

# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE



# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE

## Edición:

Deutsche Gesellschaft für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn • Alemania  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn • Alemania  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

## Nombre del Proyecto:

Componente Técnica del Proyecto de  
Apoyo a la NAMA “Energías Renovables para  
Autoconsumo”, GIZ  
Marchant Pereira 150  
7500654 Providencia  
Santiago de Chile  
T +56 22 30 68 600  
<https://www.4echile.cl/proyectos/nama/>

## Título:

**Sistemas de Almacenamiento con Energía  
Solar Fotovoltaica en Chile**

## Responsable:

**David Fuchs**, Director de la Componente  
Técnica del Proyecto de Apoyo a la NAMA  
“Energías Renovables para Autoconsumo”,  
GIZ

**Gabriel Prudencio**, Jefe División de  
Energías Sostenibles, Ministerio de Energía

## Equipo de Trabajo:

**Juan José Astudillo (AC3E)**

**José Fuster (GIZ)**

**Javier Hernández (SEC)**

**Danilo Jara (Ministerio de Energía)**

**Ignacio Jofré (GIZ)**

**Miguel López (AC3E)**

**Claudio López de Lérída**

**Javier Rosas (AC3E)**

**Javiera Vergara**

Santiago de Chile, diciembre de 2020.

Basados en estudios realizados en el  
marco de la Componente Técnica del  
Proyecto de Apoyo a la NAMA “Energías  
Renovables para Autoconsumo”:

  
Advanced Center  
for Electrical and Electronic Engineering

  
M.P.E.  
MOELLER & POELLER ENGINEERING

# NAMA Facility

On behalf of



Federal Ministry  
for the Environment, Nature Conservation  
and Nuclear Safety



Department for  
Business, Energy  
& Industrial Strategy



## Aclaración:

El proyecto de apoyo a la NAMA, "Energía Renovables para Autoconsumo" en Chile, es encargado por la NAMA Facility en nombre del Ministerio de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania, el Departamento de Comercio, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido y la Comisión Europea. La Componente Técnica del proyecto es implementado por GIZ en conjunto con el Ministerio de Energía de Chile. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

**Santiago de Chile, diciembre de 2020.**

# TABLA DE CONTENIDO

## 1. GLOSARIO

7

## 2. INTRODUCCIÓN

9

## 3. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

13

<b>3.1</b>	<b>La batería</b>	<b>15</b>
<b>3.1.1</b>	<b>Electroquímica y baterías</b>	<b>15</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Conceptos preliminares</b>	<b>20</b>
<b>3.1.3</b>	<b>El proceso de carga y descarga de una batería: consideraciones prácticas</b>	<b>25</b>
3.1.3.1	Carga y descarga de baterías de plomo-ácido	25
3.1.3.2	Carga y descarga de baterías de litio	27
<b>3.2</b>	<b>BESS: Sistemas de almacenamiento</b>	
<b>3.2.1</b>	<b>Conceptualización</b>	<b>28</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Tecnologías utilizadas en sistemas de almacenamiento con generación fotovoltaica</b>	<b>30</b>
3.2.2.1	Tecnologías de baterías para sistemas aislados y conectados a red de distribución	30
3.2.2.2	Regulador de carga	32
3.2.2.3	BMS	33
3.2.2.4	Convertidor CC-CA a red eléctrica con almacenamiento	33
<b>3.2.3</b>	<b>Conceptos relevantes de diseño y operación</b>	<b>34</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Ejemplo de diseño y operación de un banco de baterías</b>	<b>35</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Usos</b>	<b>37</b>
3.2.5.1	Baterías de arranque	37
3.2.5.2	Baterías de descarga profunda	38
3.2.5.3	Baterías de uso estacionario	38

## 4. APLICACIONES Y ARQUITECTURAS

41

<b>4.1</b>	<b>Aplicaciones en el sistema eléctrico</b>	<b>43</b>
<b>4.1.1</b>	<b>Front of the meter</b>	<b>43</b>
4.1.1.1	Arbitraje de energía	43
4.1.1.2	Desplazamiento de carga (Load Shifting)	44
4.1.1.3	Servicios complementarios	44
4.1.1.4	Alivio de congestión y desfase de inversiones en Transmisión y Distribución	46
<b>4.1.2</b>	<b>Behind the meter</b>	<b>47</b>
4.1.2.1	Incrementar Autoconsumo	48
4.1.2.2	Sistema de alimentación ininterrumpida (Backup Power)	48
4.1.2.3	Autogenerar en hora punta (Peak Shaving)	48
4.1.2.4	Sistemas aislados (off-grid)	48
<b>4.1.3</b>	<b>Aplicaciones en desarrollo</b>	<b>49</b>
4.1.3.1	Vehicle to Grid (V2G)	49
4.1.3.2	Nuevos Servicios Energéticos	50
4.1.3.3	Microrredes	50

<b>4.2</b>	<b>Esquemas de conexión entre BESS y generación fotovoltaica</b>	<b>52</b>
<b>4.2.1</b>	<b>Topologías de BESS</b>	<b>53</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Modos de funcionamiento de convertidores de potencia</b>	<b>54</b>
<b>4.2.3</b>	<b>Formas de inyección y control de energía</b>	<b>54</b>
<b>4.2.4</b>	<b>Esquemas de interconexión</b>	<b>55</b>
4.2.4.1	Esquema stand-alone off-grid sin función de carga a la red.	56
4.2.4.2	Esquema stand-alone off-grid con función de carga a la red	56
4.2.4.3	Esquema híbrido	57
4.2.4.4	Esquema híbrido con limitación de inyecciones	59
4.2.4.5	Esquema grid-tied con limitación de inyección	59

## **5. NORMATIVAS VINCULADAS A ALMACENAMIENTO** **63**

<b>5.1</b>	<b>Normativas aplicables en Chile</b>	<b>65</b>
<b>5.1.1</b>	<b>Desarrollo Histórico de Generación Distribuida</b>	<b>66</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Normativas</b>	<b>67</b>
5.1.2.1	Normativas Eléctricas	67
5.1.2.2	Normativas de construcción	72
5.1.2.3	Temática química y medioambiental	74
5.1.2.4	Código del trabajo	75
<b>5.2</b>	<b>Normas internacionales</b>	<b>75</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Certificaciones y normativas según equipos</b>	<b>76</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Certificaciones y normativas de los países estudiados</b>	<b>77</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Revisión de normativas y certificaciones</b>	<b>78</b>
5.2.3.1	Normativas de EE.UU.	78
5.2.3.2	Normativas de Australia y Nueva Zelanda	80
5.2.3.3	Normativas de Alemania	82
5.2.3.4	Otras normativas	84

## **6. SEGURIDAD** **87**

<b>6.1</b>	<b>Aspectos identificados de normativas</b>	<b>93</b>
<b>6.1.1</b>	<b>Protección anti-isla</b>	<b>93</b>
<b>6.1.2</b>	<b>Protección por sobre corriente</b>	<b>93</b>
<b>6.1.3</b>	<b>Protección diferencial</b>	<b>94</b>
<b>6.1.4</b>	<b>BMS</b>	<b>94</b>
<b>6.1.5</b>	<b>Protección de redes e instalaciones</b>	<b>96</b>
<b>6.1.6</b>	<b>Características estructurales de BESS, ventilación y cableado</b>	<b>98</b>
6.1.6.1	Ventilación	98
6.1.6.2	Cableado	99
<b>6.1.7</b>	<b>Límite de tensión en CC para instalaciones</b>	<b>100</b>
<b>6.1.8</b>	<b>Instalación de un BESS</b>	<b>100</b>
<b>6.1.9</b>	<b>Equipo de segregación</b>	<b>102</b>
<b>6.1.10</b>	<b>Etiquetado</b>	<b>102</b>
<b>6.1.11</b>	<b>Cuidados de uso en baterías y equipos</b>	<b>104</b>
<b>6.1.12</b>	<b>Exportación de energía y limitación de inyecciones</b>	<b>105</b>
<b>6.1.13</b>	<b>Funciones de interacción con red eléctrica</b>	<b>106</b>

<b>6.1.14</b>	<b>Calidad de suministro</b>	<b>106</b>
<b>6.1.15</b>	<b>Documentación</b>	<b>107</b>
6.1.15.1	Mantenición	107
<b>6.2</b>	<b>Instalaciones con sistemas de almacenamiento</b>	<b>108</b>
<b>6.2.1</b>	<b>Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CC</b>	<b>109</b>
<b>6.2.2</b>	<b>Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CC, con inversor conectado a almacenamiento con función de carga desde fuente externa</b>	<b>109</b>
<b>6.2.3</b>	<b>Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CA</b>	<b>110</b>
<b>6.2.4</b>	<b>Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CA, con inversor cargador con 2 puertos CA</b>	<b>110</b>
<b>6.2.5</b>	<b>Respaldo Diésel</b>	<b>111</b>

## **7. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO** **119**

<b>7.1</b>	<b>Consideraciones técnicas para análisis</b>	<b>122</b>
7.1.1	Análisis de carga	122
7.1.2	Análisis de generación	123
7.1.3	Dimensionamiento de instalación	124
7.1.4	Análisis técnico de sistemas de almacenamiento y equipos de generación	125
7.1.5	Análisis técnico de interconexión de equipos y operación	126
7.1.6	Análisis técnico de seguridad de equipos e instalación	127
7.1.7	Ejemplo de dimensionamiento para proyecto FV + almacenamiento	127
<b>7.2</b>	<b>Consideraciones económicas para el análisis</b>	<b>132</b>
<b>7.2.1</b>	<b>Costos</b>	<b>132</b>
7.2.1.1	Costos de inversión	132
7.2.1.2	Reinversiones	133
7.2.1.3	Otros costos asociados	134
<b>7.2.2</b>	<b>Ingresos</b>	<b>134</b>
7.2.2.1	Tarifas eléctricas	134
7.2.2.2	Ahorro por autogeneración	137
7.2.2.3	Ahorro por potencia	138
7.2.2.4	Ingreso por venta de energía.	138
<b>7.2.3</b>	<b>Depreciaciones y otros costos</b>	<b>139</b>
<b>7.2.4</b>	<b>Indicadores económicos</b>	<b>139</b>
<b>7.3</b>	<b>Optimización del problema</b>	<b>140</b>

## **8. RECOMENDACIONES** **143**

<b>8.1</b>	<b>Oportunidades de mejora</b>	<b>145</b>
------------	--------------------------------	------------

## **9. REFERENCIAS** **151**

# 01 GLOSARIO

## ABREVIATURAS

Símbolo	Concepto de referencia
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua

## ESCALARES

Tipo de variable medida	Unidad física	Símbolo
Distancia	Metro	m
Energía	Kilo Watt hora	kWh
Tensión	Voltaje	V
Corriente	Ampère	A
Resistencia	Ohm	$\Omega$
Tiempo	Segundos	s
	Hora	h
Frecuencia	Hertz	Hz
Potencia activa	Watt	W
Potencia reactiva	Volt- Ampère reactivo	VAr
Potencia aparente	Volt-Ampère	VA
Capacidad	Àmpère-hora	Ah o C
Densidad de energía	Densidad de energía gravimétrica o $\mu$	Wh/kg
	Densidad de energía volumétrica o $\delta$	Wh/litros
Estado de carga	Estado de carga	SoC
Profundidad de descarga	Profundidad de descarga	DoD
Estado de salud	Estado de salud	SoH
Temperatura	Grados Celsius	$^{\circ}\text{C}$
Masa	Kilogramo	kg
Presión	Pascal	Pa
Fuerza	Newton	N

## PREFIJOS

Símbolo	Prefijo	Magnitud descrita
m	Mili	$10^{-3}$
k	Kilo	$10^3$
M	Mega	$10^6$
G	Giga	$10^9$

**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**NAMA** CHILE  
Energías Renovables  
para Autoconsumo

A close-up photograph of a battery storage system. The image shows several rows of blue battery packs. Each pack has a grey handle and a red and blue cap. Small black labels with white numbers (86, 95, 98, 99, 93, 100) are visible on the packs. The text 'SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE' is overlaid on the image in white and yellow.

# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE





02

# INTRODUCCIÓN



## 02

# INTRODUCCIÓN

## **EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA HA ESTADO PRESENTE EN TODA LA HISTORIA DE LA HUMANIDAD. DESDE HACE MILLONES DE AÑOS, EL SOL HA PROVOCADO CAMBIOS EN LA TIERRA LO QUE HA PROVISTO DE ENERGÍA POTENCIAL EN DISTINTAS FUENTES.**

El almacenamiento de la energía eléctrica tiene inicio en 1799, cuando Alessandro Volta inventó la batería eléctrica. A contar de la década de 1970 el desarrollo ha estado enfocado en las baterías recargables.

La energía solar fotovoltaica también tiene inicio en el siglo pasado, cuando en 1954 fue inventada la primera celda solar por Bell Labs en Estados Unidos, con un rendimiento de un revolucionario 1%.

Durante los últimos 40 años se ha vivido una transformación en los sistemas eléctricos a nivel de distribución. Los avances tecnológicos en el sector energético han permitido la aparición de soluciones de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el mercado, tal como la solar fotovoltaica (FV), con equipos de conversión de potencia, las cuales han sido integradas a nivel de redes de distribución debido a una serie de políticas públicas de incentivo, una baja sostenida en el precio de estos equipos y el desarrollo de estándares de seguridad para los equipos e instalaciones. Así, las cargas eléctricas (elementos que componen circuitos eléctricos) ya no solo consumen energía, sino además son capaces de generarla. Es la forma de generación y uso de esta energía la que ha permanecido en constante transformación.

Desde un punto de vista económico, a la actualidad se identifican 3 etapas en la integración de estas tecnologías. En primer lugar, la lógica es que las cargas solo consumen la energía entregada, por ejemplo, por una empresa distribuidora. Luego, es posible generar energía de forma local para alimentar a las cargas e inyectar a la red, generando un ahorro al disminuir la

compra de energía de la red y recibir ingresos por venta de energía. Esto solo depende del momento en que se dispone del recurso energético. Posterior a ello, gracias a la aparición de sistemas de almacenamiento surge la alternativa de acumular la energía (ERNC) energía renovable no convencional (por ejemplo, durante el día en el caso de FV) para alimentar cargas cuando se requiera. Esta flexibilidad permite incrementar la capacidad de autoconsumo de la energía generada en vez de venderla a la red. Así, hay dos alternativas que pueden ser atractivas de considerar, las cuales no son excluyentes: ganancia por venta de energía y autoconsumo. Visto desde un punto de vista práctico, la red eléctrica puede verse como una batería, cuyo costo de uso depende del valor de venta y compra de energía, la cual compite en costo de uso del sistema de almacenamiento. Así, dadas las mejoras tecnológicas de los sistemas de almacenamiento y la baja en sus precios, se espera que este tipo de tecnología se integre con más fuerza.

El cambio climático es uno de los principales desafíos de este siglo. En este sentido, los países con sus respectivas instituciones públicas y privadas, el mundo científico y la industria han buscado entregar soluciones sostenibles para enfrentar este problema. Chile ha sido consciente de ello, buscando entregar a sus ciudadanos el conocimiento y ventajas de este tipo de tecnologías. Así, en el presente libro se busca introducir al lector en los sistemas de almacenamiento de energía conectados a medios de generación FV, orientados a redes de distribución. El contenido del libro considera:



- Identificar los distintos esquemas de operación de Battery Energy Storage Systems (BESS) junto a generación fotovoltaica que son más comúnmente utilizados, junto con describir de forma general cada una de las principales aplicaciones (dando énfasis a autoconsumo), partiendo desde un contexto de red eléctrica general hasta el consumo domiciliario.
- Identificar las consideraciones relevantes en cuerpos normativos en Chile y normativas técnicas de cuatro países analizados, Alemania, Australia, EE. UU. y Nueva Zelanda, respecto a instalaciones fotovoltaicas con sistema de almacenamiento conectados a redes de distribución y aislados.
- Dar recomendaciones sobre aspectos de seguridad de equipos, instalaciones y operación de sistemas de almacenamiento conectados a sistemas de generación fotovoltaica, basados en las normativas y buenas prácticas analizadas en el punto anterior.
- Definir las bases técnicas y económicas a tener en consideración al momento de realizar un análisis costo-beneficio de una instalación con sistema de almacenamiento con baterías junto con generación fotovoltaica.
- Desarrollar recomendaciones generales a ser consideradas en un proyecto de sistema de almacenamiento con baterías con generación fotovoltaica, junto con dar una mirada a futuro, motivando a pensar en las siguientes etapas.

Esta publicación ha sido elaborada para que cada capítulo pueda ser consultado de manera independiente.



**NAMA** CHILE  
Energías Renovables  
para Autoconsumo

A photograph of a solar energy storage system at dusk. The system consists of several large, white, rectangular storage units arranged in a row. The background shows a dark sky with silhouettes of trees. The foreground is filled with green grass.

# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE

**03**

# CARACTERIZACIÓN

En la presente sección se describen los principales aspectos a conocer respecto a baterías, de forma de establecer la base conceptual para trabajar con estas en aplicaciones de conexión a red en redes de distribución como en sistemas aislados.

## 03

# CARACTERIZACIÓN

**EL PRESENTE CAPÍTULO BUSCA ESTABLECER LOS CONCEPTOS Y ASPECTOS BÁSICOS A CONSIDERAR DE ACUMULADORES, FOCALIZADOS EN APLICACIONES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO CONECTADAS A REDES DE DISTRIBUCIÓN O AISLADAS.**

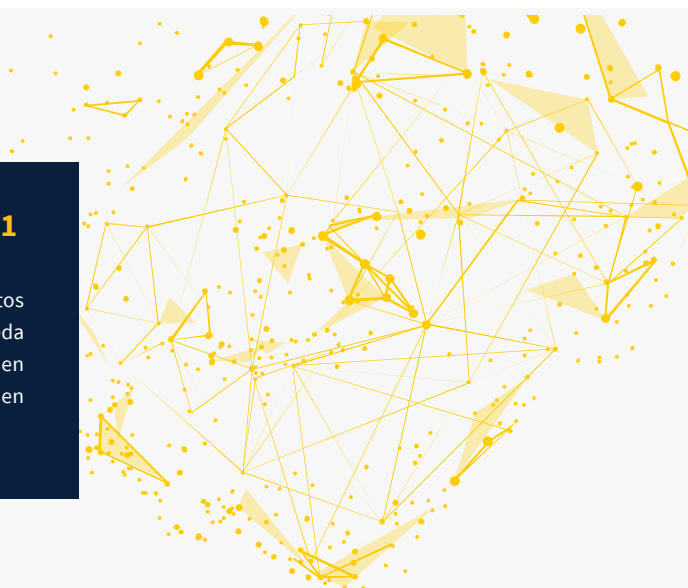
Así, este capítulo se divide en dos partes: baterías como unidad básica de la instalación, y sistemas de almacenamiento energéticos con baterías o Battery Energy Storage System (BESS), el cual corresponde a un sistema dedicado al almacenamiento y gestión de la energía que se alberga en estas.



## LA BATERÍA

3.1

En la presente sección se describen los principales aspectos a conocer respecto a baterías, de manera que se pueda establecer la base conceptual con cual se trabajará en aplicaciones conectadas a redes de distribución, así como en sistemas aislados.



# Electroquímica y Baterías

Existen varias formas de definir la energía, por ejemplo en física se define como la capacidad de un cuerpo de realizar un trabajo. En la naturaleza existen varias formas de energía, las cuales se pueden ver como energía almacenada disponible para su potencial utilización: si uno tiene un cuerpo en altura, este almacena energía potencial respecto a un punto de referencia; por su parte un cuerpo que rota acumula energía cinética con respecto a otro fijo; si uno dispone de un cuerpo cargado eléctricamente, este almacena carga eléctrica y con ello energía eléctrica (electroestática) respecto a otro descargado; un fluido o gas con alta temperatura almacena energía térmica respecto a otro cuerpo de menor temperatura, entre otros ejemplos que se pueden mencionar.

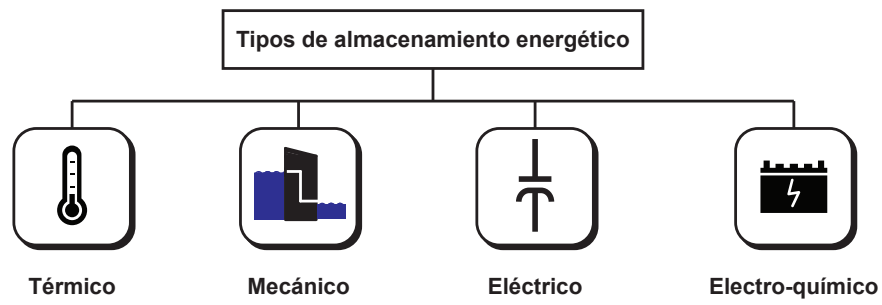
Los sistemas de almacenamiento energético están conformados por “acumuladores”, que son elementos que concentran energía almacenada de cierta forma o naturaleza en particular, para luego ser transformada a energía eléctrica y pueda ser entregada cuando se requiera. Existen distintos tipos de acumuladores [1] y formas de ser clasificados. En la Figura 1 se muestran ejemplos de acumuladores clasificados según su naturaleza de almacenamiento energético.

Los acumuladores tienen distinta capacidad de almacenar energía, como de absorberla y entregarla en el tiempo (definido como potencia de carga y descarga, respectivamente). Así, dependiendo de estas características es que un acumulador es más adecuado para determinados fines respecto a otro. En la Tabla 1 se muestra una lista de ejemplos de acumuladores,

sus fuentes de almacenamiento y su periodo de almacenamiento, acorde a la energía y potencia que los equipos pueden entregar. A modo de ejemplo, si se requiere de un sistema de almacenamiento que:

1. Entregue alta energía en poco tiempo (de forma pulsada) por breves periodos (segundos o pocos minutos), de forma que se demande más potencia que energía, puede ser adecuado un sistema de almacenamiento con banco de supercondensadores.
2. Entregue de forma constante un volumen importante de energía, donde la potencia respecto a la energía requerida no sea considerable, un sistema de almacenamiento en base a baterías puede considerarse adecuado si cumple los requerimientos energéticos.

Dependiendo del fin para el cual interese utilizar un sistema de almacenamiento es que se elija una tecnología sobre otra. Por ejemplo, aplicaciones donde se requiera que la solución sea liviana, como el caso de un vehículo, no es recomendable utilizar un volante de inercia dada su elevada masa; o en aplicaciones donde la entrega rápida de energía sea un requisito (alta potencia), una buena opción podría ser utilizar supercondensadores o volante de inercia, dada su alta potencia de carga-descarga. En Figura 2 se muestran 2 mapas, aplicaciones donde se especifica la potencia y tiempo de operación, y tecnología según escala y duración de almacenamiento.



(A) Algunos tipos de acumuladores energéticos [1]. Elaboración propia



(B) Acumulador mecánico: central hidráulica [2].



(C) Acumulador electro-químico: baterías [3].



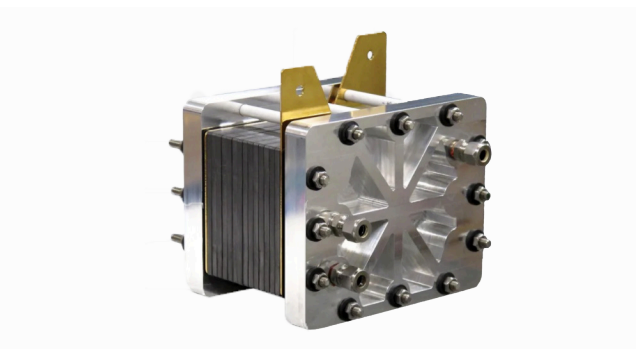
(D) Acumulador eléctrico: condensador [4].



(E) Acumulador mecánico: volante de inercia [5].



(F) Acumulador térmico: central solar térmica [6].



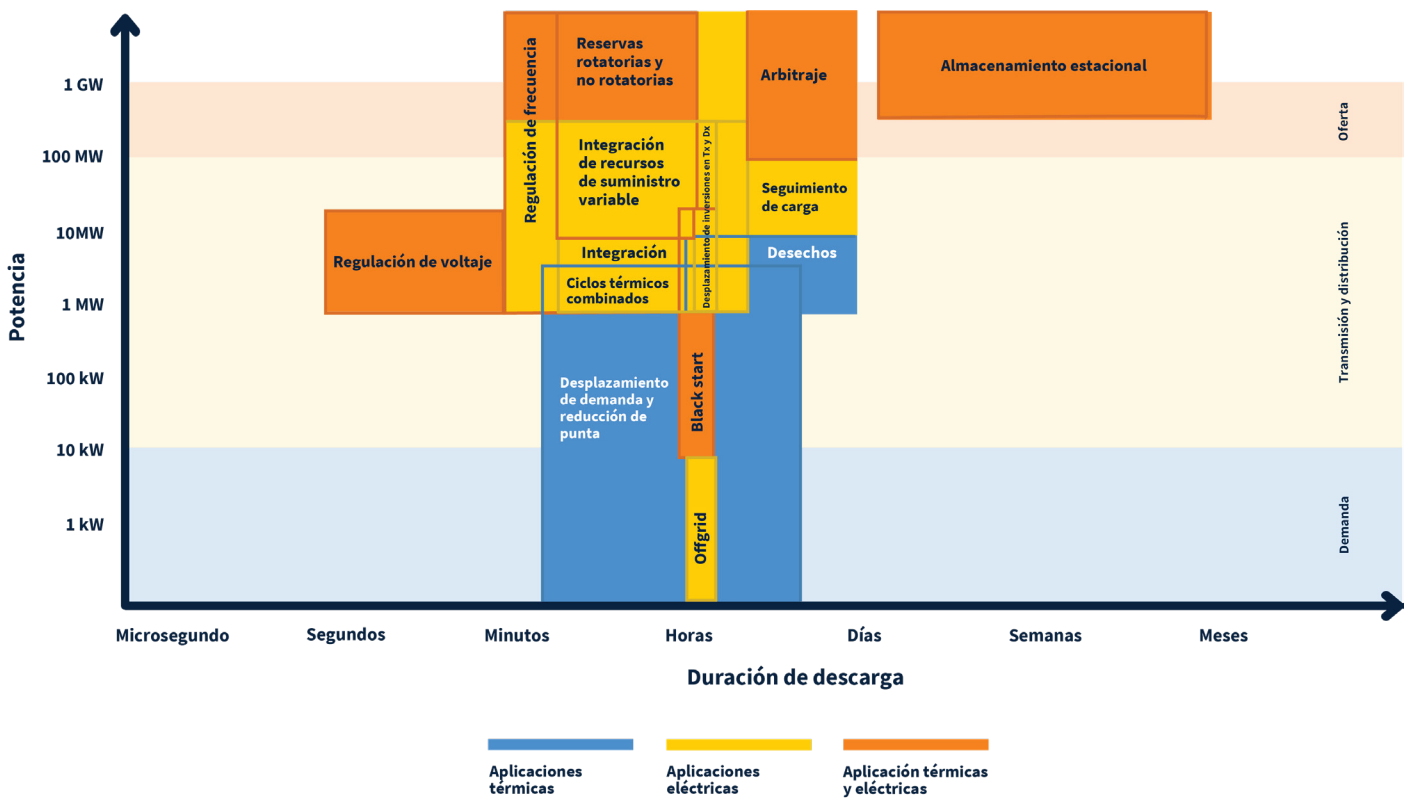
(G) Acumulador químico: celda combustible hidrógeno [7].

\*1: Tipos y ejemplos de sistemas de almacenamiento.



TABLA 1: Características de acumuladores.

Equipo de almacenamiento energético	Fuente de almacenamiento primario	Periodo de almacenamiento
Supercondensador	Eléctrico	Corto
Imán superconductor	Eléctrico	Corto
Central hidroeléctrica reversible	Mecánico	Intermedio
Aire comprimido	Mecánico	Intermedio
Volante de inercia	Mecánico	Corto
Almacenamiento termoelectrónico	Térmico	Intermedio
Batería (por ejemplo, plomo-ácido, níquel-cadmio, litio)	Electroquímico	Intermedio
Baterías de flujo	Electroquímico	Intermedio
Hidrógeno	Químico	Largo
Gas natural	Químico	Largo



(A)

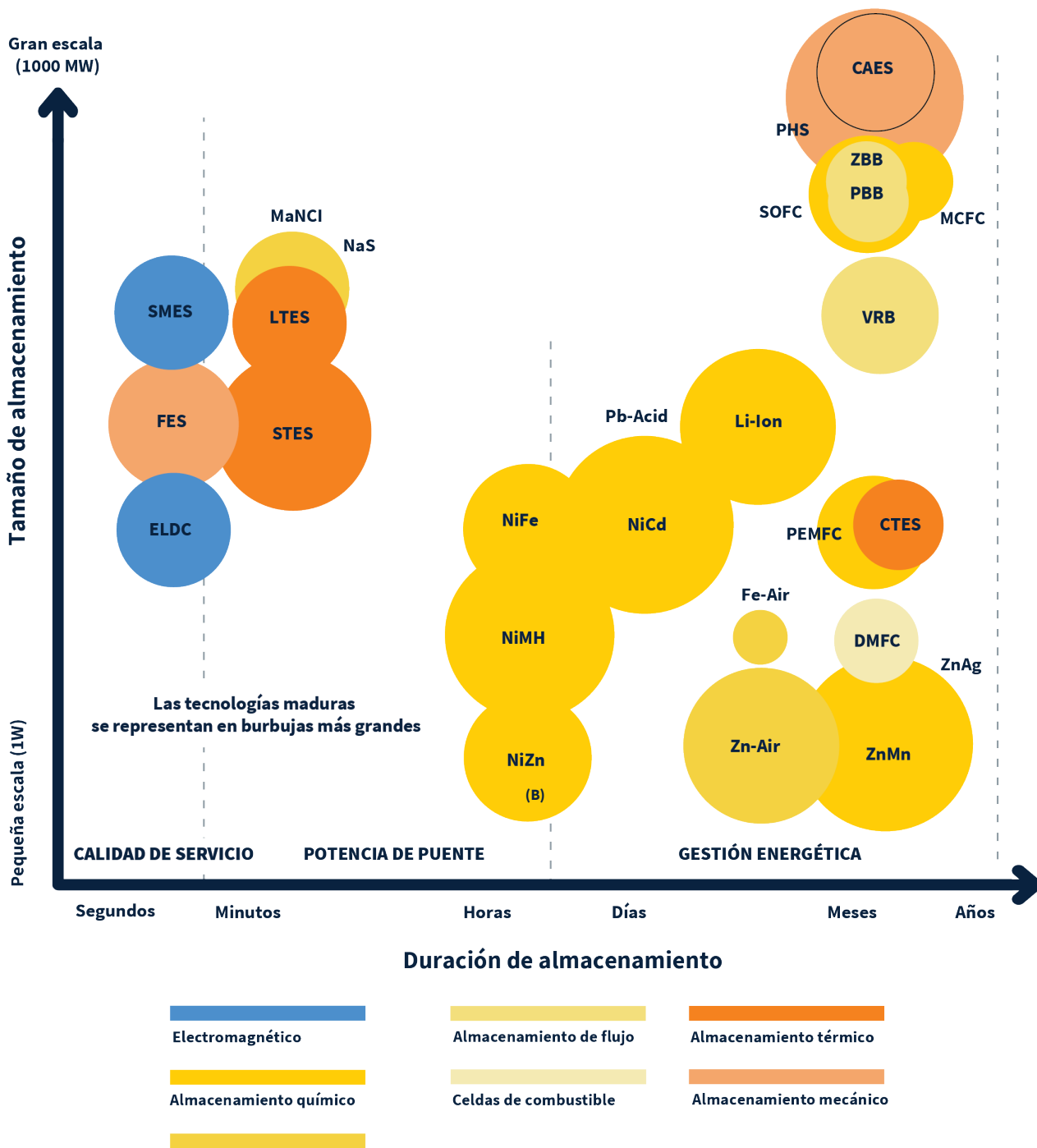
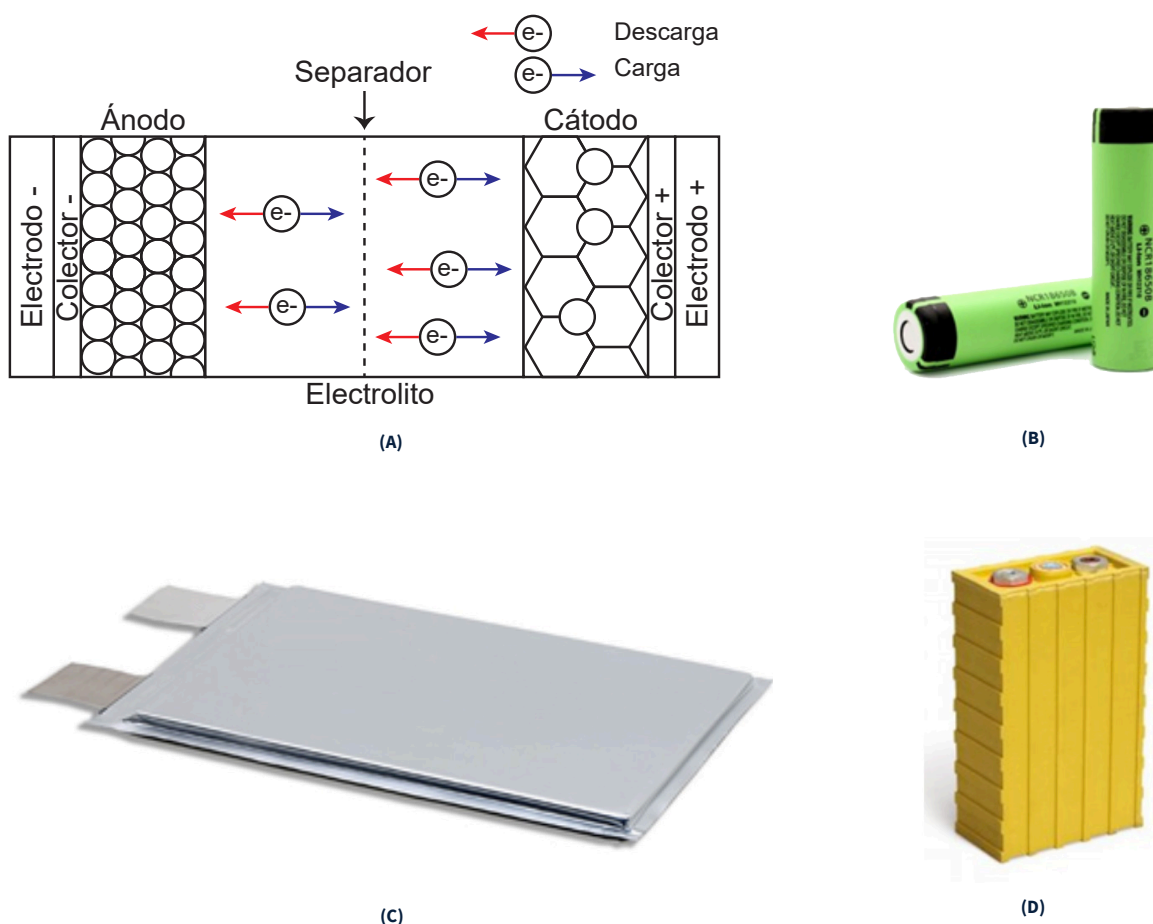


FIGURA 2: Mapa de aplicaciones [8] (A) y tecnologías [9] (B) de sistemas de almacenamiento.

