (cut-off current), momento en que se finaliza el proceso de carga de la batería. En **Figura 67** se muestra un proceso de carga CCCV.

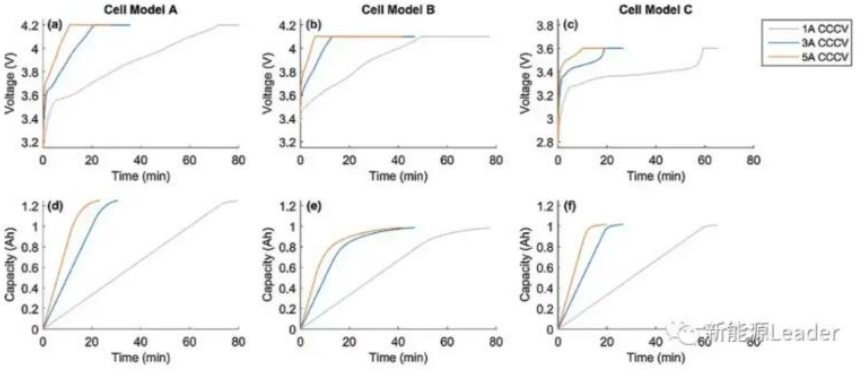


Figura 67: Curvas de operación de batería de litio genérica. Curva de carga bajo operación corriente constante, tensión constante (CC-CV). Fuente: *(Keheng Battery, Carga de baterías de Litio, 2023)*

En la **Figura 68** se muestra un proceso de carga mediante un BMS comercial para un banco de baterías. Durante una carga CCCV, se aplica una corriente constante. De esta manera la tensión de los bloques sube hasta que uno de ellos (el de menor SoH o el de mayor SoC) alcanza la tensión de carga.

Al ocurrir esto la batería envía una señal que le indica al cargador que debe detener la carga. En este ejemplo el BMS es capaz de balancear los bloques de baterías, de forma que mientras el cargador está apagado el equipo disipa la energía de los bloques más cargados en forma de calor. Luego que la diferencia de tensión entre el bloque más cargado y descargado es menor al valor de referencia configurado, el BMS le envía una señal al cargador para que vuelva a iniciar la carga. Así, este proceso de carga y balanceo se repite hasta alcanzar la corriente de corte, finalizando el proceso de carga (NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020).

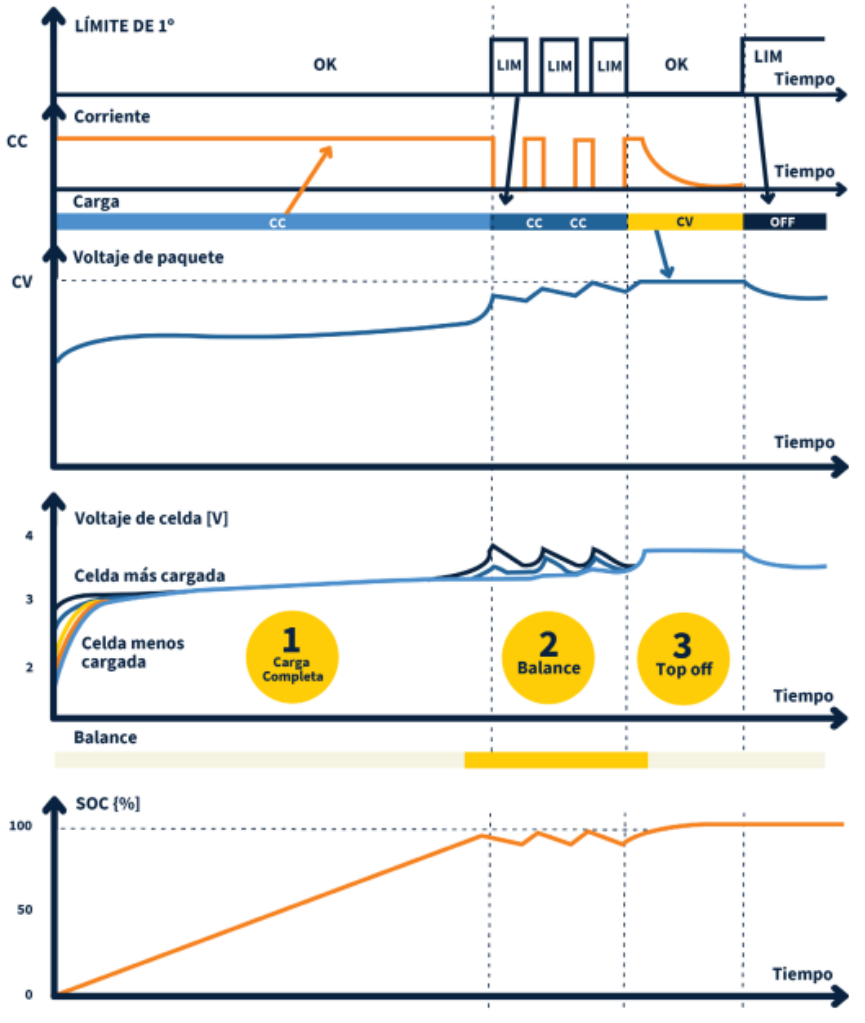


Figura 68: Ejemplo de proceso de carga por CCCV con balanceo de baterías. Fuente: *(NAMA Chile. GIZ, ESS con energía solar fotovoltaica en Chile, 2020)*

9.1.6 Sistemas de almacenamiento de energía en Baterías (BESS)

BESS son las siglas en inglés de Battery Energy Storage System, en español, sistema de almacenamiento de energía por baterías.

En su mayoría, los BESS utilizan baterías de iones de litio para almacenar energía. Estos sistemas se pueden utilizar de forma independiente o como complemento de medios de generación renovable variable, dado que este tipo de sistemas puede almacenar energía, almacenándola en baterías recargables para su uso futuro.

9.1.7 Funcionamiento de un BESS

El componente principal de un BESS son las baterías de Ion Litio. No obstante, un sistema de almacenamiento con baterías está compuesto por otros componentes adicionales como un por ejemplo un inversor bidireccional que conecta la batería a una fuente eléctrica. Es en particular este componente el que permite que la energía pueda cargar las baterías (retiro de energía desde la red) o pueda inyectar la energía al sistema.

El sistema también cuenta con un controlador capaz de identificar los distintos escenarios de operación (pudiendo ser cargado según se estime). Este controlador permite que el BESS pueda operar bajo distintos modelos de negocio por ejemplo reducción de peaks de demanda, desplazamiento de carga, gestión de excedentes de energía, entre otros. Estos modelos serán mencionados en la **Sección 9.1.10.**

9.1.8 Componentes de un BESS

Como se indicó anteriormente los BESS están compuestos por diversos componentes que en conjunto permiten el correcto funcionamiento del sistema.

A continuación, se mencionan y explican las funcionalidades de cada uno de los componentes de los BESS.

9.1.8.1 Sistemas o módulos de baterías

Corresponde al conjunto de celda de baterías individuales que convierten la energía química (almacenada en la batería) en energía eléctrica.

Las celdas de baterías se agrupan en módulos que, a su vez, forman paquetes de baterías conectados en serie y en paralelo conforme a la capacidad y potencia requerida. Esto hace que estas baterías sean sistemas modulares, lo que significa que pueden ser agregados más módulos de baterías conforme se requiera ampliar la capacidad del sistema en caso de expansiones del sistema.

9.1.8.2 Sistema de gestión de la batería (BMS)

El sistema de gestión es fundamental y debe ser considerado dentro de la solución de almacenamiento en los BESS, ya que, al operar fuera de su rango puede producir un daño en la instalación. En el caso de las baterías de Ion Litio, las cuales al operar fuera de rango (por ejemplo, sobrecarga), se sobrecalientan y generan una reacción química que generan flamas y con ello un potencial incendio (Power Sun, Sistema de Gestión de baterías, 2024).

9.1.8.3 Inversor o sistema de conversión de energía (PCS)

El inversor o Power Conversion System (PCS) convierte la corriente continua (DC), producida por las baterías, en corriente alterna (AC). Como se mencionó en las secciones anteriores los BESS tienen inversores bidireccionales que permiten tanto la carga como la descarga del sistema.

9.1.8.4 Sistema de gestión de energía (EMS)

El Energy Management System es el encargado de coordinar a los distintos componentes del sistema: BMS, PCS y de gestionar otros componentes del sistema.

La lógica de control se ejecuta en el EMS, proporcionando señales de entrada al PCS para inyectar o retirar energía según se programe. Al recopilar y analizar datos de energía, el EMS puede administrar eficientemente los recursos de energía del sistema, siendo un símil al cerebro del BESS (Hamza Shafique, EMS, 2023).

Asimismo, dependiendo de su funcionalidad y condiciones de operación, los sistemas BESS también pueden incluir una gama de sistemas extra de seguridad, como un sistema de control de incendios, detector de humo, sistema de control de temperatura, ventilación y aire acondicionado que pueden ser controlados por el EMS.

9.1.9 Conceptos Relevantes de Diseño y Operación

Al momento de diseñar un BESS se deben definir el fin de uso del sistema, identificando la potencia, energía y tiempo de descarga. En particular los distintos modelos de negocios requieren distintas características (por ejemplo, arbitraje de energía requiere altos tiempos de descarga). Una vez definido esto se realiza un estudio técnico-económico del BESS, el cual debe considerar una serie de aspectos, como seguridad, operación, estimación de usos, vida útil esperada, y periodos de recambio.

Desde un punto de vista técnico, es recomendable tener en consideración las siguientes características:

- **Capacidad energética:**
  Es la cantidad máxima de energía almacenada (en kWh o MWh).

- **Duración del almacenamiento:**
  Es la cantidad de tiempo que el banco puede descargar en su capacidad de potencia nominal antes de agotar su capacidad de energía. Por ejemplo, si se tiene una batería de 1 kW de capacidad de potencia y 4 kWh de capacidad energética efectiva, se tendrá una duración de almacenamiento de 4 horas. En general, como se mencionó anteriormente, el BMS es quien se encarga de limitar la duración de descarga con base a la parametrización realizada por el operario. Se debe tener precaución con respectar los límites físicos de los materiales que constituyen las baterías dado que se busca preservar la vida útil de la misma.

- **Ciclo de vida/vida útil:**
  Es la cantidad de tiempo o ciclos de almacenamiento que una batería puede proporcionar de carga y descarga regulares antes de una falla o degradación significativa.

- **Profundidad de descarga (DOD):**
  Porcentaje de la energía nominal del sistema que puede ser inyectado a la red sin comprometer la integridad del BESS.

- **Tasa C-rate de carga o descarga**:
  Parámetro que determina la velocidad a la cual el BESS se carga o descarga, asegurando la integridad del sistema. Medido en unidades de tiempo. Ejemplo: carga a tasa 2C, significa que el BESS se carga en 0,5 h.

- **Eficiencia de carga-descarga (RTE):**
  Expresado en porcentaje es una relación entre la energía cargada y descargada de una batería, considerando – según sea el caso - la eficiencia total del BESS (considerando operación de el/los convertidores), las pérdidas por autodescarga y otras pérdidas eléctricas.

- **Autodescarga:**
  Expresado en porcentaje expresa la cantidad de energía que se pierde por procesos electroquímicos al no utilizar las baterías.

- **Vida útil efectiva:**
  Es el periodo de tiempo que el banco de baterías podrá entregar energía hasta considerarse no adecuado para su finalidad inicial. Suele expresarse en años y está determinada por la operación del sistema de almacenamiento

para su aplicación afín. Cabe destacar que existe un límite práctico de vida útil el cual debe acordarse en base a la tecnología de baterías a utilizar (por ejemplo, 20 años).

9.1.10 Modelos de negocio de los BESS

El sistema eléctrico tiene una estructura jerárquica diferenciada en cuatro segmentos generación, transmisión, distribución. Existe un concepto dentro del rubro de energía denominado "front of the meter" o al frente del medidor, el cual hace referencia al punto de la red eléctrica donde se pueden desarrollar ciertos modelos de negocio aguas arriba a los puntos de consumo. Así, se establece un conjunto de aplicaciones que tiene como fin prestar un servicio con fines de lucro considerando las exigencias normativas del medio[63]. En general, estos sistemas de almacenamiento se encuentran en escalas de MW hasta algunos GW.

Son muchas las oportunidades que tienen los BESS en los mercados eléctricos desde arbitraje de energía hasta el apoyo de la red en servicios de control de frecuencia. En la **Figura 69** se realiza un compendio de estos servicios.

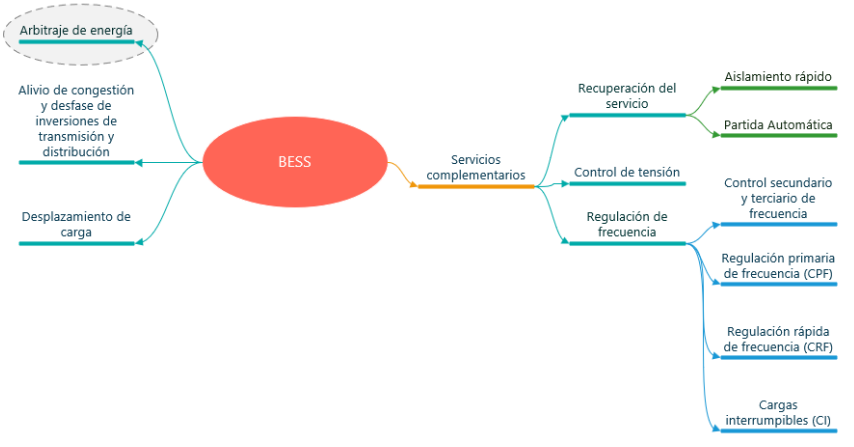


Figura 69: Oportunidades para los sistemas BESS en segmento frente al medidor. Fuente: Informe propuestas regulatorias de almacenamiento *(CIGRE Chile, Desafíos y oportunidades, 2023)*-

Es importante tener en consideración que según se indica en distintos estudios, un proyecto BESS podría no ser capaz de financiarse o no ser lo suficientemente atractivo para inversionistas si es que no se aprovechan el máximo los distintos modelos de negocio (Valgesta Energía, Propuesta regulatoria ESS, 2019). En la **Figura 70** muestra un ejemplo teórico de cómo aumenta la remuneración anual

[63] Estas exigencias son las impuestas por la Comisión nacional de energía (CNE), en su norma técnica NTS&SC.

obtenida por un BESS, a medida que este participa bajo distintos modelos de negocio.

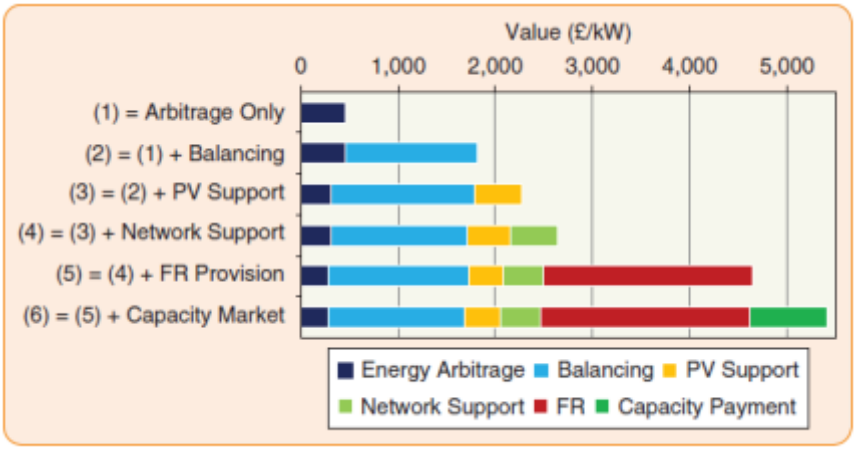


Figura 70: Ejercicio teórico del aumento del valor de un BESS instalado junto a una planta solar en Reino Unido *(Valgesta Energía, Propuesta regulatoria ESS, 2019)*.

A continuación, se describen brevemente las oportunidades para los BESS, junto con algunos comentarios sobre su posible aplicación en Chile:

9.1.10.1 Arbitraje de energía

El arbitraje de energía consiste en utilizar a favor la diferencia de precios en el costo marginal del sistema por periodos largos de tiempo. A modo general, se busca generar una ganancia al cargar el sistema de almacenamiento en momentos en que el precio de la energía sea bajo (como el caso donde hay una gran generación renovable u horas en que la demanda es baja) y descargar en aquellos momentos en que el precio de la energía sea alto (por ejemplo, en horas punta).

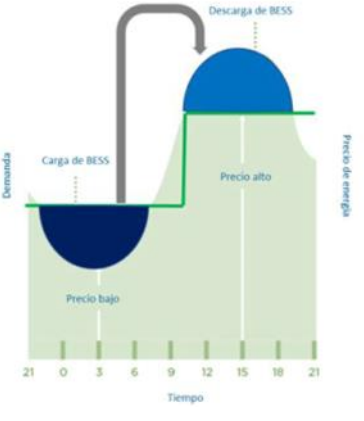


Figura 71: Esquemático del modelo de negocio de arbitraje de energía. Fuente: *(GIZ, Guía Dimensionamiento BESS, 2022)*

El arbitraje de energía requiere que se transen grandes bloques de energía, por lo que esta aplicación suele estar asociada a centrales de bombeo, o almacenamiento térmico solar, ya que las baterías o volantes de inercia están limitados a las capacidades máximas de almacenamiento de la tecnología[64]. Es importante considerar que su operación está sujeta a las instrucciones del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual vela por el beneficio sistémico, por lo que su despacho puede no coincidir según lo planificado (respecto a su programa de retiro y estimaciones de inyección) por el propietario, quedando expuesto a posibles riesgos económicos.