Los acumuladores comúnmente utilizados en sistemas de almacenamiento conectados a redes de distribución o aisladas son las baterías, por lo que se centrará el foco del presente libro en esta tecnología. La razón de esto es porque son dispositivos de fácil escalabilidad e interconexión, poseen atractivas características técnicas en capacidad de energía almacenable, potencia de carga/descarga para distintas aplicaciones y buen compromiso de masa/volumen versus energía (densidad), además de ser equipos seguros bajo determinados cuidados.

Una pila eléctrica es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química en energía eléctrica gracias a una reacción química de oxidación-reducción (reacción Redox), cuyo término fue asignado por su inventor en el siglo XIX, el italiano Alessandro Volta. En un inicio se utilizó este término para referirse a un dispositivo que no era capaz de ser cargado. Luego de ello surge el término “batería”, el cual es una configuración de celdas en arreglo serie-paralelo configuradas para alcanzar un voltaje deseado.

La unidad básica de un sistema de acumuladores en base a baterías es la celda. Físicamente una celda está formada por un ánodo, un cátodo, un separador y un electrolito, como muestra la Figura 3.a. Es posible disponer varios ánodos, cátodos, separadores y electrolitos que se conectan en paralelo al colector tanto positivo como negativo. Así, todos estos componentes son contenidos por una carcasa (case). En la Figura 3.b, c y d se muestran algunos ejemplos de formatos de baterías como cilíndricas, pouch y prismáticas, respectivamente [10] [11] [12].



**FIGURA 3:** Estructura física de baterías. (A) Configuración interna de celda; (B) formato cilíndrico batería Panasonic NCR18650b [13]; (C) formato pouch [14]; (D) formato prismático WB-LYP40AHA LiFeYPO4 [15].

Con el paso de los años se han realizado una serie de avances respecto a celdas y baterías en aspectos tanto técnicos como normativos. Gracias a estos últimos es posible disponer de diferentes soluciones de baterías para distintos fines. Así, en las normas se distinguen 2 tipos de baterías:

- Baterías primarias [16]: celda o batería que no está diseñada para ser recargada eléctricamente, dado que la reacción electroquímica no es reversible (solo permite la descarga).
- Batería secundaria [17]: celda o batería que es diseñada para ser recargada eléctricamente, de forma que la reacción electroquímica permita tanto la descarga como la carga (de energía química a eléctrica y viceversa, respectivamente).

En la Tabla 2 se muestran algunos ejemplos de químicas de baterías según la clasificación comentada anteriormente. Para sistemas de almacenamiento conectados a generación fotovoltaica, dado que se requiere que la operación sea tanto carga como descarga, solo se analizarán baterías secundarias, de las cuales las más comunes son de plomo-ácido, iones de litio y litio polímero.

TABLA 2: Características de acumuladores.

Equipo de almacenamiento energético	Tipo de baterías (primaria o secundaria)	Usos comunes
Alcalina	Primaria	Electrónica doméstica (control remoto TV, linternas, control de mandos)
Níquel - Cadmio	Secundaria	
Níquel - MH	Secundaria	
Plomo-ácido	Secundaria	Sistemas aislados o conectados a redes de distribución
iones de litio	Secundaria	Sistemas aislados o conectados a redes de distribución, vehículos eléctricos
Litio polímero	Secundaria	

## Conceptos Preliminares

Es importante conocer ciertos conceptos claves para comprender la operación de una batería y con ello ser capaz de diseñar e implementar sistemas de almacenamiento con estas tecnologías. A modo descriptivo se desarrollará a continuación una serie de conceptos del funcionamiento de una celda o batería, desde un punto de vista del acumulador de energía.

- Una batería es un dispositivo que almacena energía química y la transforma en electricidad. La carga eléctrica nominal que una celda o batería es capaz de almacenar se ve representada por su capacidad, medida en Ampère-hora o Ah. Este dato es entregado por la mayoría de los fabricantes de baterías en sus productos.
- Dependiendo de la carga almacenada se generará una tensión, voltaje o potencial de circuito abierto en la celda o batería (tensión entre electrodos o terminales positivo y negativo cuando no circula corriente luego de varios minutos, sin que esta sea cargada o descargada). Estos datos se suelen entregar en las hojas técnicas de las baterías. El rango de operación de la batería establece una tensión mínima y máxima tal que la batería es capaz de entregar o recibir corriente de forma segura, lo cual se mide en Volts. A modo de ejemplo, la curva de polarización de una batería de ión-litio o tensión respecto a distintas condiciones de operación se muestra más abajo en la Figura 4. 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. La batería posee una tensión nominal, determinada en base a la química que la compone.
- Considerando el rango de tensión de operación y su capacidad, es posible conocer la energía que es capaz de almacenar la batería, medida en Watt-hora. Los fabricantes realizan pruebas para determinar el rango de tensión en que la batería es capaz de entregar energía de forma segura. En base a esto, es posible calcular de forma precisa la energía que la batería es capaz de almacenar en base a la ecuación (1).

$$E_{batería} \left( t_{final} \right) [kWh] = E_{batería}^{inicial} \left( t_{inicial} \right) + \frac{1}{3600} \int_{t_{inicial}}^{t_{final}} V_{OC} (SoC) \cdot I_{bat} (t) \cdot dt$$

(1) Donde:

$E_{batería} \left( t_{final} \right)$ : Energía que la batería es capaz de almacenar al final del periodo.

$E_{batería}^{inicial}$ : Energía que la batería tiene almacenada al principio del periodo.

$V_{OC} (SoC)$ : Tensión en fuente equivalente de circuito abierto según estado de carga de la batería (Ver Figura 6).

$I_{bat} (t)$ : Corriente de la batería, en carga o descarga.

- 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 o gravimétrica, medidas en Wh/litros o Wh/kg, respectivamente. En la Figura 5 se ilustra una comparación entre densidad de energía volumétrica, gravimétrica 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 ecuación (2).

$$E_{batería}^{nominal} [kWh] = \frac{\delta \left[ \frac{Wh}{litros} \right] \cdot Volumen\ batería [litros]}{1000}$$

$$E_{batería}^{nominal} [kWh] = \frac{\mu \left[ \frac{Wh}{kg} \right] \cdot masa\ batería [kg]}{1000}$$

$$E_{batería}^{nominal} [kWh] = \sim \frac{C [Ah] \cdot V_{OC}^{nominal} [V]}{1000}$$

(2)

- 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 actualmente la batería posee.
- Una batería envejece, lo cual puede manifestarse como una pérdida en su capacidad de entregar corriente (por aumento de la impedancia interna) y/o una disminución de su capacidad de almacenamiento energético. Considerando lo último nombrado 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 (3). Así, 100% de SoH corresponde a una batería nueva.

$$SoH [\%] = 100 \cdot \left( \frac{C_{actual}^{nominal}}{C_{fabrica}^{nominal}} \right) [\%]$$

(3)

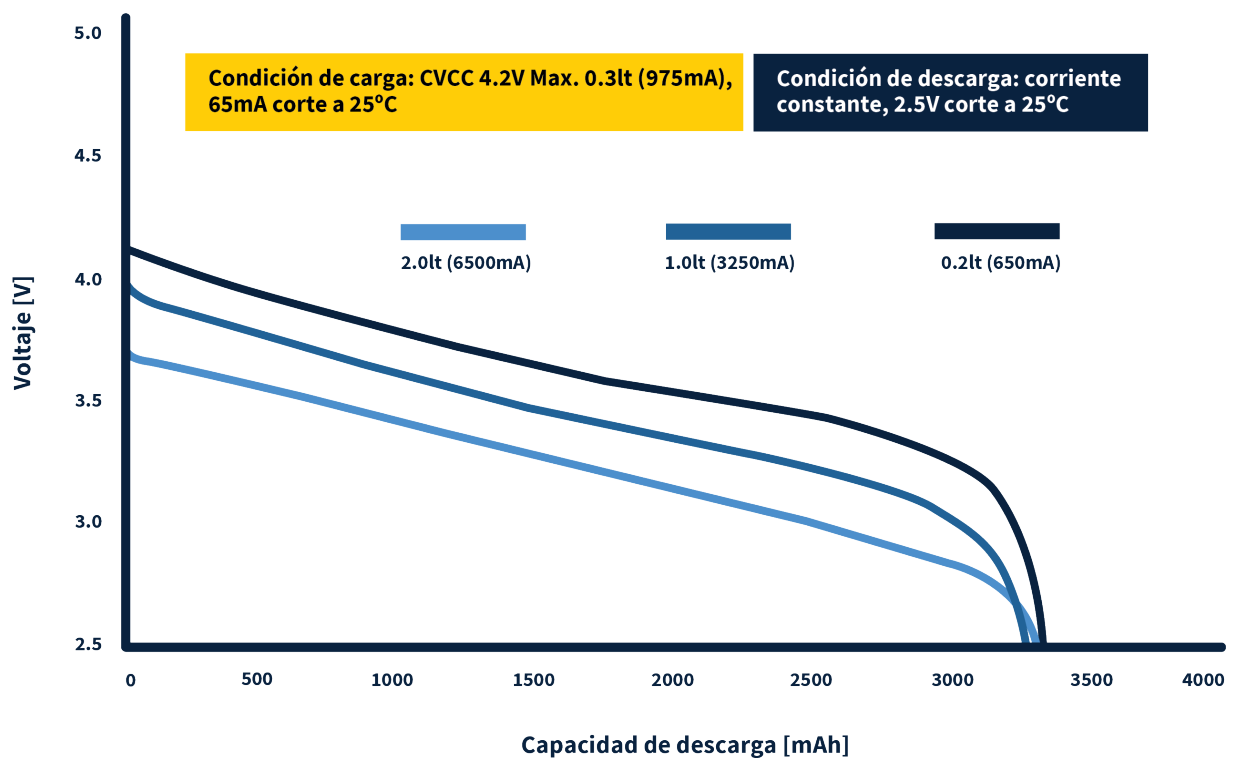
- Se define además la profundidad de descarga (DoD o Depth of Discharge), que representa que tan descargada está la batería, medida en porcentaje de 0 a 100% o en Ah. Así, una batería cargada corresponde a DoD de 0% o 0 Ah, mientras que una batería completamente descargada corresponde a DoD de 100% o  $C_{actual}^{nominal}$ h. Cabe destacar que fabricantes pueden establecer el rango de operación energético según sea este valor. Así, si una batería opera con DoD de 50%, solo el 50% de la energía total puede utilizarse para alimentar cargas.

$$DoD [Ah] = C_{actual}^{nominal} \cdot \left( 1 - \frac{SoC [\%]}{100} \right)$$

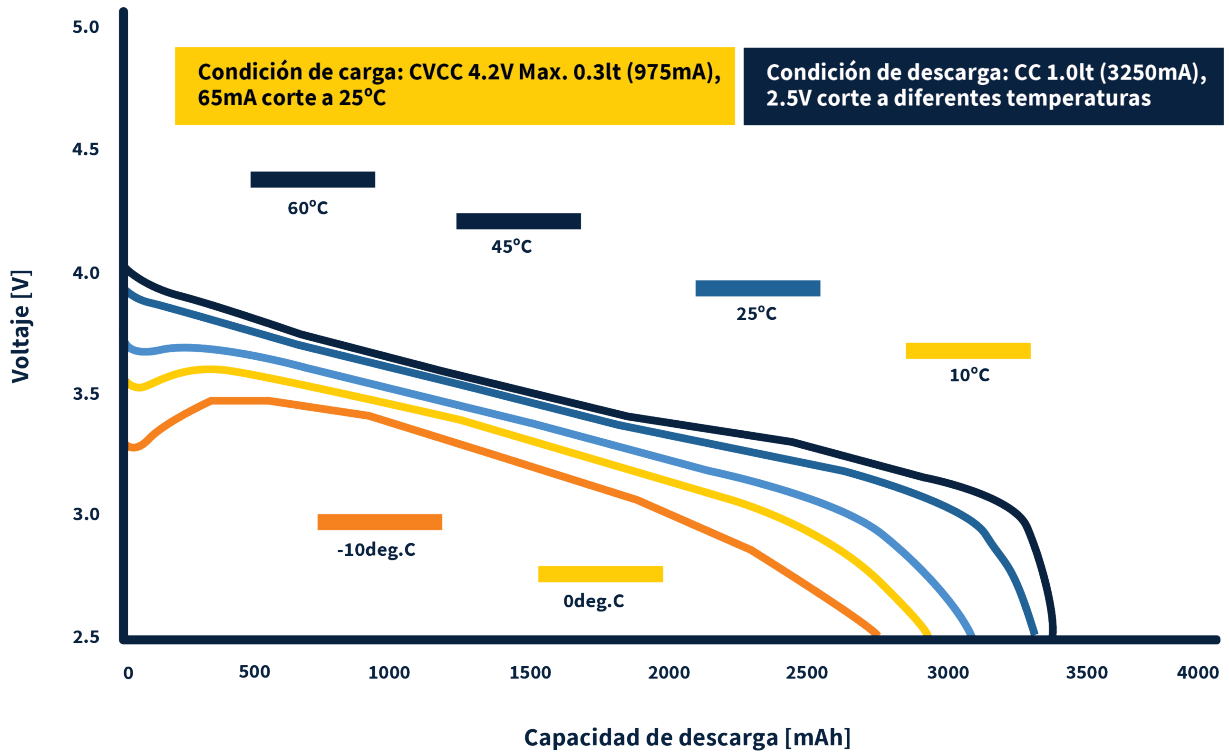
$$DoD [\%] = 1 - SoC [\%]$$

(4)

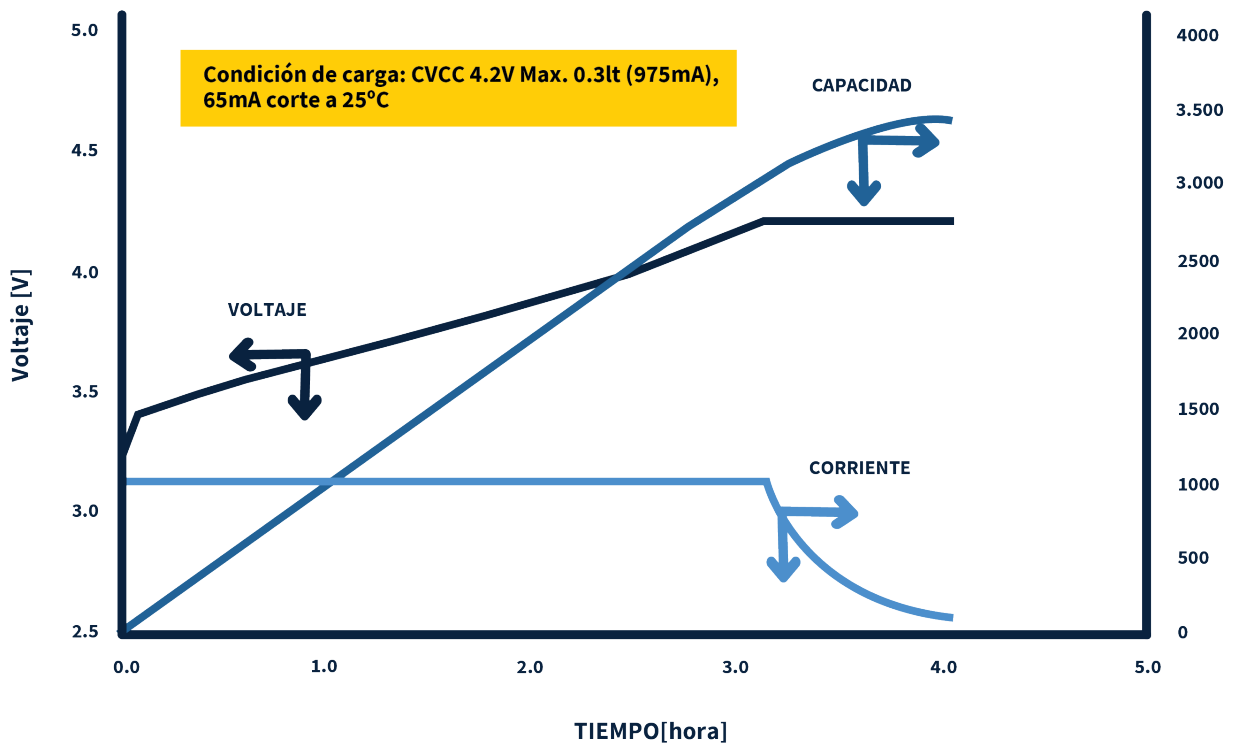
- Se define también el número de ciclos de una batería. Un ciclo es un proceso que inicia con la batería completamente cargada, luego se descarga hasta alcanzar la mínima tensión recomendada, y finalmente se carga hasta alcanzar la máxima tensión recomendada. Esto se repite varias veces hasta que la batería alcanza un estado de salud bajo (del orden del 80% o poco menor). Para conocer el número de ciclos los fabricantes realizan este proceso de carga y descarga a corriente constante, usualmente con magnitud correspondiente a la mitad de la capacidad de la batería<sup>3</sup>.
- 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.
- 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 a considerar para baterías destinadas a aplicaciones de larga duración.



(A)

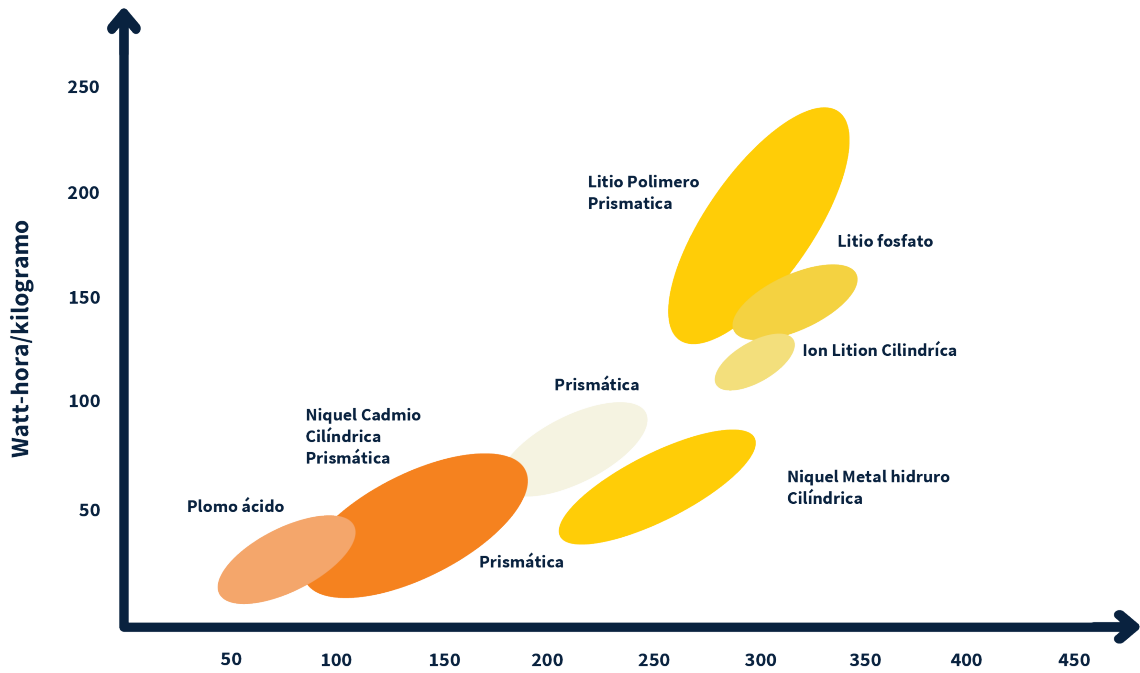


(B)



(C)

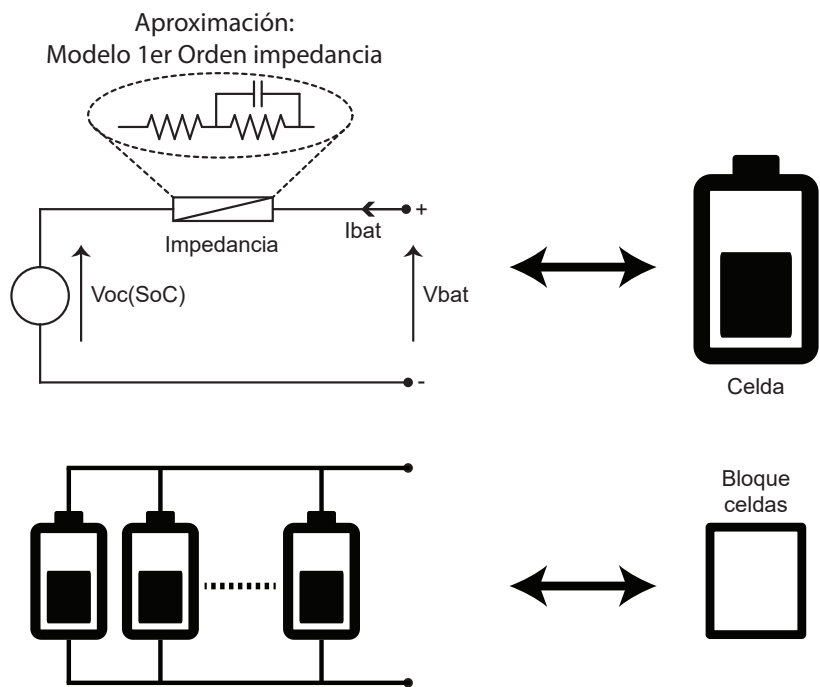
**FIGURA 4:** Curvas de operación de batería Panasonic 18650b 3400mAh [18]. (A) Comportamiento curva de polarización respecto a distintas corrientes de descarga; (B) Comportamiento curva de polarización respecto a diferentes temperaturas de operación; (C) Curva de carga bajo operación corriente constante, tensión constante (CC-CV). Adaptados por el autor.



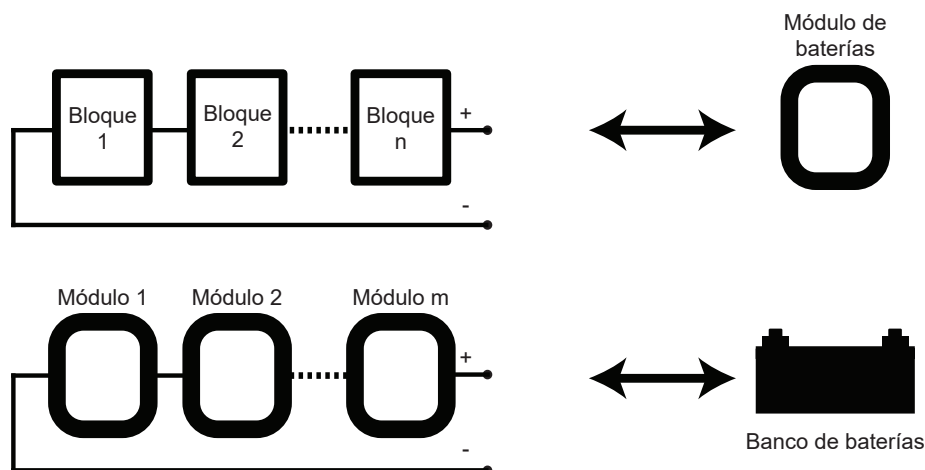
**FIGURA 5:** Comparación de densidad de energía volumétrica (eje independiente) y densidad de energía gravimétrica (eje dependiente) en baterías según química y formato. Adaptado de [11]. Adaptados por el autor.

El modelo eléctrico de una batería consta de una fuente de tensión en serie a una impedancia resistiva-capacitiva. Los fabricantes no necesariamente entregan información respecto a esta impedancia. En caso de hacerlo, se establecen dos valores [19]:

- a. Resistencia CC, medido en  $m\Omega$ , que representa la caída de tensión ante una corriente constante en estado estacionario.
- b. Resistencia CA, medido en  $m\Omega$ , que representa la caída de tensión ante una corriente sinusoidal a cierta frecuencia de operación.







**FIGURA 6:** Modelo eléctrico de batería y conceptos de estructura de un banco de baterías. Elaboración propia.

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 [20]. 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 6.

Con respecto a la corriente del banco de baterías se deben tener varios cuidados. El fabricante del banco de baterías debe especificar idealmente la magnitud de algunos tipos de corriente según carga o descarga [19] [20].

- Corriente estándar: establece magnitudes de corriente en carga y/o descarga tal que el banco puede operar de forma que no se dañe la batería ni suba considerablemente su temperatura (pueden ser valores distintos).
- Corriente de descarga máxima o peak: hace referencia a la corriente de descarga que es capaz de operar la batería.
- Corriente de carga rápida: hace referencia a la corriente de carga máxima que es capaz de operar la batería.

## El proceso de carga y descarga de una batería: consideraciones prácticas

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 sobredescarga 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. Por otro lado, en baterías de litio una sobredescarga 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 flama y con ello un potencial incendio en la instalación. Estas consideraciones han sido resueltas por equipos de carga diseñados para estas tecnologías. Así, a continuación, se explicará el proceso de carga utilizado tanto para baterías de plomo-ácido como para baterías de litio.

### Carga y descarga de baterías de plomo-ácido

- Los bancos de baterías con este tipo de tecnologías suelen ser de tensiones nominales de 12 V, 24 V o 48 V. Para alcanzar este nivel de tensión se requiere conectar baterías en serie. Así, el proceso de carga es realizado por un convertidor estático, que puede ser un regulador de carga o un convertidor CC-CA, que realiza 3 etapas, cuyas curvas de operación se muestran en la Figura 7. A modo de ejemplo, se considera la carga de una batería de plomo-ácido abierta (OPzS) de 2 V, cuya operación se divide en tres etapas:

- Carga inicial (o también conocido como bulk en inglés): el equipo entrega una corriente de carga segura para la batería (ver en hoja técnica de la batería corriente que es capaz de recibir) hasta que alcanza la tensión de absorción (2,4 V), la cual corresponde a un 80-90% de la capacidad de la batería.
- Absorción: el equipo de carga mantiene la tensión de absorción, de forma que la corriente de carga disminuye suavemente hasta alcanzar el 10% de la corriente máxima de carga. Este proceso puede durar desde algunos minutos o hasta varias horas (4-6 horas).
- Flotación: el equipo de carga mantiene una tensión constante (reducida respecto a la etapa de flotación) tal de compensar la autodescarga de la batería. En esta etapa se considera que la batería está totalmente cargada.

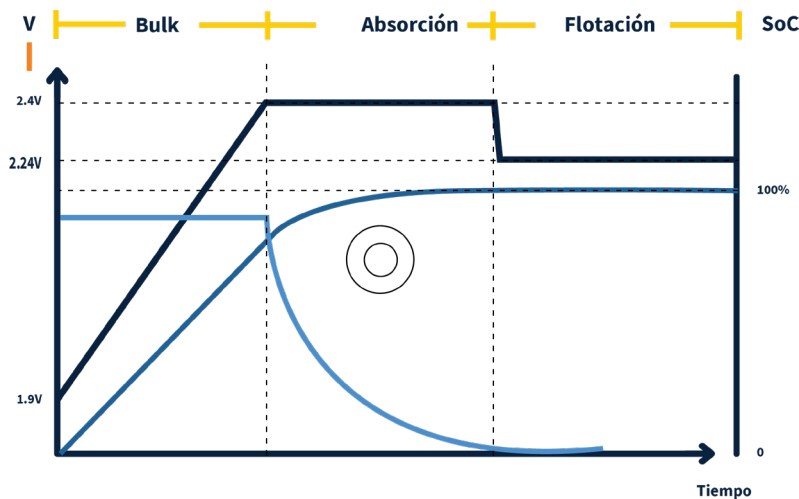


FIGURA 7: Proceso de carga de batería de plomo-ácido. Elaboración propia. Adaptados por el autor.