Bajo el modelo de compra y venta de energía en Chile (mercado mayorista), el margen de precios por arbitraje que obtiene el BESS debe ser suficiente para cubrir los costos de inversión y de operación, asumiendo el riesgo asociado al modelo de negocio. Particularmente, se deben analizar en este caso dos situaciones:

- En el mercado pool[65] chileno, el Coordinador Eléctrico Nacional en base a modelos matemáticos determinará cuando se retira o se inyecta energía con el BESS. Cómo se está optimizando el costo de operación del sistema, esto no necesariamente asegura la rentabilidad del proyecto del BESS. De este modo, el modelo de negocio apto para operar en este tipo de mercados es el de licitaciones de largo plazo que remunera mediante cuotas la anualidad de la inversión y los costos fijos de operación. Los costos variables a su vez son remunerados por el margen operacional de compraventa cuando el BESS está arbitrando.

- Si el mercado corresponde a una bolsa de energía, será el propietario del BESS, el que definirá su oferta. Por ende, el precio lo establece para cubrir los costos de inversión y los operacionales. El riesgo en este caso estará en escoger el mercado adecuado[66].

---

[64] Si bien la literatura indica que el arbitraje para los BESS no es práctico, en esta memoria uno de los objetivos es el análisis económico de estos sistemas dotados con la característica de transportabilidad, permitirá concluir bajo este modelo cual es la potencia mínima para que un BESS móvil pueda ser rentable en operación.

[65] El mercado de energía eléctrica en Chile es de tipo mayorista basado en una estructura tipo pool, lo cual significa que el despacho de unidades en el sistema es realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, quien a través de herramientas de optimización (despachos económicos, predespacho, coordinación hidrotérmica) determina la operación a mínimo costo del sistema. De esta optimización se determina el costo marginal por hora (precio spot) para cada barra del sistema.

[66] Es en particular este escenario el cual se utilizará para evaluar económicamente el modelo del BESS móvil, dado que hay proposiciones legislativas que apuntan a considerar el mercado de energía para ESS como una bolsa de energía.

9.1.10.2 Desplazamiento de carga (Load Shifting)

Desplazamiento de carga o Load Shifting hace referencia a mover consumos eléctricos de un periodo a otro. Los sistemas de almacenamiento poseen la capacidad general de gestionar el consumo eléctrico en el tiempo, entregando energía en horarios de alto costo y absorbiendo energía en otro horario. Anteriormente esta característica se reducía a la llamada "Nivelación de carga" (Load Leveling), donde se buscaba recargar los sistemas de almacenamiento en momentos de baja demanda para inyectar dicha energía en momentos de demanda punta, puesto que resultaba interesante mantener una carga constante debido a las tecnologías de generación utilizadas (termoeléctricas).

9.1.10.3Servicios complementarios

Los servicios complementarios (SSCC) permiten al operador del sistema tratar con las incertidumbres asociadas al suministro eléctrico. A continuación, se destacan los propósitos de los tres servicios más utilizados:

- Control de Frecuencia: responder adecuadamente a las variaciones de demanda y generación.

- Control de Tensión: responder adecuadamente a las variaciones de tensión que ocurran en los distintos nodos del sistema.

- Recuperación del Servicio: responder adecuadamente a contingencias mayores, como, por ejemplo, inyección de energía y potencia de grandes unidades de generación.

9.1.10.4Alivio de congestión y desfase de inversiones en Transmisión y Distribución

Las líneas de distribución y de transmisión, incluidas las subestaciones, se dimensionan acorde a la demanda punta prevista para dicha línea o instalación. Eso se aplica tanto a la demanda a nivel nacional, zonal o en una red de distribución. Un sistema de almacenamiento puede reducir la demanda punta, por lo tanto, puede reducir los costos para redes de transmisión como distribución. Si además se considera que el consumo eléctrico va en aumento, entonces los sistemas de almacenamiento podrían aplazar o reducir la inversión para la expansión de capacidad.

9.2 Anexo Capítulo III

9.2.1 SEN y el costo marginal (CMg)

El SEN se conforma en el año 2017 tras la interconexión de los ex sistemas eléctricos del norte grande (SING) y del centro sur (SIC) del país, se unificaron convirtiéndose en el SEN actualmente operativo. Por las características de la geografía de Chile, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarca casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur.

Este sistema es administrado por el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional, que es un organismo técnico e independiente, constituido en una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro (Coordinador Eléctrico Nacional, Visión, Misión, 2017).

El objetivo de contar con un único sistema eléctricos es para aprovechar de manera más eficiente el recurso eléctrico, potenciando la competencia entre productores, con menores costos para el extremo norte del país, aprovechando disponibilidad de energía y menos pérdidas de transporte.

Este sistema a su vez se suele dividir en seis (6) sistema de transmisión zonal[67] los cuales tienen como objetivo abastecer a los clientes regulados de todo el país. Además, esta subdivisión permite analizar, planificar y proyectar expansiones del sistema de transmisión de una manera puntual. Estas zonas son:

- Zona Arica – Diego de Almagro.
- Zona Diego de Almagro – Quillota. • Zona Quinta Región.
- Zona Región Metropolitana.
- Zona Alto Jahuel – Charrúa.
- Zona Charrúa – Chiloé.

La operación económica del SEN desde un punto de vista matemático está basada en la resolución constante al problema de minimización de costos, sujeto a una serie de restricciones asociadas a la operación y sus componentes principales, tales como líneas de transmisión, centrales, consumos y normativas aplicables al sector. El principal indicador de esta resolución es el costo marginal horario, el cual guarda directa relación con el costo incremental que tiene para el sistema el inyectar una unidad adicional de energía expresado en USD/MWh (Coordinador Eléctrico Nacional, Diccionario de datos y conceptos, 2023).

En la práctica, como los generadores son agentes coordinados[68], el despacho y la operación de estos lo realiza el coordinador eléctrico nacional. Mediante orden de mérito, es decir, en disposición creciente de sus costos variables. El costo marginal de la energía es equivalente al costo variable de la unidad generadora que se

---

[67] Este hecho facilita el estudio y gestión sobre el sistema a nivel de planificación y operación dada la envergadura del sistema total.
[68] Sujetos a la instrucción de CEN para poder inyectar energía al sistema.

encuentra operando para abastecer la siguiente unidad de demanda en un instante determinado o que se debería encontrar operando.

En el caso de un incremento de la demanda, este costo corresponde al precio al cual se valoriza las inyecciones y retiros físicos de todas las empresas generadoras del sistema punto aparte.

En un sistema con importantes aportes hidroeléctricos como el chileno, el costo marginal depende de una alta cantidad de variables, siendo las más relevantes las siguientes:

- La variabilidad hidrológica anual mensual.
- La matriz de tecnología es generación existente, que se caracteriza por poseer una gran diversidad de costos variables de generación.
- Las restricciones técnicas y comerciales, como por ejemplo los límites de capacidad de transmisión, potencias mínimas y máximas de las centrales.
- La demanda del sistema y su abastecimiento.

Los costos marginales son determinados en el proceso de resolución del problema de despacho económico de cargas. En la **Ecuación (7)** se muestra la expresión del multiplicador de Lagrange, que permite la determinación del costo marginal por barra.

$$\lambda = \frac{1}{1 - \frac{\delta L}{\delta P_i}} * \left(\frac{\delta C.Op(P_i)}{\delta P_i} \right) + \varphi_j *$$

Donde:

P_i: *Potencia de una unidad térmica dentro del sistema.*

$\frac{1}{1 - \frac{\delta L}{\delta P_i}}$: *Factor de penalización.*

$\varphi_j *$: *Desacoples o pérdidas del sistema.*

Ecuación (7)

En particular, en las siguientes secciones se centrará la revisión en el último parámetro de esta ecuación asociado a las pérdidas del sistema o desacoples.

La operación económica del SEN es compleja, ya que además de cubrir el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real, deben funcionar considerando una alta cantidad de restricciones que son parte de la seguridad del abastecimiento, como por ejemplo las limitaciones de transferencia que posee el sistema de transmisión. La resolución del problema de despacho económico de carga. Considerando el desacople modifica el costo marginal en un factor $\varphi_j *$. Considerando esta restricción el CEN debe modificar el despacho de carga debido a restricciones de transmisión, generando así un aumento en los costos marginales.

En la práctica el sistema eléctrico nacional siempre ha tenido zonas con desacople, especialmente en la zona norte. En particular, las subestaciones, Diego de Almagro

y la subestación Nueva Cardones (Ver **Figura 72**) ambas ubicadas en la segunda región de Atacama.

Lo anterior debido a que en esas zonas del sistema hay un exceso de energía producto de la alta cantidad de proyectos de energía renovable variable (ERV) que se ha instalado desde la interconexión del SEN.

En general las centrales ERV tienen tiempos de construcción menores a los tres años en comparación a los más de cinco años que tienen los sistemas de transmisión para concretarse una vez detectada la necesidad de expansión, y es así como se generan periodos en el sistema en los cuales la oferta de la zona es mayor a la capacidad de transmisión para exportar los excesos de energía, lo que provoca el efecto de desacople en los precios de energía.

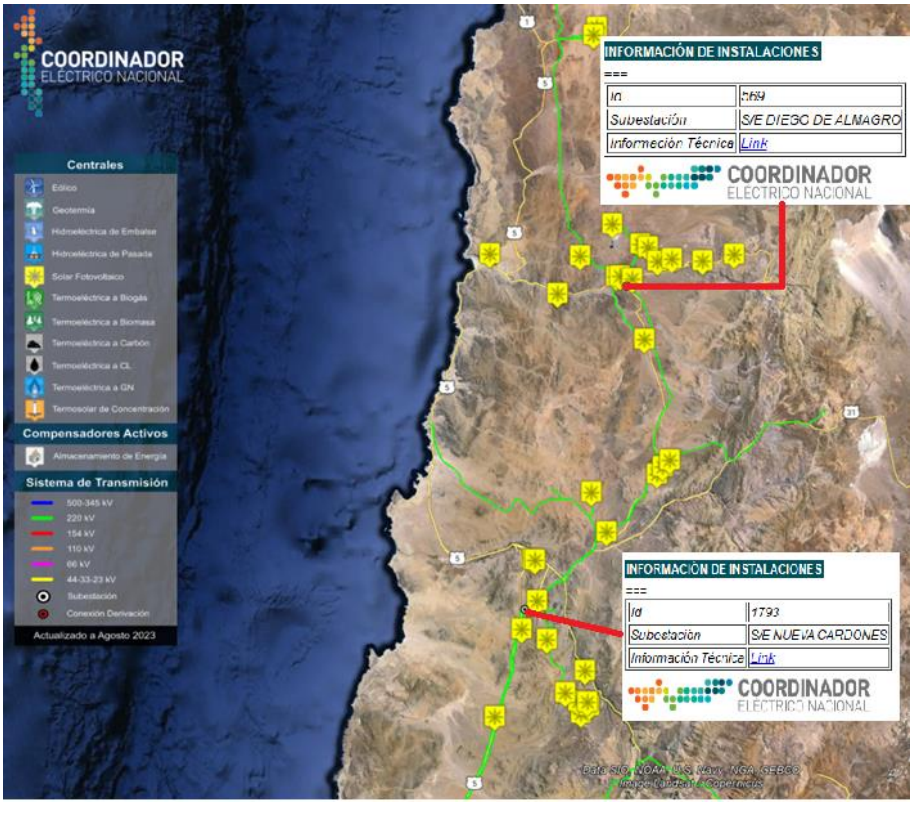


Figura 72: Ubicación de central Diego de Almagro y Nueva Cardones dentro del SEN. Se puede observar la gran cantidad de proyectos ERV, solares en el sector los cuales generan vertimientos debido a la saturación de las líneas de transmisión de 220 kV. Fuente: Diagrama unilineal general Versión enero 2024.

Es importante recalcar que las centrales de generación que se encuentran en estas zonas no reciben ingresos esperados debido a que deben ser desconectadas total o parcialmente para no sobrecargar las líneas de transmisión[69].

Un segundo efecto del fenómeno que se produce es que las empresas de generación que se encuentran en esta zona y que además cuentan con contratos de suministro con clientes libres ubicados en otras partes del sistema, deben comprar energía en el mercado spot para cubrir sus retiros. Esta energía la adquieren en las barras donde se encuentran conectados sus clientes los cuales pueden percibir un costo marginal de retiro muy distinto al de la barra de inyección. Esta diferencia de precios también se denomina desacople, y el riesgo asociado se genera por las potenciales pérdidas de margen, debido a la diferencia entre el precio de inyección y el precio de retiro que adquieren los generadores.

La reducción de precios producto de la inyección de energía de fuentes ERV no beneficia a todo SEN, toda vez que el sistema de transmisión no permite su libre tránsito hacia las zonas centro y sur del país. En consecuencia, el resto del sistema sigue operando y determinando precios conforme al despacho hidrotérmico propio de la estructura de la matriz eléctrica nacional.

Actualmente. se aprecia un desacople del precio en la zona centro-sur, generalmente se presenta desde charrúa 220 kV hacia el sur en horarios nocturnos. Esto se da en consecuencia de los excedentes de energía hidráulica y térmica de carbón en la zona Charrúa-Chiloé, los cuales marcan el precio respecto del resto del sistema que requiere unidades de generación de ciclos combinados. A gas para abastecer la demanda (Ver **Figura 73**)

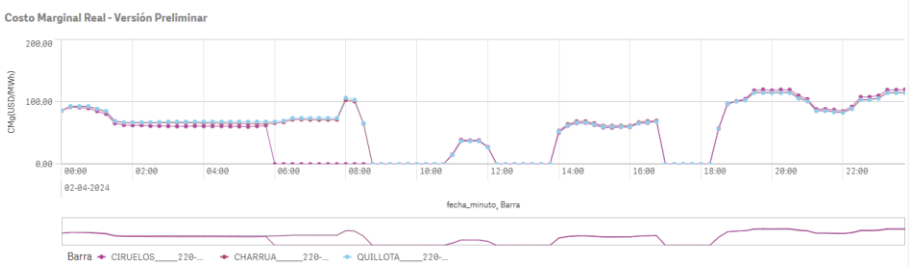


Figura 73: Costos marginales de las barras Quillota 220 kV y Ciruelos 220 kV. Se observa un desacople ente las 05:00 am y 08:00 am, debido a desacoples en circuitos de 220 kV. Fuente: Diagrama página CEN.

Tal como se ha mencionado anteriormente los desacoples son producidos por limitaciones en el transporte de energía que provocan la segregación del sistema en isla operacionales, en las cuales cada zona posee un costo marginal diferente del resto del sistema, debido a que el costo incremental de generar una unidad adicional es distinto en estas zonas del sistema, produciéndose problemas en el sistema de

[69] A esta desconexión intempestiva que provoca un perjuicio económico para el sistema se le denomina vertimiento de energía.

compra y venta de energía entre generadores quienes finalmente son los que deben asumir parte del riesgo respectivo de los puntos de inyección y retiro sujeto a posibles desacople.

Esta segregación de precios tiende a minimizarse en la medida que los sistemas de transmisión se robustecen, ya que permiten que el despacho económico de carga sea el óptimo, evitando vertimientos de energía barata y la operación de generadores locales diésel para abastecer el retiro ubicado en la zona de desacople.