Debido a características constructivas de la batería y/o el banco de baterías, entre estas se pueden presentar diferentes impedancias serie equivalente, lo cual significa que algunas baterías se descargarán o cargarán de forma distinta respecto a las demás. Así, durante un proceso de descarga hay baterías que se descargarán de mayor forma que otras, como durante un proceso de carga ciertas baterías alcanzarán la tensión de absorción de forma anticipada a otras. Los equipos de carga protegen al conjunto de las baterías, observando que si la tensión total alcanzó un mínimo no seguirá descargando el equipo. No obstante, no todos los equipos monitorean cada celda, existiendo así la posibilidad de generar sobrecarga y sobre descarga, cuyas consecuencias son:

- En una sobrecarga de una batería de plomo-ácido se produce una gasificación, generando gases como hidrógeno, que es explosivo (cuya probabilidad de combustión aumenta conforme crece su concentración en un espacio determinado), además de aumentar la corrosión de las placas positivas.
- En una sobre descarga de una batería de plomo-ácido se produce mayor sulfatación, la cual reduce la concentración del electrolito y con ello el voltaje de la celda, que se traduce en un aumento de la resistencia serie interna. Esto además produce una mayor temperatura en la celda al cargar o descargar la batería, siendo capaz de generar evaporación del agua en la batería y con ello pérdida de este fluido. Así, se reduce la capacidad de la batería y su vida útil.

El problema comentado anteriormente se resume en un envejecimiento prematuro del banco de baterías. Para enfrentar este problema, los equipos de carga realizan una cuarta etapa de carga llamada ecualización. Dependiendo del equipo, su uso y la vida de las baterías, se recomienda hacer ecualizaciones una vez cada 50 días o incluso varias veces a la semana. Esta etapa consiste en cargar las baterías a un nivel de tensión elevado (2,5 volts para la batería de 2 V del ejemplo o 15 volts para 6 celdas en serie) durante media hora a una hora. Este proceso estresa las baterías, ya que sobrecarga algunas baterías, pero al mismo tiempo evita un proceso de sobre descarga, que en exceso genera sulfatación que se considera peor.

Cabe destacar que se deben considerar medidas adicionales para evitar la alta concentración de hidrógeno que puede generarse en el habitáculo o sala de localización de las baterías, como sistemas de ventilación que deben ser cuidadosamente revisados para renovar el aire mediante un caudal adecuado según los requerimientos.

## Carga de baterías de litio

El proceso estándar y recomendado por fabricantes para cargar una batería se denomina “corriente constante - tensión constante” o CCCV [18]. Considerando una batería descargada en su tensión mínima, el proceso inicia en el modo “corriente constante”, donde se mantiene una corriente constante denominada “corriente de carga”<sup>4</sup>. 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 6.a) y con ello mantener el voltaje total constante. Esto se realiza hasta alcanzar la corriente de corte (cut-off current<sup>5</sup>), momento en que se finaliza el proceso de carga de la batería. En Figura 4.c se muestra un proceso de carga CCCV.

En la Figura 8 se ilustra un proceso de carga mediante un BMS comercial [21] [22] para un banco de baterías. Así, este instrumento mide la tensión de todos los bloques de baterías (cell voltage [22]). Durante una carga CCCV, al inicio se aplica una corriente constante. De esta manera la tensión de los bloques sube hasta que uno de ellos, el de menor estado de salud y/o el de mayor estado de carga al inicio del proceso de carga, alcanza la tensión de carga. Al ocurrir esto el equipo levanta una señal (HLIM) que le indica al cargador que debe parar de cargar. En este ejemplo el BMS es capaz de balancear los bloques de baterías, de forma que mientras el cargador está apagado el equipo quema la energía de los bloques más cargados. Luego que la diferencia de tensión entre el bloque más cargado y más descargado es menor a cierto valor 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 de corte, finalizando el proceso de carga.



FIGURA 8: Ejemplo de proceso de carga por CCCV con balanceo de baterías [22].

## BESS: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BASE A BATERÍA

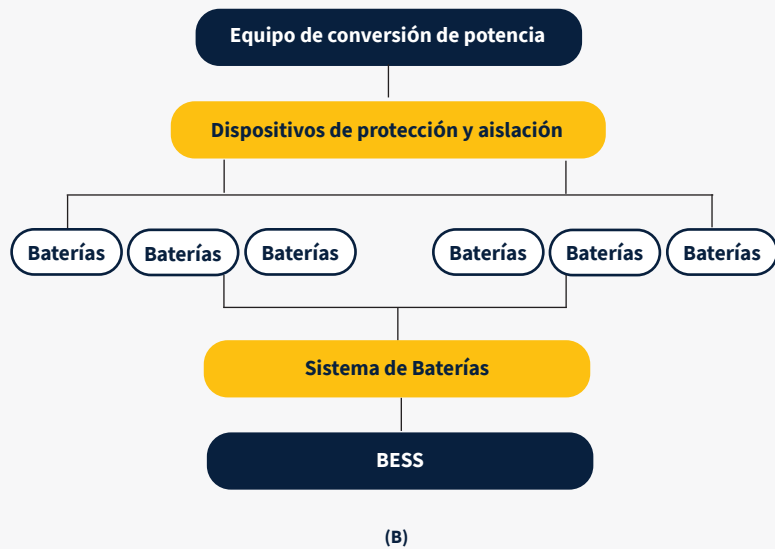
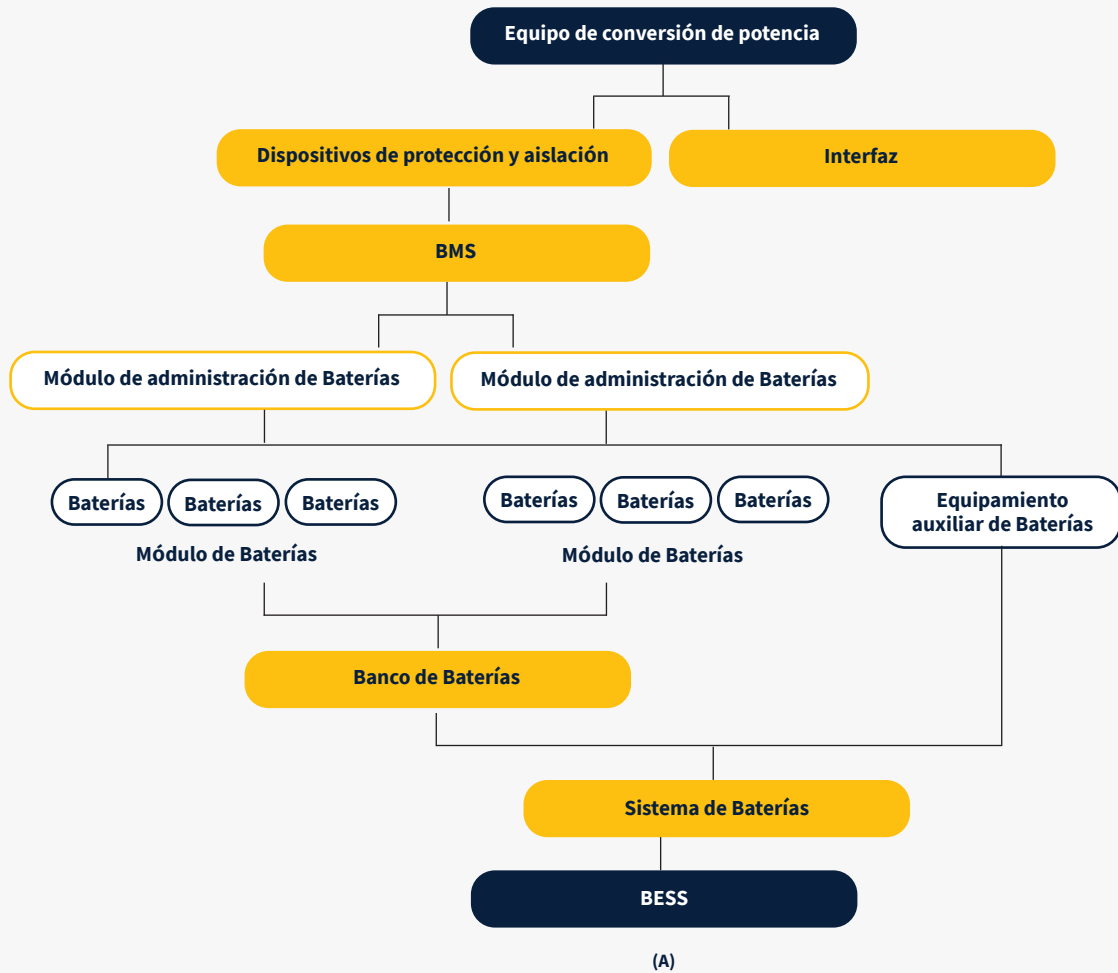
3.2

En la presente sección se especifican y describen los principales componentes vinculados a los BESS, junto con explicar conceptos claves para el diseño y dimensionamiento de dichos sistemas en aplicaciones con generación fotovoltaica. Se complementa los conceptos presentados con un ejemplo tipo de diseño, y los usos que se le pueden dar.

### Conceptualización

En general, los sistemas de almacenamiento que utilizan baterías conectados a una red eléctrica (ya sea de transmisión, de distribución o aisladas) se denominan BESS por sus siglas en inglés *Battery Energy Storage Systems* en la literatura<sup>6</sup>. Una generalización de los componentes encontrados en un BESS se ilustra en la Figura 9 de acuerdo a la tecnología de las baterías, donde se destaca:

1. Sistema de baterías, formado por:
  - a. Arreglos de baterías en configuración serie/paralelo, que forman el banco de baterías.
  - b. Equipamiento auxiliar de baterías, que conforma elementos de protección e interconexión de éstas
  - c. BMS, que es un equipo de gestión de baterías para mantener el banco de baterías dentro del rango de operación seguro.
2. Dispositivos de protecciones y aislación, que consideran componentes tanto eléctricas como mecánicas, como fusibles, relés, borneras, sistemas de ventilación, entre otros.
3. Interfaz de usuario, para visualización de estado interno de BESS.
4. Power converter equipment (PCE) o equipos de conversión de potencia, que consiste en un equipo eléctrico que permite interactuar entre la red eléctrica a alimentar (CC y/o CA) y las baterías. Este equipo debe ser dimensionado para que la operación del banco de baterías con la red correspondiente sea segura en todo punto de operación.





**FIGURA 9:** Ejemplos de estructuras de BESS según su química (según norma AS/NZS 5139). (A) Ion litio; (B) Níquel-cadmio o plomo ácido; (C) batería de flujo.

## Tecnologías Utilizadas en Sistemas de Almacenamiento con Generación Fotovoltaica

Existen diferentes equipos utilizados para alimentar cargas tanto para redes aisladas como para redes de distribución. En este sentido, en las siguientes subsecciones se distinguen los principales aspectos de las tecnologías de baterías utilizadas para estos nichos, junto con los convertidores estáticos más utilizados, reguladores de carga y convertidores CC-CA.

### Tecnologías de baterías para sistemas aislados y conectados a red de distribución

El banco de baterías es un equipo de almacenamiento electroquímico de energía. Sobre la base del foco planteado para este libro, en la literatura se identifican las siguientes tecnologías de baterías a destacar: baterías de plomo; baterías de litio; y baterías de flujo. Existen otras tecnologías de baterías, no obstante, las comentadas son las más frecuentemente encontradas en el mercado (nacional e internacional), por lo que se hará énfasis en estas tecnologías solamente.

# Baterías de plomo-ácido

Una de las características a destacar de las baterías de plomo-ácido es que son de ciclo profundo, lo que se traduce en que pueden ser descargadas a porcentajes cercanos a su capacidad (desde un 50% de DoD o superior). Esta característica permite utilizar un mayor porcentaje de la energía que la batería dispone. Es posible clasificar estas baterías en dos grandes grupos:

- Abiertas, aquellas en las que se tiene acceso al electrolito.
- Cerradas, aquellas en las que no se tiene acceso al electrolito (pueden ser de electrolito líquido o gelificado).

Así, hay dos tipos de tecnología ampliamente utilizadas, las cuales se explican en la Figura 10:

- VRLA: batería de plomo-ácido regulada por válvula [23]. Dentro de sus características destaca:
  - Es cerrada.
  - Menor mantención que baterías FLA.
  - Requiere menor ventilación.
  - En general puede montarse de cualquier forma menos con los terminales hacia abajo.
    - Hay dos subtipos que destacan:
      - Electrolito absorbido (por ejemplo, AGM9 [24] [25]), compuesta de láminas que absorben el ácido y la conforman.
      - Electrolito gelificado (por ejemplo, GEL [26] o OPzV), donde el electrolito es un gel de sílice no líquido, mientras que el material del separador es el mismo que en AGM.
    - Otras tecnologías, como plomo-carbón, que se caracterizan por su larga vida útil [27] [28] [29].
- FLA (flooded lead acid o batería de plomo ácido inundada / electrolito líquido) [30]. Dentro de sus características destaca:
  - Requiere mantención (por ejemplo, OPzS).
  - Entregan típicamente 70 a 80% de su capacidad.
  - Tienen una capacidad levemente mayor que las VRLA [31].

Las baterías individuales se ofrecen en 2 V (por ejemplo, OPzV cerrada y OPzS abierta), 6 V y 12 V10. También se ofrecen arreglos de 24 V y 48 V en el mercado.

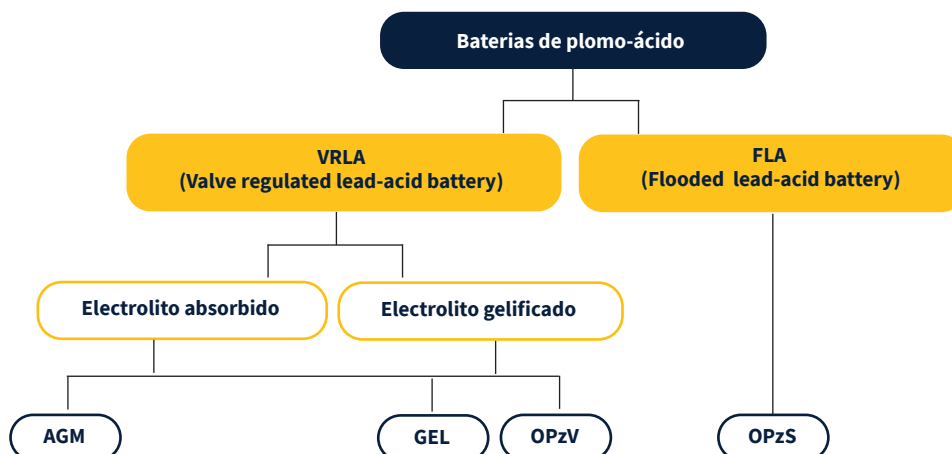


FIGURA 10: Clasificación de baterías de plomo-ácido. Elaboración propia.

## Baterías de Litio

Esta batería tiene una excelente relación volumen - capacidad energética y masa - capacidad energética, alcanzando alta densidad de energía volumétrica y gravimétrica. En general, las baterías de litio son muy sensibles a la temperatura durante el proceso de carga y descarga fuera de su rango de operación. Es por ello que se incorpora un sistema de gestión de baterías o BMS a este, el cual monitorea y administra la operación de la batería para que siempre opere dentro de su rango de operación. Una batería de litio sobrecargada o con una corriente de descarga alta genera un incremento abrupto interno de temperatura, lo cual es potencial riesgo de incendio y liberación de gases tóxicos.

Hay 2 tipos de baterías de litio ampliamente usadas:

- a. Litio polímero (LiFePO<sub>4</sub> - LiFeYPO<sub>4</sub>).
- b. Iones de litio (como NMC o Níquel Manganeso Cobalto).

Las baterías litio polímero tienen una alta capacidad de descarga, lo cual es ventajoso en aplicaciones que requieran suministrar mucha energía de forma momentánea. Son, además, ampliamente usadas en el mercado debido a su composición química, ya que son más seguras a altas temperaturas. Se encuentran en formato prismático de tensión 3,2V o en arreglos de baterías en tensiones de 12V - 24V y 48V.

Por su parte, las baterías Níquel Manganeso Cobalto se caracterizan por poseer una mayor densidad energética, lo que permite almacenar más energía en un mismo volumen. En el mercado se pueden encontrar en módulos típicamente conectados entre sí para armar un banco de baterías, con la protección de un BMS, creando un sistema de baterías. Es posible encontrarlos en formatos de 48V y 360-400V. Requieren un mayor cuidado al momento de su uso ya que, si se opera fuera de su rango de operación establecido, hay peligro de incendio y explosión.

## Baterías de flujo

Una batería de flujo es un dispositivo electroquímico, recargable, donde hay dos compuestos químicos líquidos, los cuales están separados por una membrana. La operación de este sistema considera un sistema de bombas y bornes eléctrico para carga y descarga de la batería. Dependiendo de los compuestos químicos líquidos se tienen diferentes baterías de flujo, como por ejemplo [32] [33] [34]:

- a. Batería Redox de vanadio.
- b. Iones de litio (como NMC o Níquel Manganeso Cobalto). Batería de zinc-bromuro.

Es posible encontrar este tipo de baterías en el mercado, con una oferta en rangos de potencia y energía que van desde los 10 kWh y 3 kW [35] hasta 450 kWh y 72 kW [36]. Este tipo de baterías posee una vida útil de aproximadamente 20 años, mayor a las de litio, pero una menor densidad de energía en comparación a estas últimas. Estas baterías son más pesadas y voluminosas en comparación con tecnología de plomo-ácido o litio. Es posible incrementar la energía de la instalación aumentando el volumen del fluido almacenado, no así su potencia. Esta última es determinada además por el convertidor. Son menos utilizadas en sistemas residenciales, siendo más atractivas para sectores comerciales e industriales (aplicaciones estacionarias).

## Regulador de carga

El regulador de carga, controlador de carga o regulador de batería es un equipo encargado de controlar la energía que entra a la batería, de forma que ésta opere dentro de un rango seguro (de tensión y corriente). Es común encontrar estos equipos conectados a unidades de generación, como arreglos de paneles fotovoltaicos, de forma que cargan la batería de forma controlada con la energía proveniente del arreglo FV. Además, es posible que puedan alimentar cargas en CC.



Hay 2 tipos de reguladores de carga comerciales conectados a arreglos de paneles fotovoltaicos ofrecidos para los sistemas del estudio [37], los basados en Modulación por Ancho de Pulsos o PWM, por su sigla en inglés (pulse width modulation), y los basados en Seguimiento del Punto de Máxima Potencia o MPPT, por su sigla en inglés (maximum power point tracking). El funcionamiento de cada uno de estos esquemas se detalla a continuación:

- PWM: La conexión entre el arreglo fotovoltaico y la batería es intermitente y directa, a través de un semiconductor de potencia, por lo cual la tensión del arreglo fotovoltaico se equipara a la de la batería en los momentos en los cuales se realiza la conexión. Dado que la tensión de la batería no necesariamente equivale a la tensión de máxima potencia para el arreglo fotovoltaico, este esquema de funcionamiento puede subutilizar la potencia disponible desde el arreglo fotovoltaico.
- MPPT: La conexión entre el arreglo fotovoltaico y la batería es a través de un convertidor CC-CC, por lo cual la corriente y tensión del arreglo fotovoltaico están desacopladas a la corriente y tensión de la batería, permitiendo que el arreglo y la batería sean controladas con independencia (respetando, claramente, el balance de potencia entre los dispositivos involucrados).

## BMS

El concepto de Sistema de Gestión de Batería o BMS por su sigla en inglés (Battery Management System) se refiere, esencialmente, al monitoreo y control de un banco de baterías para asegurar que su operación sea óptima y segura [38]. Esto es realizado a través del control de ciertas variables críticas asociadas al tipo de batería en uso: tensión, corriente y temperatura para el caso de baterías de litio, y concentración del electrolito para baterías de flujo. El control de estas variables se realiza a través de la manipulación de la corriente de la batería, el flujo del electrolito (en baterías de flujo), y la temperatura ambiente (cuando esté disponible un sistema de enfriamiento o calefacción). Estas funciones de monitoreo y control pueden concentrarse en un dispositivo especialmente dedicado a dicho propósito, o bien ser parte de otro dispositivo con funcionalidades adicionales.

Es necesario utilizar un BMS en baterías que, al operar fuera de su rango de operación, generen un daño en la instalación. Este es el caso de las baterías de litio, las cuales al operar fuera de rango (por ejemplo, sobrecarga), estas se sobrecalientan y generan una reacción química que al descontrolarse se manifiesta como una flama y con ello un potencial incendio. En el caso de las baterías de plomo no es necesario utilizar un BMS, dado que operar fuera de rango genera una disminución de la vida útil de la batería y, en sobrecarga, liberación de hidrógeno, el cual es un gas explosivo. Si se dispone de un sistema de ventilación para evitar la concentración de este gas, es posible mitigar este riesgo. Por otra parte, fabricantes ofrecen una serie de productos comerciales para baterías, desde estimadores de carga, balanceadores de baterías que evitan que el nivel de tensión entre éstas no sea significativamente diferente, monitores e indicadores del estado de vida de la batería, entre otros. Estos equipos no serán descritos de mayor forma en este libro.

Desde un punto de vista de recomendaciones prácticas, se aconseja el uso de algunos equipos adicionales para el caso de baterías de plomo-ácido. Esto no es una exigencia, sino un consejo para mejor funcionamiento. Por ejemplo:

- Utilizar un estimador de estado de carga (state of charge o SOC), con el fin de saber de forma rápida la energía disponible en la batería como porcentaje del nominal.
- Existen aplicaciones donde interesa aumentar la capacidad de un banco de baterías, sobre todo cuando se necesita más energía que la batería más grande disponible en el mercado para cumplir cierto requerimiento energético. Una opción práctica de realizar esto es conectar varias baterías en paralelo. Lo anterior puede generar un desbalance en tensión de las baterías, lo cual es más significativo si se conectan demasiadas en paralelo. Para lidiar con ello, se utilizan balanceadores de baterías, los cuales buscan mantener la tensión de cada batería dentro de un rango, sin que se genere una gran diferencia entre éstas. Existen varios factores prácticos que puedan afectar el desbalance en tensión (calibre de cables, distancia entre baterías y su conexión, ventilación y temperatura de las baterías, por ejemplo). Por experiencia práctica, no se recomienda conectar más de 5 baterías en paralelo, y, en caso de querer conectar más de estas baterías, se recomienda revisar este aspecto o cambiar de modelo a una de mayor capacidad.

## Convertidor CC - CA a red eléctrica con almacenamiento

En el contexto de este libro, el equipo conectado al banco de baterías y a la red eléctrica es un convertidor CC a CA, que puede entregar y/o absorber energía de la red eléctrica, descargando y/o cargando las baterías (respectivamente), según se configure. Este equipo suele trabajar en conjunto con otros medios de generación, como fotovoltaica, de forma que ambos trabajen en conjunto con el objetivo de mantener cargas alimentadas de forma efectiva y segura. El convertidor

CC - CA con almacenamiento y las baterías conforman el núcleo de la instalación y los esquemas a presentar.

En la literatura comercial:

- Cuando la energía va desde la batería hacia la red eléctrica, el convertidor CC - CA con almacenamiento se denomina “inversor”.
- Cuando la energía va desde la red eléctrica hacia las baterías, el equipo se denomina “cargador”.

En caso de que pueda realizar ambas acciones se denomina “inversor - cargador” o también conocido como inversor bidireccional.

Además, estos equipos cuentan con un puerto dedicado de comunicación para sistemas de baterías en particular (banco de baterías más BMS o equipo afín, usualmente protocolo CAN bus), con el objeto de conocer el estado de este sistema y actuar de forma segura.

## Conceptos Relevantes de Diseño y Operación

---

En la sección 3.1.2 se definieron varios conceptos respecto a baterías, en base a una descripción de la configuración y operación de estos equipos. De forma similar, en la presente sección se busca establecer los principales conceptos respecto a BESS desde un punto de vista del diseño y operación.

En primer lugar, al momento de diseñar un BESS se deben definir cuáles son los objetivos a cumplir por este equipo, como disponer energía para alimentar cargas en determinado horario en particular para un fin determinado (por ejemplo, para sistema de riego y/o levantar agua), abaratar costos, entre otros. Una vez definido esto se realiza un estudio técnico-económico del proyecto, el cual analiza una serie de aspectos, como seguridad, operación, estimación de usos, vida útil esperada, y periodos de recambio. Así, las consideraciones recomendadas a realizar de un proyecto de estas características son abarcadas con mayor profundidad en el Capítulo 7. En la presente sección se busca introducir algunos conceptos relevantes a considerar.

Desde un punto de vista global, la evaluación de proyecto de un BESS debe ser vista, una vez definidos los objetivos, desde un punto de vista técnico, comprendiendo cómo las partes de este van a interactuar con tanto cargas como fuentes de alimentación, las que pueden ser una red eléctrica aislada o de distribución, generación solar, eólica, por dar algunos ejemplos. En este sentido, las características técnicas principales para los sistemas de baterías que se recomienda tener en consideración a la hora de diseñar y dimensionar [39] son:

- 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.
- 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.
- Eficiencia de carga-descarga (round-trip efficiency): 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.
- Energía efectiva: es la energía que el sistema de almacenamiento puede entregar. Considera la eficiencia del banco de baterías, los convertidores y la profundidad de descarga.
- Energía de ciclo de vida efectiva (effective energy throughput): es la energía total que el banco de baterías puede

entregar durante toda su vida. Se calcula en base a la profundidad de descarga (respecto a estado de carga máximo y mínimo), capacidad energética o energía nominal y el número de ciclos que el fabricante especifica.

$$E_{vida} = 2 \cdot E_{bat}^{final} \cdot DOD \cdot Ciclos \quad (5)$$

- 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).

$$Vida \ Útil = \frac{E_{vida}}{\Delta E_{año \ 1}} \left[ años \right] \quad (6)$$

## Ejemplo de Diseño y Operación de un Banco de Baterías

Con el fin de lograr una mejor comprensión de los conceptos desarrollados, en la presente sección se desarrolla un ejemplo de sistema de almacenamiento. Así, en la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5 se muestran los datos técnicos de una batería de litio a utilizar en un banco de baterías a desarrollar, junto con considerar las características técnicas de un convertidor CC-CA inversor-cargador (o inversor bidireccional) conectado a éste, el cual tiene un puerto en CC a conectar las baterías y un puerto en CA para conectar a una red eléctrica monofásica genérica.

**TABLA 3:** Características técnicas batería de litio LiFePO4 de ejemplo [40].

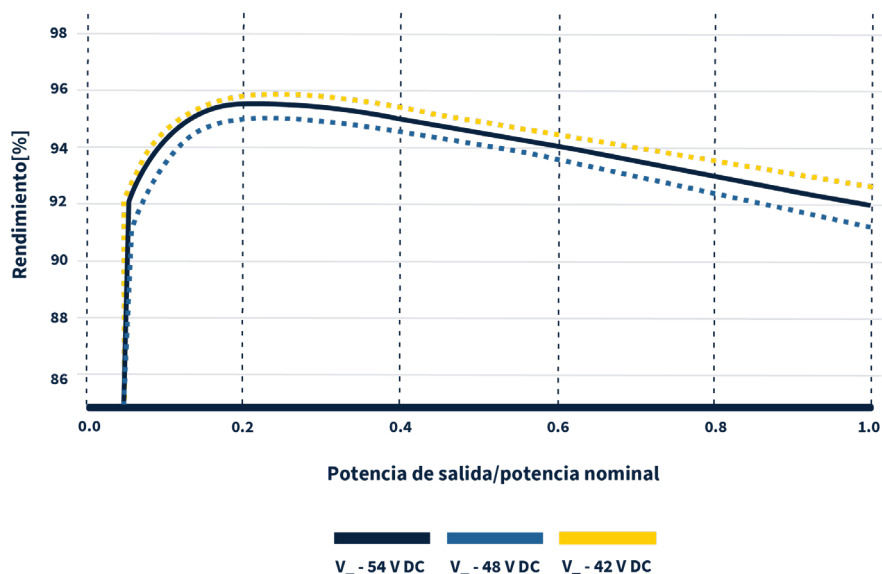
Característica	Magnitud	Unidad
Voltaje nominal	3,2	V
Rango voltaje mínimo y máximo	2,8 a 4,0	V
Capacidad nominal	40	Ah
Ciclo de vida	>=5.000	ciclos a 80% DoD
	>=7.000	ciclos a 70% DoD
Corriente de carga máxima	120	A
Corriente de descarga máxima (impulso)	400	A
Corriente de carga y descarga nominal	20	A
Rango temperatura de operación de carga y descarga	-40 a 85	°C
Masa máxima	1,6	kg
Energía nominal	~132	Wh
Energía efectiva a 70% DoD	~92,4	Wh
Densidad de energía gravimétrica	~82,5	Wh/kg

De los datos presentados en la Tabla 3 se destacan los aspectos tanto físicos como eléctricos de la batería, de forma de conocer el rango de operación y características de ésta, lo cual permite el dimensionamiento del banco de baterías, el cual se presenta en la Tabla 4.

**TABLA 4:** Características técnicas banco de batería de litio ejemplo [18].

Característica	Magnitud	Unidad
Número de baterías por bloque (en paralelo)	2	-
Número de bloque de baterías en serie	120	-
Configuración	120S2P12	-
Número de baterías	240	-
Capacidad nominal	80	Ah
Masa total	384	kg
Energía nominal	~31,68	kWh
Energía efectiva ~	22,1	kWh
Rango voltaje de operación	336 a 480	V
Voltaje nominal	384	V
Corriente máxima descarga	800	A
Corriente nominal carga y descarga	40	A

El equipo que permite la transferencia de energía entre la batería y la red eléctrica es el convertidor CC-CA inversor-cargador, cuyas características técnicas (para este ejemplo) se presentan en Tabla 5. Se destaca que este equipo establece la potencia de operación de tanto baterías como convertidor CC-CA, definiendo en base a la eficiencia de este que tanta energía puede ser almacenada y/o perdida. Determinar la eficiencia del equipo depende de una serie de características internas de baterías, semiconductores, elementos pasivos, consumo de circuito de alimentación de convertidor, entre otras. Por ello, los fabricantes suelen proveer de curvas de eficiencia para facilitar a profesionales del área (diseñadores, instaladores, mantenedores, entre otros) información respecto a este aspecto, tal como se muestra en Figura 11. Este parámetro es relevante de considerar para la evaluación de proyectos de este tipo de tecnologías, acorde a la eficiencia de carga y descarga.



**FIGURA 11:** Curva de eficiencia respecto a potencia de salida/potencia nominal en convertidor CC-CA inversor-cargador para distintas tensiones del banco de baterías [41].

TABLA 5: Características técnicas convertidor CC-CA ejemplo [18].

Característica	Magnitud	Unidad
Rango voltaje operación batería en inductor	100 a 500	V
Voltaje nominal	360	V
Corriente carga batería o corriente salida CC	8	A
Corriente descarga batería o corriente entrada CC	10	A
Máxima corriente en CC	18	A
Eficiencia	92	%
Voltaje operación red eléctrica	380-420	V
Potencia carga y descarga	5	kW
Frecuencia red	50-60	Hz
Voltaje red monofásico	180 a 280	V
Rango operación factor de potencia $\cos(\theta)$	-1 a 1	-

## Usos

Existen distintos usos posibles para baterías, como se muestra en la Tabla 2. Respecto a aplicaciones de conexión de BESS, tanto en sistemas aislados como redes de distribución en conjunto con sistemas de generación FV, las baterías más utilizadas son las de plomo-ácido y litio, donde dentro de esta categorización hay varias tecnologías involucradas. Así, en la Tabla 6 se muestra una categorización de distintos tipos de tecnologías acorde a 3 tipos de usos, las cuales se describen en subsecciones siguientes.

TABLA 6: Resumen de usos por tipo de batería [42].