9.2.2 Tabla resumen desacoples en líneas

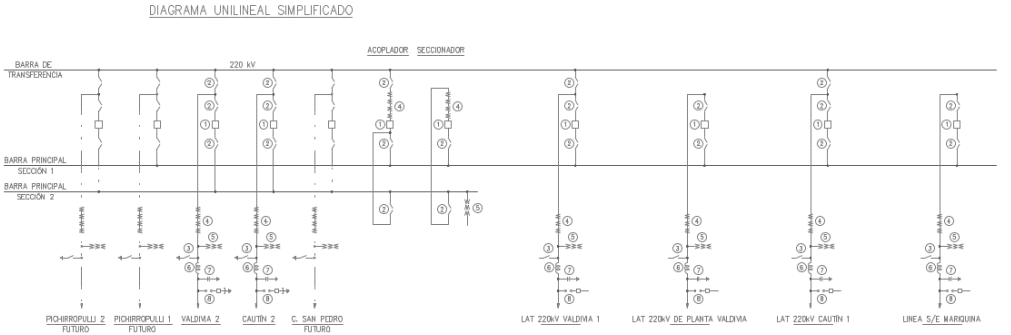
LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS [h]	DESACOPLE PROMEDIO [USD/MWh]	TENSIÓN [kV]	MES	% HORAS DESACOPLE EN UN MES
Quillota 110 - S. Pedro 110	115,6	$58,30	110	jun-24	15,5%
Charrúa 220 - Santa Clara 220	104,9	$100,00	220	jun-24	14,1%
D.ALMAGRO 220 - D. ALMAGRO 110	84,1	$34,20	110	jun-24	11,3%
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	83	$87,00	500	jun-24	11,2%
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	49,4	$80,60	154	jun-24	6,6%
Santa Clara 220 - Mulchen 220	38,1	$107,90	220	jun-24	5,1%
CALAMA 220 - CALAMA 110	31	$22,80	110	jun-24	4,2%
N. MAITENCILLO 500 - N. MAITENCILLO 220	28,8	$32,60	220	jun-24	3,9%
Nirivilo 066 - Constit 066	23,5	$40,60	66	jun-24	3,2%
C. Navia 220 - C. Navia 110	21	$66,10	110	jun-24	2,8%
Lastarria 220 - Ciruelos 220	85	$110,00	220	jun-24	11,4%
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	5	$167,60	66	may-24	0,7%
Cautin 220 - Tap Rio Toltén 220	2	$161,50	220	may-24	0,3%
Coronel 154 - Coronel 066	15	$143,10	66	may-24	2,0%
Lastarria 220 - Ciruelos 220	100	$119,20	220	may-24	13,4%
Rio Malleco 220 - Cautin 220	1	$92,90	220	may-24	0,1%
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	70	$58,80	154	may-24	9,4%
Charrúa 220 - Santa Clara 220	74	$50,10	220	may-24	9,9%
N. Pichirropul 220 - Rahue 220	1	$39,90	220	may-24	0,1%
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	15	$36,30	500	may-24	2,0%
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	33	$13,30	500	may-24	4,4%
Itahue 220 - Itahue 154	1,9	$239,10	220	abr-24	0,3%
Nirivilo 066 - Constit 066	7	$237,90	66	abr-24	0,9%
M. Blancos 220 - M. Blancos 023	3,4	$227,70	23	abr-24	0,5%
La Palma 066 - S. Javier 066	5,7	$194,50	66	abr-24	0,8%
L Vilos 220 - Choapa 110	5,2	$163,50	110	abr-24	0,7%
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	18,2	$155,00	66	abr-24	2,4%
Lastarria 220 - Ciruelos 220	257,1	$145,00	220	abr-24	34,6%

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS PROMEDIO MENSUALES EN DESACOPLE[h]	DESACOPLE PROMEDIO [USD/MWh]	TENSIÓN [kV]	MES	% HORAS DESACOPLE EN UN MES
S. Miguel 066 - Talca2 066	8,6	$143,50	66	abr-24	1,2%
Tapllanquihue 220 - P. Montt 220	1	$87,80	220	abr-24	0,1%
Quillota 110 - S. Pedro 110	9	$68,70	110	abr-24	1,2%
La Palma 066 - S. Javier 066	40,3	$217,30	66	mar-24	5,4%
Lastarria 220 - Ciruelos 220	360,7	$207,00	220	feb-24	48,5%
C. Navia 220 - C. Navia 110	1,2	$198,20	110	feb-24	0,2%
Chiloe 220 - Chiloé 110	4,9	$172,10	220	feb-24	0,7%
Coronel 154 - Coronel 066	13,4	$170,00	66	feb-24	1,8%
Melpulli 220 - Meltpulli 110	4,8	$134,90	110	feb-24	0,6%
Santa Clara 220 - Mulchen 220	12,5	$128,00	220	feb-24	1,7%
L Vilos 110 - Illapel 110	16,7	$118,70	110	feb-24	2,2%
P. E. Los Buenos Aires 066 - 066	11,4	$99,60	66	feb-24	1,5%
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	39	$84,00	500	feb-24	5,2%
Chiloé 220 - Chiloé 110	3,1	$282,60	110	ene-24	0,4%
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	20,9	$96,80	500	ene-24	2,8%
Cautin 220 - Tap Rio Toltén 220	5	$93,00	220	ene-24	0,7%
Lastarria 220 - Ciruelos 220	164,7	$90,20	220	ene-24	22,1%
Lo aguirre 500 - Polpaico 500	5,3	$69,90	500	ene-24	0,7%
A. Jahuel 500 - Lo Aguirre 500	46,8	$68,20	220	ene-24	6,3%
Charrúa 220 - Santa Clara 220	97,4	$45,70	220	ene-24	13,1%
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	48,5	$24,40	154	ene-24	6,5%
L. Changos 220 - Kapatur 220	2,6	$7,80	220	ene-24	0,3%
Parimas 500 - Changos 500	49,2	$6,00	500	ene-24	6,6%

Tabla 38 Registro de líneas de transmisión que presentan desacoples en sus costos marginales. Fuente de extracción de información Portal de estadísticas del CEN.

.

9.2.3 Diagrama unilineal SE Ciruelos



LISTADO EQUIPO ELÉCTRICO 220 kV				
IT.	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNID.	MARCA	OBSERVACIONES
1	INTERRUPTOR DE PODER TRIPOLAR CLASE 245 kV, In=4000 A, Icc=50 kA, BIL=1050 kV	4	C/U	SIEMENS	3AP1FT
2	DESCONECTADOR TRIPOLAR, SIN PUESTA A TIERRA CLASE 245 kV, In=3150 A, Icc=50 kA 3s, BIL=1050 kV	13	C/U	SIEMENS	3DN1CB 245
3	DESCONECTADOR TRIPOLAR, DE PUESTA A TIERRA CLASE 245 kV, Icc=50 kA 3s, BIL=1050 kV	2	C/U	SIEMENS	3DN1EB 245
4	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOFÁSICO 800-1600/5-5-5-5A, INTEMPERIE CLASE 245 kV, BIL=1050 kV	12	C/U	TRENCH	KOSK 245
5	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL MONOFÁSICO 230:√3/0.115:√3/0.115√3 kV, INTEMPERIE CLASE 245 kV, BIL=1050 kV	7	C/U	TRENCH	TCVT 245
6	TRAMPA DE ONDA CLASE 245 kV, MONTAJE COLGANTE A LA INTEMPERIE, In=1000 A, Icc=40 kA 1s.	4	C/U	TRENCH	LTP
7	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO CON CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO CLASE 245 kV, BIL=1050 kV	4	C/U	TRENCH	TCC 245
8	PARARRAYOS MONOFÁSICOS CLASE 245 kV, In=20000 A, Icc=65 kA 0.2s, U=198 kV	6	C/U	SIEMENS	3EP6 198
9	AISLADOR DE PEDESTAL MONOFÁSICO CLASE 245 kV, BIL=1050 kV	58	C/U	SANTANA	PTR-160

DISTANCIAS MÍNIMAS					
VOLTAJE	ENTRE FASES		ENTRE FASE Y TIERRA		ALTURA DEL SUELO A PARTES VIVAS
	PARTES FLEXIBLES	PARTES RÍGIDAS	PARTES FLEXIBLES	PARTES RÍGIDAS	
220 kV	3300mm	2400mm	3000mm	2100mm	4700mm

SIMBOLOGÍA

- ITEM LISTA DE EQUIPOS
- ITEM LISTA DE ESTRUCTURAS
- MECANISMO OPERACIÓN CUCHILLAS PRINCIPALES
- MECANISMO OPERACIÓN CUCHILLAS PUESTA A TIERRA
- INSTALACIONES PROYECTADAS
- INSTALACIONES FUTURAS
- INSTALACIONES EXISTENTES
- MALLA DE PUESTA A TIERRA AÉREA

NOTAS

1.- LA UBICACIÓN DEFINITIVA DE LAS TT.DD. SERÁ DEFINIDA SEGÚN ESTUDIO DE PROPAGACIÓN MODAL.

2.- LA UBICACIÓN DEFINITIVA DE LAS TT.DD. Y TT.PP. CON CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO ESTÁ PENDIENTE.

PLANOS AFINES

C252-54E-001-L01 ..... DIAGRAMA UNILINEAL AMPLIACIÓN PATIO 220 kV
C252-52E-001-L02 ..... DISPOSICIÓN DE EQUIPOS. PLANTA Y VISTA (EXISTENTE)
C252-52E-002-L06 ..... DISPOSICIÓN DE EQUIPOS. PATIO 220 kV. CORTES A-B-C-F-G
C252-52E-002-L07 ..... DISPOSICIÓN DE EQUIPOS. PATIO 220 kV. CORTES C – D
C252-52E-002-L08 ..... DISPOSICIÓN DE EQUIPOS. PATIO 220 kV. CONJUNTO DE SUSPENSIÓN Y ANCLAJE

Figura 74: Diagrama unilineal subestación Ciruelos. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.2.4 Diagrama unilineal SE Valdivia STS

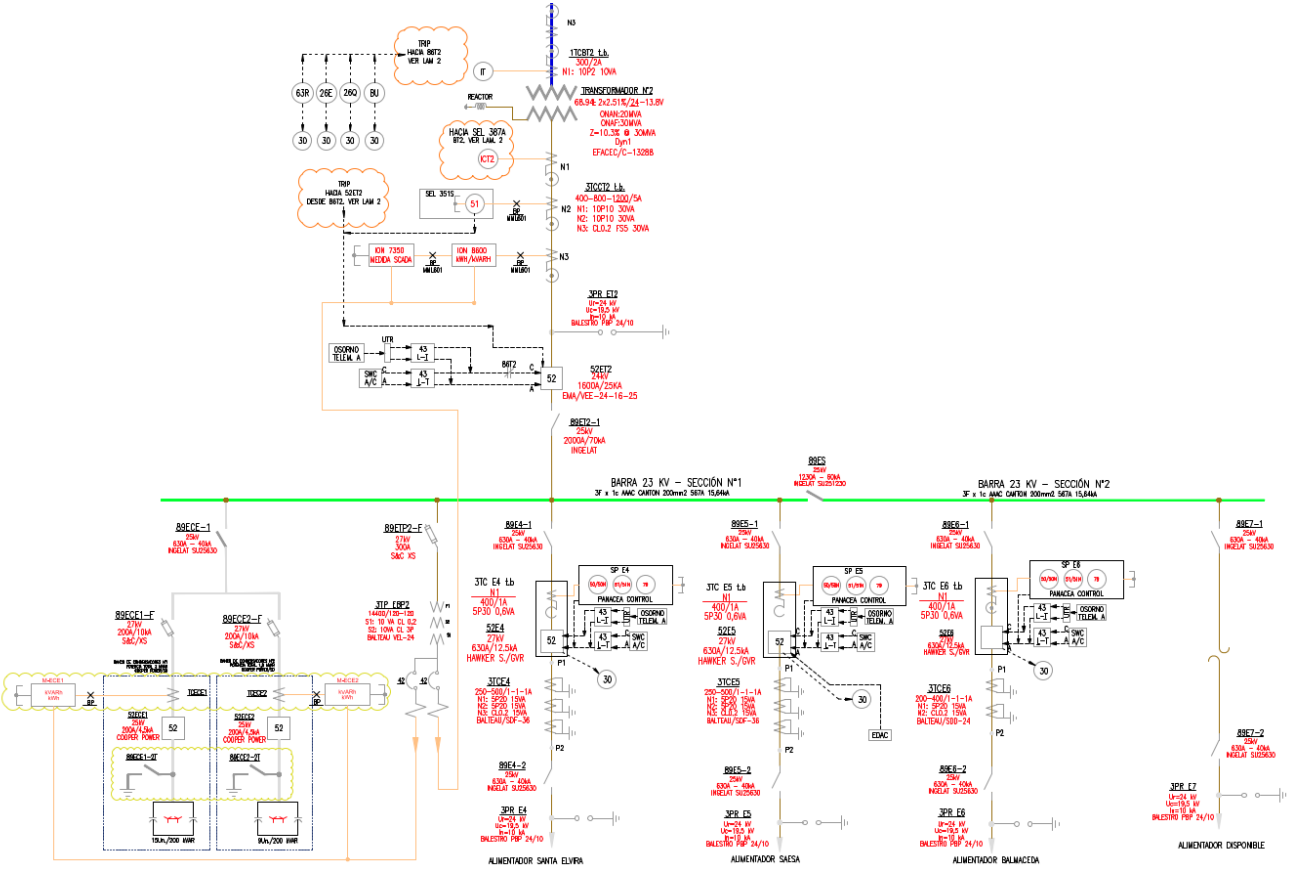


Figura 75: Diagrama unilineal subestación Valdivia (STS). Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.2.5 Diagrama unilineal SE Lastarria

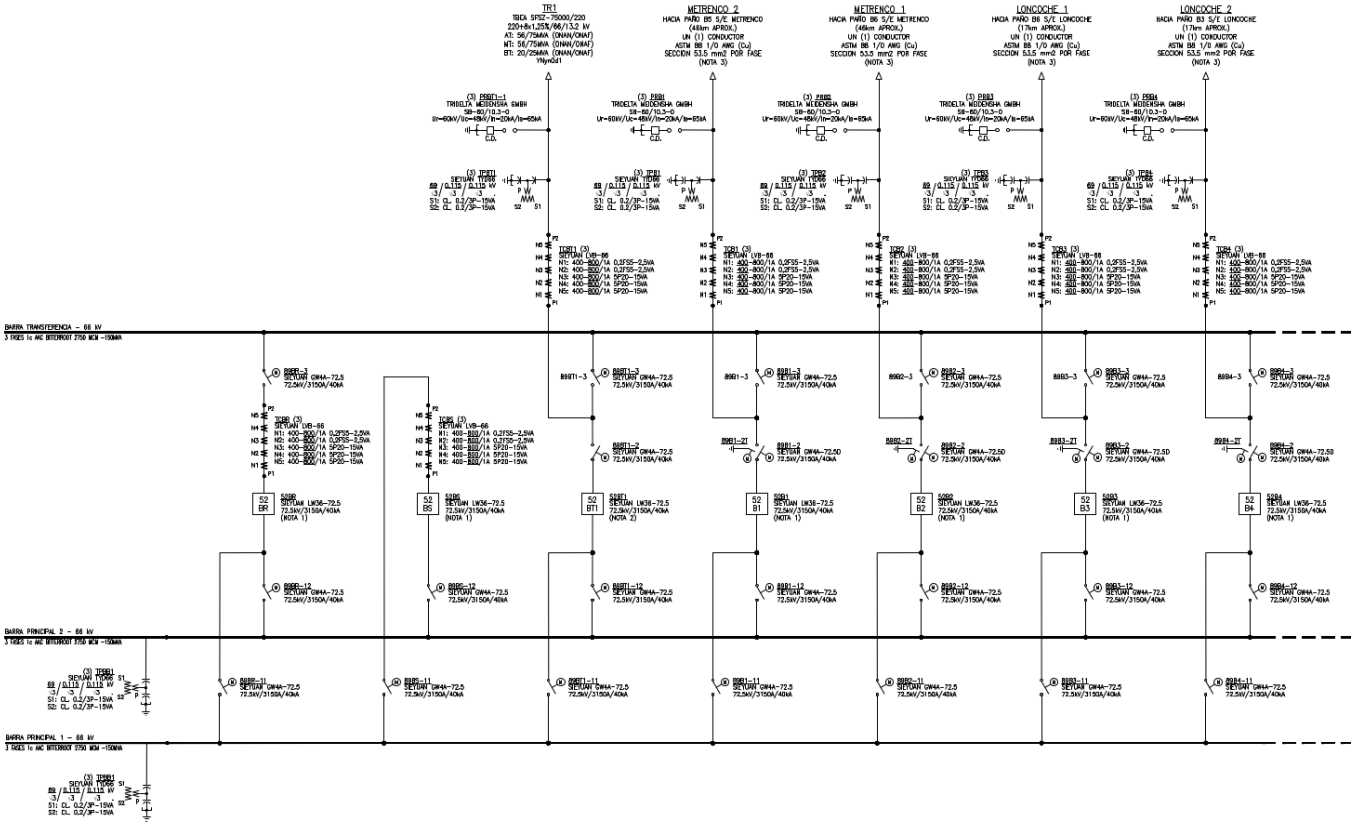


Figura 76: Diagrama unilineal subestación Lastarria. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.2.6 Diagrama Unilineal SE Loncoche