Tipo de batería	Uso con generación FV (sí/no)	Plomo - ácido Litio				Litio			
		VRLA - AGM	VRLA GEL	VRLA OPzV	FLA OPzS	LMO	LiFePO4	NCA	NMC
Arranque	No	X							
Descarga profunda, ciclo profundo o tracción	Sí	X				X	X	X	X
Estacionaria	Sí		X	X	X	X			

## Baterías de arranque

Las baterías de arranque están diseñadas para operar en aplicaciones de ciclos poco profundos (DoD del 20% a 40%) en las que se necesiten corrientes de gran magnitud durante cortos períodos (del orden de los segundos) [43], como el arranque de motores o generación de arco a altas corrientes. De acuerdo con algunos fabricantes, la característica esencial que permite alcanzar alta corriente es su baja resistencia, la cual es posible gracias a sus aspectos constructivos, ya que en estas baterías el electrolito se absorbe por capilaridad en una estera en fibra de vidrio situada entre placas [44]. Para efectos de mantención y dependiendo del fabricante, se necesitan cargas periódicas de 16 a 20 horas cada 6 meses para evitar sulfatación [45]. Estas baterías poseen una autodescarga considerable (10% a 20% al mes), además de no admitir grandes profundidades de descarga, pudiendo sufrir daños irreversibles si la profundidad está por debajo del 50% de su capacidad nominal [46]. Es por lo explicado anteriormente que estas baterías no se recomiendan para aplicaciones de energía fotovoltaica.

## Baterías de descarga profunda

También conocidas como “baterías de tracción”, están diseñadas para suministrar energía de forma sostenida en el tiempo, permitiendo alimentar demandas relativamente constantes y cíclicas [43]. Admiten regímenes de ciclado profundo diario (DoD del 50% a 80%) para abastecer maquinarias como elevadores, montacargas, etc. Durante la recarga de estas baterías, se reconvierte todo el sulfato en material activo a fin de prevenir la estratificación del electrolito [47]. Se recomienda efectuar un proceso de carga completo cada 6 meses para evitar la sulfatación [45].

De acuerdo con lo expuesto en la Tabla 6, las baterías AGM se consideran baterías de descarga profunda o deep cycle. No todos los fabricantes de baterías consideran que las baterías AGM que desarrollan cumplen con esta característica [48]. Estas baterías pueden utilizarse para arranque de motores, dada su baja resistencia interna. En el mercado de la generación fotovoltaica existen fabricantes de baterías AGM que recomiendan su uso para este nicho [44] [47]. Existen instalaciones que utilizan estas baterías en sistemas aislados pequeños (ejemplo, regadío), lo cual se considera adecuado para el arranque de las bombas. Es por lo explicado anteriormente que, si una batería AGM cumple con lo descrito en el párrafo anterior [46] sin considerar las desventajas nombradas en las baterías de arranque, entonces se puede considerar que esta batería es de descarga profunda y si se recomienda su uso para aplicaciones de energía fotovoltaica.

## Baterías de uso estacionario

Este tipo de baterías son utilizadas para diseñar bancos de almacenamiento destinados a sistemas que operan de manera ininterrumpida. Se utilizan como UPS (uninterrumpible power supply/source o fuente de alimentación ininterrumpida) o como equipos de respaldo para suministro cíclico y esporádico, manteniéndose sistemáticamente en estado de “flotación”. Admiten profundidades de descarga importantes (DOD del 50% a 80% para 1.500 a 1.800 ciclos), teniendo buena capacidad de respuesta ante variaciones moderadas en la demanda [46] [45]. En este grupo se encuentran baterías estacionarias abiertas y selladas (del tipo VRLA), al mismo tiempo que pueden ser de electrolito líquido (baterías OPzS) o gelificado (baterías GEL y OPzV) [46]. Usualmente este último tipo de batería se fabrica en celdas de 2 V con un amplio rango de capacidades según el fabricante, resultandos versátiles para cualquier aplicación debido a que permiten formular bancos de 12 V, 24 V, 36 V, 48 V u otros niveles de tensión accesibles para el convertidor y aplicación afín [47]. Es por lo anterior que si se recomienda el uso de estas baterías en aplicaciones de energía fotovoltaica.

**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**NAMA** CHILE  
Energías Renovables  
para Autoconsumo



# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE

**04**

# APLICACIONES Y ARQUITECTURAS

En el siguiente capítulo se busca plasmar las diversas aplicaciones que tienen los sistemas de almacenamiento, las cuales pueden ir desde una perspectiva sistémica para los operadores de red o compañías eléctricas como para consumidores finales. También se identifican aplicaciones que se encuentran en desarrollo, por ende, tendrían un potencial de masificarse en un corto a mediano plazo. En este libro se profundizará en aquellos clientes que puedan optar al autoconsumo, por lo que se describen esquemas de conexión entre BESS y equipamientos de generación, identificando topologías de BESS existentes, modos de operación de inversores, formas de inyección y control de energía, para así terminar con esquemas de interconexión de equipos.



## 04

# APLICACIONES Y ARQUITECTURAS

**EN EL PRESENTE CAPÍTULO SE BUSCA REALIZAR UNA DESCRIPCIÓN RESPECTO A LAS DIVERSAS APLICACIONES QUE TIENEN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DESDE DOS PUNTOS DE VISTA: AQUELLAS QUE PUEDEN TRAER UN BENEFICIO AL SISTEMA ELÉCTRICO Y LAS QUE OTORGAN UNA GANANCIA AL CONSUMIDOR.**

Además, se identifican aplicaciones que se encuentran en desarrollo, por ende, tienen el potencial de ser masificadas en un corto a mediano plazo. En este libro se profundiza en aquellos clientes que puedan optar al autoconsumo, por lo que se describen esquemas de interconexión de equipos de generación y BESS, estableciendo topologías de BESS existentes, modos de operación de convertidores estáticos de potencia (equipos de conversión de potencia), formas de inyección y control de energía.



## APLICACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1

En la presente sección se describen los principales aspectos a conocer respecto a baterías, de manera que se pueda establecer la base conceptual con cual se trabajará en aplicaciones conectadas a redes de distribución, así como en sistemas aislados.



### Front of the meter

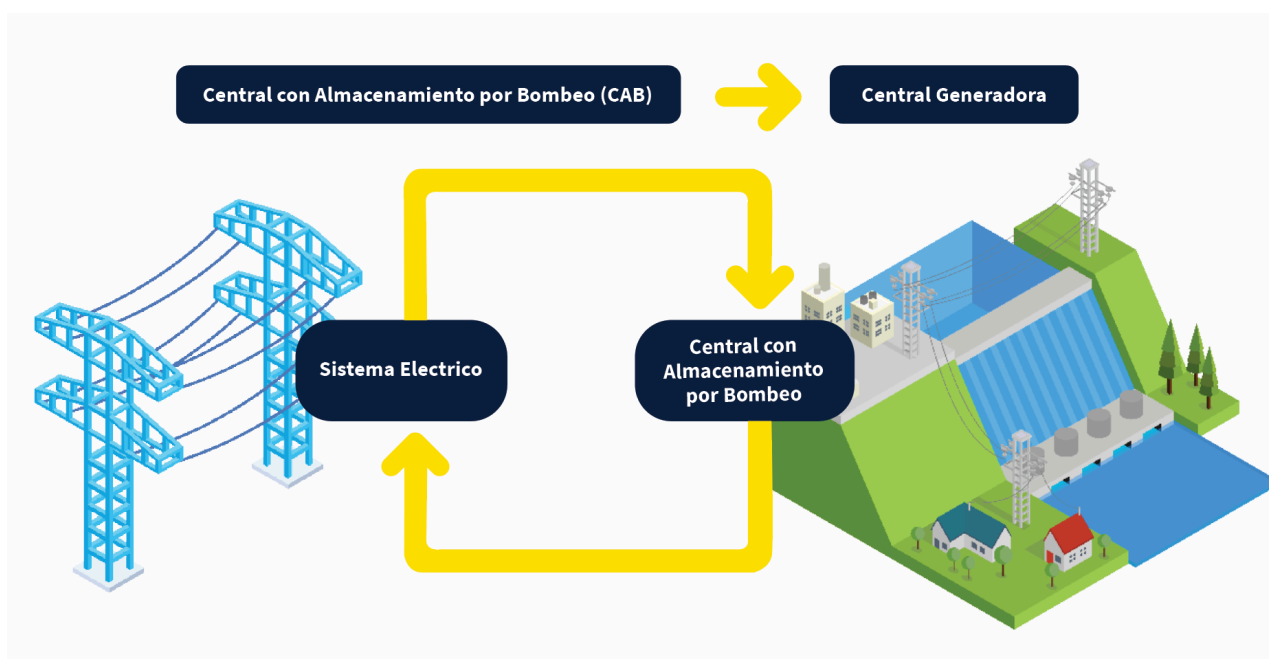
El sistema eléctrico tiene una estructura jerarquizada con roles bastantes diferenciados: la generación, transmisión, distribución y finalmente los puntos de consumo. El concepto “front of the meter” o al frente del medidor, hace referencia a toda red que se encuentra aguas arriba a los puntos de consumo, tales como el parque generador, las redes de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y redes distribuidoras. Así, se establece un conjunto de aplicaciones que tiene por objetivo prestar un servicio con la intención de entregar un suministro eléctrico confiable y de manera económica. En general, estos sistemas de almacenamiento se encuentran en escalas de MW hasta algunos GW.

A continuación, se describen algunos enfoques clásicos de aplicación de sistemas de almacenamiento.

#### 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 o 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), lo anterior tiene un efecto compensatorio o de nivelación en los precios.

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. Es importante considerar que su operación está sujeta a las instrucciones del operador de la red, el cual velará por el beneficio sistémico, por lo que su despacho puede distar de lo planificado (respecto a su programa de retiro y estimaciones de inyección) por su dueño, quedando expuesto a posibles riesgos económicos.



**FIGURA 12:** Esquema de funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo sin variabilidad hidrológica [50].

## 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).

## Servicios complementarios

Los servicios complementarios (SS.CC.) 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.

## Regulación de frecuencia

Una red eléctrica debe procurar mantener la frecuencia dentro de una banda de operación para el correcto funcionamiento de los equipos conectados al sistema, que en el caso de Chile es entre 49 Hz y 51 Hz (rango de operación estable). Uno de los factores más influyentes en posibles desviaciones de este valor es el desbalance de carga y generación, por lo que se establece que, en todo momento, la potencia generada debe buscar satisfacer a la potencia demandada más las pérdidas asociadas. En situaciones en que la carga (más pérdidas) supera la inyección, la frecuencia decrece. Por el contrario, en momentos en que la inyección supera a la carga, la frecuencia aumenta.

Dentro de la normativa se considera como “Servicios complementarios de frecuencia” los servicios enunciados en la Tabla 7, los que han sido definidos y aprobados por la Comisión Nacional de Energía [51], acorde a lo estipulado en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [52]. Cabe destacar que la frecuencia es un parámetro invariante respecto al nivel de tensión del sistema. Por lo tanto, se podría ofrecer este servicio también a sistemas pequeños conectados a redes de distribución.

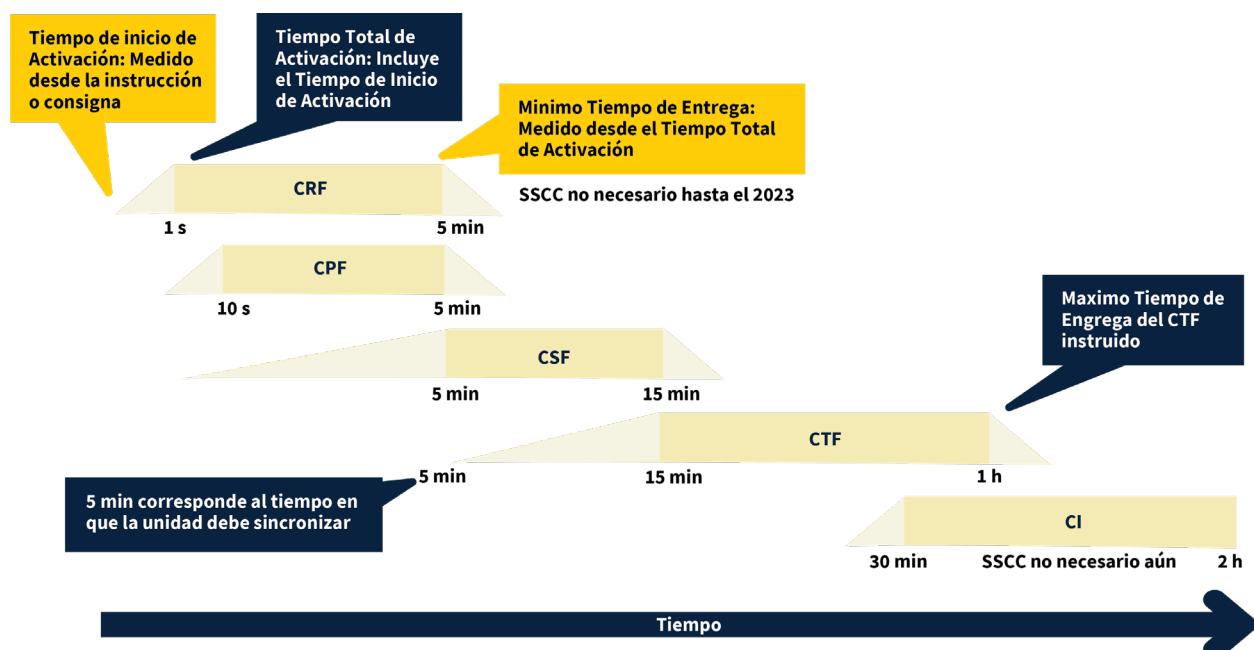
**TABLA 7:** Categorías y subcategorías de SSCC de Control de frecuencia que efectúa el Coordinador Eléctrico Nacional [53].

Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control Rápido de Frecuencia	(CRF) Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Subfrecuencia (CSF +) Control Secundario de Sobrefrecuencia (CSF -)
Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Subfrecuencia (CTF +) Control Terciario de Sobrefrecuencia (CTF -)
Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)

Considerando los controles de frecuencia recién mencionados y el trabajo realizado por el ente regulador [54], se identifica que los sistemas de almacenamiento tienen un potencial de ser utilizados en el control rápido de frecuencia y el control primario de frecuencia, debido a los cortos tiempos de actuación necesarios para suplir dicho servicio (Figura 13), los cuales son descritos a continuación.

- **Regulación Rápido de Frecuencia (CRF)**

Corresponde a acciones de control que permiten responder rápidamente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100% de su reserva comprometida dentro de un tiempo de un segundo, y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 minutos. La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva de sobrefrecuencia [55].



**FIGURA 13:** Categorías de SSCC de Control de Frecuencia y tiempos de actuación [56].

- **Regulación Primaria de Frecuencia (CPF)**

Históricamente este servicio ha sido entregado por unidades sincrónicas (termoeléctricas) que poseen un controlador de carga/velocidad que active el despacho adicional necesario, y también puede ser brindado por unidades basadas en equipos de conversión de potencia que tengan un controlador de potencia/frecuencia. La finalidad de este control es evitar aumentos sostenidos en la diferencia entre demanda y generación.

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 segundos, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 minutos [55]. La prestación de esta categoría de servicio, al igual que el CRF, se realiza a través de bandas simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

### Control de Voltaje

La tensión de los distintos puntos de la red debe mantenerse dentro de ciertos límites establecidos en la normativa. Como consecuencia de diferentes efectos electromagnéticos, estos límites, inferior y superior, pueden verse sobrepasados. Una medida para controlar el voltaje es absorber o inyectar potencia reactiva. Esto se puede realizar, por ejemplo, mediante compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC - Static VAR compensator). También es posible usar baterías para regular la tensión, sin embargo, dado que almacenan energía en corriente continua es necesario el uso de un equipo de conversión de potencia para conectarlas a la red, y así regular su factor de potencia. Desde una perspectiva sistémica global los sistemas de almacenamiento podrían ofrecer este servicio en conjunto con el control de frecuencia si se declara al Coordinador previo a su etapa de conexión. Por último, si la regulación lo autoriza se podría permitir que los consumidores ofrezcan este servicio a los sistemas de distribución y así cumplan con sus estándares de calidad de servicio.

### Recuperación del Servicio

Corresponde a los servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. Se destacan dos servicios potenciales para sistemas de almacenamiento:

- **Partida Autónoma (PA):** Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, al encontrarse fuera de servicio, pueda iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo [56].
- **Aislamiento Rápido (AR):** Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando de forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial [56].

### Alivio 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 y, 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.

## Behind the meter

Las aplicaciones que se encuentran en esta clasificación se enfocan en lograr una mejora (generalmente económica) respecto a la situación original del consumidor final. Por lo regular, estos sistemas de almacenamiento se encuentran en escalas de kW hasta algunos MW, como se ilustra en la Figura 14 [57]. La configuración y dimensionamiento de estos equipos están directamente relacionadas al perfil de carga de la instalación a entregar suministro, el perfil de generación (si es que está disponible), las tarifas asociadas, los costos de inversión y el objetivo de su implementación. Se identifica como consumidores finales a clientes tales como industrias, centros comerciales y consumidores residenciales. Adicionalmente se integra a los clientes aislados, los cuales se distinguen de los anteriores ya que están exentos al pago de tarifas.

En las subsecciones siguientes se describen algunos enfoques clásicos de aplicación.



(A)



(B)

**FIGURA 14:** Conceptualización de sistemas de almacenamiento. (a) Gran escala (GW); (b) Pequeña escala [57].

## Autoconsumo

Los sistemas de almacenamiento, en conjunto con sistemas de generación locales, permiten implementar estrategias de autoconsumo de energía en la instalación. Así, cuando la generación renovable excede la carga del consumidor residencial, se almacenan los excedentes de energía en un equipo de almacenamiento (por ejemplo, un BESS). Cuando la demanda es mayor que la generación renovable, se consume la energía previamente almacenada en el BESS. De esta manera, se aprovecha la energía generada localmente (por ejemplo, de un sistema fotovoltaico). Para el caso de clientes con la opción de inyectar sus excedentes a la red, a partir del momento que el sistema de almacenamiento está completamente cargado, estos son inyectados a la red eléctrica.

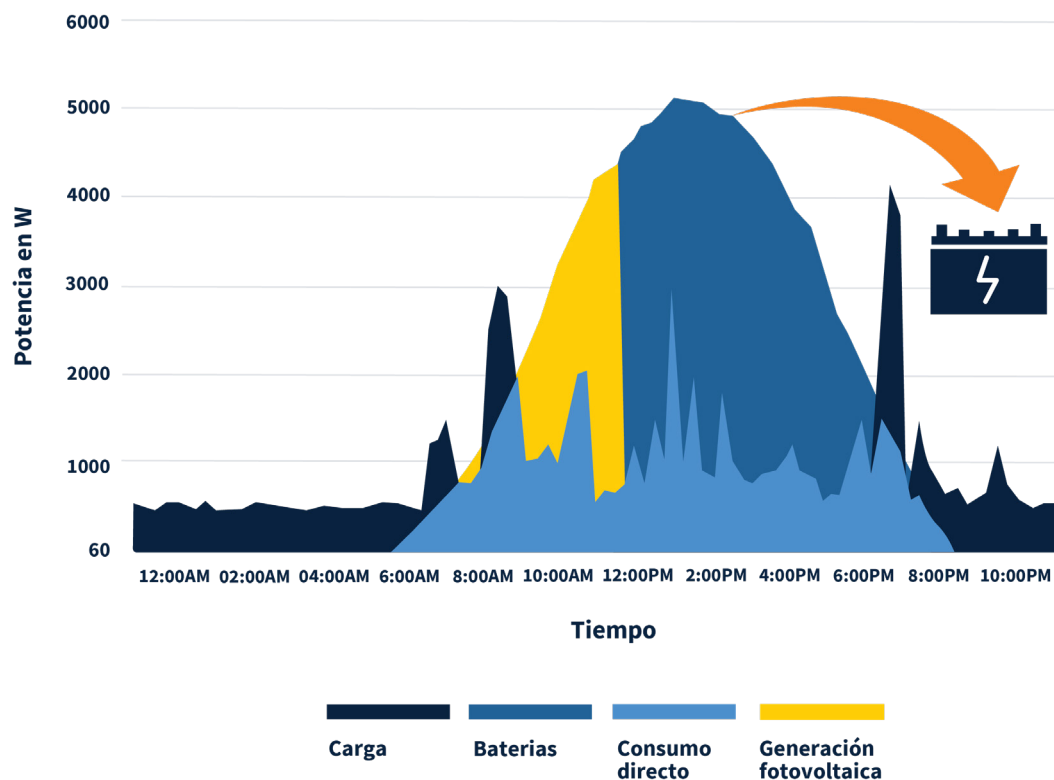


FIGURA 15: Autoconsumo – concepto para maximizar el autoconsumo. Elaboración propia.

## Sistema de alimentación ininterrumpida (Backup Power)

En la industria, los sistemas de baterías pueden compensar suspensiones o desviaciones en el suministro de energía, los que causarían altos costos por la interrupción en la producción. En hospitales, por ejemplo, un suministro constante de energía es primordial para la correcta atención a los pacientes. En el sector residencial u hotelero los sistemas de almacenamiento en combinación con generación renovable pueden compensar interrupciones de suministro más largas.

## Autogenerar en hora punta (Peak Shaving)

Esta aplicación está vinculada a consumidores con grandes demandas que se ven sometidos a tarifas con cargos por potencia y/o diferenciadas por hora (por ejemplo, en Alta Tensión). Con un sistema de almacenamiento, el usuario final puede reducir su demanda punta o limitar su demanda a cierto nivel, utilizando en dichos momentos la energía almacenada durante el día. De esta manera el consumidor puede reducir su requisito de capacidad del sistema, lo que se refleja en una reducción en su tarifa final, dependiendo del tipo de tarifa contratada.

## Sistemas aislados (off-grid)

Un sistema aislado (aislados de la red) supone equipos de generación de energía eléctrica, con tal de poder funcionar sin conexión a una red de distribución. Son sistemas autónomos que se utilizan usualmente en ubicaciones remotas,

donde la infraestructura eléctrica no existe y es muy costoso extender la red hasta su ubicación. También suele darse el caso que el costo de transporte de medios de generación alternativos, como generadores Diesel, sea muy alto. En estos casos es posible aprovechar la energía disponible en fuentes renovables del lugar, la cual es gestionada por un equipo de conversión de potencia para ser utilizada en tiempo real, almacenando los excedentes en sistemas de almacenamiento, por ejemplo, BESS, para su utilización futura.

## Aplicaciones en desarrollo

En un mediano plazo se espera que las redes de distribución cambien su funcionamiento a uno más complejo, en la cual existan redes bidireccionales que sean capaces de transmitir electricidad en ambos sentidos, y no solo hacia los consumidores. Esto permitiría que viviendas, recintos comerciales y negocios (entre otros) puedan convertirse en productores de electricidad y dejar su concepción exclusiva como cargas. Lograr esto requerirá implementar modernos sistemas de tecnologías de información que proporcionen, tanto a empresas distribuidoras como consumidores, el intercambio de datos, lo cual podría incentivar la masificación de las aplicaciones que se mencionarán a continuación.

### Vehicle to Grid (V2G)

El concepto de Vehicle to grid (V2G), el cual traducido significa “del vehículo a la red”, hace referencia a un sistema donde se puede comercializar [58] energía eléctrica desde un vehículo eléctrico puro o híbrido enchufable, en los momentos que este no es usado para el transporte. Este sistema permitiría al vehículo entregar y extraer energía desde una red eléctrica. Esta aplicación da un valor agregado al concepto de vehículo eléctrico. Este tipo de tecnologías requiere de redes inteligentes, las que ya han sido implementadas en Europa y Norte América. Sin embargo, aún es una tecnología que se encuentra en desarrollo.

Si se consideran flotas de vehículos eléctricos que puedan estar coordinadas mediante sistemas inteligentes, podrían representar en el futuro un sistema de almacenamiento distribuido disponible con la posibilidad de contribuir a la estabilidad de la red eléctrica.



FIGURA 16: Vehículo eléctrico con la posibilidad de inyectar energía a la red [58].



## Nuevos Servicios Energéticos

La regulación actual en Chile no reconoce la posibilidad de prestación y remuneración de servicios complementarios que puedan ser aportados desde agentes ubicados en la red de distribución, tales como regulación de tensión y frecuencia, entre otros, lo que hace menos atractiva su integración. En la mayoría de los países de Europa, las instalaciones de generación distribuida deben ser capaces de controlar la potencia activa inyectada, entregar aportes de energía reactiva y contribuir al sistema ante perturbaciones mediante mecanismos tales como la operación en isla. La incorporación de estos conceptos en condiciones de competencia (de mercado) ayudaría a manejar de manera más eficiente los servicios eléctricos y recursos que estos proveen. La Figura 17 muestra los servicios eléctricos que pueden prestar al sistema de distribución las instalaciones de generación distribuida bajo la regulación de Europa.

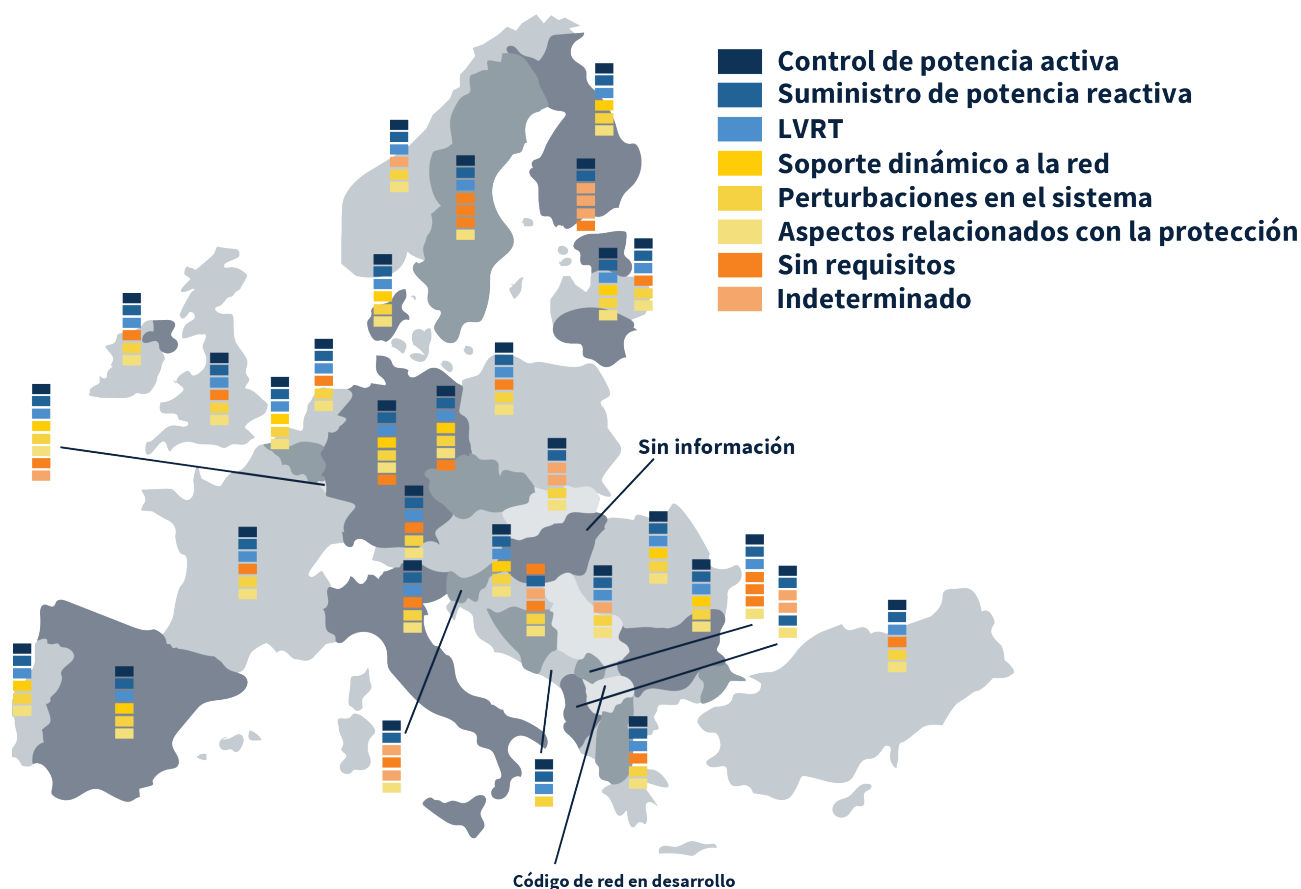


FIGURA 17: Servicios eléctricos exigidos en Europa a las instalaciones de Generación Distribuida [59].

## Microrredes

Desde los inicios del descubrimiento de la electricidad, y durante muchos años, la mayoría de los países desarrollaron grandes sistemas interconectados de energía eléctrica para abastecer sus necesidades energéticas. Con el rápido desarrollo de la tecnología, aparecen alternativas energéticas en redes de menor tamaño, especialmente para cubrir demandas de lugares remotos. Así, surge como alternativa energética la microrred.

Una microrred es un sistema de generación de energía eléctrica local con capacidad de control propio, de forma que es capaz de desconectarse de la red tradicional (por ejemplo, de distribución) y operar por sí misma, por lo que tiene la capacidad de funcionar como un sistema aislado u operar conectado a una red eléctrica. Está conformada por:

- Una o varias unidades de generación distribuida (o generadores distribuidos, en inglés distributed energy resources o DERs), como lo son fuentes de energía renovables, solar fotovoltaica, eólica, equipos de almacenamiento energético como baterías, generadores que utilizan combustibles (por ejemplo, Diesel), entre otros.

- Sensores y medidores en distintos puntos con fines de monitoreo y/o control.
- Cargas a las cuales se entrega el suministro de energía para alguna labor determinada.

Serán las características del recurso energético disponible y de la demanda de las cargas las que permitan que esta red opere de forma ininterrumpida. Dentro de las características a destacar en microrredes, se comenta:

- Una microrred o red “pequeña” puede ser desde algunos kW hasta unos pocos MW, con tendencia a que sea aún mayor.
- Opera como una red “local”, entregando suministro a una región bien definida y contenida.
- Suele operar a niveles de tensión de sistemas de distribución en media tensión (unos pocos kV).

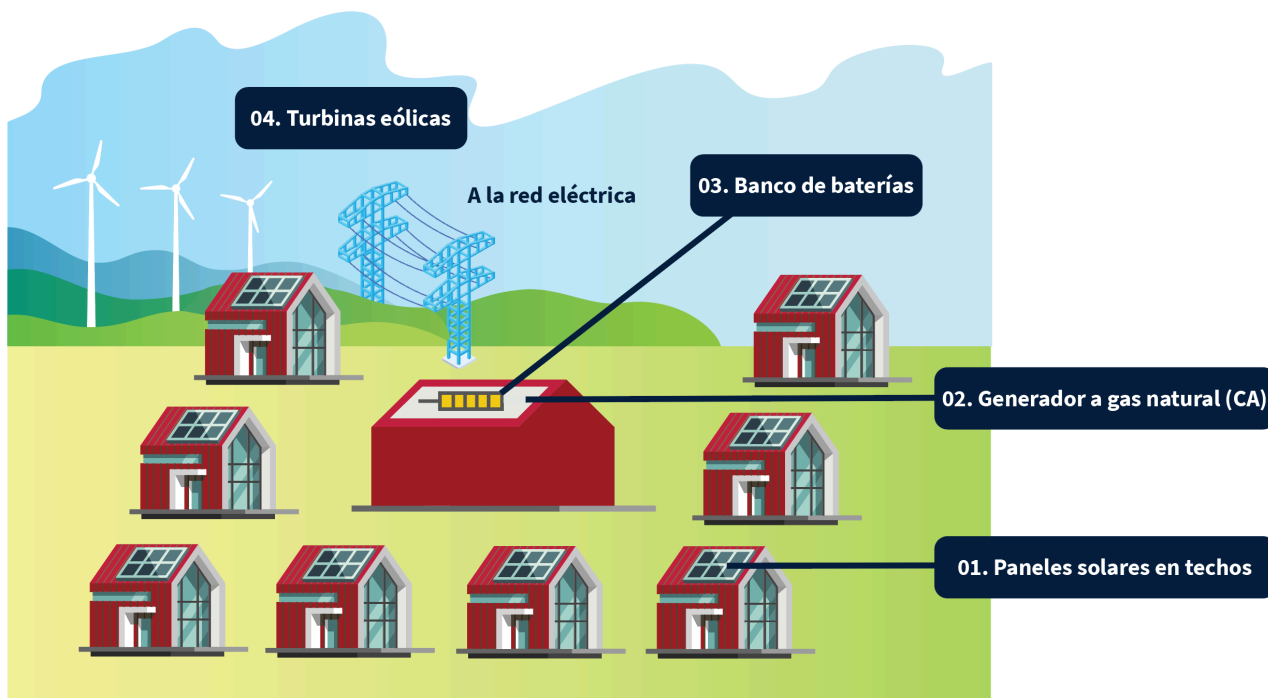


FIGURA 18: Diagrama tipo de microrred. Elaboración propia.

Existen varios ejemplos de microrredes en el mundo, como en sistemas aislados para viñedos, huertos, en conexión a red para lograr independencia energética de casas o condominios en caso de corte de suministro, islas, entre otros [47] [48].

Adicionalmente, las microrredes deben tener un sistema de control, lo cual variará según la regulación del país que se desee implementar, el cual busca que la red sea capaz de operar según fue configurada acorde a la arquitectura de la microrred y su lógica de control. Usualmente se pueden identificar tres jerarquías de lógicas de control: control primario, secundario y terciario. Esto puede considerarse un control local de los equipos y/o sistema SCADA de las unidades generadoras.

A una red de estas características, que busca optimizar el recurso energético, mejorar la confiabilidad del sistema, seguridad y eficiencia a través de estas tecnologías (TICs) de forma automática también se le puede llamar red inteligente o Smart Grid.

## ESQUEMAS DE CONEXIÓN ENTRE BESS Y GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

4.2

En la presente sección se identifican los distintos esquemas de interconexión y operación existentes entre equipos de generación fotovoltaica y almacenamiento con baterías para clientes finales conectados a redes de distribución, enfocado en aquellos consumidores que utilizan estos sistemas aplicados bajo el concepto “Behind the meter”, específicamente consumidores con autoconsumo sin inyección a la red y clientes aislados.



Para consumidores con autoconsumo sin inyección a la red y clientes aislados existe un conjunto de componentes y configuraciones con el fin de alimentar cargas, generar energía y poder almacenarla. El presente libro considera las baterías como componente de almacenamiento de energía para las topologías presentadas. Así, se desarrolla cuáles son las formas de utilizar y configurar ésta, acorde a una revisión bibliográfica científica y comercial.

En la literatura, los sistemas de almacenamiento en base a baterías conectados a sistemas de conversión de potencia (convertidor estático de potencia) se denominan BESS o Battery Energy Storage System. Este equipo puede estar conectado a una red eléctrica en CA (utilizando un convertidor CC – CA) o en CC (utilizando un convertidor CC – CC). Este libro no contempla un amplio análisis de redes en CC. De esta forma, se identifican tres equipos en la literatura como parte de un BESS:

- Banco de baterías.
- Sistema de protecciones eléctricas y BMS (dependiendo de la química de la batería).
- Sistemas de conversión de potencia (convertidor CC – CA y/o convertidor CC – CC).

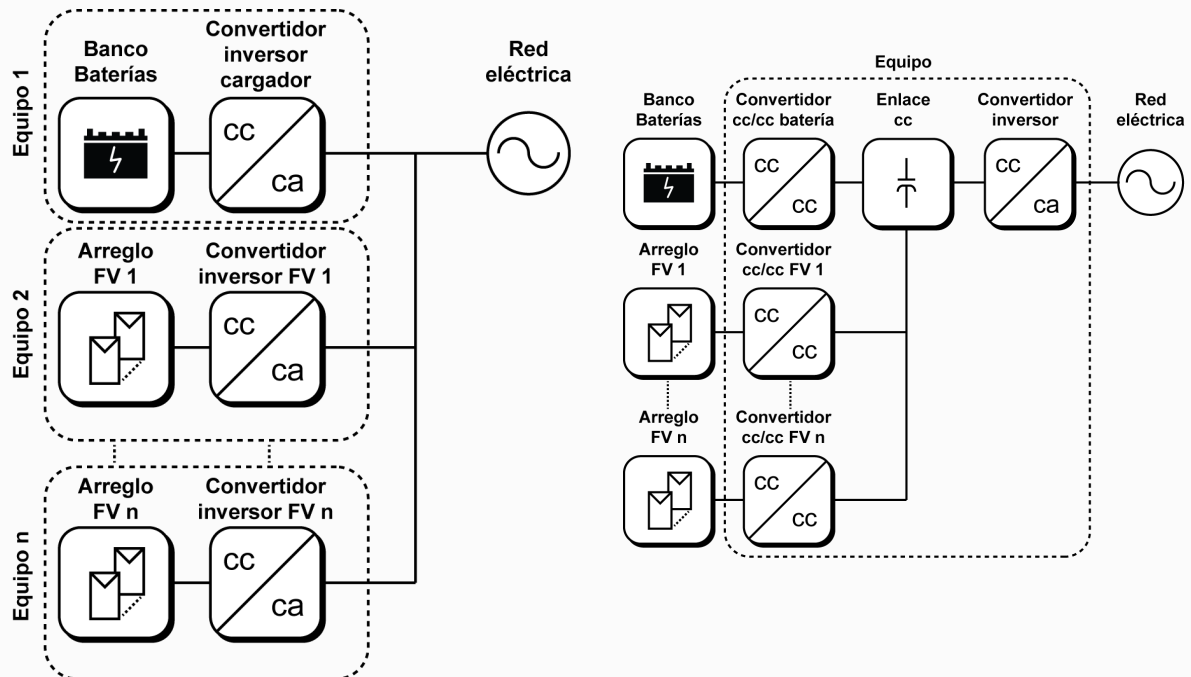
Dado que la alimentación de la red es en CA, los BESS a analizar en este estudio consideran equipos de conversión de potencia CC – CA conectados a batería. Además, en el contexto de los sistemas de interés (autoconsumo y aislados) es posible identificar soluciones de BESS conectadas a fuentes de generación de energías renovables, los cuales, para términos de este libro, se enfocará en la generación fotovoltaica. Así se define el regulador de carga, equipo cuya función es alimentar la batería de forma segura mediante un arreglo fotovoltaico.

Se consideran los equipos presentados anteriormente para ser utilizados en los esquemas de conexión. Éstos se encargan de proteger la batería (BMS) y transferir energía entre arreglos fotovoltaicos, baterías, cargas (en CA y/o CC) y la red eléctrica de forma segura, en base a un dimensionamiento energético previamente establecido y un sistema de protecciones ad-hoc a la instalación. No necesariamente un esquema utiliza todos estos equipos, pues en algunos casos ni BMS (depende de la química de la batería) ni regulador de carga son necesarios.

## Topologías de BESS

En la literatura es posible identificar 2 tipos de BESS, acorde a lo mostrado en la Figura 19:

- Distribuido, donde las unidades de generación y almacenamiento de energía no están integradas en un mismo equipo.
- Concentrado, donde un mismo equipo interconecta un sistema de almacenamiento de energía con unidades de generación (por ejemplo, arreglo de paneles FV). En el mercado es posible encontrar estos equipos con el nombre de convertidores o equipos “híbridos”.



**FIGURA 19:** Tipos de topologías de BESS conectados a la red. (a) BESS distribuido; (b) BESS concentrado. Elaboración propia.

Así, los reguladores de carga, inversores FV, inversores cargadores conectados a almacenamiento energético y baterías pueden ser parte de un BESS. En el mercado es posible identificar los equipos que pueden formar un BESS, con el fin de configurar el sistema que uno necesite en base a sus requerimientos. Es por lo anterior que se analizarán los sistemas desde el punto de vista de los equipos y su interconexión.

## Modos de funcionamiento de convertidores de potencia

---

En el contexto del presente libro, el equipo que conecta el banco de baterías con la red eléctrica es un convertidor CC a CA, que puede entregar y/o absorber energía de la red eléctrica, descargando y/o cargando las baterías (respectivamente) según se configure. Este equipo suele trabajar conectado a un generador fotovoltaico los cuales operan en conjunto con el objetivo de mantener cargas alimentadas de forma efectiva y segura. El convertidor CC – CA con almacenamiento y las baterías conforman el núcleo de la instalación y los esquemas a presentar.

En el presente documento se utilizarán las definiciones de convertidores CC-CA presentadas en la sección 3.2.2.4. Además, estos equipos cuentan en particular con un puerto de comunicación dedicado para sistemas de baterías (banco de baterías más BMS o equipo afín, usualmente protocolo CAN bus), con el objeto de conocer el estado de este sistema y actuar de forma segura.

Dependiendo de los esquemas de interconexión (que se presentarán en la sección 4.2.4) y los medios de generación involucrados, es posible distinguir distintos modos de funcionamiento en los convertidores CC-CA conectados a baterías y redes (de distribución o aisladas). Los modos identificados son:

- **Aislado:** El convertidor genera una red alterna aislada y actúa como gestor de esta, controlando el flujo de energía de la red y las baterías para equilibrar la generación y consumo de las cargas. Este equipo opera de manera aislada siempre y cuando el estado de carga de la batería se mantenga dentro de sus límites programados.
- **Back-up:** El convertidor funciona en redes donde los cortes de suministro son largos y frecuentes, por lo que es necesario una fuente de energía auxiliar. En estas circunstancias, cuando hay caída de la red el convertidor lo detecta, para luego generar una red CA mediante la energía almacenada en las baterías.
- **Autoconsumo:** El convertidor busca minimizar el consumo de la red (distribución o aislada). De esta forma, este modo busca alimentar las cargas desde las fuentes de alimentación disponibles, tales como generación fotovoltaica o baterías y no desde la red. En caso de que la generación renovable supere a la demanda, es posible utilizar los excedentes para cargar la batería o inyectar a la red.
- **Soporte de red:** A diferencia del modo autoconsumo, donde es posible inyectar los excedentes de energía a la red, en soporte de red el inversor es capaz de adaptar estos a un valor y forma determinada. La forma en que se inyectarán los excedentes será según el fin buscado, los cuales pueden ser mejorar la calidad de suministro, apoyar a la estabilidad de la red, entre otros. Para ello se establecen ciertas “funciones de interacción con la red” o “modos de respuesta de calidad de suministro”, estandarizadas en normas internacionales como, por ejemplo: rampa de potencia, Volt/Watt, frecuencia/Watt, Volt/Var, limitación de potencia activa, entre otros.

## Formas de inyección y control de energía

---

Los convertidores pueden ser capaces de generar una red eléctrica o sincronizarse a la misma. Esto en la literatura se denomina grid forming o grid following, respectivamente [60] [61] [62] [63]. Grid forming hace referencia a un equipo capaz de imponer el voltaje y frecuencia en la línea, de forma que:

- Es representado como una fuente de tensión.
- Provee potencia activa y reactiva a las cargas.
- Es capaz de operar por sí solo (stand-alone).
- Es capaz de crear una red eléctrica por sí solo. Es usado en sistemas off-grid u on-grid (por ejemplo, cuando se desconecta de la red de distribución, dando la opción de operar como isla).

Grid following hace referencia a un equipo que “sigue” a una red eléctrica previamente establecida, sincronizándose con ésta. De esta forma:

- Opera como fuente de corriente.
- Inyecta potencia activa y/o potencia reactiva acorde a la energía que disponga.
- No puede operar por sí solo.
- Posee rápida respuesta ante perturbaciones.

De esta forma, acorde a los modos de operación descritos en la Sección 4.2.2, es posible identificar la forma de inyección de energía a la red eléctrica. En consecuencia:

- En el modo aislado depende de si existe previamente una red eléctrica aislada, por ejemplo, creada mediante generadores Diesel, o el mismo equipo genera la red. En el primer caso el convertidor debe sincronizarse a esta red y podrá inyectar o absorber energía, operando como grid following. Por otro lado, si no existe red y es el convertidor quien la crea, el equipo opera como grid forming, ya que genera una red alterna aislada.
- En el modo back-up, durante el corte de suministro el convertidor opera como grid forming, entregando energía de las baterías para alimentar las cargas, o absorber energía de una fuente de generación disponible (por ejemplo, fotovoltaico) para cargar la batería.
- En el modo autoconsumo, el convertidor busca alimentar las cargas por sí solo, en vez de utilizar energía de la red eléctrica. Si se considera que ya hay una red eléctrica y el equipo controla el flujo de energía hacia las cargas en función a su consumo, opera como grid following.
- En el modo soporte de red, similar al autoconsumo, el convertidor opera como grid following.

Los convertidores CC – CA con almacenamiento (inversor-cargador) pueden tener varios puertos en CA. Los puertos pueden operar tanto en grid forming como grid following. Por ejemplo, existen equipos que pueden operar por defecto como grid forming pero, en caso que la red imponga la tensión, el equipo puede detectar esto automáticamente y operar como grid following. Esto debe corroborarse en cada equipo conectado a red para cada puerto en CA, pues no necesariamente todos los equipos disponen de operar como grid forming como grid following.

## Esquemas de interconexión

Se identifican cinco esquemas de interconexión, tanto para redes aisladas (off-grid) como de distribución (on-grid). En este sentido, la energía solar puede ir hacia las baterías por distintos caminos. Los paneles FV generan energía en CC, las baterías almacenan en CC y las cargas suelen estar en CA. Así, se establecen dos definiciones respecto a la forma de carga de las baterías mediante el uso de la energía solar:

- Acoplamiento CC: la energía solar va desde los paneles FV en CC a la batería, mediante un regulador de carga o equipo afín.
- Acoplamiento CA: la energía solar va desde los paneles FV en CC a una red CA mediante un inversor, para luego alimentar la batería en CC mediante un convertidor CC-CA que se conecta a dicha red.

Considerando que el núcleo de la instalación es el convertidor CC-CA conectado a baterías, se presentan a continuación cinco esquemas de interconexión entre equipos de almacenamiento, generación FV, red eléctrica (aislada o de distribución) y cargas:

- Esquema 1: Stand-alone off-grid sin función de carga a la red.
- Esquema 2: Stand-alone off-grid con función de carga a la red.
- Esquema 3: Híbrido.
- Esquema 4: Híbrido con limitación de inyecciones.
- Esquema 5: Grid-tied con limitación de inyección.

### Esquema 1: Stand-alone off-grid sin función de carga a la red.

Este esquema se utiliza en sistemas aislados, pues las cargas no son alimentadas por la red de distribución. En la Figura 20 se muestra el esquema de conexión a considerar:

- El esquema se compone de un banco de baterías alimentado por un regulador de carga capaz de extraer energía de un arreglo de paneles fotovoltaicos. En este esquema, las cargas CA son alimentadas por el inversor.
- Tanto el regulador de carga y el inversor suelen ser de baja potencia (del orden de 5 kW).
- El equipo de conversión de potencia (convertidor inversor) genera la red eléctrica (grid forming). Además, este equipo no carga la batería, solo extrae energía de ésta, de forma que opera como “inversor”.
- Existen algunos reguladores de carga que permiten alimentar cargas en CC.
- Es posible agregar a estos esquemas equipos de generación de respaldo.
- El presente esquema opera con acoplamiento en CC.

Existen equipos de conversión de potencia CC-CA comerciales que permiten implementar este esquema [64]. Estos cuentan con puerto CC y CA unidireccional (potencia hacia un sentido solamente) que permiten utilizar la energía de las baterías para alimentar a las cargas en CA en la red (barra CA) y no viceversa.

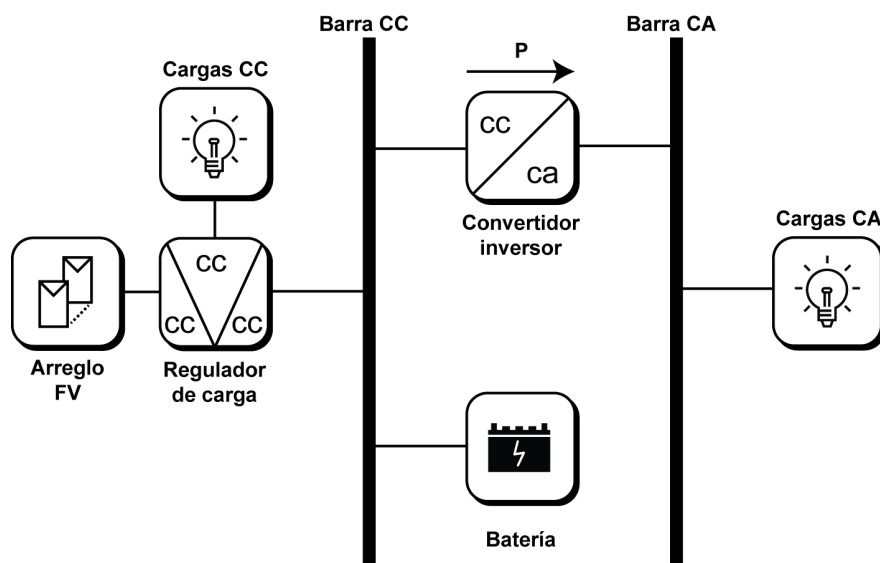


FIGURA 20: Esquema de “stand-alone off-grid sin función de carga a la red”. Elaboración Propia.

### Esquema 2: Stand-alone off-grid con función de carga a la red

En una red eléctrica en CA, solo debe haber un equipo que imponga la tensión en la red (es decir, amplitud, frecuencia y secuencia de las fases) y uno o más equipos que se sincronicen a esta, inyectando o absorbiendo energía. Similar al caso anterior, el presente esquema es utilizado en redes aisladas. Es posible que la red ya disponga de un generador, o no lo haga. Así, en la literatura se observa que es viable utilizar este esquema creando una red (grid forming), así como también acoplándose a una red aislada ya formada anteriormente (grid following), donde ya hay un generador que imponga tensión.

En la Figura 21 se muestra el esquema de conexión. De esta manera:

- El esquema se compone de un banco de baterías en conjunto con un convertidor CC – CA conectado a la red eléctrica aislada (barra CA), capaz de tanto entregar o absorber energía de esta. En la literatura comercial a este equipo suele llamarse “inversor-cargador”.
- La principal fuente de energía para cargar las baterías proviene del lado de la red eléctrica aislada, donde se conectan generadores (por ejemplo, generador FV). De esta forma, este esquema corresponde a un acoplamiento en CA. Así, la generación conectada al lado de la red es capaz de tanto alimentar las cargas como las baterías.
- En este esquema no es necesario utilizar un regulador de carga o cargador de baterías. Lo anterior es posible si el convertidor CC – CA (inversor-cargador) lo permite (corriente de carga de ambos equipos no sobrecargue la batería en operación nominal).
- Es posible agregar a estos esquemas equipos de generación de respaldo.

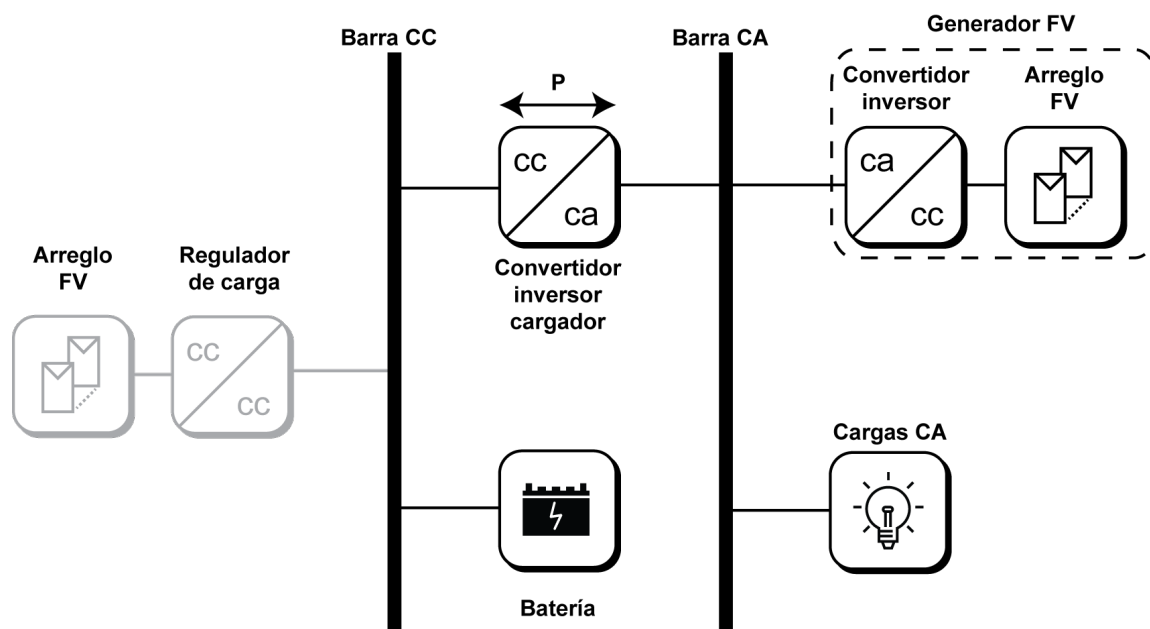


FIGURA 21: Esquema “stand-alone off-grid con función de carga a la red”. Elaboración propia.

Existen equipos comerciales que permiten implementar este esquema [65], los cuales cuentan con puerto de CC y CA bidireccional. Estos equipos tienen la capacidad de funcionar tanto en esquema 1 (4.2.4.1) como esquema 2 (4.2.4.2) ya que cuenta con la característica de formar una red a partir de la energía de las baterías, además de cargar las baterías utilizando la energía extraída desde el puerto CA.

### Esquema 3: Híbrido

En la Figura 22 se muestra el esquema de conexión para tanto sistemas aislados como conectados a una red de distribución, donde el convertidor de potencia conectado a la red es capaz tanto de entregar como absorber energía de esta. Este equipo tiene 2 puertos en CA: uno de “entrada” conectada a la red (de distribución o aislada, por ejemplo, con generador Diesel) y otra de “salida” conectada a las cargas (representadas como “Cargas CA 2”). En consecuencia:

- En operación normal, es posible cargar o descargar la batería con la energía disponible en la red (por ejemplo, de distribución) desde el puerto de entrada en CA. Este puerto del equipo opera como grid following.



- En caso de corte de suministro, el equipo es capaz de identificar este evento y alimentar las cargas desde el banco de baterías conectadas al puerto CA de salida. De esta forma, en este puerto el equipo opera como grid forming. También es posible alimentar las baterías desde la red generada (en barra CA 2) si hay equipos de generación conectados a esta. Esto puede ser una buena práctica ya que, en caso de corte de suministro, mientras la batería esté cargada, será posible extraer energía del “inversor FV red CA 2” al imponer tensión el equipo de almacenamiento (convertidor inversor-cargador).

Además, en algunos de estos equipos (convertidor inversor-cargador) es posible encontrar una entrada física a un arreglo FV para cargar la batería o inyectar energía a la red, según se requiera. Conjuntamente, es posible conectar cargas en CA (representando como “Cargas CA 1” en la Figura 22) en el lado de la red de distribución, las cuales durante un corte de suministro no podrán ser alimentadas debido al modo anti-isla del equipo.

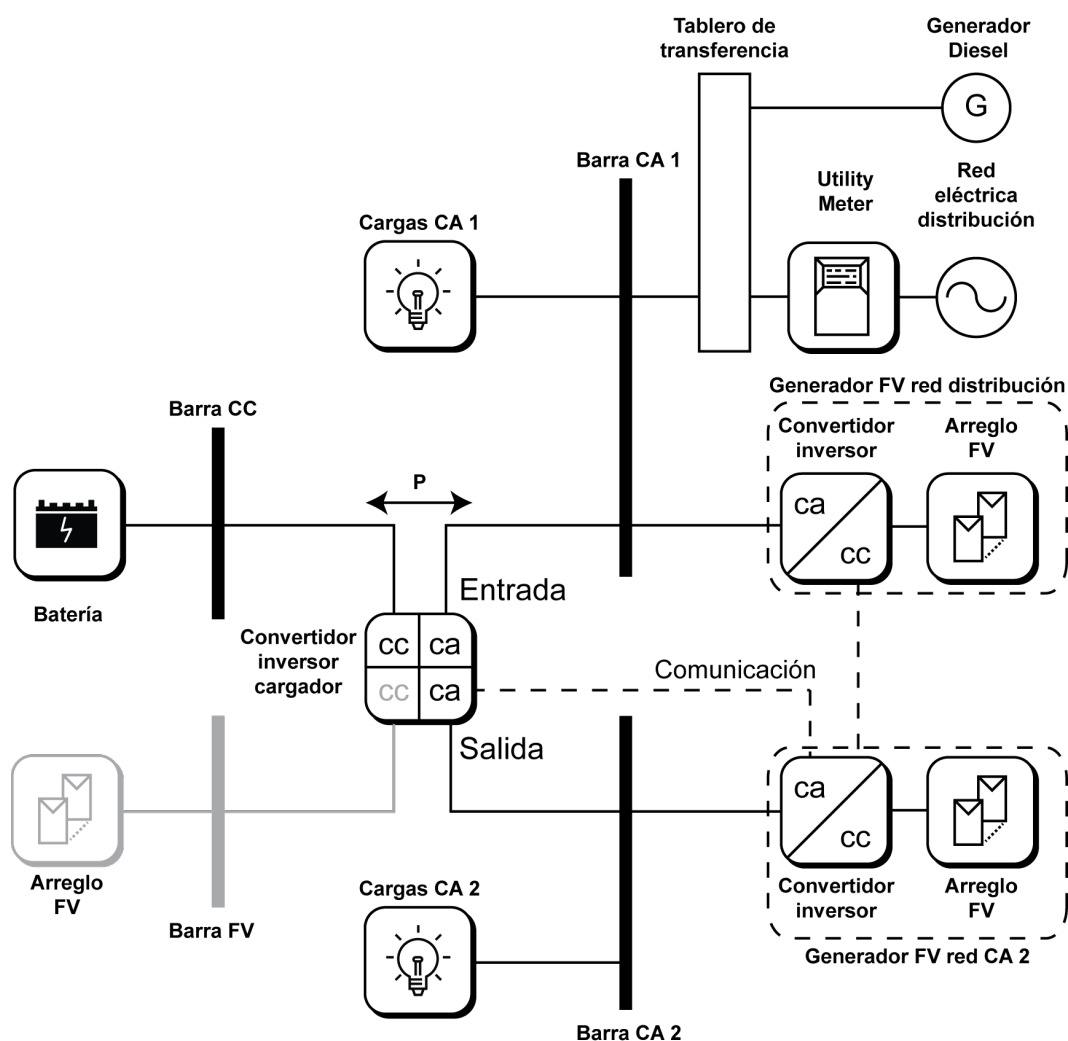


FIGURA 22: Esquema “híbrido”. Elaboración propia.

Existen equipos comerciales que permiten implementar este esquema [66], los cuales cuentan con dos puertos CC y dos puertos CA. Tiene la capacidad de operar en esquema 1 (4.2.4.1) (ya que puede crear una red CA desde las baterías) y en esquema 2 (4.2.4.2) (ya que cuenta con la función de carga de batería desde la red CA) inclusive. Sumado a lo anterior, es posible considerar este equipo en el esquema 3 (4.2.4.3), ya que al ser un inversor cargador híbrido tiene la capacidad de operar tanto en redes off-grid como en redes on-grid. Adicionalmente, este equipo cuenta con puertos de comunicación que pueden ser utilizados con energy meter para limitar la inyección de energía a la red distribuida, permitiendo operar en modo de autoconsumo, como se indica en el esquema 4 (4.2.4.4). Finalmente, si el equipo es conectado usando uno de sus puertos CA solamente y además usando la limitación de inyección (mediante energy meter), este equipo puede operar como se muestra en esquema 5 (4.2.4.5).

## Esquema 4: Híbrido con limitación de inyecciones

En la Figura 23 se ilustra la misma lógica que el esquema híbrido mostrado anteriormente, agregando la función de limitación de inyecciones hacia la red de distribución mediante un energy meter. Este equipo se comunica con los equipos de generación para administrar la energía del sistema. Este proceso es posible realizarlo de forma distribuida, donde cada equipo de generación toma decisiones de cómo usar la energía según se comunica con los otros generadores (como se ilustra en la Figura 23), o concentrada, de forma que un equipo externo (maestro) coordina todos los equipos de generación (esclavos).

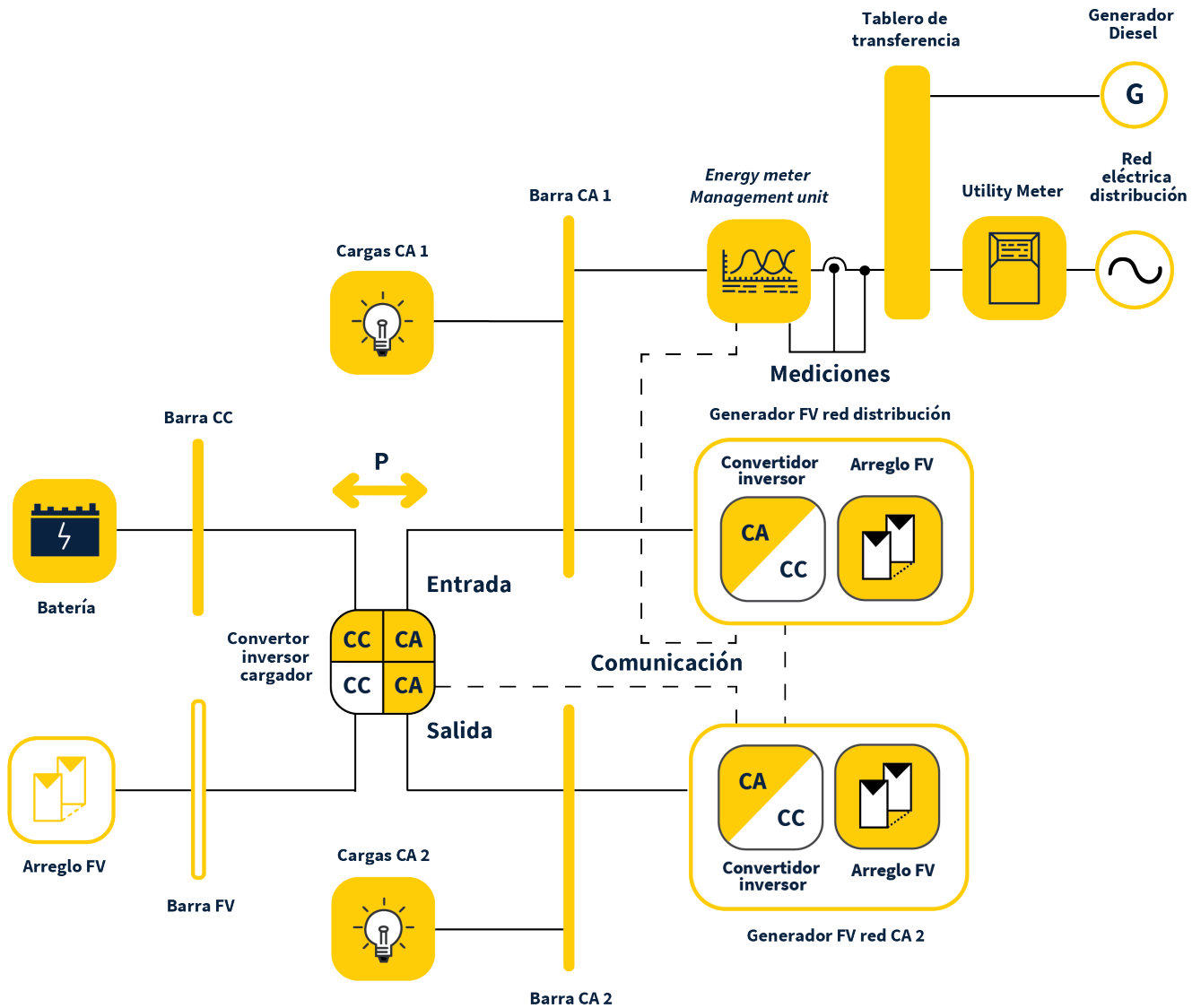


FIGURA 23: Esquema "híbrido con limitación de inyección". Elaboración propia.