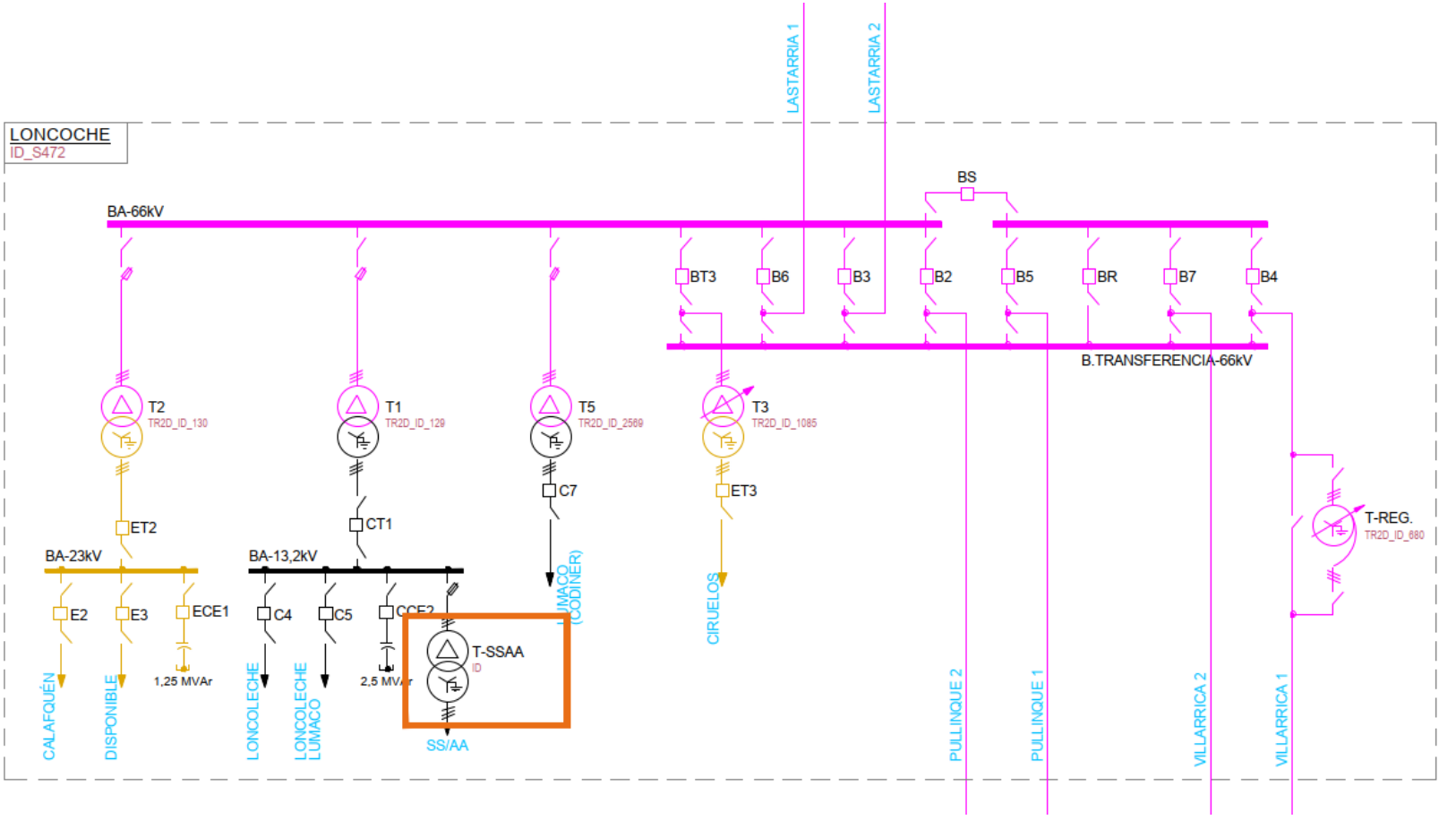


Figura 77: Diagrama unilineal subestación Loncoche. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.2.7 Diagrama Unilineal SE Rahue

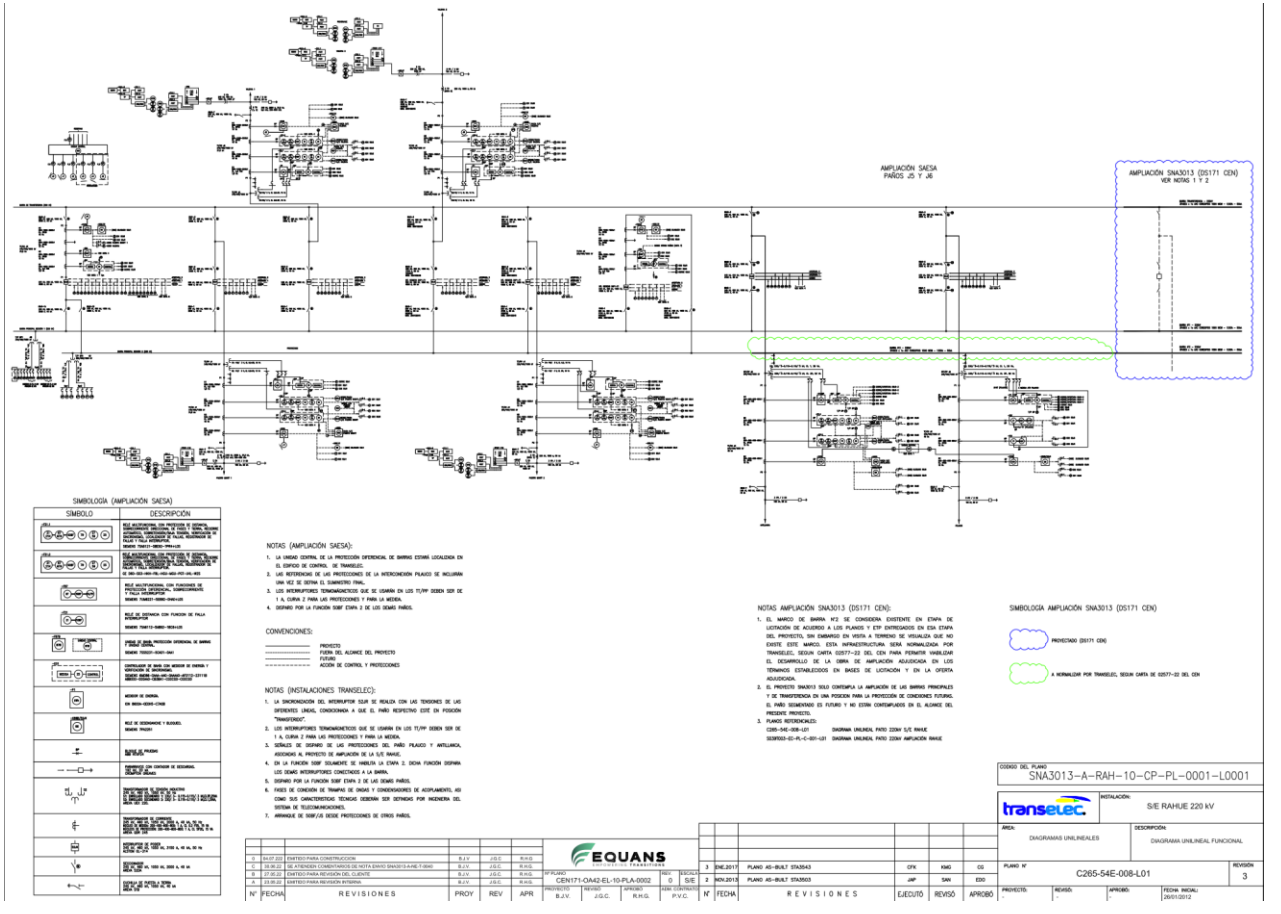


Figura 78: Diagrama unilineal subestación Rahue. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.2.8 Diagrama Unilineal SE Frutillar Norte

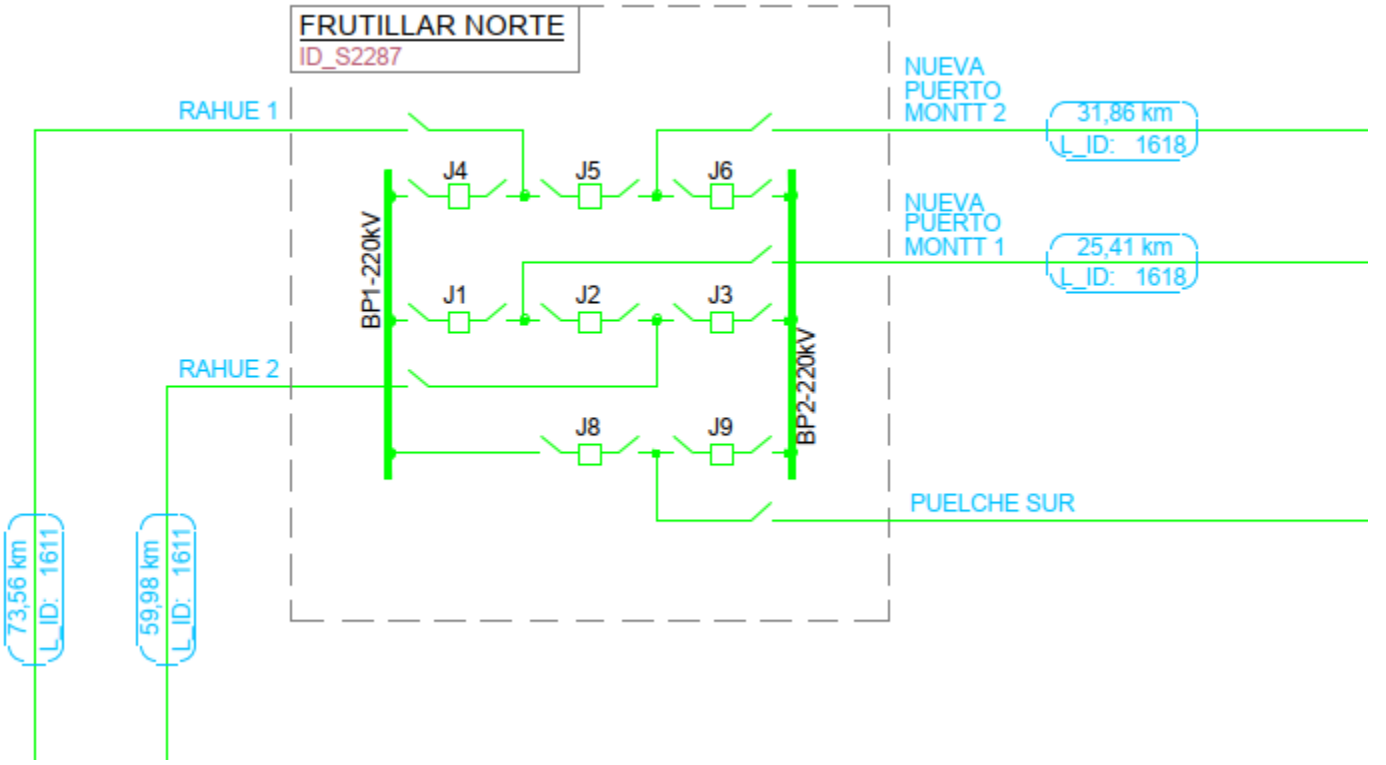


Figura 79: Diagrama unilineal subestación Frutillar Norte. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.2.9 Diagrama Unilineal SE Puerto Montt (STS)

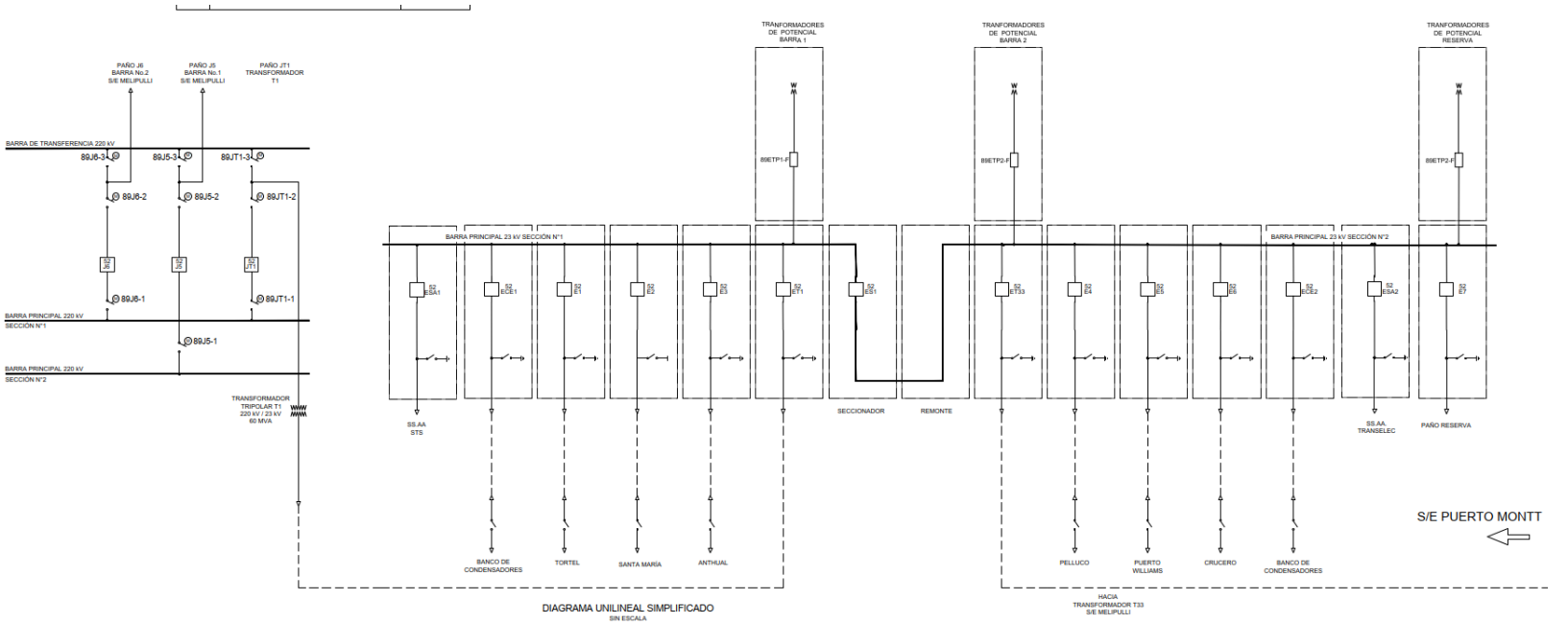


Figura 80: Diagrama unilineal subestación Puerto Montt. Fuente: Información técnica Coordinador Eléctrico Nacional.

9.3 Anexo Capítulo IV

9.3.1 Hoja de características rack de baterías KOREPOWER

KOREPOWER

4 RACK MANAGEMENT SYSTEM CONTROLLER

The Rack Management System Controller (RMSC) provides electrical connections to a DC bus system and contains a RBMS that:

- Provides a communication interface for external controllers
- Collects battery system information and estimates battery system status
- Monitors battery system operating status
- Protects the battery system from abuse conditions

Figure 4. Rack Management System Controller

Table 4. RMSC Specifications

Item	Specification
Dimensions (W x D x H)	435 mm x 420 mm x 160 mm 483 mm x 420 mm x 160 mm with Mounting Bracket
Weight	Approx. 18 kg
Operating Voltage Range	40 ~ 1500 V
Current Rating	150 A
Auxiliary Power Voltage Source	24 VDC
Operating Temperature Range	-5 ~ 55°C
Operating Humidity	5 ~ 85 % RH (Non-Condensing)

Figura 81: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER Parámetros de racks de baterías. Fuente KORE PORWER.

KOREPOWER

Application Altitude	≤ 2000 m
Communications	CAN 2.0B
Cooling	Air-Cooled
Fuse Rating[1]	160 A - 50 kAIC
Main DC Terminals	M8 Bolt
Low Voltage Terminals	M3 Screw
Storage Temperature	-20 ~ 55℃
Storage and Transportation Humidity	5 ~ 75 % RH (Non-Condensing)

[1]250 kAIC option available, consult with KORE Power for availability

4.1 RMSC MAIN COMPONENTS

The RMSC consists of the following components:

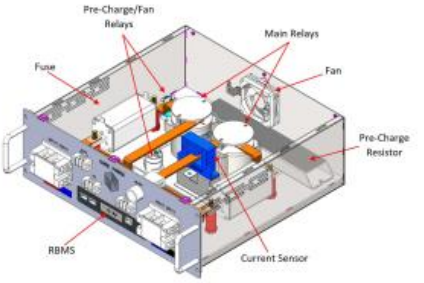


Figure 5. RMSC Main Components

Figura 82: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER disposición RMSC de racks de baterías. Fuente KORE PORWER.

KOREPOWER

4.2 RMSC PROTECTION FUNCTIONS

Table 5. RMSC Protection Functions

Function	Description
Over/Under Voltage	BMS protects the system from operating outside of cell/rack voltage rating
Over Current	BMS protects the system from operating outside of charge/discharge current rating
Over Temperature	BMS protects the system from operating outside of operating temperature range
Short Circuit	Fuse protects the system in the event of a short circuit
Inrush Current	Pre-charge circuit minimizes inrush current

5 BATTERY RACK

The Battery Rack consists of 17 battery modules and one RMSC, including all cables and connectors.

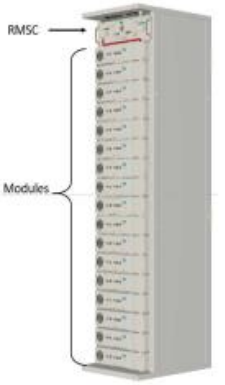


Figure 6. Battery Rack

Figura 83: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER funciones de protección de racks de baterías. Fuente KORE PORWER.