## Esquema 5: Conectado a la red con limitación de inyección

En la Figura 24 se muestra el esquema de conexión donde solo hay una red eléctrica CA. En el ejemplo se ilustra que esta red puede ser tanto aislada como de distribución, donde es posible utilizar además equipos electrógenos. El inversor-cargador es capaz tanto de entregar como absorber energía por su único puerto en CA. Así, en función de cómo se configure el sistema, el equipo puede ser comandado por un energy meter, el cual dirige la inyección de potencia y con ello energía al lado de la red para alimentar las cargas. En base a lo anterior, el equipo opera como grid following.

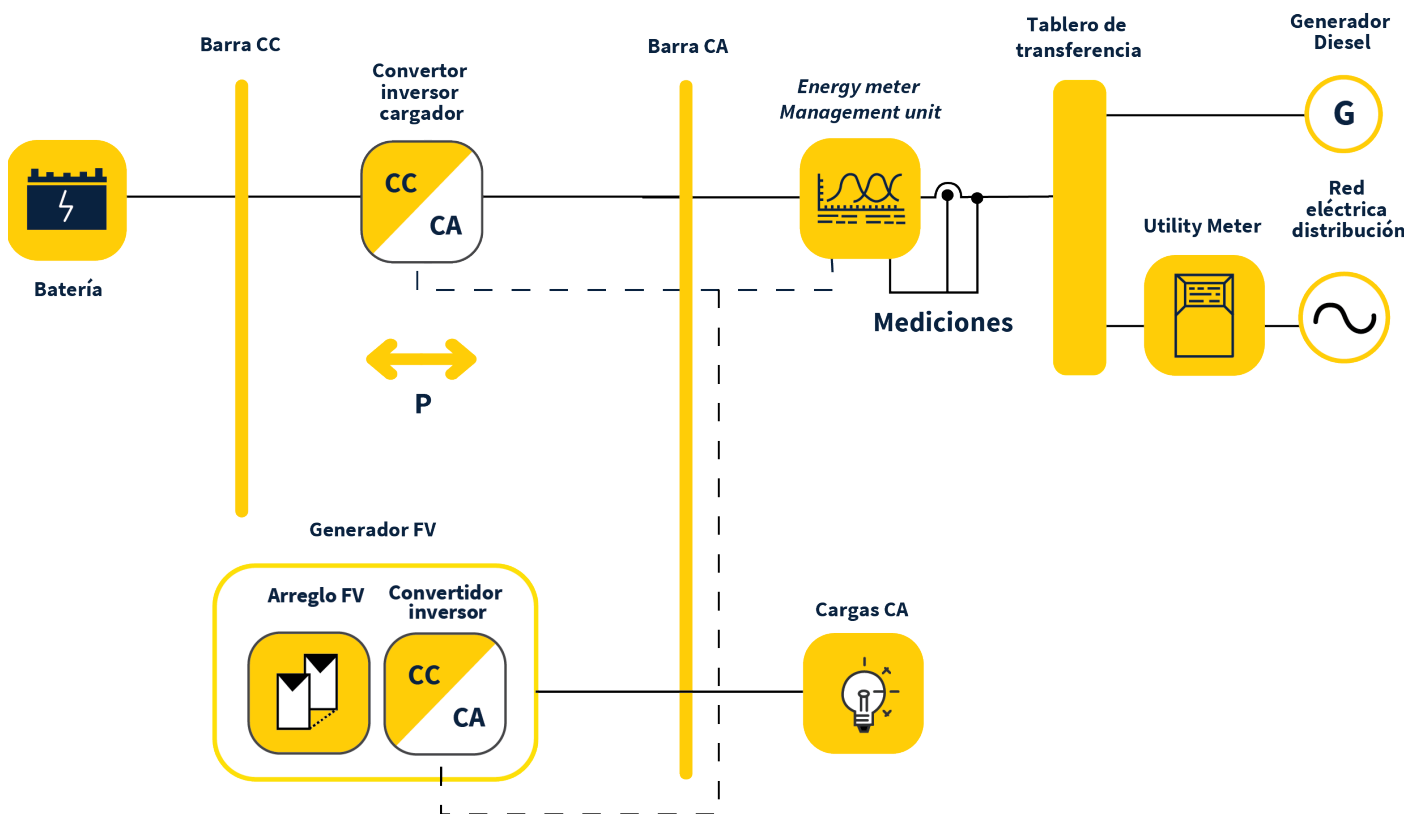


FIGURA 24: Esquema "conectado a la red con limitación de inyección". Elaboración propia.

Cabe destacar que en todos los esquemas la batería puede conectarse a la barra CC directamente o mediante un regulador CC - CC bidireccional. Esta es una tendencia en aplicaciones de vehículos eléctricos, para mejorar la eficiencia de los convertidores al operar esta barra para un voltaje fijado por este convertidor. No obstante, esto no es ampliamente utilizado en aplicaciones de sistemas estaciones de autoconsumo y/o inyección de energía a la red eléctrica en base a baterías y generadores fotovoltaicos. Por ello, este caso no será esquematizado en este libro. De requerirse, debe revisarse la compatibilidad de este equipo respecto a los equipos que se conectan a la barra CC y a la batería, de forma que toda la operación en todo rango de operación sea segura.



**SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO  
CON ENERGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA  
EN CHILE**

**05**

# NORMATIVAS VINCULADAS A ALMACENAMIENTO

Este capítulo tiene como objetivo poder definir y estudiar consideraciones relevantes en cuerpos normativos y certificaciones de diferentes países referentes a sistemas de almacenamiento, enfocado en instalaciones, funcionamiento, equipos y seguridad, en base a una mirada previa de lo existente en Chile.

## 05

# NORMATIVAS VINCULADAS A ALMACENAMIENTO

**A NIVEL INTERNACIONAL YA EXISTE UN AVANCE SIGNIFICATIVO RESPECTO A TECNOLOGÍAS Y REGLAMENTOS DE EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO Y SU IMPLICANCIA EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES.**

A esto se suman distintas exigencias a los equipos relacionados a almacenamiento y que deben pasar por pruebas y certificaciones antes que lleguen al mercado y/o se pongan en funcionamiento. No obstante, la lista de normas afines a esta temática es extensa y varía dependiendo del enfoque que se quiera dar. Por lo anterior, es importante conocer en primera instancia qué normativas, cuerpos legales y buenas prácticas existen actualmente en Chile, para identificar y estudiar normas extranjeras que puedan ser un aporte en temas de almacenamiento ligado a energías renovables.

Este capítulo tiene como objetivo poder definir y estudiar consideraciones relevantes en cuerpos normativos y certificaciones de diferentes países referentes a sistemas de almacenamiento, enfocado en instalaciones, funcionamiento, equipos y seguridad, en base a una mirada previa de lo existente en Chile.



## NORMATIVAS APLICABLES EN CHILE

### 5.1

En la presente sección se describen los principales aspectos a conocer respecto a baterías, de manera que se pueda establecer la base conceptual con cual se trabajará en aplicaciones conectadas a redes de distribución, así como en sistemas aislados.

La regulación en Chile vinculada con sistemas de almacenamiento es un concepto que se comenzó a materializar alrededor del año 2016 en la Ley 20.936 [67] la cual introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (Artículo 8 bis, Artículo 72-2, Artículo 72-20, Artículo 225). La necesidad del almacenamiento ha ido de la mano con el avance que ha tenido la generación distribuida, potenciando a clientes regulados a autogenerar su energía y sistemas aislados que dependían de unidades generadoras convencionales. La regulación hoy en día contempla dos categorías de sistemas de generación distribuida:

Equipamiento de Generación (“EG”): consistente en equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un usuario o cliente final, capaces de inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución y cuya capacidad instalada no supere los 300 kW.

Pequeños Medios de Generación Distribuida (“PMGD”): son medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW y mayores a 100 kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una

empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Para cada uno de estos sistemas se han publicado normas técnicas que regulan su conexión y operación [68] [69], velando por la seguridad de la instalación y del sistema. Adicionalmente existen diferencias en su manera de reconocer y valorizar sus inyecciones a la red. Para el caso de los EG, se busca promover el autoconsumo más que la inyección, y se valoriza al precio de la energía de la tarifa asociada. Por su lado, los PMGD comercializan su energía en el mercado mayorista y entran en la categoría de coordinados (su funcionamiento depende de las órdenes del operador de la red). El enfoque de este libro está acotado a Equipamientos de Generación, donde se presenta una breve contextualización histórica de cómo se ha desarrollado la generación distribuida, destacando las normativas que regulan directamente a los clientes que entran en la categoría de autoconsumo. Se mencionarán aquellas normativas sistémicas que tienen incidencia en el funcionamiento de sistemas de almacenamiento, sumado a cuerpos legales ligados al área de la construcción, medioambiente y laboral.

## Desarrollo Histórico de Generación Distribuida

Dentro del desarrollo de la generación distribuida, los requisitos de los proyectos de autogeneración (sin excedentes a la red) se menciona en la **N.Ch. Eléctrica 4** [70], norma que tiene por objeto fijar las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión. La norma comenzó a regir desde el año 2004, en la cual se incluyó un capítulo para sistemas de autogeneración sin la posibilidad de inyectar excedentes a la red, donde se mencionan los requisitos y funciones que deben tener estos proyectos.

Posterior a lo comentado anteriormente, pasaron varios años sin ningún cambio regulatorio que potenciase más el desarrollo de la generación distribuida, hasta el año 2012, donde se publica la **Ley 20.571** [71], que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Dicha ley establece modificaciones a la **Ley General de Servicios Eléctricos** [52], creando un incentivo a los medios de generación distribuida en base a energías renovables no convencionales o de cogeneración eficiente que no superen los 100 kW, generando la posibilidad de inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución.

Dos años después de la aprobación de la **Ley 20.571** se promulga el **Decreto Supremo 71 (DS 71)** [72], que aprueba el reglamento que regula el pago de las tarifas eléctricas incluidas en la **Ley 20.571**, donde se detalla el procedimiento para llevar a cabo la conexión del equipamiento de generación y se establecen límites a la conexión del equipamiento de generación que no requiera de obras adicionales y/o adecuaciones del sistema de distribución para su instalación.

En base a la **Ley 20.571** y el **DS 71**, se dicta la **Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión (NTCO-BT)** [68], norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de Equipamientos de Generación cuya capacidad instalada total no supere los 100 kW en sistemas eléctricos de distribución.

En 2017 se dicta el **Decreto Supremo (D.S.) 103** [73], modificando el **D.S. 71**, el cual busca simplificar la tramitación para la conexión de equipamientos de generación al sistema de distribución. Un año después se promulga la **Ley 21.118** [74], la cual es una modificación a la **Ley 20.571**, donde se aumenta la potencia nominal a la cual se pueden hacer proyectos a 300 kW nominales, además de entregar algunas facilidades a los clientes en el manejo de sus excedentes y la posibilidad de utilizar sistemas de generación comunitarias. Por último, en el año 2019 se actualiza la **NTCO-BT** considerando las modificaciones hechas por la **Ley 21.118**.

En 2020 se publica el **Decreto 57** [75], donde se aprueba el **Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo**. En este documento se habilita el esquema de generación comunitaria, se presentan mejoras en el cálculo de descuento en boleta, se simplifica documentación necesaria en el proceso de conexión y se establecen condiciones para funcionar en modo isla (en caso de cortes de red). Adicionalmente en el mismo año se aprueba el **Decreto N°8** [76], el cual admite el **Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica**, el cual establece los instructivos técnicos que se deberán elaborar con el fin de preservar la seguridad en instalaciones de consumo.

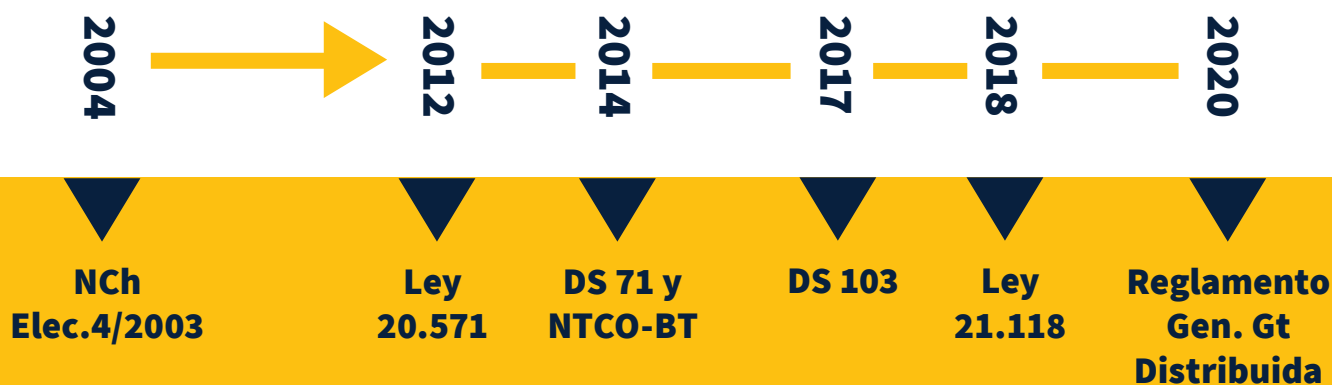


FIGURA 25: Desarrollo de la generación distribuida. Elaboración propia.



# Normativas

A continuación, se presentan distintas normativas que regularizan el contexto nacional, las cuales abarcan distintas perspectivas. En primera instancia normativas eléctricas, desde la Ley General de Servicios Eléctricos, hasta algunas recientes producto de la promulgación de la Ley 20.571 como es el caso de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión. También se abarcan normativas desde la perspectiva constructiva, aquellas vinculadas a temas medio ambientales y, por último, desde la perspectiva laboral.

## Normativas Eléctricas

Es importante que el mercado eléctrico sea regulado y fiscalizado constantemente, debido al beneficio e impacto social que conlleva a los sectores energéticos. A continuación, se describen brevemente los organismos que participan en el funcionamiento del sistema eléctrico, como se ilustra en la Figura 26 [77]:

- **Ministerio de Energía:** Órgano superior que colabora con las funciones del gobierno y la administración del sector de energía. Elabora y coordina los planes, políticas y normas para el funcionamiento y desarrollo del sector y su cumplimiento, además de asesorar al Gobierno en temas relacionados con la energía.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Organismo público y autónomo encargado de elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento, desarrollo y cumplimiento del sector energético nacional. Cumple el rol de regulador en el sector eléctrico.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC):** Organismo que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. También es responsable de verificar la calidad de los servicios que prestan las empresas a cargo de la energía.
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Organismo autónomo responsable de coordinar la operación del sistema eléctrico nacional, preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de manera económica y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- **Panel de Expertos:** El panel está conformado por integrantes designados mediante un concurso público cada seis años. Se encargan de resolver desacuerdos entre empresas eléctricas y la autoridad sobre la determinación de los costos, peajes y precios regulados de los servicios de electricidad.
- **Agencia de Sostenibilidad Energética:** es una persona jurídica de derecho privado sin fines de lucro, que tiene como finalidad la promoción, fortalecimiento y consolidación del uso eficiente de la energía a nivel nacional e internacional, entre otras materias. Asimismo, busca implementar iniciativas público-privadas en los distintos sectores de consumo energético, contribuyendo al desarrollo competitivo y sustentable del país.

## Institucionalidad Eléctrica

**01**

**Ministerio de  
Energía**

**02**

**Comisión Nacional de  
Energía**

**03**

**Panel de Expertos**

**04**

**Coordinador  
Eléctrico Nacional**

**05**

**SEC**

**06**

**Agencia de Sostenibilidad  
Energética**

FIGURA 26: Entidades reguladoras del sector eléctrico. Elaboración propia.

## Ley General de Servicios Eléctricos

En la Ley General de Servicios Eléctricos [52], en adelante D.F.L. 4, se encuentran algunas disposiciones relacionadas con sistemas de almacenamiento y generación fotovoltaicos. Por ejemplo, en el artículo 225° del D.F.L. 4, con respecto a almacenamiento de energía, se establece una definición para dichos sistemas correspondiente a: “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.”

Con respecto a lo comentado anteriormente, el D.F.L. 4 entrega una definición acerca de sistema de almacenamiento, en el cual hace mención que es un equipamiento capaz de retirar energía del sistema eléctrico e inyectarla a la red según las necesidades del operador de la red. De acuerdo con la aclaración posterior, queda por definir almacenamiento para aquellos clientes finales con capacidad de poder producir energía.

## Decreto 109. Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas

El Decreto 109 [78] es un reglamento que busca establecer 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. Para el caso de la distribución de energía, el reglamento aplica hasta el punto de conexión del usuario final con la red de distribución.

En base al Reglamento mencionado, la Superintendencia de Electricidad y Combustible publicó la Resolución Exenta N°33.277 [79], resolución que dicta pliegos técnicos normativos relacionados a las siguientes temáticas:

- RPTD N°01 Tensiones y frecuencias nominales
- RPTD N°02 Clasificación de instalaciones
- RPTD N°03 Proyectos y estudios
- RPTD N°04 Conductores
- RPTD N°05 Aislación
- RPTD N°06 Puesta a tierra
- RPTD N°07 Franja y distancias de seguridad
- RPTD N°08 Protección contra incendios
- RPTD N°09 Señalización de seguridad de instalaciones
- RPTD N°10 Centrales de producción y subestaciones
- RPTD N°11 Líneas de alta y extra alta tensión
- RPTD N°12 Líneas eléctricas de diferente tensión en estructura común (multitensión)
- RPTD N°13 Líneas eléctricas de media y baja tensión
- RPTD N°14 Apoyo en postes por terceros
- RPTD N°15 Operación y mantenimiento
- RPTD N°16 Puesta en Servicio
- RPTD N°17 Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIEE)

El objetivo de este último pliego (SGIEE) es maximizar las condiciones de seguridad, continuidad y calidad de suministro eléctrico de las instalaciones, por medio de la prevención de accidentes e incidentes, y en caso de que ocurran, estos sean del menor impacto posible. El pliego excluye instalaciones de consumo de clientes regulados y no regulados, PMGD conectados a redes de distribución y sistemas de generación residenciales, quedando acotado a las instalaciones detalladas en el Decreto 109.

## Decreto 8. Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica

Con la necesidad de mejorar las exigencias en materia de seguridad establecidas en las normas técnicas para instalaciones de consumo de energía eléctrica [80], se aprueba el Decreto 8 [76], el cual es un reglamento que establece 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:

- RIC N°01 Empalmes.
- RIC N°02 Tableros Eléctricos.
- RIC N°03 Alimentadores y demanda de una instalación.
- RIC N°04 Conductores, materiales y sistemas de canalización.
- RIC N°05 Medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas.
- RIC N°06 Puesta a tierra y enlace equipotencial.
- RIC N°07 Instalaciones de equipos.
- RIC N°08 Sistemas de emergencia.
- RIC N°09 Sistemas de autogeneración.
- RIC N°10 Instalaciones de uso general.
- RIC N°11 Instalaciones especiales.
- RIC N°12 Instalaciones de ambientes explosivos.
- RIC N°13 Subestaciones y salas eléctricas.
- RIC N°14 Exigencias de eficiencia energética para edificios.
- RIC N°15 Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.
- RIC N°16 Subsistemas de distribución.
- RIC N°17 Operación y mantenimiento.
- RIC N°18 Presentación de proyectos.
- RIC N°19 Puesta en servicio.

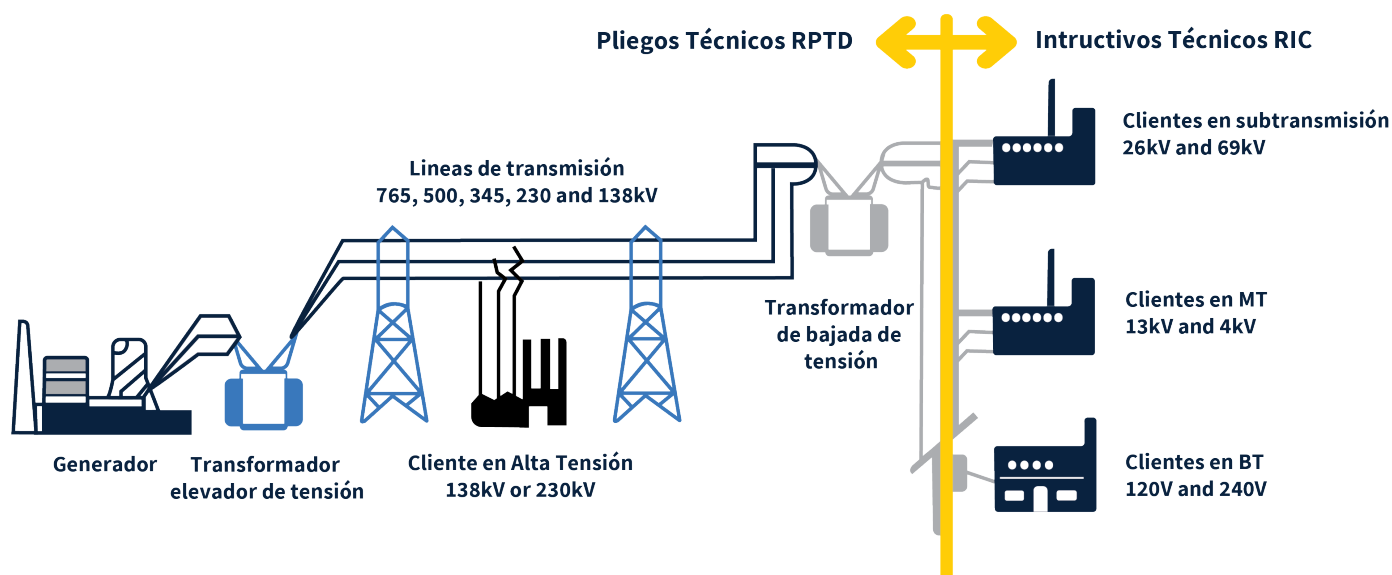


FIGURA 27: Pliegos Técnicos de seguridad a instalaciones. Elaboración propia.

## Norma Chilena Eléctrica N°4/2003

Esta norma tiene por objeto fijar las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión [70], con el fin de salvaguardar a las personas que las operan o hacen uso de ellas y preservar el medio ambiente en que han sido construidas.

Las disposiciones de esta norma se aplicarán al proyecto, ejecución y mantenimiento de las instalaciones de consumo cuya tensión sea inferior a 1.000 V. En esta normativa se incluye un capítulo para sistemas de autogeneración, donde las instalaciones de consumo tienen la facultad de generar su propia energía, sin la capacidad de inyectar los excedentes a la red. Estos podrán ser utilizados para las siguientes funciones:

- Sistema de emergencia.
- Sistema de corte de puntas.
- Sistema de cogeneración.

En la normativa se ausenta el concepto de sistemas de almacenamiento, pero si se destaca que podrían tener un potencial en las funciones descritas tales como sistema de emergencia y sistema de corte de puntas. Se especifican requerimientos vinculados al montaje de la instalación, tipos de arreglos, requerimientos eléctricos tales como conductores, canalizaciones, conexiones, tableros, requerimientos para el punto de conexión, entre otros.

Esta norma será reemplazada por el Decreto 8 en el Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica.

### Instructivos Técnicos RGR

En el marco de la Ley 20.571, y la posterior Ley 21.118, se aprobó el reglamento que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales [81]. Como apoyo al reglamento, se actualizaron los instructivos técnicos existentes y la Norma Técnica de Conexión y Operación que será mencionada más adelante. Los instructivos actualizados corresponden a los siguientes:

- Instructivo de comunicación RGR N°01.
- Instructivo de instalación fotovoltaica RGR N°02.
- Instructivo de instalación eólica RGR N°03.
- Instructivo de instalación hidroeléctrica RGR N°04.
- Instructivo Instalación cogeneración eficiente RGR N°05.

Para efectos de este libro es de interés el instructivo vinculado a generación fotovoltaica, RGR N°02. Este instructivo técnico acota los requerimientos para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se conectan a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio seguro tanto para las personas como para la operación del sistema. Cabe destacar que en la RGR N°02, la norma permite sistemas de almacenamiento, específicamente acotado a sistemas de baterías. En el caso de existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272-2 [82].

# Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTCS-SD)

El objetivo general de la presente norma técnica es permitir el correcto funcionamiento del sector eléctrico a nivel de redes de distribución, para lo cual deberá regular los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector [83]. En ella se establecen las exigencias que deberán cumplir las empresas distribuidoras en los siguientes estándares de calidad de servicio:

- a. **La Calidad de Producto:** Permite calificar el producto entregado por la Empresa Distribuidora y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.
- b. **La Calidad de Suministro:** Permite calificar el suministro entregado por la Empresa Distribuidora y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las Interrupciones de Suministro.
- c. **La Calidad Comercial:** Permite calificar el Servicio Comercial y la Calidad de Atención prestada por la Empresa Distribuidora a sus clientes o usuarios, y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento del servicio, la información proporcionada al cliente o usuario, la adecuada medición de los consumos y su facturación, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención y conexión de nuevos suministros de Clientes o Usuarios.

La Calidad de Producto se encarga de regular los siguientes tópicos:

- **Fluctuaciones tensión y frecuencia:** Se definen los niveles límites para la regulación de tensión, para el desequilibrio de tensión, el monitoreo de variaciones rápidas de tensión y monitoreo de frecuencia.
- **Distorsión armónica de tensión y severidad de parpadeo:** Se definen los límites para la distorsión armónica de tensión y los índices para medir la severidad de Parpadeo o Flicker.
- **Distorsión armónica de corriente y factor de potencia:** Se definen los límites para la distorsión armónica de corriente para usuarios en media tensión y baja tensión, junto con los límites y exigencias en el factor de potencia.

Se destaca que se establecen las obligaciones que tendrán los clientes y usuarios finales, donde estos deberán cumplir con las exigencias establecidas en la norma respecto a sus instalaciones conectadas a la red de distribución y cumplir con los límites y estándares establecidos respecto a la Calidad de Producto.



# Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación

La presente norma técnica establece los procedimientos, metodologías y exigencias para la conexión y operación de equipamientos de generación, EG, cuya capacidad instalada total se mantenga en los límites establecidos en la Ley 21.118 [74] y se encuentren conectados a las redes de distribución, con la finalidad de abastecer su consumo propio y el derecho de inyectar sus excedentes a la red [68]. Se define como EG, aquellos sistemas de generación mediante medios renovables no convencionales (biomasa, hidro, geotérmica, solar, eólica y mareomotriz). Dentro de los tópicos abarcados en la norma, considera:

- a. Procedimientos técnicos de conexión del EG;
- b. Exigencias técnicas para la conexión del EG; y
- c. Exigencias técnicas para la operación de un EG.

Se especifica que, en todas aquellas materias relativas al diseño, construcción, mantenimiento, reparación, modificación e inspección de instalaciones, fabricación, ensayos e instalación de equipos, materiales y accesorios, se deberán establecer en conformidad con la normativa vigente o instrucciones que emita la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, los cuales no son abarcados dentro de esta norma técnica. En su ausencia se puede aplicar determinadas normas extranjeras de instituciones tales como: IEC, IEEE, ISO, DIN/VDE, ASTM/ANSI. En todo caso, su aplicación debe ser aprobada por la Superintendencia previamente.

En la presente norma se detalla el procedimiento técnico de conexión y el protocolo de puesta en servicio. Dentro del proceso de conexión, el Art. 3.8 “Aumento de Capacidad o Incorporación de Sistemas de Almacenamiento a un EG”, donde se permite aumentar la capacidad del sistema ya sea mediante una reestructuración del sistema de generación o un sistema de almacenamiento de respaldo. Es posible conectarse mediante un proceso expeditivo en caso de que se cumplan determinados criterios de seguridad operacional, sino se debe determinar el cálculo de la Capacidad Instalada Permitida (CIP) y de la Inyección de Excedentes Permitida (IEP) cuando la capacidad de los equipos de generación que se desean instalar sea significativa.

Por último, en esta norma se establece que los EG deben ser diseñados, instalados y operados de tal manera que las repercusiones sobre el sistema de distribución y otras instalaciones cumpla con los estándares determinados en la NTCS-SD (Artículo 5-20), específicamente los estándares de Calidad del Producto (explicado en sección 5.1.2.1.4).

## Normativas de construcción

### Consideraciones estructurales

Un sistema estacionario de baterías representa una “Carga Permanente” en la estructura sobre la cual está instalado. Considerando, por ejemplo, una densidad de energía de 30 Wh/kg para una batería de plomo-ácido [84], un sistema de almacenamiento de 8 kWh tendría una masa, únicamente atribuible a sus baterías, de casi 270 kg.

La norma chilena NCh 1.537 “Diseño estructural - Cargas permanentes y cargas de uso” [85] entrega valores de carga de diseño, sobrecargas en uso y cargas permanentes a utilizar, separado según el uso que se da a la estructura. De lo anterior, se muestran en la Tabla 8 algunos casos aplicables bajo el foco del presente documento para cargas de uso uniformemente distribuidas y cargas concentradas admisibles.

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. 433 “Diseño sísmico de edificios” [86], NCh. 1.537 “Diseño estructural - Cargas permanentes y cargas de uso” [85], NCh. 2.369

“Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales” [87] y NCh. 2745 “Análisis y diseño de edificios con aislación sísmica” [88], según corresponda. De todas maneras, 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.

**TABLA 8:** Casos para considerar de cargas para pisos y techos [85].

Tipo de edificio	Descripción de uso	Carga de uso $L_0$ kPa	Carga concentrada $Q_k$ kN
Bodegas	Áreas de mercadería liviana	6	
	Áreas de mercadería pesada	12	4,5
Fábricas	Industria liviana	6	9
	Industria pesada	12	13,5
Oficinas	Privadas sin equipos	2,5	-
	Públicas o privadas con equipos	5	9
	Corredores	4	9
Viviendas	Áreas de uso general	2	-
	Dormitorios y buhardillas habitables	2	-
	Balcones que no exceden 10 m <sup>2</sup>	3	-
	Entretecho con almacenaje	1,5	-
Techos	Con acceso peatonal (uso privado)	2	-
	Con acceso peatonal (uso público)	5	-
	Con acceso sólo para mantención	1	-

### Manual de seguridad contra incendios de la Cámara Chilena de la Construcción

La Cámara Chilena de la Construcción, en su “Recopilación de la normativa nacional de seguridad contra incendios” [89], realiza una serie de observaciones respecto de las exigencias de seguridad asociadas al riesgo de incendio, las cuales obedecen a un análisis de normativas publicadas por distintos entes, como lo son los Ministerios de Vivienda y Urbanismo, de Economía, de Obras Públicas, y de Salud.