KOREPOWER

Table 6. Battery Rack Specifications[1]

Item	Specification	
Dimensions (W x D x H)	520 mm x 655 mm x 2260 mm	
Operating Ambient Temperature Range[2]	0 ~ 40°C	
Recommended Operating Ambient Temperature[2]	23 ± 4°C, Average 23°C	
Operating Humidity	5 ~ 85 % RH (Non-Condensing)	
Application Altitude	≤ 2000m	
Pollution Degree	2	
Communications	CAN 2.0B	
Certification/Compliance	IEEE 693[3], UL 9540A[3], UL 1973	
Configuration	*17 modules + 1 RMSC*	*n modules + 1 RMSC*
Nominal Voltage	1014 Vdc @ 23 ± 4°C	59.6*n Vdc @ 23 ± 4°C
Voltage Range	763 ~ 1181 Vdc	44.9*n ~ 69.5*n Vdc
Energy	120.7 kWh @ 23 ± 4°C	7.1*n kWh @ 23 ± 4°C
Maximum Charge Power	120 kW @ 23 ± 4°C	7.06*n kW @ 23 ± 4°C
Maximum Discharge Power	120 kW	7.06*n kW
Weight	Approx. 900 kg	Approx. 203 + (41*n) kg

[1]Performance may vary based on use conditions and application.

[2]Measured at fan cold air intake

[3]Only valid with 17 modules

5.1 AUXILIARY POWER SUPPLY

Table 7. Auxiliary Power Consumption

Input Voltage		24 VDC
Battery Module Power Consumption (Max)	Fan	17W
	MBMS	2W
RMSC Power Consumption (Max)	Fan	4W
	RBMS	18W (40W inrush@100ms)

Figura 84: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER característica de rack y requerimientos de servicios auxiliares. Fuente KORE PORWER.

KOREPOWER

5.2 HEAT RELEASE ESTIMATES

Table 8. Thermal Management Estimates[1]

C Rate	Watts Per Module[2]	Watts for 17 Modules[2]
1	151.17	2569.81
0.75	85.03	1445.59
0.5	37.79	642.51
0.25	9.45	160.69
0.1	1.52	25.76

[1]Recommendations based on 23°C at fan cold air intake and BOL, may vary based on project, please contact KORE for more information.

[2]Values are based on DC I^2R and battery nominal rating.

6 MASTER BATTERY MANAGEMENT SYSTEM

The Master Battery Management System Controller (MsBMS) is a Bank Level Controller for monitoring and controlling multiple battery racks that:

- Provides a Modbus TCP/IP interface for external communications and control
- Provides a CAN interface for internal communication with the battery racks
- Provides a web-based interface for troubleshooting and configuration.
- Stores up to 30 days of downloadable data from the battery racks on SD card

Figure 7. Master Battery Management System

Figura 85: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER disipaciones térmicas de racks de baterías según velocidad de descarga. Fuente KORE PORWER.

KOREPOWER

Table 9. MsBMS Specifications

Item	Specification
Dimensions (W x D x H)	169 mm x 192 mm x 57 mm
Weight	Approx. 1 kg
Operating Ambient Temperature Range	-5 ~ 55°C
Operating Humidity	5~85% RH (Non-condensing)
Communications	Modbus TCP/IP and CAN 2.0B
Auxiliary Power Voltage Source	9-30VDC
Maximum Power Consumption	26 W
Storage and Transportation Temperature	-20 ~ 55°C
Storage and Transportation Humidity	5~75% RH (Non-Condensing)

7 SYSTEM TOPOLOGY

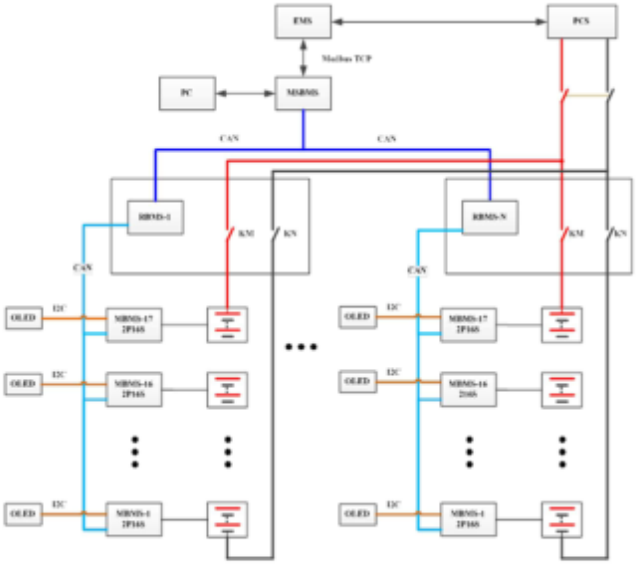


Figure 8. Mark 1 System Topology

Note: EMS, PCS and PC are not provided by Kore Power

Figura 86: Extracto manual Baterías NMC marca KORE POWER topología de comunicación y especificaciones del BMS. Fuente KORE PORWER.

9.3.2 Tabla barras de cobre

Tabla N°2.3: Capacidad de corriente para barras de cobre de sección rectangular
Corriente permanente en Amperes

Dimensiones de las barras [mm²]	Barras pintadas (*) Número de barras				Barras desnudas (*) Número de barras			
				50 mm (**)				50 mm (**)
	I	II	III	II II	I	II	III	II II
12x2	125	225			110	200		
15x2	155	270			140	240		
15x3	185	330			170	300		
20x2	205	350			185	315		
20x3	245	425			220	380		
20x5	325	560			295	500		
25x3	300	520			270	460		
25x5	395	670			350	600		
30x3	355	610			315	540		
30x5	450	780			400	700		
30x10	676	1200			573	1060		
40x3	460	790			425	710		
40x5	600	1.000			520	900		
40x10	850	1.500	2.060	2.800	760	1.350	1.850	2.500
50x5	720	1.220	1.750	2.300	630	1.100	1.650	2.100
50x10	1.030	1.800	2.450	3.330	920	1.600	2.250	3.000
60x5	850	1.430	1.950	2.650	760	1.250	1.760	2.400
60x10	1.200	2.100	2.800	3.700	1.060	1.900	2.600	3.500
80x5	1.070	1.900	2.500	3.200	870	1.700	2.300	3.000
80x10	1.560	2.500	3.300	4.500	1.380	2.300	3.100	4.200
100x5	1.350	2.300	3.000	3.800	1.200	2.050	2.850	3.500
100x10	1.880	3.100	4.000	5.400	1.700	2.800	3.650	5.000
120x10	2.250	3.500	4.500	6.100	2.000	3.100	4.100	5.100
160x10	2.800	4.400	5.800	7.800	2.500	3.900	5.300	7.300
200x10	3.350	5.300	6.900	9.400	3.000	4.750	6.350	8.800

(*) La separación entre barras de distintas fases deberá cumplir con las condiciones de la tabla 2.3 y la separación entre barras que forman un par correspondiente a una fase será a lo menos igual al espesor de las barras que forman el par.

(**) Medida mínima para la luz entre pares de barras. Se recomienda utilizar preferentemente barras planas de bordes redondeados

Tabla 39: Capacidad de corriente de barras de cobre por sección rectangular. Fuente Pliegos RIC N°2.

9.3.3 Hoja de característica Switchgear DC CAVTPOWER

IEC range

Common data		
Rated service voltage Ue	[V]	1,500
Rated insulation voltage Ui	[V]	1,500
Rated impulse withstand voltage Uimp	[kV]	12
Number of poles		4
Version		Fixed - withdrawable
Suitable for isolation according to		IEC 60947-3
Utilization category		DC22A, DC-PV2

SACE Emax2 MS/DC-E for IEC			E4.2		
Performance levels			S	H	V
Rated uninterrupted current Iu @ 40°C		[A]	1,600	1,600	1,600
		[A]	2,000	2,000	2,000
		[A]	2,500	2,500	2,500
		[A]	3,200	3,200	3,200
		[A]	4,000	4,000	4,000
Rated short-time withstand current Icw	(1s)	[kA]	65	85	100
Rated short-circuit making capacity (peak value) Icm	1500 V	[kA]	65	85	100
Dimensions	H - Fixed	[mm]	371		
	D - Fixed		270		
	W - Fixed 4p		510		
	H – Draw out	[mm]	425		
	D – Draw out	[mm]	393		
	W – Draw out 4p	[mm]	551		

[4] The fuse must have a breaking capacity not lower than the prospective short-circuit current value provided by the N-1 racks coupled inside the DC Combiner and an adequate limitation capability to protect the Tmax T5D/PV-E switch-disconnector.

Figura 87: Extracto manual de interruptores seccionadores marca ABB. Fuente CAVTE POWER.

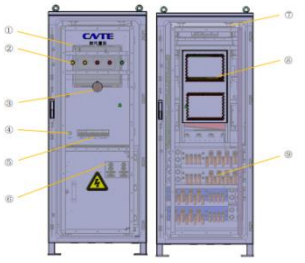


图 1 户外控制汇流柜外观示意图

Figure 1 Appearance schematic

表 2 户外控制汇流柜定义 Table 2 The definition of outdoor control and DC combiner cabinet

序号 No.	名称 Item	说明 Instruction
1	消防控制器 Fire suppression controller	消防系统控制主机 Controller in fire suppression system
2	指示灯 Indicator light	绿灯：低压上电指示灯 Green: LV power-on indicator light 红灯：高压上电指示灯 Red: HV power-on indicator light 黄灯：故障及告警指示灯 Yellow: Fault and alarm indicator light
3	急停开关 Emergency stop switch	系统急停按钮开关 System emergency stop button
4	启停按钮 Start-stop button	系统启动/停止按钮开关 System start-stop button
5	微型断路器 Miniature circuit breaker (MCB)	控制汇流柜供电总开关和交流防雷器开关 Main power switch and AC SPD switch
6	转接端子 Conversion terminal	控制汇流柜对外接线端子 External terminal
7	行程开关 Travel switch	门禁检测 Entrance guard detection
8	空调 Air conditioner	温控系统 Temperature control system
9	汇流铜排组件 Copper bus bar assembly	直流总线并联汇流 DC bus parallel combining

Figura 88: Extracto manual de componentes SWITCHGEAR corriente continua. Fuente CAVTE POWER.

2.2 产品规格参数表 Specifications

表 1 户外控制汇流柜主要参数 Table 1 Specifications

项 No.	名称 Item	规格 Specifications	备注 Note
1	输入电压 Input voltage	AC380V，频率 50/60Hz / DC1500V AC380V，Frequency 50/60Hz / DC1500V	
2	IP 防护等级 Ingress protection rating	IP54	
3	工作温度 Operating temperature	-20℃~50℃	
4	工作湿度 Operating humidity	5%~95%（无凝露） 5%-95%（no condensation）	
5	最大并联支路数量	10	

福建时代星云科技有限公司
Contemporary Nebula Technology Energy Co., Ltd.
福建省福州市马尾区马江路 26-1 号 Tel. +86-0591-83970008
Add.: No.26-1, Majiang Road, Mawei District, Fuzhou City, Fujian, China
Tel. +86-0591-83970008

第 5 页 共 15 页

CAVTEPOWER	Contemporary Nebula Technology Energy Co., Ltd. Product Specification	DOC NO.: VER.: FORM NO.:

	Max. quantity of parallel branch circuits		
6	柜体材质 Material	高强度冷轧钢板 High-strength cold-rolled steel sheet	
7	柜体颜色 Color	浅灰色（RAL7035） Light gray（RAL7035）	
8	外形尺寸 W*D*H(mm) Dimensions W*D*H(mm)	800*1200*2000	
9	户外控制汇流柜认证 Cabinet Certification	IEC62477-1	
		IEC61439-1/2	
		UL508A	
		UL1741	
		IEC61000-6-2/4	

Figura 89: Extracto manual de especificaciones SWITCHGEAR corriente continua. Fuente CAVTE POWER.

9.3.4 Características técnicas conductor RZ1-K 1x95mm2

FREETOX-FLEX® Serie 3 (RZ1-K) mm²
1x95mm²

Contacto
Recepción
contacto.chile@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre
Forma del conductor	Circular
Flexibilidad del conductor	Clase 5
Aislamiento	XLPE
Cubierta exterior	compuesto LFH (bajo riesgo de incendio)
Tipo de sección	Milimétrico
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Libre de plomo	Si
Características dimensionales	
Sección nominal	95 mm²
Sección nominal del conductor de fase	95 mm²
Cantidad de conductores	1
Cantidad nominal de alambres	680
Diámetro nominal alambre	0,4 mm
Espesor promedio de aislamiento	1,1 mm
Diámetro exterior nominal	19 mm
Espesor nominal de revestimiento	1,5 mm
Diámetro exterior nominal	19,0 mm
Peso aproximado	950 kg/km
Características eléctricas	
Tensión de servicio Uo/U (Um)	0.6/ 1 (1.2) kV
Resistencia eléctrica máxima CC a 20ºC	0,206 Ohm/km
Resist. eléctrica máx. AC a Temp. Servicio y 50Hz	0,263 Ohm/km
React.Inductiva 90°C 50Hz, 3 cond. Separados 1 diám.	0,139 Ohm/km
Reactancia Inductiva 90°C 50Hz	- Ohm/km
Capacidad de corriente directamente enterrado 20°C (3)	339 A
Capacidad de corriente en ducto enterrado 20°C (4)	232 A
Capacidad de corriente en ducto 30°C (5)	269 A
Capacidad de corriente al aire 30°C (6)	342 A
Corriente máx. de corto circuito 0,1s	42,7 kA
Características mecánicas	
Flexibilidad	Clase 5 IEC 60228
Resistencia a los impactos	IEC 60811-1-4
Características de uso	
Temperatura máxima del conductor	90 °C
Temperatura máxima de corto-circuito	250 °C
Radio mínimo de curvatura durante la instalación	76 mm
Retardante a la llama	IEC 60332-1-2
No propagador de incendio	IEC 60332-3-24
Densidad de los humos	IEC 61034-2
Resistencia UV	UL 1581
Resistencia a aceites	ICEA S-93-639 (70°C/4h)

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.

MADECO by Nexans

Tabla 40: Características cable flexible tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C. 0,6/1kV (1,2 kV máx). Certificado enChile como cable tipo RZ1-K según Protocolo de Producto PE N° 2/17 de la SEC

9.3.5 Hoja de características equipo PCS+BMS

CAB1000/AC - 3L.2
Bidirectional Energy Storage & Microgrid PCS

DG

MODEL	50-100188	CAB1000/AC-3L.2			
AC	AC configuration | max. cables per phase **(1)**	3-wire (3P3W) | 6 x 600 kcmil or 6 x 300 mm²			
	Nominal AC voltage (+/- 10%) **(2)**	480 VRMS	600 VRMS	630 VRMS	690 VRMS
	Nominal AC current (export/import)	1255 ARMS			
	AC export/import capacity @ 40°C **(3)**	1043 kW	1304 kW	1369 kW	1500 kW
	Export power overload capacity @ 40°C, starting from 66% full load.	120 % for 3 sec and 116 % for 5 min			
	Reactive power capacity **(4), (5)**	480 kVAr overexcited 380 kVAr underexcited	600 kVAr overexcited 480 kVAr underexcited	640 kVAr overexcited 500 kVAr underexcited	700 kVAr overexcited 550 kVAr underexcited
	Allowed grid short ckt. current ratios	Current mode: >4 | Voltage mode: all			
	Max. fault current allowed from AC source	100 kA (AC RMS) throated version | 180 kA (AC RMS) non-throated version			
	Nominal frequency range	50 / 60 Hz (configurable)			
	Harmonic distortion	UL1741 / IEEE 1547, <2% TDDi at rated power per IEEE 519 <3% according to VDE-AR-N 4110/4120			
	Efficiency (@ 690 VAC): Peak | CEC | Euro	98.9% | 98.4% | 98.6%			
DC	DC voltage range **(6)**	766 - 1500 VDC	957 - 1500 VDC	1005 - 1500 VDC	1100 - 1500 VDC
	Maximum DC current	1400 ADC			
	Max. fault current allowed from DC source	180 kA (with internal DC fuses, per input)			
	Number of DC inputs | max. cables per pole	1 | 8 x 600 kcmil or 8 x 300 mm²			
	Max. deviation of DC voltage between parallel units	150 VDC			
Environmental	Ambient temperature (operation)	-20°C to 60°C (-40°C as option)			
	Ambient temperature (storage)	-40°C to 60°C			
	Relative humidity	5 to 100% non-condensing			
	Protection degree	Outdoor: IP54 / NEMA 3R. Salt fog kit available for coastal sites.			
	Max elevation	3,000m+ [9,842 ft.+] (Consult EPC for any higher elevation)			
	Airborne noise	<75 dBA @ 3m			
	Seismic	ICC-ES AC 156 Sds @ 1.35 G			
	Altitude derating (current)	10% per 1,000m above 1000m elevation			
	Altitude derating (voltage)	10% per 1,000m above 2000m elevation			
	Temperature de-rating	1.7% per degree °C from 40-55 °C			
Cabinet	Maximum dimensions (H x W x D)	mm: [2281 x 1000 x 1636] in.: [89.8 x 39.4 x 64.4]			
	Weight	1370 kg [3020 lb.]			
	Mounting	Pad mount / skid mount			
	Cooling	Hybrid liquid / air, temperature controlled			
Certifications	Safety	UL 1741 | C22.2 No. 107.1-16 | IEC 62477-1, IEC 62909-1			
	EMC	FCC Part 15 subpart B | IEC/EN 61000-6-2, 6-4 | EN 55011 | CISPR 32; CISPR 11 | IEEE C37.90.2			
	Utility interconnect	UL 1741 (SA) | IEEE 1547-2003 | CA Rule 21 | Hawaii Rule 14 | AS4777.2 | VDE-AR-N 4110/4120 | EN 50549-2 |			
Protections	AC disconnection	Contactor			
	DC disconnection	Motorized disconnect			
	AC fuses | DC fuses **(7)**	2 x 1000 A, 200 kAIc (24kA SC min) | 3 x 750 A, 210 kAIc (20kA SC min)			
	AC | DC surge protection	Low energy/Class II SPD (Optionally heavy duty/Class I) | None (Optionally heady duty/Class I)			
	Safety features	F-stop, AC / DC overvoltage, AC timed overvoltage, inst. & timed overcurrent, overtemperature (both instantaneous and time-overload), condensation, etc.			
	Ground fault detection (optional)	IMD			
Control	Control interface	CAN, Modbus TCP/IP			
	Command latency	1 ms (CAN), 3 ms (Modbus TCP/IP)			
	Response time; (time to accomplish full power step)	2 ms; adjustable longer via parameters			
	On-off grid transitions (optional)	Yes | UPS mode available			
	Black-start capable (optional)	Yes; requires external control power			
	Grid-tied control modes	Voltage mode | PQ (power) | DQ (current) | cos φ (pf) | STATCOM			
	Grid-support functions	Active/Reactive control | Volt/VAR | Hz/Watt | Volt/Watt | L/HVRT & L/HFRT | Inertia | ramp rate, etc.			
	Islanded control modes	V&f | droop control | VSG | Ok to parallel with other sources			
	Island overload avoidance	active inrush limiting for starting large loads			
	Control power voltage	208 V 1-ph 60 Hz or 240 V 1-ph 50 Hz			
	Self-consumption: Abs. Max. | Typ. 100% load, 30C | 50% load, 30C [standby]	2400 W | 1500 W | 1200 W [160 W]			

(1) Three connection available as an option. Max 4 unit parallel connection allowed with throat connection due to current limit. Up to 8 inverters parallel connection allowed when using cable connection for AC.