La recopilación detalla conceptos asociados a las definiciones de elementos combustibles, sistemas de extinción, muros cortafuegos, y una serie de elementos que son de relevancia al permitir mejorar las condiciones de seguridad para las personas en un evento de incendio.

Se realiza una revisión al “Plan de evacuación” de la Circular 339 / DDU 235 [90]. Los apartados “Electricidad” y “Almacenamiento de combustible” podrían ser revisados con mayor profundidad para incluir la ubicación de los sistemas de baterías y sus respectivos tableros, con el fin de explicitar el riesgo que pueda derivar de la exposición de un sistema de almacenamiento a un incendio. Se recomienda explicitar, además, la necesidad de tener un extintor apropiado para la química particular del sistema de baterías.

## Temática química y medioambiental

### Decreto 148: Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos

El Decreto 148 del Ministerio de Salud [91], 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 del referido decreto 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.

Además, dentro del reglamento se mencionan algunos componentes de baterías (ácido de baterías, líquido alcalino de baterías) dentro de “Tablas de incompatibilidades”, donde la mezcla de estos elementos entre ellos o con otros produce una generación de calor y reacción violenta. Si bien el mismo reglamento señala que son de carácter referencial, los procesos de eliminación podrán mezclar estos componentes cuando se demuestre que los efectos de la reacción se encuentran bajo control.

### Ley 20.920

La Ley 20.920 del Ministerio del Medio Ambiente [92], de 2016, que “Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento al reciclaje”, fija los lineamientos para el fomento del reciclaje. Se definen principalmente algunos actores que juegan un papel importante y otras definiciones que quedan establecidas. Dentro del 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:

- a. Aceites lubricantes.
- b. Aparatos eléctricos y electrónicos.
- c. Baterías.
- d. Envases y embalajes.
- e. Neumáticos.
- f. Pilas.

Para la definición de las categorías y subcategorías deberá considerarse la efectividad del instrumento para la gestión del residuo, su volumen, peligrosidad, potencial de valorización o el carácter de domiciliario o no domiciliario del residuo. El Ministerio, a través de los decretos supremos referidos, podrá igualmente aplicar la responsabilidad extendida del productor a las categorías y subcategorías.

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.

## 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 [93]. 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.

## NORMATIVAS INTERNACIONALES

5.2

Dada la revisión presentada de la normativa nacional, se procede a realizar una revisión a normas que regulen materias relativas al diseño, construcción, mantenimiento, reparación, modificación e inspección de instalaciones, equipos, materiales y accesorios.

La base para la búsqueda se acota a dos criterios:

- En base a información técnica y comercial de equipos (baterías, sistemas de gestión de baterías o BMS, reguladores de carga, inversores y cargadores).
- En base a normativas de países modelos estudiados (EE. UU., Alemania, Australia y Nueva Zelanda).

De esta forma, en las próximas subsecciones se plantea el criterio y selección de normas/certificaciones a considerar, junto con la metodología de clasificación y desglose de las características más importantes a definir.

# Certificaciones y normativas según equipos

Mediante la investigación de los datos técnicos de baterías, reguladores de carga, inversores y cargadores, se identifican las normativas y certificaciones a las cuales están afectas los equipos involucrados. En la Tabla 9 se muestran las normativas y regulaciones identificadas en los equipos revisados, destacadas por ser las más recurrentes y hacer referencia a los tópicos revisados en este libro.

**TABLA 9:** Normativas y regulaciones seleccionadas de inversores, cargadores, reguladores de carga y baterías de marcas comerciales para sistemas de almacenamiento conectados a red para autoconsumo y sistemas aislados.

Normativa	Descripción	Inversores y cargadores	Reguladores de carga	Baterías
AS 4777.1	Conexión a red de sistemas de energía mediante inversores. Parte 1: requerimientos de la instalación.	X		
AS 4777.2	Conexión a red de sistemas de energía mediante inversores. Parte 2: requerimiento de inversores.	X		
IEC/EN 62109 - 1	Seguridad de convertidores de potencia para uso en sistemas de potencia fotovoltaica. Parte 1: requerimientos generales.	X	X	
IEC/EN 62109 - 2	Seguridad de convertidores de potencia para uso en sistemas de potencia fotovoltaica. Parte 2: requerimientos particulares para inversores.	X	X	
IEC/EN 62040 - 1	Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS). Parte 1: requerimientos de seguridad.	X		
UL 1741	Inversores, Convertidores, Controladores y equipamiento en sistemas de interconexión para su uso con fuentes de energía distribuida.	X	X	X
UL 9540	Sistemas de almacenamiento de energía y equipos.	X	X	
UL 1973	Baterías para su uso en aplicaciones estacionarias, alimentación auxiliar para vehículos y sistemas eléctricos de trenes ligeros	X		X
IEEE 1547	Interconexión de recursos distribuidos con sistemas de potencia eléctrica.	X		
DIN V VDE 0126 - 1 - 1	Sistemas de almacenamiento de energía estacionarios con baterías de litio. Requerimientos de seguridad.	X		
VDE - AR - N - 4105	Generadores conectados a la red de distribución de baja tensión - requerimientos técnicos para la conexión y operación en paralelo con la red de distribución.	X		

# Certificaciones y normativas de los países estudiados

Sobre la base de lo visto en secciones anteriores, se identifican una serie de normativas y regulaciones en los países estudiados. En la Tabla 10 se muestra un resumen de estas, las cuales se encuentran clasificadas por país.

**TABLA 10:** Normativas y regulaciones seleccionadas para EE. UU., Alemania, Australia y Nueva Zelanda para sistemas de almacenamiento conectados a red para autoconsumo y sistemas aislados.

Normativa	Descripción	País/es que consideran la norma/regulación
AS 4777.1	Conexión a red de sistemas de energía mediante inversores. Parte 1: requerimientos de la instalación.	Australia y Nueva Zelanda
AS 4777.2	Conexión a red de sistemas de energía mediante inversores. Parte 2: requerimiento de inversores.	Australia y Nueva Zelanda
AS/NZS 5139	Instalaciones eléctricas – seguridad en sistemas de baterías para uso con equipamiento de conversión de potencia.	Australia y Nueva Zelanda
AS/NZS 4509	Sistemas de potencia stand-alone.	Australia y Nueva Zelanda
IEC/EN 62109 - 1	Seguridad de convertidores de potencia para uso en sistemas de potencia fotovoltaica. Parte 1: requerimientos generales.	Australia y Nueva Zelanda
IEC/EN 62109 - 2	Seguridad de convertidores de potencia para uso en sistemas de potencia fotovoltaica. Parte 2: requerimientos particulares para inversores.	Australia y Nueva Zelanda
IEC/EN 62040 - 1	Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS). Parte 1: requerimientos de seguridad.	Australia y Nueva Zelanda
UL 1741	Inversores, Convertidores, Controladores y equipamiento en sistemas de interconexión para su uso con fuentes de energía distribuida.	EE. UU.
UL 9540	Sistemas de almacenamiento de energía y equipos.	EE. UU.
UL 1973	Baterías para su uso en aplicaciones estacionarias, alimentación auxiliar para vehículos y sistemas eléctricos de trenes ligeros	EE. UU.
IEEE 1547	Interconexión de recursos distribuidos con sistemas de potencia eléctrica.	EE. UU.
NFPA 70	Código eléctrico nacional.	EE. UU.
DIN V VDE 0126 - 1 - 1	Sistemas de almacenamiento de energía estacionarios con baterías de litio. Requerimientos de seguridad.	Alemania
VDE - AR - N - 4100	Reglas técnicas para la conexión y operación de instalaciones de clientes para red eléctrica de baja tensión.	Alemania
VDE - AR - N - 4105	Generadores conectados a la red de distribución de baja tensión - requerimientos técnicos para la conexión y operación en paralelo con la red de distribución.	Alemania
IEC 62485	IEC 62485-1: Requerimientos de seguridad para baterías secundarias e instalación de baterías.	Alemania

# Revisión de normativas y certificaciones

A continuación, se especifican las principales características de normas y regulaciones comentadas. El criterio elegido para seleccionar y clasificar lo comentado considera:

- Ser clasificable en base a lo desarrollado e investigado anteriormente en la normativa chilena. Basados en criterios tales como: conexión eléctrica, diseño, características estructurales, operación, entre otros aspectos relevantes.
- Relacionar aspectos de equipos, seguridad, instalación eléctrica, operación, documentación y puesta en marcha de sistemas de almacenamiento para conectar tanto a redes de distribución como aisladas.

## Normativas de EE. UU.

En el siguiente apartado se busca dar una mirada a las normativas relacionadas a sistemas de almacenamiento conectados a redes eléctricas que se aplican en Estados Unidos, haciendo hincapié en aquellas que pueden ser un aporte en la normativa chilena.

## Norma NFPA 70

La norma NFPA 70 [94] es el Código Eléctrico Nacional de Estados Unidos (National Electric Code, NEC), donde se fijan lineamientos sobre la seguridad en instalaciones eléctricas. El documento tiene como objetivo proteger a las personas y sus bienes, y está orientado para aquellos organismos que tienen jurisdicción legal sobre instalaciones eléctricas, incluyendo sistemas de comunicación y señalización.

El contenido de la norma es variado, donde se destaca la existencia de capítulos específicos para temas relevantes en la regulación de sistemas de almacenamiento y energías renovables. Cada capítulo tiene artículos, que son secciones de estos. En el Artículo 480, “Storage Batteries”, se entregan lineamientos respecto a todas las instalaciones de baterías estacionarias, principalmente ligadas a seguridad, tales como: terminaciones de celdas y baterías, métodos de desconexión en CC, aislamiento de baterías, sistema de soporte de baterías, espaciado en sistema de baterías, entre otras. El Artículo 690, “Solar Photovoltaic (PV) Systems”, aplica para instalaciones de hasta 5.000 kW, y menciona esquemas de conexión, medios de desconexión, requerimientos sistémicos de rotulación y entrega detalles de los sistemas “Stand-Alone”. Por último, el Artículo 706: “Energy Storage Systems” establece parámetros para sistemas de almacenamiento permanentes que operen sobre 50 V en CA o 60 V en CC, que pueden estar o no conectados con otra fuente de producción de energía.

## Norma NFPA 1

La norma NFPA 1 “Fire Code” [95] tiene la finalidad de entregar seguridad y protección a la vida, propiedad, continuidad del negocio y cuidado al medio ambiente. Su importancia radica en que es ocupada en la inspección de equipos e instalaciones que puedan conllevar riesgo de incendio. Por lo anterior, se entregan ciertos requerimientos para los sistemas de almacenamiento.

Algunos de los aspectos relevantes a destacar hacen referencia a la exigencia en la instalación de baterías de litio, sodio, flujo. Según la norma, para las tecnologías señaladas se debe proveer un Battery Management System (BMS) aprobado, capaz de mantener las baterías en un rango de operación seguro. El sistema debe ser capaz de transmitir una señal de alarma si se detectan temperaturas u otras condiciones potencialmente peligrosas, incluyendo corto circuito, sobrevoltaje (sobrecarga) o bajo voltaje (sobre descarga).

En concreto, la norma presenta exigencias de seguridad para las baterías, separando por química y también por capacidad. Además, presenta exigencias para las dependencias donde se instalarán los BESS. A modo de ejemplo, existe la exigencia para baterías de litio, sodio y flujo, donde se permite un máximo de almacenamiento de 600 kWh, mientras que, para otras tecnologías solo 200 kWh. En caso de exceder esta capacidad, se deberá cumplir con lo dispuesto en otras normas, como la NFPA 101.

## Norma UL 1.741

El estándar de seguridad UL 1741 [96] “Inversores, Convertidores, Controladores y equipamiento en sistemas de interconexión para su uso con fuentes de energía distribuida” establece los requerimientos para inversores, convertidores, controladores de carga y equipamiento de sistemas de interconexión para su uso en modo stand-alone o interacción con redes de distribución. Esta norma se centra en el equipo como tal, velando que se cumplan requerimientos de seguridad y restricciones para interactuar con la red.

Particularmente esta norma establece requerimientos clasificados para construcción, protección de las personas, compatibilidad con la red, etiquetas, controladores de carga, módulos CA, equipamiento de corte rápido de suministro y soporte de red utilizando convertidores e inversores de interacción con la red. De los aspectos más relevantes se encuentran características de los dispositivos de desconexión que se deben integrar, características de potencia de salida y la compatibilidad con la red, protección de sobre corriente del inversor, funciones de soporte de red del inversor, criterio de dimensionamiento del cableado y rótulos que deben poseer los inversores.

## Norma UL 1.973

El estándar de seguridad ANSI/CAN/UL-1973:2018 “Baterías para su uso en aplicaciones estacionarias, alimentación auxiliar para vehículos y sistemas eléctricos de trenes ligeros” [97], establece los requerimientos de sistemas de baterías para su uso en almacenamiento de energía para aplicaciones estacionarias utilizadas en generación fotovoltaica, generación eólica, entre otras. Estos sistemas de baterías deben ser instalados cumpliendo con la norma NFPA 70, C22.1, u otro código de instalación aplicable.

Se destacan los aspectos vinculados a la seguridad constructiva de sistemas de baterías, los requerimientos que se deben cumplir para el encapsulamiento de baterías, el dimensionamiento de terminales y cableados, separación de circuitos eléctricos según el nivel de tensión, y los sistemas de protección y control que deben poseer, tales como un desconectador manual, protecciones para sobrecarga, sobre descarga, cortocircuito y sobrevoltajes. Desde la perspectiva funcional, se especifican requerimientos vinculados al sistema térmico (refrigeración), en caso de que los electrolitos estén sujetos a presión, señalizaciones de la instalación e instrucciones sobre la instalación, tales como elementos de seguridad y/o herramientas para una operación normal.

## Norma UL 9540

La norma UL 9540 “Estándar para sistemas de almacenamiento energético y equipamiento” [98] entrega requerimientos que cubren sistemas de almacenamiento energético que son destinados a recibir energía eléctrica, almacenan la energía en alguna forma y proveen, posteriormente, energía eléctrica a cargas o si es necesario, a sistemas de distribución eléctrica. La norma establece características del cableado, entrega cálculos para la apertura mínima de ventilación en aquellos sistemas de almacenamiento que tengan fluidos inflamables o baterías que tengan ventilación de hidrógeno a la atmosfera y entrega rótulos para ser etiquetados en los equipos de la instalación.

### Normativas de Australia y Nueva Zelanda

Con respecto a las normas de Australia y Nueva Zelanda para sistemas de almacenamiento de autoconsumo y aislados, destacan las siguientes normas: AS/NZS. 4777.1:2016, AS/NZS. 4777.2:2015, AS/NZS 5139:2019 y AS/NZS 4509. El interés por las normas de estos países radica en la forma en la que estos integraron de buena manera los cuidados de equipos e instalaciones que utilizan sistemas de almacenamiento con energías renovables, considerando como base para ello normativas principalmente europeas.

## Norma AS/NZS 4777.2:2015

La norma “AS. 4777.2:2015: Conexión a red de sistemas de energía mediante inversores. Parte 2: requerimiento de inversores” [100] tiene por objetivo especificar los requerimientos mínimos de seguridad y desempeño para el diseño, construcción y operación de inversores a ser usados para la inyección de potencia eléctrica en instalaciones eléctricas a la red.

La norma hace referencia a las siguientes regulaciones:

- Para inversores con arreglos FV: el inversor debe cumplir con los requerimientos de seguridad eléctrica planteado en IEC 62109-1 e IEC 62109-2, en conjunto con esta normativa.
- Para inversores con baterías: el inversor debe cumplir con los requerimientos de seguridad eléctrica planteado en IEC 62040.1.1, en conjunto con esta normativa.

La norma establece límites a la operación del sistema, así como también muestra datos respecto a temas de seguridad. La información contenida se puede agrupar en:

- Calidad de suministro: Información respecto a factores de potencia, variación de voltaje, límites transitorios de voltaje, inyección en corriente continua y balance de corriente, en el caso de inversores trifásicos.
- Modos de operación.
- Funciones de protección para conexión a instalación eléctrica y la red.
- Protección anti-isla: Hace la diferencia entre protección activa y pasiva.
- Límites de operación: entrega límites para mantener operación en rangos de voltaje y frecuencia.
- Procedimientos de conexión y reconexión.
- Documentación y etiquetados necesarios en inversores.

## Norma AS/NZS 5139:2019

La norma “AS/NZS 5139:2019 – Instalaciones eléctricas – seguridad en sistemas de baterías para uso con equipamiento de conversión de potencia” [101] establece los requerimientos generales de seguridad e instalación para BESS, donde el sistema de baterías es instalado en un recinto o habitación dedicada, y se conecta a un equipo de conversión de potencia (power conversion equipment o PCE) para suministrar energía eléctrica a la instalación. Así, describe los riesgos asociados con los sistemas de almacenamiento con baterías y especifica los métodos de instalación para eliminar o minimizar los riesgos.

Esta norma es aplicable para sistemas de baterías con tensión nominal de 12 V o superior, conectadas a uno o varios PCE y de una capacidad energética de 1 kWh hasta 200 kWh. En su contenido, esta norma establece:

- Definiciones para BESS, sus partes y características técnicas.
- Las características estructurales de un BESS, como:
  - Sistema de baterías y sus componentes: batería, módulo de baterías, banco de baterías, equipamiento auxiliar y BMS (Battery Management System).
  - Dispositivos de protección y aislación.
  - Interfaz.
  - Equipo de conversión de potencia.

La configuración de los equipos dentro de un BESS depende de la química de las baterías. Se promueve que cualquier sistema de baterías debe utilizar solo un tipo de tecnología y química. Además, debe proveerse la hoja técnica de seguridad del fabricante. La normativa desarrolla una categorización de riesgos clasificados según química, de los cuales se establecen siete peligros con el fin de minimizarlos: peligro eléctrico, energético, de incendio, de gases explosivos, químico, de gases tóxicos y mecánico. Acorde a la química de las baterías, se identifican los peligros, los cuales son mostrados en la Tabla 11.

**TABLA 11:** Clasificación de peligros por tipo de batería [101].

Química de batería	Peligro eléctrico	Peligro energético	Peligro de incendio: Nivel 1 o 2	Peligro químico	Peligro de gases tóxicos	Peligro de gas explosivo	Peligro mecánico
Plomo-ácido	☑	☑	2	☑	N/A	☑	☑
Níquel alcalino	☑	☑	2	☑	N/A	☑	☑
En base a Litio	☑	☑	1	N/A	☑	☑	☑
Flujo	☑	☑	N/A	☑	☑	☑	☑
Ion-híbrido	☑	☑	N/A	N/A	☑	N/A	☑

Otra consideración es que el BMS debe monitorear todas las posibles condiciones de falla que puedan resultar en un incendio. En el caso de baterías de litio, el BMS puede monitorear temperatura y tensión del sistema de baterías, y mantener la carga y descarga de la batería dentro del rango de voltaje y temperatura especificado por fabricante.

## Norma AS/NZS 4.509:2

El estándar AS/NZS 4509.2 “Sistemas aislados – Parte 2: guía para el diseño” [102] entrega instrucciones para el diseño de sistemas aislados con almacenamiento en baja tensión. La norma se destaca en la entrega de información acerca de los pasos involucrados en el diseño de un sistema aislado con almacenamiento, incluyendo los criterios generales a tener en consideración, las evaluaciones que se deben hacer (demanda energética, recursos disponibles, entre otros), dimensionamiento del sistema y selección de equipos. Para el caso del equipamiento a ocupar, la norma incluye recomendaciones para:

Sistemas fotovoltaicos (y otras fuentes de energía, como mini-hidro).

- Baterías.
- Reguladores de carga.
- Inversores.
- Cargadores de baterías.
- Dimensionamiento de cables.
- Protecciones.
- Conmutación y aislación.
- Obras civiles y mecánicas.
- Cuidados varios (control del ruido, alarmas consideradas, resguardos para relámpagos, entre otros).

### Normativas de Alemania

Con respecto a las normativas alemanas en la materia, destacan la norma VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4100 y VDE-AR-E 2510-50, las cuales cubren los aspectos más relevantes a considerar respecto a sistemas de almacenamiento conectados a redes de distribución, destacando el detalle y especificaciones técnicas desarrolladas. No obstante, no se identifica una normativa que haga referencia o incluya aspectos respecto a sistemas aislados.

## Norma VDE-AR-N 4105

La norma VDE-AR-N 4105 “Generadores conectados a la red de distribución de baja tensión” [103] resume los aspectos esenciales que deben ser considerados para la conexión y operación de sistemas de generación y unidades de almacenamiento a la red de baja tensión. Aplica para todos los sistemas de generación y almacenamiento que operan en paralelo con la red de baja tensión, aun cuando estos sistemas no tengan inyección de potencia hacia la red.

La norma aplica para sistemas de generación con una potencia máxima activa menor a 135 kW. Para sistemas con unidades generadoras eólicas, hidráulicas, y celdas de combustible con un total de potencia activa instalada menor a 30 kW.

La conexión de sistema de generación con inyección a red y sistemas de almacenamiento, además de cualquier trabajo en la instalación eléctrica del consumidor, debe ser realizada por el operador de red o electricista calificado. Para ello se fijan dos etapas claras para su funcionamiento:



- Procedimientos y documentación para la conexión: Fase en la cual se deben entregar los requerimientos solicitados por el operador.
- Puesta en marcha: El operador debe aprobar la realización de la puesta en marcha, la cual debe ser realizada por instalador calificado.

Los criterios de conexión a la red establecidos por la norma son:

- Inyección completa: Se conectará el sistema directamente al tablero de medición, de forma permanente. El tablero de medición se diseñará de acuerdo con VDE-AR-N 4100 y requerimientos del operador de red.
- Inyección del exceso de producción: En casos de autoconsumo con exceso de producción, la conexión del sistema de generación podrá ser centralizada en el tablero de medición, o descentralizada en un sub-tablero de distribución.
- Limitación de inyección (monitoreo de potencia activa permitida): El límite de inyección será medido en el tablero de medición central de acuerdo con la norma VDE-AR-N 4100. El monitoreo puede ser realizado por un equipo dedicado para ello, o puede ser parte del sistema de generación o unidad de almacenamiento. Al exceder el límite, la potencia generada por el sistema de generación o unidad de almacenamiento causante deberá ser reducida.

La norma establece parámetros técnicos que debe cumplir el sistema para mantenerse conectado a la red, entre ellos destaca:

- Frecuencia: Se puede mantener conectado dentro del rango 47,5-51,5 Hz, siendo entre 49-51 Hz el óptimo (tiempo ilimitado). En el resto del rango se permite funcionar en paralelo a la red en un lapso menor a 30 minutos. Además, establece velocidad de cambio en la frecuencia (RoCoF) limitada a ciertos valores.
- Suministro de potencia reactiva: Establece que la estabilidad de tensión en estado estacionario puede requerir suministro de potencia reactiva. Diferencia entre aquellos sistemas con potencia aparente total menor a 4,6 kVA y mayor que 4,6 kVA, entregando los parámetros a cumplir según sea sistemas con inversores, sistemas con celdas de combustible, entre otros.
- Suministro de potencia activa: El sistema de generación o unidad de almacenamiento deberá tener una interfaz que permita llevar a cero la inyección de potencia activa en un lapso menor que 5 segundos, en caso de recibir dicho comando desde el operador de red. Además, el operador de red podrá solicitar una limitación temporal en la inyección de potencia activa, o su apagado en cualquier momento. En este punto, la norma entrega información respecto al manejo de seguridad de la red, separando los requerimientos necesarios de funcionamiento según tipo de fuente de energía (sistemas fotovoltaicos, almacenamiento), implementación, ajustes al sistema, entre otros.

Otro tema por destacar dice relación con protecciones de redes e instalaciones o RI. La protección RI se implementará de acuerdo a la suma de las potencias aparentes de todos los SGUA (sistema de generación o unidad de almacenamiento) conectados al mismo punto de conexión a la red:

- Para sistemas con potencia mayor que 30 kVA, se utilizará una protección RI central en el tablero de medición. Para unidades de almacenamiento que no inyectan a la red de distribución, se permitirá una protección RI integrada con la unidad generadora.

Finalmente, con relación a la detección de isla y la consecuente desconexión del sistema, debe ocurrir en menos de 2 segundos. Dado que la estabilidad dinámica de la red se considera con mayor prioridad que la detección de isla, la protección contra modo isla podrá ser suspendida mientras ocurra un evento de estabilidad dinámica de la red.

## Norma VDE-AR-N 4100

La norma VDE-AR-N 4100 “reglas para la conexión y operación de las instalaciones de clientes finales a la red de baja tensión” [104], resume los requisitos técnicos que aplican al planificar, construir, conectar y operar instalaciones de clientes conectados a la red de baja tensión del sistema de distribución. Esta guía aplica para instalaciones de consumo y unidades de generación, en conjunto con la guía VDE-AR-N 4105. Adicionalmente, incluye requerimientos para la conexión y operación de unidades de almacenamiento.

Con el fin de que el operador de red pueda dimensionar apropiadamente la red de distribución de baja tensión, la conexión del inmueble a dicha red y también el equipamiento de medida, el instalador del sistema o el dueño de la conexión deberá proveer toda la información necesaria al operador de red, para que este la registre. El proceso de registro lo define el operador de red y este también es quien define los requisitos y procedimientos para la conexión.

Existen procedimientos para registrar nuevas instalaciones, o bien para modificaciones de instalaciones existentes. Es de interés que la norma está apuntada a los siguientes usuarios:

- Unidades de almacenamiento estacionarias con potencia total mayor que 12 kVA por instalación de cliente.
- Plantas de generación.
- Dispositivos individuales con potencia nominal mayor que 12 kVA.

## Norma VDE-AR-E 2510-50

La guía de aplicación VDE-AR-E 2510-50 “Sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías de litio” [105] especifica los requisitos de seguridad para sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) con baterías de litio. Se especifican requisitos de seguridad del sistema de almacenamiento durante todo su ciclo de vida: desde el almacenamiento, el transporte, su instalación, operación, mantenimiento, desensamble y finalmente reciclaje. Su alcance está remitido a hogares y pequeños negocios, exceptuando aplicaciones médicas.

La normativa señala que los BESS que opten por entrar al mercado alemán deberán cumplir con el Acto de Seguridad del Producto (Produktsicherheitsgesetz), el cual incluye el marcado “CE”. Algunos de los requisitos que debe cumplir el BESS son: compatibilidad electromagnética, cumplir con la Directiva de Baja Tensión (lista de estándares armonizados [106] [107]), y una serie de requisitos ambientales.

En relación con los requisitos funcionales de seguridad, la norma establece el uso de BMS, el cual debe monitorear al menos: tensión de cada celda / bloque de celdas, corriente del sistema de baterías, y temperatura de las celdas. Se requiere que, si alguna de las variables llega a salir de rango, el BMS llevará a la batería o en su defecto a todo el BESS a un estado seguro.

### Otras normativas

Al revisar las normativas de los países estudiados, bajo el foco de este libro se identificaron normas relevantes a considerar desarrolladas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), las cuales se describen de forma resumida en la presente sección.

## Norma IEC 62619

La norma IEC 62619:2017 “Baterías secundarias, baterías alcalinas y otras con electrolito no ácido – requerimientos de seguridad para baterías y celdas de litio secundarias, para uso en aplicaciones industriales” [108], define características para las baterías tales como aislación, ventilación, terminales, entre otras.

En dicha norma se establece que las características de seguridad se extraen de realizar una evaluación de riesgos y define que los requisitos por componente son “que asegure control de los riesgos”, con ciertas particularizaciones y métodos de prueba.

## Norma IEC 62485-1

La norma “IEC 62485-1: Requerimientos de seguridad para baterías secundarias e instalación de baterías. Parte 1: Información general de seguridad” [109] establece los requisitos de seguridad, resistencia mecánica, estabilidad y temperatura de la batería, las cuales determinan el diseño. En general, los requisitos y definiciones se especifican para baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio. La norma cubre aspectos de seguridad teniendo en cuenta los riesgos asociados con:

- Electricidad (instalación, carga, descarga, etc.).
- Electrolito.
- Mezclas de gases inflamables.
- Almacenamiento.

La norma destaca aspectos relacionados a disposiciones contra peligros de explosión, en caso de que se liberen gases durante su operación (sujeto al tipo de batería). Estos riesgos pueden minimizarse mediante el ajuste de parámetros en los ciclos de carga, ventilación del área y/o prevención de fuentes de ignición. Se señala que el proceso de carga puede generar gases explosivos, por lo que se indican niveles de voltaje en el cual se generan gases y procedimientos que se deben cumplir para la carga de baterías, acotado a su corriente y voltaje de carga. Por último, considera temperaturas adecuadas de operación y el control de la emisión de gases.

## Norma IEC 62485-2

La norma “IEC 62485-2: Requerimientos de seguridad para baterías secundarias e instalación de baterías. Parte 2: baterías estacionarias” [110] describe las principales medidas de protección para instalaciones de baterías con un máximo voltaje de 1.500 V en CC (nominal) contra peligros generados para:

- Electricidad.
- Emisión de gases.
- Electrolito.

Además, esta norma entrega aspectos de seguridad asociados al uso, inspección y mantenimiento de las instalaciones. Se incluyen aspectos vinculados a la protección contra el contacto directo de terminales energizados, dispositivos de protección que deben usarse en CC, equipamiento de desconexión y alojamiento eléctrico donde se deben encontrar las baterías.



**NAMA** CHILE  
Energías Renovables  
para Autoconsumo



# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE



06

## SEGURIDAD

Los sistemas de almacenamiento conectados a redes eléctricas deben tener determinados cuidados, de forma que estos sean seguros como instalación y lo que lo rodea en el lugar de emplazamiento, tanto como la interacción hacia otros sistemas, incluyendo las redes eléctricas. Existen otras consideraciones sobre estos, dadas las características y riesgos que implica el uso de estas tecnologías, desde un punto de vista medioambiental, salud, constructivo, entre otros. Así, es posible encontrar que distintas instituciones de cada país busquen, desde su labor, entregar lineamientos para poder disfrutar de las ventajas que entregan el uso de estas tecnologías.

## 06 SEGURIDAD

**LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CONECTADOS A REDES ELÉCTRICAS DEBEN CONSIDERAR DETERMINADOS CUIDADOS, DE FORMA QUE ESTOS SEAN SEGUROS COMO EQUIPO, COMO PARTE DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA Y EN SU OPERACIÓN AL INTERACTUAR CON OTROS SISTEMAS.**

Existen otros aspectos relevantes a estudiar, dadas las características y riesgos que implica el uso de estas tecnologías, desde un punto de vista medioambiental, salud, constructivo, entre otros. Así, es posible encontrar que distintas instituciones de cada país busquen, desde su labor, entregar lineamientos para poder disfrutar de las ventajas que entregan el uso de estas tecnologías.





Así, es posible encontrar que distintas instituciones de cada país busquen, desde su labor, entregar lineamientos para poder disfrutar de las ventajas que entregan el uso de estas tecnologías. Es por ello que, a la hora de analizar buenas prácticas que han sido consideradas en distintas partes del mundo, resultan difíciles de sintetizar debido a los múltiples enfoques observados. Con el fin de identificar las mejores prácticas desarrolladas en las normas alemanas, estadounidenses y australianas/neozelandesas se propone el siguiente marco teórico, agrupando los siguientes aspectos:

1. **Seguridad de equipos:** Identifica las principales consideraciones técnicas de equipos de almacenamiento energético. Esto considera aspectos de diseño, constructivos, protecciones, entre otros.
2. **Seguridad de instalación:** Establece qué aspectos son relevantes de considerar en la interconexión de los equipos y cuidado del recinto.
3. **Seguridad de operación:** Establece cómo debe ser la interacción de los equipos conectados a la red eléctrica, ya sea aislada como en redes de distribución.