(2) Nominal voltage 480-690 VAC +/- 10%. Consult EPC Power for ratings of alternative AC voltages.

(3) Power ratings at nominal line voltage and at cos φ = 1. Available power reduced in proportion to any AC voltage reduction from nominal.

(4) With minimum DC and nominal AC voltage. Capacity will vary depending on min DC and AC voltage range requirements at inverter terminals. Additional reactive power capability available as option.

(5) Overexcited is reactive power that increases AC voltage at inverter terminals. Underexcited is reactive power that decreases the reactive power at inverter terminals.

(6) DC voltage range at nominal AC line voltage and at cos φ = 1. Higher or lower AC voltages change DC voltage range proportionally.

(7) Consult EPC Power for higher interrupt current requirements. Minimum available grid fault currents must be observed for proper operation of AC fuses.

© EPC Power Corp. | www.epcpower.com

Figura 90: Extracto manual de especificaciones técnicas equipo PCS. Fuente EPC POWER.

9.3.6 Características técnicas conductor RZ1-K 1x300mm2

FREETOX-FLEX® Serie 3 (RZ1-K) mm²
1x300mm²

Contacto
Recepción
contacto.chile@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre
Forma del conductor	Circular
Flexibilidad del conductor	Clase 5
Aislamiento	XLPE
Cubierta exterior	compuesto LFH (bajo riesgo de incendio)
Tipo de sección	Milimétrico
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Libre de plomo	Si
Características dimensionales	
Sección nominal	300 mm²
Sección nominal del conductor de fase	300 mm²
Cantidad de conductores	1
Cantidad nominal de alambres	1360
Diámetro nominal alambre	0,5 mm
Espesor promedio de aislamiento	1,8 mm
Diámetro exterior nominal	32 mm
Espesor nominal de revestimiento	1,8 mm
Diámetro exterior nominal	32,0 mm
Peso aproximado	3000 kg/km
Características eléctricas	
Tensión de servicio Uo/U (Um)	0.6/ 1 (1.2) kV
Resistencia eléctrica máxima CC a 20ºC	0,0641 Ohm/km
Resist. eléctrica máx. AC a Temp. Servicio y 50Hz	- Ohm/km
React.Inductiva 90°C 50Hz, 3 cond. Separados 1 diám.	- Ohm/km
Reactancia Inductiva 90°C 50Hz	- Ohm/km
Capacidad de corriente directamente enterrado 20°C (3)	629 A
Capacidad de corriente en ducto enterrado 20°C (4)	431 A
Capacidad de corriente en ducto 30°C (5)	514 A
Capacidad de corriente al aire 30°C (6)	736 A
Corriente máx. de corto circuito 0,1s	135 kA
Características mecánicas	
Flexibilidad	Clase 5 IEC 60228
Resistencia a los impactos	IEC 60811-1-4
Características de uso	
Temperatura máxima del conductor	90 °C
Temperatura máxima de corto-circuito	250 °C
Radio mínimo de curvatura durante la instalación	160 mm
Retardante a la llama	IEC 60332-1-2
No propagador de incendio	IEC 60332-3-24
Densidad de los humos	IEC 61034-2
Resistencia UV	UL 1581
Resistencia a aceites	ICEA S-93-639 (70°C/4h)

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.
Generado 09-07-24 www.nexans.cl Página 2 / 5

MADECO by Nexans

Figura 91: Características cable flexible tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C. 0,6/1kV (1,2 kV máx). Certificado en Chile como cable tipo RZ1-K según Protocolo de Producto PE N° 2/17 de la SEC.

9.3.7 Hoja de características transformador elevador

DRY TRANSFORMER DATA SHEET

ITEM 1 **QTY:** 3 **Quotation:** QN-21020979 **Rev.** TMC-0006

Application: Distribution **Reference Standards :** IEC 60076-11

			Primary Winding	Secondary Winding	Tertiary Winding
Number of Phases		-	3	3	
Rating Power	AN	kVA	7200	7200	
Duty		%	100	100	
Rated voltages (no load)		kV	23	0,6	
Voltage taps		-	±2X2.5%		
Maximum system voltage		kV	24 @1000m asl	1,1	
Power frequency withstand		kV	50 @1000m asl	3	
Basic impulse level		kV	125 @1000m asl	--	
Winding material		-	Aluminium	Aluminium	
Type of insulation		-	Cast Resin	Cast Resin	
Insulation temperature class		-	H	H	
Temperature rise		-	100	100	

Electrical and Mechanical Parameters									
No load losses		kW	4,5	Ambient Temperature	°C	40			
Load losses at	120°	kW	11	Enclosure Item	-	GRX-IP44-IN-C3-Fc-2,5			
Impedance		%	6±10%	Enclosure protection degree	-	IP54			
Vector Group		-	D_y11	Overall dimensions (LxWxH)	mm	3000	x 1500	x	2900
Rated Frequency		Hz	50	Weight with given IP	kg	3500			
Cooling		-	AN	Enclosure colour	-	RAL 7035			
Installation		-	Outdoor	Sound level	dB	T.B.C.			
Altitude (m.a.s.l.)		m	< 3000	Efficiency @ Full load, PF=1	%	99,0			

PROPOSED TERMINATIONS	Primary Winding	Secondary Winding	Tertiary Winding
Customers Connection	BAR	BAR	
Material	Brass	Copper	
Enclosure cable entry position	BOTTOM	BOTTOM	
Enclosure cable entry by ..	GLAND PLATE	GLAND PLATE	
Number of cables	T.B.A.	T.B.A.	
Cable diameter	T.B.A.	T.B.A.	

Figura 92: Extracto manual de especificaciones técnicas transformador elevador. Fuente TMC.

9.3.8 Características técnicas mono conductor XLPE/LFH 1x50mm2, 25kV

FREETOX - Monoconductor de media tensión XLPE/LFH

FREETOX 1x50 mm² 25kV 100%IL

Contacto
Recepción
contacto.chile@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre
Cubierta exterior	Poliolefina de bajo riesgo de incendio
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Aislamiento	XLPE-TR (Polietileno reticulado retardante a las arborescencias)
Cantidad de conductores	1
Flexibilidad del conductor	Clase 2
Forma del conductor	Circular
Libre de plomo	Si
Características dimensionales	
Calibre AWG	-
Calibre kcmil	- kcmil
Sección nominal	50 mm²
Cantidad nominal de alambres	19
Diámetro nominal del conductor	8,3 mm
Espesor Nominal de aislamiento	6,6 mm
Espesor mínimo de aislamiento	6,22 mm
Diámetro nominal sobre aislamiento	23,0 mm
Sección nominal de pantalla	7,5 mm²
Espesor mínimo de revestimiento	1,78 mm
Peso aproximado	1200 kg/km
Diámetro exterior nominal	31,0 mm
Características eléctricas	
Voltaje nominal entre fases	25 kV
Nivel de aislamiento	100 %
Voltaje máximo de operación	26,2 kV
Resistencia eléctrica máxima CC a 20ºC	0,387 Ohm/km
Resistencia eléctrica máxima AC a 90ºC 50Hz	0,494 Ohm/km
React.Inductiva 90°C 50Hz, 3 cond. Separados 1 diám.	0,2 Ohm/km
Capacidad de corriente al aire 40°C (1)	249 A
Capacidad de corriente directamente enterrado 20°C (3)	263 A
Capacidad de corriente en ducto 20°C (1)	223 A
Caída de Tensión	0,89 V/A.km
Corriente máx. de corto circuito 0,1s	22,4 kA
Características mecánicas	
Fuerza tiro máx. con pernos	350 kgf
Fuerza tiro máx. con malla	114 kgf
Características de uso	
Radio mínimo de curvatura durante la instalación	434 mm
Radio mínimo de curvatura - después de instalado	372 mm
Temperatura máxima del conductor	90 °C
Temperatura de sobrecarga de emergencia	130 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.

MADECO by Nexans

Figura 93 Cable de fuerza de seguridad ante incendios para instalaciones fijas en sistemas de media tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C.5-8-15-25-35-46 kV segúnICEA S-96-639.3,6/6 - 6/10 - 8,7/15 - 12/20 - 18/30 kV según IEC 60502-2.

9.3.9 Protección de alimentador REF615

Feeder protection and control REF615 IEC

Feeder protection and control relay

REF615 is a dedicated feeder protection and control relay for protection, control, measurement and supervision of overhead lines and cable feeders in utility and industrial power distribution systems, including radial, looped and meshed distribution networks, with or without distributed power generation.

Read more about the product

Configure by building ordering code

Expand All Collapse All

H	**Relay casing and test switches**	Complete Relay
B	**Standard**	IEC
F	**Main Application**	Feeder protection and control
G	**Functional Application**	G: Directional O/C, directional E/F, voltage based protections & measurements and CB condition monitoring (Sensor inputs, optional synchro-check with IEC61850-9-2LE)
DB	**Analog Inputs/Outputs**	3Is+3Us+Io (0.2/1A) IEC61869
AH	**Binary Inputs/Outputs**	8BI + 10BO
N	**Communication (Serial)**	None
H	**Communication (Ethernet)**	Ethernet 100Base FX (2xLC, 1xRJ45) with HSR/PRP and IEC61850-9-2LE
H	**Communication (Protocol)**	IEC 61850 + DNP 3.0
5	**Language**	English and Spanish
A	**Front Panel**	Small LCD
C	**Option 1**	Arc Protection and reclosing
A	**Option 2**	Directional E/F
1	**Power Supply**	48-250 Vdc; 100-240 Vac
1G	**Version**	Product Version 5.0 FP1

Figura 94: Relé de protección a considerar para alimentadores del proyecto H01, H02, H03- Fuente: ABB.

9.3.10 Protección de transformador RET615

Transformer protection and control RET615 IEC

Transformer protection and control relay

RET615 is a dedicated transformer protection and control relay for protection, control, measurement and supervision of power transformers, unit and step-up transformers, including power generator-transformer blocks, in utility and industrial power distribution systems.

Read more about the product

Configure by building ordering code

Expand All Collapse All

H	**Relay casing and test switches**	Complete Relay
B	**Standard**	IEC
T	**Main application**	Transformer protection and control
C	**Functional Application**	C: Transformer differential with high imp. restricted EF on HV side
BG	**Analog Inputs/Outputs**	7I (Io 1/5A) + 6RTD + 2mA
BA	**Binary Inputs/Outputs**	8BI+ 10BO
N	**Communication (Serial)**	None
E	**Communication (Ethernet)**	Ethernet 100Base FX (2xLC, 1xRJ45) with HSR/PRP
H	**Communication (Protocol)**	IEC 61850 + DNP 3.0
S	**Language**	English and Spanish
A	**Front Panel**	Small LCD
B	**Option 1**	Arc Protection
N	**Option 2**	None
1	**Power Supply**	48-250 Vdc; 100-240 Vac
1G	**Version**	Product Version 5.0 FP1

Figura 95 Relé de protección a considerar para alimentadores del proyecto H04. Fuente: ABB.

9.3.11 Equipo de medida para Facturación ION 8650

ADVANCED UTILITY METERING FUNCTIONS AND CHARACTERISTICS

ION8650 series

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

S8650 A T C 0 E 5 C T A 0 A

Example product part number.

1 *Model.*
2 *Feature set.*
3 *Form factor.*
4 *Current inputs.*
5 *Voltage inputs.*
6 *Power supply.*
7 *System frequency.*
8 *Communications.*
9 *Input/output options.*
10 *Security.*
11 *Special order options.*

PowerLogic™ ION8650 meter with switchboard case

Commercial reference numbers

Item		Code	Description
1	Model	S8650	Schneider Electric energy and power quality meter.
2	Feature Set	A	128 MB Memory Class A power quality analysis, waveforms and transient capture with 1024 samples/cycle.
		B	64 MB memory, energy meter Class S EN 50160 Ed. 4 power quality monitoring.
		C	32 MB memory, basic tariff/energy metering (5 data recorders, 80 channels).
3	Form Factor (1)	0	Form 9S/29S/36S Base, 57-277 V L-N (autoranging) 3-Element, 4-Wire / 2 1/2-Element, 4-Wire
		1	Form 35S Base - 120-480 V L-L (autoranging) 2-Element, 3-Wire
		4	Form 9/29/35/36S FT21 Switchboard (meter + case) with break out panel
		7	Form 9/29/35/36S FT21 Switchboard (meter + case) with break out cable
4	Current Inputs	C	1, 2 or 5 A nominal, 20 A full scale (24 A fault capture, start at 0.001 A)
5	Voltage Inputs	0	Standard (see Form Factor above)
6	Power Supply*	E	Form 9/29/35/36S, (socket) and Form 9, 36 (FT21 switchboard): 120-277 V AC. Form 35S (socket) and Form 35 (FT21 switchboard): 120-480 V AC. Powered from the meter's voltage connections.
		H	Auxiliary Power Pigtail: 65-120 V AC or 80-160 V DC. (power from external source)
		J	Auxiliary Power Pigtail: 160-277 V AC or 200-300 V DC (power from external source)
		K	Auxiliary Power Pigtail: 65-120 V AC, 80-160 V DC (power from external source), Universal Socket Style
		L	Auxiliary Power Pigtail: 160-277 V AC, 200-350 V DC (power from external source), Universal Socket Style
7	System Frequency	5	Calibrated for 50 Hz systems.
		6	Calibrated for 60 Hz systems.
8	Communications	C 7	Infrared optical port, Ethernet (10/100BASE-T), RS-232/485 port, RS-485 port (note: in addition to infrared optical port, Feature Set C can use any two ports (configurable)), 56 k universal internal modem (RJ11)
		E 1	Infrared optical port, Ethernet (10/100BASE-T), RS 232/485 port, RS-485 port (note: in addition to infrared optical port, Feature Set C can use any two ports (configurable))
		F 1	Infrared Optical port, Ethernet (100BASE-FX multi-mode) with male ST connectors (available on socket meters only, Forms 0 & 1 above. I/O card not available if this option is ordered.) RS-232/485 port, RS-485 port (Note: in addition to Infrared Optical port Feature Set C can use any two ports (configurable))
		S 1	Infrared optical port, Ethernet (10 BASE-T), RS-232/485 port, RS-485 port (note: in addition to infrared optical port, Feature Set C can use any two ports (configurable)), Verizon 4G LTE cell modem.
9	Onboard I/O	A	None.
		B	4 Form C digital outputs, 3 Form A digital inputs.
		C	4 Form C digital outputs, 1 Form A digital output, 1 digital input.
10	Security	0	Password protected no security lock.
		1	Password protected with security lock enabled
		3	RMICAN (Measurement Canada approved)
		4	RMICAN-SEAL (Measurement Canada approved, and factory sealed)
		7	Password protected, no security lock (US only)
		8	Password protected with security lock enabled (US only)
11	Special Order	A	None

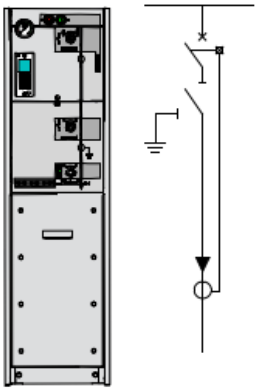
**Specifications are limited by the operating range of the power supply if a non-aux power supply is used.*

Figura 96 Equipo de medida para facturación ION 8650. Fuente Catalogo online SCHNEIDER.

9.3.12 Hoja de características Switchgear MT

—

V - Vacuum circuit-breaker module - Technical data



Depth: 751 mm
Width: 325 mm
Height: 1336 mm / optional 1100 mm

Technical data				
Vacuum circuit-breaker				
Rated voltage	kV	12	17.5	24
Power frequency withstand voltage	kV	28[1]	38	50
Impulse withstand voltage	kV	95	95	125
Rated normal current	A	200 / 630[2]		
Breaking capacities:				
- short-circuit breaking current	kA	21	16	16
Making capacity	kA	52.5	40	40
Short time current 3 sec. [3]	kA	21	16	16
Number of mechanical operations	2000 close / open manual			
Electrical and mechanical classes:				
E2, C2, S1, M1 for operating sequence O - 3min - CO - 3min - CO				
Downstream disconnector and earthing switch				
Rated voltage	kV	12	17.5	24
Power frequency withstand voltage	kV	28[1]	38	50
- across disconnector	kV	32	45	60
Impulse withstand voltage	kV	95	95	125
- across disconnector	kV	110	110	145
Making capacity	kA	52.5	40	40
Short time current 3 sec.	kA	21	16	16
Number of mechanical operations	1000 close / open manual			
Electrical and mechanical classes	E2, M0			

1) GOST version is available with 42kV power frequency withstand voltage
2) Depend on type of used bushing
3) Interface A - 12.5kA/1s, Interface B - 16kA/1s

Common features
All modules share many common features.
These are described in the chapter "SafeRing/SafePlus configurations".

Standard features
- 200 A vacuum circuit-breaker for transformer protection or 630 A vacuum circuit-breaker for feeder protection
- Two position double spring mechanism for vacuum circuit-breaker
- Three position disconnector/earthing switch downstream from circuit-breaker
- Three position single spring mechanism for disconnector/earthing switch
- Interlocking between vacuum circuit-breaker and disconnector/earthing switch
- Switch position indication for vacuum circuit-breaker and disconnector/earthing switch
- Self-powered electronic protection relay with ring core CT's on cables (only standard on 200 A)
- Trip coil (for relay tripping)
- Cable bushings horizontal in front with integrated capacitor for voltage indication:
  - Interface A (200 plug-in) for 200 A vacuum circuit-breaker
  - Iinterface C (400 bolted) for 630 A vacuum circuit-breaker

Optional features
- Cable bushings:
  - Interface B (400 series plug-in)
  - Interface C (400 series bolted) combisensors with integrated voltage divider for voltage indication and integrated sensor for current and voltage monitoring
- Arc suppressor with signal (1NO) wired to terminals
- Arc proof solution (see chapter "Safety")
- Signal (1NO) from internal pressure indicator wired to terminals (only one each SF_6 gas tank)

Optional features also available as retrofit
- Motor operation for vacuum circuit-breaker
- Auxiliary switches: vacuum circuit breaker position 2NO+2NC, disconnector position 2NO+2NC, earthing switch position 2NO+2NC and vacuum circuit-breaker tripped signal 1NO
- Blocking coil for earthing switch
- Undervoltage release with/without time delay

Figura 97 Extracto manual de especificaciones técnicas Switchgear SafeRing tipo v 24kV. Fuente ABB.

9.3.13 Características técnicas conectores Conex

Información Técnica

Especificaciones

Volts	25000
Amp	800
Largo total	800mm
Peso	19.5kg
Volumen	4.7lts

DESCARGUE DIMENSIONES DEL PRODUCTO

Resultados de las Pruebas

Conforme a	AS/NZS 1300:2009 AS/NZS 60079.0:2008
Corriente de tránsito a intervalos de 10 minutos	20kA por 0.3 segundos 20kA por 1.0 segundos
Robustez en AC	65kV por 1 minuto
Voltaje de Impulso	125KV
Incremento de temperatura	Δ t ≤ 5°C @ 800A

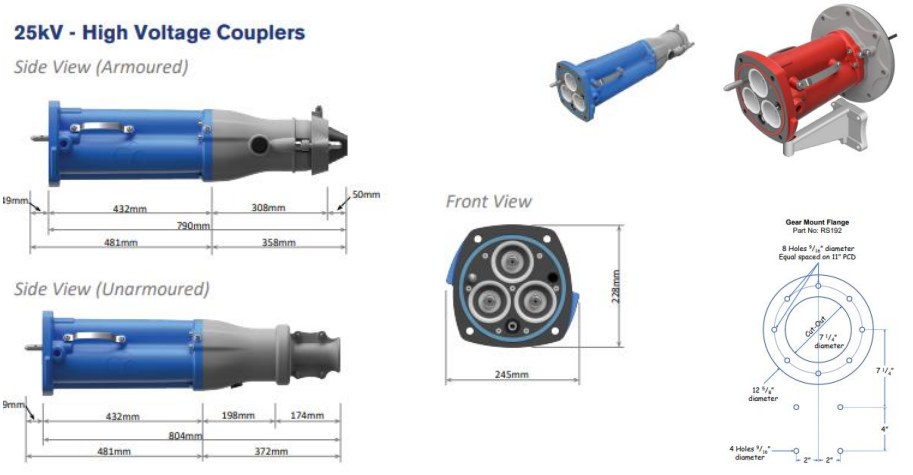


Figura 98: Características técnicas de conectores Conex marca Konnk. Fuente sitio web Konnk.

9.3.14 Características técnicas mono conductor XLPE/LFH 3x750 kcmil, 25kV

FREETOX - Multiconductor de media tensión XLPE/LFH

FREETOX 3x750 kcmil 25kV 100%IL

Contacto
Recepción
contacto.chile@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre
Forma del conductor	Circular
Flexibilidad del conductor	Clase B
Aislamiento	XLPE-TR (Polietileno reticulado retardante a las arborescencias)
Cubierta exterior	Poliolefina de bajo riesgo de incendio
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Libre de plomo	Si
Formación	3F
Características dimensionales	
Calibre AWG	-
Calibre kcmil	750 kcmil
Sección nominal	380 mm²
Sección nominal del conductor de fase	380 mm²
Cantidad nominal de alambres	61
Cantidad de conductores	-
Sección nominal conductor principal	- mm²
Diámetro nominal del conductor	23 mm
Espesor Nominal de aislamiento	6,6 mm
Espesor mínimo de aislamiento	6,22 mm
Diámetro nominal sobre aislamiento	38,0 mm
Número de conductores tierra	-
Sección nominal conductor de tierra	- mm²
Espesor mínimo de revestimiento	3,17 mm
Diámetro exterior nominal	95 mm
Diámetro exterior nominal	95,0 mm
Peso aproximado	16200 kg/km
Características eléctricas	
Voltaje nominal entre fases	25 kV
Nivel de aislamiento	100 %
Voltaje máximo de operación	26,2 kV
Resistencia eléctrica máxima CC a 20ºC	0,0481 Ohm/km
Resistencia eléctrica máxima AC a 90ºC 50Hz	0,062 Ohm/km
Capacidad de corriente al aire 40°C (1)	670 A
Capacidad de corriente directamente enterrado 20°C (3)	665 A
Capacidad de corriente en ducto 20°C (1)	545 A
Corriente máx. de corto circuito 0,1s	170,6 kA
Características mecánicas	
Fuerza tiro máx. con pernos	2660 kgf
Características de uso	
Radio mínimo de curvatura durante la instalación	1140 mm
Radio mínimo de curvatura - después de instalado	- mm

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.

MADECO by Nexans

Figura 99: Cable de fuerza de seguridad ante incendios para instalaciones fijas en sistemas de media tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C.5-8-15-25-35-46 kV segúnICEA S-96-639.3,6/6 - 6/10 - 8,7/15 - 12/20 - 18/30 kV según IEC 60502-2.

9.3.15 Características técnicas aire acondicionado tipo mochila Bard

MODEL	Nom.	Nominal Voltage	Hz	Operating Voltage Range	Short Circuit Current (SCCR)	Power Disconnect Type	Branch Circuit Selection Current (BSCS)	Compressor 1 Rated Load Amps (LRA)	Compressor 2 Rated Load Amps	Compressor 1 Locked Rotor Amps (LRA)	Compressor 2 Locked Rotor Amps	Indoor Fan Amps	Outdoor Fan Amps
W090	B	208/230V	60	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	27.9A	10.0A/11.0A	10.0A/11.0A	83.1A	83.1A	3.6A	7.2A
	C	460V	60	414-506V	5KA SYM.	T Disconnect	17.3A	7.5A	7.3A	41A	41A	1.9A	2.5A
	Q	575V	60	520-630V	5KA SYM.	T Disconnect	9.5A	4.6A	4.8A	33.0A	33.0A	1.9A	2.5A
	E	240/220V	50	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	27.5A	9.8A/10.9A	10.0A/11.0A	80.7A	80.7A	3.6A	7.2A
	V	415/380V	50	342V-456V	5KA SYM.	T Disconnect	14.7A	6.1A	6.1A	43A	43A	1.9A	2.5A
W120	B	208/230V	60	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	36.9A	15.0A/16.3A	14.5A/16.0A	136A	136A	3.6A	5.5A
	C	460V	60	414-506V	5KA SYM.	T Disconnect	17.3A	7.9A	7.3A	66.1A	66.1A	1.7A	2.7A
	N	400V	60	380-420V	5KA SYM.	T Disconnect	20.6A	10.3A	10.3A	83A	83A	1.7A	2.7A
	Q	575V	60	520-630V	5KA SYM.	T Disconnect	13.2A	6.1A	6.2A	55.3A	55.3A	1.7A	2.7A
	E	240/220V	50	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	36.6A	15.0A/16.1A	14.2A/15.7A	146A	146A	3.6A	5.5A
	V	415/380V	50	342V-456V	5KA SYM.	T Disconnect	13.2A	6.1A	6.2A	55.3A	55.3A	1.7A	2.7A
W150	B	208/230V	60	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	36.9A	17.4A/19.2A	19.9A/19.3A	167A	149A	5.5A	7.2A
	C	460V	60	414-506V	5KA SYM.	T Disconnect	17.3A	9.4A	9.1A	69A	75A	2.7A	3.5A
	N	400V	60	380-420V	5KA SYM.	T Disconnect	17.3A	9.4A	9.1A	69A	75A	2.7A	3.5A
	Q	575V	60	520-630V	5KA SYM.	T Disconnect	15.4A	7.6A	7.7A	55A	54A	2.7A	3.5A
	E	240/220V	50	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	42.9A	17.4A/19.2A	17.9A/19.3A	167A	149A	5.5A	7.2A
	V	415/380V	50	342V-456V	5KA SYM.	T Disconnect	20.6A	9.9A	10.6A	69A	74A	2.7A	3.5A
W180	S	208/230V	60	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	51.9A	22.1A/23.3A	21.1A/22.4A	164A	164A	2.5A x 2	7.5A x 2
		240/220V	50	197-253V	5KA SYM.	C Breaker	51.9A	22.1A/23.3A	22.1A/23.3A	179A	179A	2.5A x 2	7.5A x 2
	T	460V	60	414-506V	5KA SYM.	T Disconnect	24.3A	10.5A	11.0A	94A	100A	1.2A x 2	3.6A x 2
		415/380V	50	342V-456V	5KA SYM.	T Disconnect	24.3A	10.5A	11.0A	94A	92A	1.2A x 2	3.6A x 2
	N	400V	60	380-420V	5KA SYM.	T Disconnect	28.4A	12.3A	12.8A	94A	94.3A	1.4A x 2	4.2A x 2
	Q	575V	60	520-630V	5KA SYM.	T Disconnect	18.0A	7.8A	8.1A	65A	78A	1.2A x 2	3.6A x 2

Figura 100: Características técnicas aire acondicionado el cual muestra valores de alimentación y protecciones con la cual los diferentes modelos cuentan. Fuente: Catálogo Bard.

9.3.16 Cuadro de carga tablero de SSAA

N° Circuito	Fases	Potencia total circuito [W]	F.P.	Factor de utilización [%]	Potencia Requerida [VA]	Potencia Requerida Fase R [VA]	Potencia Requerida Fase S [VA]	Potencia Requerida Fase T [VA]	Corriente Requerida Fase R [A]	Corriente Requerida Fase S [A]	Corriente Requerida Fase T [A]	I.T.M.	Diferencial	Nombre consumo
CA1-1	R	410	0,98	1	401,8	402			2			1x6		ILUMINACIÓN E ILUMINACIÓN RACK BATERÍAS NMC (120,7 kWh) - STRING 1
CA1-2	S	410	0,98	1	401,8		402			2		1x6		ILUMINACIÓN E ILUMINACIÓN RACK BATERÍAS NMC (120,7 kWh) - STRING 2
CA1-3	T	410	0,98	1	401,8			402			2	1x6		ILUMINACIÓN E ILUMINACIÓN RACK BATERÍAS NMC (120,7 kWh) - STRING 3
CA1-4	T	450	0,95	1	427,5			428			2	1x6		ILUMINACIÓN Y CONTROL SWITCHGEAR DC (COMBINER) - STRING 1
CA1-5	S	450	0,95	1	427,5		428			2		1x6		ILUMINACIÓN Y CONTROL SWITCHGEAR DC (COMBINER) - STRING 2
CA1-6	T	450	0,95	1	427,5			428			2	1x6		ILUMINACIÓN Y CONTROL SWITCHGEAR DC (COMBINER) - STRING 3
CA1-7	R	2400	0,95	1	2280	2280			10			2x16		ILUMINACIÓN Y CONTROL PCS+BMS (600Vac; 1043 kW ac)
CA1-8	R	1000	0,95	0,5	475	475			2			1x6		ILUMINACIÓN TRANSFORMADOR ELEVANDOR (0,8MVA;
CA1-9	t	500	0,95	0,5	237,5			238			1	1x6		ILUMINACIÓN SWITCHGEAR MT (23kV; 630A; 25kA)
CA1-10	T	1500	0,95	1	1425			1425			6	2x10		CONTROL Y MOTORIZACIÓN SWITCHGEAR MT (23kV; 630A; 25kA)
CA1-11	T	500	0,95	1	475			475			2	1x6		CENTRAL TRANSFORMADOR - TABLERO CONTROL
CA1-12	S	3000	0,95	1	2850		2850			13		2x16		TABLERO COMUNICACIÓN SWITCHES Y RTU
CA1-13	RST	6574	0,9	0,9	5324,94	2191	2191	2191	10	10	10	4x16	4x25	MOTOR ROLLO DE CONDUCTOR PARA CONEXIÓN (100m)
CA1-14	R	600	1	0,9	540	540			2			1x6		SISTEMA INCENDIO Y DETECCIÓN
CA1-15	RST	9861	0,95	0,9	8431,155	3287	3287	3287	15	15	15	4x20	4x25	HVAC 120000 BTUh
CA1-16	RST	8000	0,9	0,9	6480	2667	2667	2667	12	12	12	4x16	4x25	MOTOR SISTEMA CAMA BAJA
					SUB TOTAL [VA]	11.842	11824	11539	54	54	52			
					POTENCIA TOTAL [VA]	35.205								

Tabla 41: Cuadro de carga proyectado para la solución BESS móvil. La potencia total requerida para los SSAA 35kVA con una configuración 3F+N+T 380V.Fuente: elaboración propia

9.3.17 Características de transformadores de SSAA

CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADOR DISTRIBUCIÓN 3F				MEDIDAS Y PESOS			
CODIGO	POTENCIA (kVA)	VOLTAJE (kV)	DERIVACIONES	LARGO (mm)	ANCHO(mm)	ALTO(mm)	PESO (Kg)
752505	15	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	750	510	1065	215
752506	30	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	840	550	1070	295
752507	45	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	940	580	1110	370
752508	75	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1090	730	1075	550
752509	100	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1090	730	1135	626
752511	150	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1080	840	1200	825
7502512	200	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1130	1010	1205	815
752514	300	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1090	1020	1365	1160
752516	500	12	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1220	1300	1473	1650
752525	15	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	750	510	1065	215
752526	30	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	840	550	1070	295
752527	45	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	940	580	1110	370
752528	75	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	1090	730	1075	550
752529	100	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	1090	730	1135	626
752531	150	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	1080	840	1200	825
752532	200	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	1130	1010	1205	815
752534	300	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	1090	1020	1365	1160
752536	500	13,2	2,5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -12,5 %	1220	1300	1473	1650
752545	15	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	750	510	1065	215
752546	30	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	840	550	1070	295
752547	45	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	940	580	1110	370
752548	75	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	1090	730	1075	550
752549	100	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	1090	730	1135	626
752551	150	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	1080	840	1200	825
752552	200	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	1130	1010	1205	815
752554	300	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	1090	1020	1365	1160
752556	500	13,2	15 ; 10 ; 5 ; 2,5 ; 0 %	1220	1300	1473	1650
752565	15	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	750	510	1065	225
752566	30	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	840	550	1070	295
752567	45	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	940	580	1110	370
752568	75	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1090	730	1075	560
752569	100	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1090	730	1135	630
752571	150	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1080	840	1200	740
752572	200	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1130	1010	1205	820
752574	300	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1090	1020	1365	1175
752576	500	23	5 ; 2,5 ; 0 ; -2,5 ; -5 %	1220	1300	1473	1720
752585	15	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	750	510	1065	225
752586	30	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	840	550	1070	295
752587	45	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	940	580	1110	370
752588	75	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	1090	730	1075	560
752589	100	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	1090	730	1135	630
752591	150	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	1080	840	1200	825
752592	200	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	1130	1010	1205	820
752594	300	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	1090	1020	1365	1175
752596	500	23	5 ; 0 ; -5 ; -10 ; -15 %	1220	1300	1473	1720

Figura 101: Tabla de capacidades de transformadores para SSAA disponibles en el país. Fuente página web Rhona.

9.3.18 Características técnicas mono conductor XLPE/LFH 1x50mm2, 25kV

FREETOX - Monoconductor de media tensión XLPE/LFH

FREETOX 1x50 mm² 25kV 100%IL

Contacto
Recepción
contacto.chile@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre
Cubierta exterior	Poliolefina de bajo riesgo de incendio
Libre de halógenos	IEC 60754-1
Aislamiento	XLPE-TR (Polietileno reticulado retardante a las arborescencias)
Cantidad de conductores	1
Flexibilidad del conductor	Clase 2
Forma del conductor	Circular
Libre de plomo	Si
Características dimensionales	
Calibre AWG	-
Calibre kcmil	- kcmil
Sección nominal	50 mm²
Cantidad nominal de alambres	19
Diámetro nominal del conductor	8,3 mm
Espesor Nominal de aislamiento	6,6 mm
Espesor mínimo de aislamiento	6,22 mm
Diámetro nominal sobre aislamiento	23,0 mm
Sección nominal de pantalla	7,5 mm²
Espesor mínimo de revestimiento	1,78 mm
Peso aproximado	1200 kg/km
Diámetro exterior nominal	31,0 mm
Características eléctricas	
Voltaje nominal entre fases	25 kV
Nivel de aislamiento	100 %
Voltaje máximo de operación	26,2 kV
Resistencia eléctrica máxima CC a 20ºC	0,387 Ohm/km
Resistencia eléctrica máxima AC a 90ºC 50Hz	0,494 Ohm/km
React.Inductiva 90°C 50Hz, 3 cond. Separados 1 diám.	0,2 Ohm/km
Capacidad de corriente al aire 40°C (1)	249 A
Capacidad de corriente directamente enterrado 20°C (3)	263 A
Capacidad de corriente en ducto 20°C (1)	223 A
Caída de Tensión	0,89 V/A.km
Corriente máx. de corto circuito 0,1s	22,4 kA
Características mecánicas	
Fuerza tiro máx. con pernos	350 kgf
Fuerza tiro máx. con malla	114 kgf
Características de uso	
Radio mínimo de curvatura durante la instalación	434 mm
Radio mínimo de curvatura - después de instalado	372 mm
Temperatura máxima del conductor	90 °C
Temperatura de sobrecarga de emergencia	130 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.

Generado 09-07-24 www.nexans.cl Página 2 / 3

MADECO by Nexans

Figura 102: Cable de fuerza de seguridad ante incendios para instalaciones fijas en sistemas de media tensión.XLPE/LFH(bajo riesgo de incendio). 90°C.5-8-15-25-35-46 kV según ICEA S-96-639.3,6/6 - 6/10 - 8,7/15 - 12/20 - 18/30 kV según IEC 60502-2

9.3.19 Diagrama unilineal BESS móvil

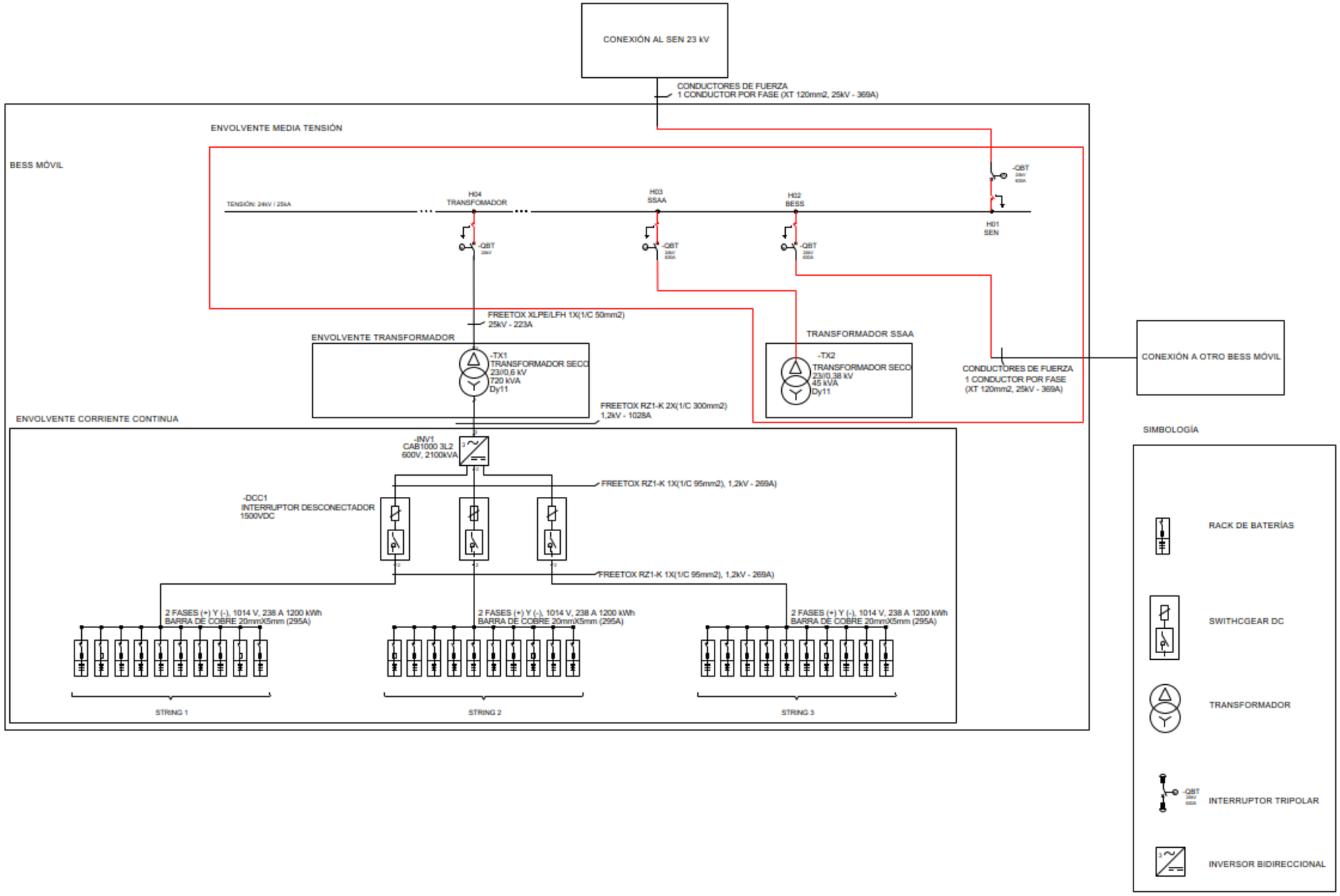


Figura 103: Diagrama unilineal del BESS móvil proyectado para conexión al SEN de 0,72MW/3,62MWh.

9.4 Anexo Capítulo V

9.4.1 Flujo de caja escenario 1: 1 BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de descarga semanales

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INVERSIÓN																					
Capex	$ - 1.894.880																				
INGRESOS																					
Arbitraje [USD] (+)		$ 48.462	$ 52.775	$ 57.472	$ 62.587	$ 68.157	$ 74.223	$ 80.829	$ 88.022	$ 95.856	$ 104.388	$ 113.678	$ 123.796	$ 134.813	$ 146.812	$ 159.878	$ 174.107	$ 189.603	$ 206.477	$ 224.854	$ 244.866
EGRESOS																					
Costos operacionales [USD] (-)		$ 10.000	$ 10.100	$ 10.201	$ 10.303	$ 10.406	$ 10.510	$ 10.615	$ 10.721	$ 10.829	$ 10.937	$ 11.046	$ 11.157	$ 11.268	$ 11.381	$ 11.495	$ 11.610	$ 11.726	$ 11.843	$ 11.961	$ 12.081
Costos de mantenimiento [USD] (-)		$ 9.474	$ 9.569	$ 9.664	$ 9.761	$ 9.859	$ 9.957	$ 10.057	$ 10.157	$ 10.259	$ 10.362	$ 10.465	$ 10.570	$ 10.676	$ 10.782	$ 10.890	$ 10.999	$ 11.109	$ 11.220	$ 11.332	$ 11.446
Depreciación [USD] (-)		$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		**$ - 65.756**	**$ -61.638**	**$ -57.138**	**$ -52.221**	**$ -46.852**	**$ - 40.989**	**$ -34.587**	**$ - 27.600**	**$ - 19.975**	**$ -11.655**	**$ -2.577**	**$ 7.325**	**$ 18.126**	**$ 29.905**	**$ 42.749**	**$ 56.754**	**$ 72.024**	**$ 88.670**	**$ 106.816**	**$ 126.595**
Impuestos [USD] (-)		**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ 1.978**	**$ 4.894**	**$ 8.074**	**$ 11.542**	**$ 15.324**	**$ 19.446**	**$ 23.941**	**$ 28.840**	**$ 34.181**
UTILIDAD NETA		$ - 65.756	$ -61.638	$ -57.138	$ -52.221	$ -46.852	$ - 40.989	$ -34.587	$ - 27.600	$ - 19.975	$ -11.655	$ -2.577	$ 5.347	$ 13.232	$ 21.830	$ 31.207	$ 41.431	$ 52.577	$ 64.729	$ 77.976	$ 92.414
Depreciación [USD]		$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744	$ 94.744
FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$ - 1.894.880	**$ 28.988**	**$ 33.106**	**$ 37.606**	**$ 42.523**	**$ 47.892**	**$ 53.755**	**$ 60.157**	**$ 67.144**	**$ 74.769**	**$ 83.089**	**$ 92.167**	**$ 100.091**	**$ 107.976**	**$ 116.574**	**$ 125.951**	**$ 136.175**	**$ 147.321**	**$ 159.473**	**$ 172.720**	**$ 187.158**

Tabla 42: Flujo de caja proyectado para escenario base considerado 1 BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de carga y descarga semanales. Fuente: Elaboración propia.

9.4.2 Flujo de caja escenario 2: 2 BESS móviles de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de descarga semanales

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INVERSIÓN																					
Capex	$ - 3.789.760																				
INGRESOS																					
Arbitraje [USD] (+)		$ 193.847	$ 211.099	$ 229.887	$ 250.347	$ 272.628	$ 296.891	$ 323.315	$ 352.090	$ 383.426	$ 417.551	$ 454.713	$ 495.182	$ 539.253	$ 587.247	$ 639.512	$ 696.428	$ 758.411	$ 825.909	$ 899.415	$ 979.463
EGRESOS																					
Costos operacionales [USD] (-)		$ 20.000	$ 20.200	$ 20.402	$ 20.606	$ 20.812	$ 21.020	$ 21.230	$ 21.443	$ 21.657	$ 21.874	$ 22.092	$ 22.313	$ 22.537	$ 22.762	$ 22.989	$ 23.219	$ 23.452	$ 23.686	$ 23.923	$ 24.162
Costos de mantenimiento [USD] (-)		$ 18.948	$ 19.137	$ 19.329	$ 19.522	$ 19.717	$ 19.915	$ 20.114	$ 20.315	$ 20.518	$ 20.723	$ 20.930	$ 21.140	$ 21.351	$ 21.565	$ 21.780	$ 21.998	$ 22.218	$ 22.440	$ 22.665	$ 22.891
Depreciación [USD] (-)		$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		**$ - 34.589**	**$ -17.726**	**$ 668**	**$ 20.731**	**$ 42.610**	**$ 66.469**	**$ 92.483**	**$ 120.844**	**$ 151.763**	**$ 185.466**	**$ 222.202**	**$ 262.241**	**$ 305.878**	**$ 353.432**	**$ 405.254**	**$ 461.723**	**$ 523.253**	**$ 590.295**	**$ 663.339**	**$ 742.922**
Impuestos [USD] (-)		**$ -**	**$ -**	**$ 180**	**$ 5.597**	**$ 11.505**	**$ 17.947**	**$ 24.970**	**$ 32.628**	**$ 40.976**	**$ 50.076**	**$ 59.995**	**$ 70.805**	**$ 82.587**	**$ 95.427**	**$ 109.419**	**$ 124.665**	**$ 141.278**	**$ 159.380**	**$ 179.102**	**$ 200.589**
UTILIDAD NETA		$ - 34.589	$ -17.726	$ 488	$ 15.133	$ 31.105	$ 48.522	$ 67.512	$ 88.216	$ 110.787	$ 135.390	$ 162.207	$ 191.436	$ 223.291	$ 258.006	$ 295.836	$ 337.058	$ 381.975	$ 430.915	$ 484.238	$ 542.333
Depreciación [USD]		$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488	$ 189.488
FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$ - 3.789.760	**$ 154.899**	**$ 171.762**	**$ 189.976**	**$ 204.621**	**$ 220.593**	**$ 238.010**	**$ 257.000**	**$ 277.704**	**$ 300.275**	**$ 324.878**	**$ 351.695**	**$ 380.924**	**$ 412.779**	**$ 447.494**	**$ 485.324**	**$ 526.546**	**$ 571.463**	**$ 620.403**	**$ 673.726**	**$ 731.821**

Tabla 43: Flujo de caja proyectado para escenario base considerado 2 BESS móvil de 0,72MW/3,62MWh y 2 ciclos de carga y descarga semanales. Fuente: Elaboración propia.

9.4.3 Análisis bidimensional para verificar variación del VAN en distintos escenarios de BESS móviles de 0,72MW/3,62MWh.

		CICLOS DE CARGA Y DESCARGA [CICLOS/SEMANA]							
		1	2	3	4	5	10	15	21
INGRESOS POR ARBITRAJE [USD/MWh CICLO]	20	$ -39.177.634,81	$ -36.649.137,46	$ -34.120.640,11	$ -31.625.783,33	$ -29.232.035,37	$ -18.265.776,04	$ -8.373.801,28	$ 2.754.360,50
	30	$ -56.870.079,20	$ -51.180.960,16	$ -45.627.471,38	$ -40.377.885,17	$ -35.364.991,47	$ -12.560.701,93	$ 8.284.597,65	$ 33.202.939,01
	40	$ -73.298.274,92	$ -63.251.566,66	$ -53.837.180,22	$ -44.981.613,89	$ -36.531.552,08	$ 1.817.114,87	$ 38.733.176,16	$ 83.032.449,70
	50	$ -88.462.221,96	$ -73.080.088,44	$ -58.941.652,45	$ -45.664.440,10	$ -33.046.586,56	$ 25.343.931,89	$ 83.025.277,65	$ 152.242.892,55
	60	$ -102.361.920,33	$ -80.755.770,33	$ -61.067.635,06	$ -42.630.923,37	$ -25.121.403,85	$ 58.099.764,23	$ 141.160.902,12	$ 240.834.267,58
	70	$ -115.013.034,71	$ -86.364.160,37	$ -60.339.340,68	$ -36.009.536,88	$ -12.970.825,78	$ 100.084.611,90	$ 213.140.049,57	$ 348.806.574,79
	80	$ -126.503.133,33	$ -89.963.227,79	$ -56.841.231,16	$ -25.958.298,69	$ 3.634.229,75	$ 151.298.474,88	$ 298.962.720,01	$ 476.159.814,17
	90	$ -136.882.414,13	$ -91.601.452,59	$ -50.668.470,18	$ -12.523.719,11	$ 24.853.792,94	$ 211.741.353,18	$ 398.628.913,42	$ 622.893.985,72
	100	$ -146.160.176,87	$ -91.328.880,21	$ -41.869.006,42	$ 4.542.787,18	$ 50.687.863,79	$ 281.413.246,80	$ 512.138.629,82	$ 789.009.089,44
	110	$ -154.362.214,84	$ -89.209.533,96	$ -30.534.643,08	$ 25.300.899,61	$ 81.136.442,30	$ 360.314.155,75	$ 639.491.869,20	$ 974.505.125,34
	120	$ -161.511.540,67	$ -85.261.846,74	$ -16.698.292,15	$ 49.750.618,16	$ 116.199.528,47	$ 448.444.080,01	$ 780.688.631,56	$ 1.179.382.093,41
	130	$ -167.628.077,97	$ -79.522.065,77	$ -93.236,62	$ 77.891.942,84	$ 155.877.122,30	$ 545.803.019,60	$ 935.728.916,90	$ 1.403.639.993,65
	140	$ -172.728.320,73	$ -72.019.073,75	$ 19.280.523,51	$ 109.724.873,65	$ 200.169.223,79	$ 652.390.974,50	$ 1.104.612.725,22	$ 1.647.278.826,07
	150	$ -176.824.957,34	$ -62.803.509,63	$ 41.422.988,23	$ 145.249.410,59	$ 249.075.832,94	$ 768.207.944,73	$ 1.287.340.056,52	$ 1.910.298.590,66

Tabla 44: Análisis bidimensional de la variación del VAN respecto al cambio de la cantidad de unidades móviles de BESS consideradas y el ingreso del arbitraje por cada ciclo de carga y descarga.