Esta conceptualización focaliza el esfuerzo en aspectos de seguridad desde distintas aristas, las cuales fueron comunes en las normas revisadas. Existen aspectos que no serán cubiertos en este capítulo y pueden ser relevantes de considerar al momento de realizar un estudio, diseño y ejecución de un proyecto de ingeniería en la materia, con el fin de destacar los cuidados a considerar.

Los aspectos por clasificar se describen brevemente a continuación:

- **Protección anti-isla:** Mecanismo utilizado por equipos conectados a red capaz de inhabilitar la operación del inversor unidireccional o bidireccional cuando se genera un corte de suministro.
- **Protección por sobrecorriente:** Dispositivo eléctrico capaz de desconectar el equipamiento asociado tanto de la red eléctrica como de las baterías, ante presencia de fallas que impliquen un alza en corriente (sobre cargas o cortocircuitos).
- **Protección diferencial:** Equipo eléctrico capaz de identificar corriente de fuga en lado de CA (red eléctrica) o en baterías (CC).
- **BMS:** Se establecen las formas en las cuales el BMS debe actuar para proteger el banco de baterías.
- **Protección de redes e instalaciones (RI):** Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento, cuando al menos un valor de operación de la red de distribución se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección. Este elemento puede estar integrada en el inversor o ser externa al inversor (centralizada).
- **Características estructurales de BESS, ventilación y cableado:** Se desarrollan los principales cuidados a nivel constructivo que un sistema de almacenamiento debe tener.
- **Límite de tensión en CC para instalaciones:** En algunas normas se establece un límite de tensión en baterías para instalaciones de distinta potencia, como casas, condominios, entre otros.
- **Instalación de un BESS:** Se proponen buenas prácticas de la instalación física de un BESS en un recinto.
- **Equipo de segregación:** Se propone la utilización de un equipo eléctrico capaz de desconectar eléctricamente las baterías y red CA de convertidor CC-CA.
- **Etiquetado:** Se proponen etiquetas para informar aspectos técnicos y de seguridad (por segregación o en caso de siniestro) de una instalación.

- Cuidados especiales de baterías y equipos: Dependiendo de la química de la batería se deben considerar aspectos de contención de antiderrame, ventilación, detección de incendio, embalamiento térmico, entre otros en los sistemas de almacenamiento energético en base a baterías.
- Exportación de energía y limitación de inyecciones: Se establecen la forma en que los equipos puedan ser conectados, y operar para inyectar o limitar la exportación de energía a la red eléctrica.
- Funciones de interacción con red eléctrica: Las normativas establecen determinadas formas y límites de operación de los convertidores CC-CA con la red eléctrica con el fin de cargar y descargar las baterías acorde a las características de la red, con el fin de no destabilizarla.
- Calidad de suministro: Establece las características de operación de corriente y voltaje de los convertidores CC-CA con la red eléctrica.
- Documentación: Tanto para el diseño, puesta en marcha y mantención, las normativas establecen prácticas para llevar a cabo el proyecto de ingeniería.

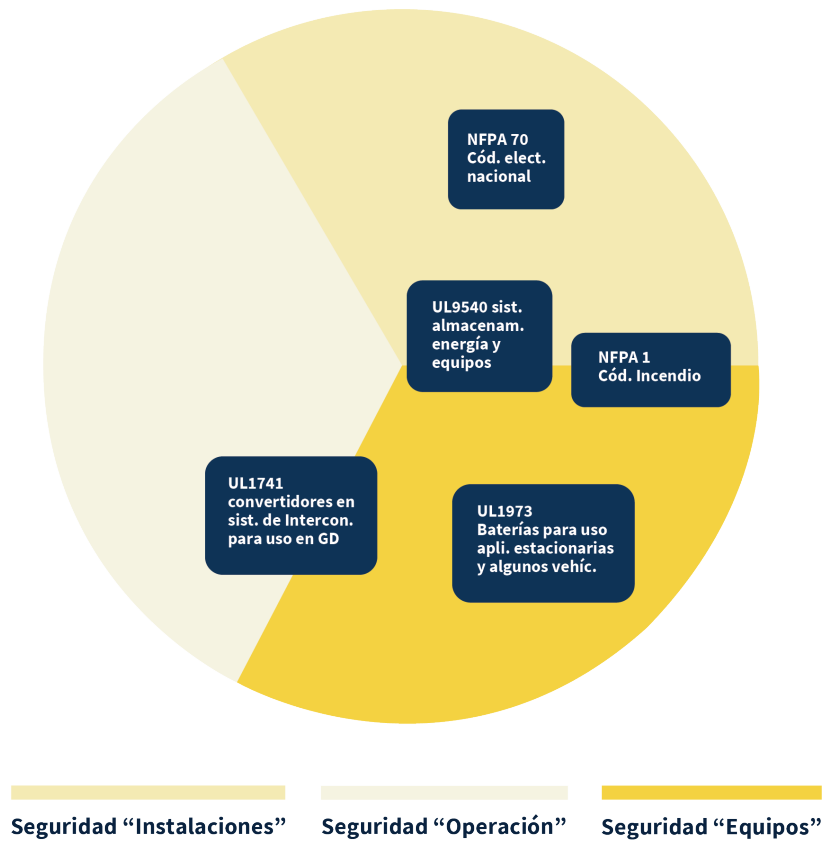
En la Figura 28 se ilustran los aspectos comentados agrupados para cada categorización de seguridad. Cabe destacar que existen aspectos que son adyacentes a más de una categorización, dada su naturaleza.



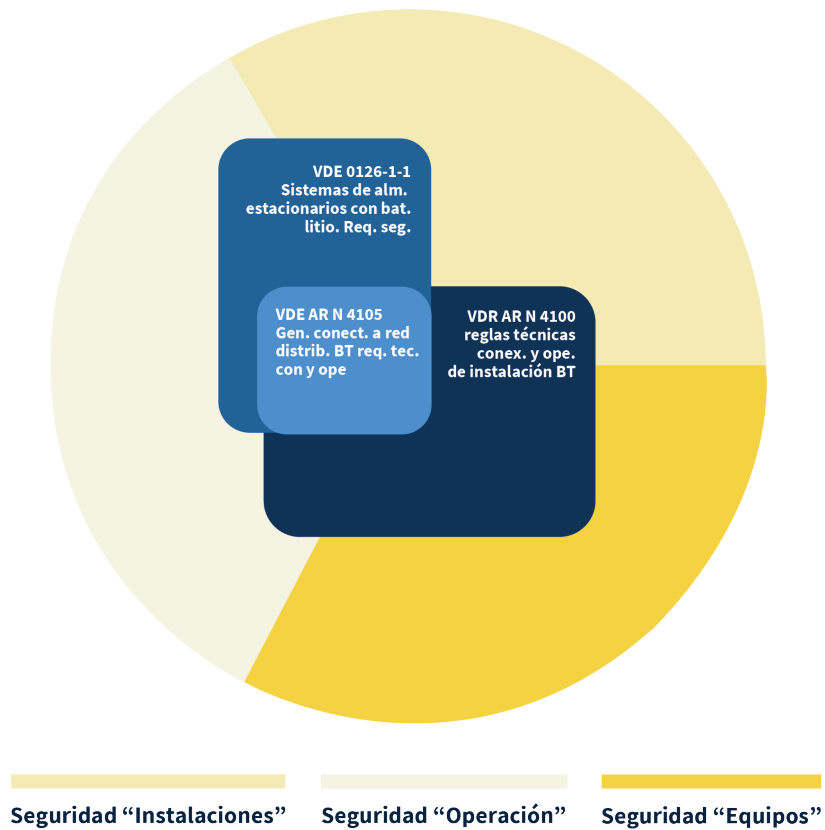
FIGURA 28: Categorización de aspectos de normativas internacionales revisadas. Elaboración propia.



En la Figura 29 se muestra una agrupación de los tópicos desarrollados en las normativas internacionales para los países estudiados.



(A)



(B)



(C)

**FIGURA 29:** Agrupación de normativas para los países estudiados. (A) EE. UU.; (B) Alemania; (C) Australia y Nueva Zelanda. Elaboración propia.

En las secciones siguientes se desarrollan con mayor detalle las consideraciones destacadas en las normativas, junto con llevar a ejemplos prácticos las buenas prácticas identificadas.

## ASPECTOS IDENTIFICADOS DE NORMATIVAS

6.1

En las siguientes subsecciones se destacan 15 aspectos identificados en las normativas revisadas.

### Protección anti-isla

Equipos conectados a red deben disponer de una protección anti-isla. Normas internacionales comentan de dos modos anti-isla, una activa (algoritmo de monitoreo de “isla” y actuación de protección) y una pasiva (red operando fuera de rango de operación por ciertos periodos, deben abrir circuito de generación a red). Dentro de aspectos de seguridad y control se considera relevante destacar las normas AS/NZS 4777.2:2015 [100], VDE-AR-N 4105 [103], VDE-AR-E 2510-2 [105], VDE-AR-N 4100 [104] y UL 1741 [96].

### Protección por sobre corriente

La batería debe considerar una protección de sobre corriente en CC en todos sus terminales, buscando estar lo más cercana o adyacente a los terminales de la batería, dimensionada para su corriente nominal, junto con un etiquetado adecuado acorde al diseño eléctrico (diagrama unilineal o afín) del sistema. Como criterio podría considerarse que el equipo proteja para que la corriente no supere el 120-125% de la corriente nominal.

Algunas normas comentan que esta protección podría ser un fusible de interrupción rápida en CC o en algunos casos incluso un disyuntor. Además, los equipos conectados a red, para cada uno de sus puertos en CA, deben considerar una protección por sobre corriente. Las normas que hacen referencia a lo anterior son la UL 1741 [96], UL 9540 [98], Código Eléctrico de EE.UU. [94], UL 1973 [97], NFPA 70 [94], AS/NZS 4777.1:2016 [99], AS/NZS 5139:2019 [101], AS/NZS 4509 [102], VDE-AR-N 4100 [104] y BS IEC 62485-2/5 [17].

## Protección diferencial

---

En el lado de corriente alterna del inversor se debe implementar una protección diferencial, capaz de detectar la falla a tierra, con el fin de proteger a las personas ante una fuga de corriente a masa (evitando la electrocución por contacto indirecto), además de la detección de la inyección de corriente continua en la generación de la red en el lado CA, desconectando todos los terminales energizados (incluidos el neutro), y ser del tipo que especifica el fabricante del inversor. Es importante considerar el tipo de diferencial dada la tecnología del inversor, el cual puede inyectar CC en la red CA e inhabilitar la actuación de la protección si no se elige adecuadamente. Por ejemplo, a grandes rasgos la norma AS/NZS 4777.2:2015 comenta que respecto a la inyección de CC a la salida del inversor (lado CA), se indica que esta corriente no puede exceder el 0,5% del rango de la corriente del inversor o los 5 mA. Esto aplica también para inversores trifásicos, especificando que esto se condiciona para cada fase. Por lo anterior, se debe seleccionar una protección diferencial de tipo adecuada. Las normativas que hacen referencia a este aspecto son la AS/NZS 4777.1:2016 [99], AS/NZS 4777.2:2015 [100], IEC 62477-1 [111], IEC 62109-1 [112], IEC 62109-2 [113], UL 1741 [96], VDE 4105 [103], VDE 4100 [104] y VDE 2510 [105].

## BMS

---

El equipo Battery Management System o BMS es un dispositivo utilizado -entre otros usos- para mitigar peligros de incendio debido a sobre temperatura o sobre descarga en baterías. Este dispositivo monitorea la temperatura, corriente y tensión del banco de baterías, con el objetivo de mantener este sistema dentro de su rango de operación seguro. Los bancos de baterías en base a baterías de litio, como litio polímero o iones de litio, deben utilizar un BMS. En la Tabla 12 se muestran exigencias comentadas por distintas normas para un BMS.

El dimensionamiento del dispositivo debe ser tal que permita medir las variables a controlar con la necesaria rigurosidad para la topología del BESS. Por ejemplo, el dispositivo debe tener la capacidad de medir la tensión de todos los módulos de baterías que requieran medición individual.

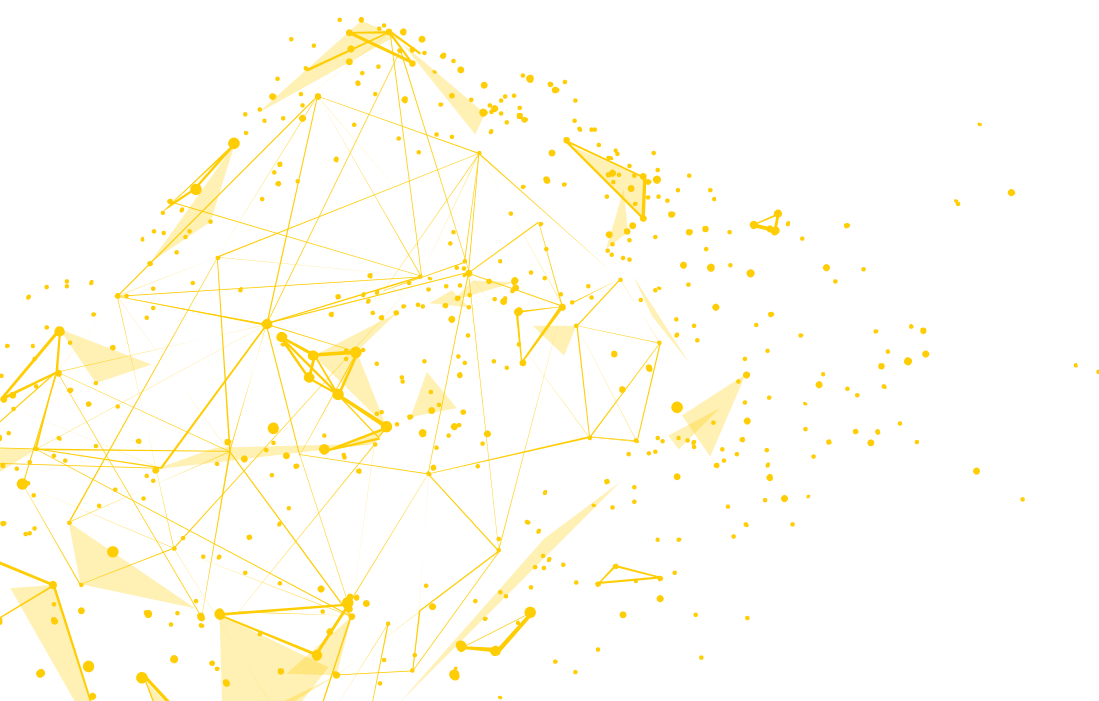


TABLA 12: Exigencias para un BMS.

Función	Detalle
Alerta de sobre temperatura o baja temperatura	<p>AS/NZS 5139 (Australia): Para baterías de litio se debe monitorear la temperatura de al menos cada bloque de celdas. Se debe desconectar si alguna celda o módulo opera fuera del rango del fabricante.</p> <p>VDE-AR-E 2510-50 (Alemania): Para baterías de litio, se exige que el BMS monitoree esta variable y que sea capaz de llevar a la batería o en su defecto a todo el BESS a un estado seguro.</p> <p>NFPA 1 (EEUU): El BMS medirá y controlará la temperatura de las baterías con el fin de mantener sus parámetros dentro de los límites establecidos por el fabricante. En caso de detectarse una situación peligrosa, el BMS transmitirá una señal de alarma a una ubicación apropiada.</p>
Alerta de sobre corriente	<p>AS/NZS 5139 (Australia): Si la corriente de carga excede el valor máximo especificado por el fabricante, se debe desconectar la fuente de energía o bien limitar la corriente a un valor apropiado. Esto aplica para baterías de litio, NiCd y plomo-ácido.</p> <p>VDE-AR-E 2510-50 (Alemania): Para baterías de litio, se exige que el BMS monitoree esta variable y que sea capaz de llevar a la batería o en su defecto a todo el BESS a un estado seguro.</p> <p>NFPA 1 (EEUU): El BMS medirá y controlará la corriente de las baterías con el fin de mantener sus parámetros dentro de los límites establecidos por el fabricante. En caso de detectarse una situación peligrosa, el BMS transmitirá una señal de alarma a una ubicación apropiada.</p>
Alerta de sobre tensión	<p>AS/NZS 5139 (Australia): Para baterías de litio se debe desconectar la batería si una celda, módulo o batería excede la tensión máxima especificada por el fabricante. Para baterías de NiCd y plomo-ácido, si se detecta que la tensión del conjunto de baterías es excesiva respecto de los parámetros del fabricante, se debe reducir la corriente de carga o desconectar la fuente de energía del sistema.</p> <p>VDE-AR-E 2510-50 (Alemania): Para baterías de litio, se exige que el BMS monitoree esta variable y que sea capaz de llevar a la batería o en su defecto a todo el BESS a un estado seguro.</p> <p>NFPA 1 (EEUU): El BMS medirá y controlará la tensión de las baterías con el fin de mantener sus parámetros dentro de los límites establecidos por el fabricante. En caso de detectarse una situación peligrosa de sobre tensión, el BMS transmitirá una señal de alarma a una ubicación apropiada.</p>
Alerta de sobre descarga	<p>AS/NZS 5139 (Australia): Tanto para litio como para NiCd y plomo-ácido, el BMS debe desconectar la batería o módulo de baterías del sistema si el voltaje del sistema de baterías o el estado de carga del conjunto cae más bajo que el especificado por fabricante.</p> <p>VDE-AR-E 2510-50 (Alemania): Para baterías de litio, se exige que el BMS monitoree esta variable (tensión) y que sea capaz de llevar a la batería o en su defecto a todo el BESS a un estado seguro.</p> <p>NFPA 1 (EEUU): El BMS medirá y controlará la tensión de las baterías con el fin de mantener sus parámetros dentro de los límites establecidos por el fabricante. En caso de detectarse una situación peligrosa de sobre descarga, el BMS transmitirá una señal de alarma a una ubicación apropiada.</p>

Respecto de cómo proteger a un BMS, se recomiendan las disposiciones indicadas en UL 9540, las cuales considera inmunidad a descargas electrostáticas y electromagnéticos de radiofrecuencia, inmunidad a fenómenos transitorios breves, sobre tensión, modo común de radio frecuencia, entre otros especificados en IEC 61000-4-2 [114], IEC 61000-4-3 [115], IEC 61000-4-4 [116], IEC 61000-4-5 [117], IEC 61000-4-6 [118] y IEC 61000-4-8 [119].

## Protección de redes e instalaciones

Este dispositivo se encarga de desconectar todas las unidades generadoras de una red. Su función es prevenir la inyección de energía al punto de alimentación y con ello la generación de isla no intencional.

El dispositivo debe ser comandado cuando:

- Se interrumpe el suministro de la red;
- Red opera fuera de rango de operación preconfigurados;
- No hay comunicación entre los equipos por cierto tiempo (por ejemplo, 60 segundos).

Con respecto a tiempos de actuación:

- Una vez enviado el comando de desconexión, el dispositivo debe actuar en un periodo menor a dos segundos.
- Para conexión y reconexión del dispositivo, deben haber transcurrido al menos 60 segundos durante los cuales la red opera dentro del rango de operación normal.

Dentro de las principales características del dispositivo, se encuentran:

- Debe aislar todos los conductores vivos.
- Al momento de operar debe abrir el circuito de interacción entre equipo (ejemplo inversor/cargador) y red eléctrica.
- Debe ser capaz de interrumpir al menos para corriente nominal del equipo o conjunto de equipos conectados a ese nodo.
- No se debe usar un dispositivo semiconductor de estado sólido para este fin.

Las exigencias normativas se resumen a continuación:

**TABLA 13:** Normas que hacen referencia a uso de dispositivo de desconexión.

Norma	Comentario
VDE 4105	<p><b>Para sistemas con potencia mayor que 30 kVA, se usará una protección RI centralizada. Para potencias menores, se permitirá el uso de protección RI distribuida.</b></p> <p><b>El dispositivo de desconexión deberá:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Desconectarse automáticamente si hay pérdida de energía.</b></li> <li>• <b>Cumplir con DIN EN 62109.</b></li> <li>• <b>Ser monitoreado por la protección RI.</b></li> <li>• <b>Asegurar interrupción galvánica.</b></li> </ul>
AS/NZS 4777.2	<p><b>Debe existir un dispositivo de desconexión automática que reaccione frente a interrupción del suministro de la red, condiciones anormales en la red, o cuando se activa el modo de respuesta DRM 0.</b></p> <p><b>El dispositivo debe:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Desconectar todos los conductores vivos.</b></li> <li>• <b>Resistir un impulso de tensión que pueda ocurrir en el punto de instalación.</b></li> <li>• <b>Indicar fehacientemente el estado de conexión o desconexión.</b></li> <li>• <b>Fallar en circuito abierto.</b></li> </ul> <p><b>El dispositivo no usará semiconductores para lograr el aislamiento.</b></p>

La Comisión Nacional de Energía en el documento “Norma Técnica De Conexión Y Operación De Equipamientos De Generación” [120], se refiere a la “protección de red e instalación” o protección RI, la cual se puede definir como un mecanismo que mide la tensión en la instalación (conectada a red de distribución) que, en caso que la frecuencia y/o tensión opere fuera de rango, desconecta las unidades generadoras. Lo anterior para prevenir que inadvertidamente los equipos generadores realicen inyecciones no deseadas en una parte de la red que puede estar separada del sistema distribuido.

Se consideran los siguientes elementos:

- Interruptor de acoplamiento: dispositivo que permite la desconexión de los equipos generadores a la red de distribución.
- Dispositivo protección RI: instrumento que mide la tensión de una red, y en base a características de frecuencia y magnitud de voltaje por ciertos periodos, envía comando de conexión y corte al interruptor de acoplamiento.

Dentro del contexto del interruptor de acoplamiento y la protección RI, se habla de las funciones de protección, las cuales corresponde a los eventos de falla detectados por las mediciones: sobre o baja tensión/frecuencia, anti-isla. En la Tabla 14 se detallan los valores de la configuración para la actuación de la protección RI indicado por la CNE [120].

Dentro de las características a destacar, se establece que la protección RI debe ser sellada o protegida con contraseña, y operar bajo ciertos tiempos de conexión y reconexión (2 segundos para desconexión una vez enviado el comando, y 60 segundos reconecta si la red opera dentro de los rangos de tolerancia en BT o MT, según corresponda).

La norma NTCO-EG [120] plantea:

- Si la capacidad instalada de los equipos de generación es mayor a 100 kVA, la protección RI debe ser centralizada, es decir, irá instalada a nivel de medidores y comandará el interruptor de acoplamiento para hacer la desconexión de todos los equipos generadores. Lo anterior se ilustra, para un esquema con acoplamiento CA, en la Figura 35 y Figura 36.
- Si la capacidad instalada de los equipos de generación es menor o igual a 100 kVA, la protección RI puede implementarse centralizada o descentralizada en subgrupos. Además, puede ir integrada a los equipos de generación. Esta última consideración es mostrada como el dispositivo de desconexión automática en las instalaciones.

**TABLA 14:** Ajuste de las funciones de protección para conexiones en BT [120].

Función de protección	Ajustes del relé	
Protección contra caídas de tensión $V <$	0,80 Vn	< 100 ms
Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) $V >$	1,10 Vn	< 100 ms
Protección contra sobretensiones breves $V >>$	1,15 Vn	< 100 ms
Protección contra caída de la frecuencia $f <$	47,5 Hz	< 100 ms
Protección contra subidas de la frecuencia $f >$	51,5 Hz	< 100 ms

**TABLA 15:** Tiempos de despeje según rango de tensión para conexión en MT [120].

Rango de tensión	Tiempo de despeje [s]
$V < 0,5 Vn$	0,16
$0,5 Vn < V < 0,9 Vn$	2,00
$1,1 Vn < V < 1,2 Vn$	1,00
$V > 1,2 Vn$	0,16

**TABLA 16:** Tiempos de despeje según rango de frecuencia para conexión en MT [120].

Rango de frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [s]
$f < 47,5$	0,10
$47,5 < f < 49$	90,0
$51,0 < f < 51,5$	90,0
$51,0 < f < 51,5$	0,10

# Características estructurales de BESS, ventilación y cableado

---

Acorde a lo establecido en las normativas vistas para equipos con almacenamiento, en primer lugar, se recomienda distinguir cuál es la química de la batería/BESS y con ello determinar los peligros asociados, para luego implementar medidas. Los peligros visualizados son:

- Peligro eléctrico.
- Peligro energético.
- Peligro de incendio.
- Peligro químico.
- Peligro de gases tóxicos.
- Peligro de gases explosivos.
- Peligro mecánico.

En particular,

- Para el caso de liberación de gases explosivos, impedir la acumulación de este mediante medidas de ventilación.
- Considerar que la temperatura de operación de las baterías y equipos deben estar dentro de un rango seguro acorde al ambiente a instalar el sistema.
- Para peligros de incendio debido a condiciones de falla por sobre temperatura y sobre descarga, el sistema de baterías debe incluir un BMS y elementos de protección (por ejemplo, por sobre corriente).
- El BESS debe ser capaz de operar en ambientes húmedos o mojados, considerando los cuidados respecto a la resistencia de entrada de material particulado e insectos.
- Contactos eléctricos de las baterías deben estar aisladas, pero de fácil acceso para personal autorizado.
- Debe haber un fácil acceso a un elemento de corte de suministro de las baterías

## Ventilación

El estándar IEC 62485-2 indica que para las baterías donde exista liberación de gases producto de la electrólisis del agua en condiciones de carga, se deberá asegurar una ventilación tal que la concentración de hidrógeno sea menor que el 4% del volumen del aire, lo cual se conoce como el límite inferior de explosión para el hidrógeno. Se considerará que la producción de gas de una batería se detendrá una vez transcurrida una hora desde el término del proceso de carga. La norma específica un procedimiento de cálculo de caudal de ventilación, corriente productora de gas y área de tomas de aire del recinto.

Existen recomendaciones adicionales a las del estándar IEC 62485-2, las cuales se resumen en la Tabla 17.



TABLA 17: Exigencias para ventilación.

Norma	Comentario
UL 1973 (EE. UU.)	Los sistemas de baterías deben proveer instructivos para correcta instalación y uso de éstas. Así, la norma destaca que deben indicarse los requerimientos de ventilación adecuados para evitar la acumulación de hidrógeno mayor al 25% de su respectivo límite de inflamabilidad.
UL 9540 (EE. UU.)	Norma indica que debe considerarse un sistema de ventilación para prevenir concentraciones peligrosas de material inflamable (por ejemplo, hidrógeno). Así, debe cumplirse lo planteado en la UL 1973.
AS/NZS 4086.2:2019 (Australia y Nueva Zelanda)	<p>Se debe mantener la concentración de hidrógeno por debajo del 2%.</p> <p>Para ventilación natural, se requerirá que el área de las aperturas sea de <math>A=100 \times Q</math> [cm<sup>2</sup>], con Q medido en litros por segundo. Cabe destacar que esta exigencia coincide con la exigencia de IEC 62485, con la diferencia de que IEC 62485-2 expresa el caudal en m<sup>3</sup>/h.</p> <p>El escape de un sistema de ventilación no debe circular por sobre otro equipamiento eléctrico.</p>
AS/NZS 4509 (Australia y Nueva Zelanda)	<p>Con respecto a aspectos de obras civiles y mecánicas, la norma entrega recomendaciones para la construcción que considere baterías. Con respecto a la ventilación, norma establece que deberá asegurarse una ventilación natural o forzada adecuada, definiendo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La salida de la ventilación no deberá pasar por sobre otros dispositivos eléctricos.</li> <li>• Las carcasas deberán tener agujeros apropiados para la circulación de aire según corresponda.</li> <li>• Las carcasas deberán ser construidas de forma que eviten la formación de “bolsillos” de gas.</li> <li>• La salida de la ventilación deberá situarse en el punto más alto de la carcasa.</li> <li>• La entrada de aire deberá tener una reja que impida el ingreso de alimañas.</li> <li>• La toma de aire y su salida deberán situarse en extremos opuestos de la batería, para asegurar que la ventilación atraviesa la batería completa.</li> </ul>
IEC 62619	La norma habla de cuidados que deben considerar las celdas y sistemas de baterías. En particular, estas deben incluir un sistema de liberación de acumulación de presión para evitar ruptura abrupta o explosión. Además, la carcasa de la batería y sistema de baterías debe evitar que se sobrecaliente durante operación normal.

## Cableado

Dentro de las consideraciones de cableado comentadas en normas UL 1741 [96], UL 9540 [98], Código Eléctrico de EE.UU. [94], AS/NZS 4777.1:2016 [99], AS/NZS 4509 [102], BS IEC 62485-2 [110], se comenta:

- Los terminales y cableados deben estar dimensionados para conectarse con cableado de campo que tenga una capacidad de corriente no menor que el 125% del RMS o CC del circuito. Se recomienda que esta corriente considere todas las fuentes de generación a la que está conectado (batería, convertidor y otra según corresponda).
- Los cables deben estar dimensionados acorde a la temperatura, voltaje y condiciones de servicio a las cuales estará sometido en conjunto con el equipamiento. Los conectores deben estar clasificados por el voltaje, corriente y temperatura de operación.
- Cableado a banco de baterías debe estar aislado (UL 9540).
- Los cables que van a los inversores, los centros de carga CC y/o los controladores de carga están dentro de conduits (NEC 690.31 (A) y 690.31 (E)).
- Los conduits que ingresan al recinto de almacenamiento lo hacen debajo de la parte superior de las baterías, con el fin de evitar la ventilación accidental de gases en equipos eléctricos donde puede producirse chispas.
- Indicar que son cables conectados al banco de baterías y sus características técnicas.

- Se permiten cables flexibles entre las baterías y celdas dentro de la carcasa. Estos cables deben resistir los requerimientos respectivos, como por ejemplo humedad. Los cables solo deben ser usados con terminales, agarraderas, dispositivos o conectores adecuados bajo un criterio de conexión franca, segura y adecuada al ambiente.
- Para instalaciones no domiciliarias donde el voltaje CC excede los 600 V, la instalación CC completa, sus cables asociados y sus protecciones deben tener un acceso restringido (AS/NZS 4777.1:2016).
- Se debe asegurar una caída de tensión menor que un 5% (para sistemas fotovoltaicos) o un 10% (para sistemas eólicos y mini-hidro) entre la fuente de energía y el banco de baterías. Entre el banco de baterías y el tablero CC se debe asegurar una caída de tensión menor que el 2%, mientras que entre el tablero CC y las cargas CC se debe asegurar una caída menor que el 5% (AS/NZS 4509).
- BS IEC 62485-2 comenta respecto al aterrizaje del banco de baterías, donde dentro de las alternativas considera:
  - Conectar la tierra al positivo, negativo, punto central u otro nodo eléctrico del banco de baterías a la tierra.
  - Asegurar que no se conecte la tierra del BESS a ningún nodo del banco de baterías, por ejemplo, mediante un dispositivo de monitoreo de aislación.

## Límite de tensión en CC para instalaciones

---

La normativa australiana establece que viviendas domiciliarias deben operar con tensiones en continua de hasta 600 Vcc. Para otro tipo de aplicación, en caso de que se superen los 600 Vcc se debe limitar el acceso a personal autorizado a todas las zonas con este nivel de tensión.

Lo establecido en el párrafo anterior se considera un buen criterio, ya que:

- Existen equipos comerciales que proveen soluciones con almacenamiento de hasta 400 volts nominales.
- La barra CC de equipamiento conectado a sistemas monofásicos de 220 Vrms son capaces de alcanzar 400 a 450 Vcc. Así, lo anterior es compatible. En caso de equipamiento trifásico, el equipo puede alcanzar los 800 Vcc, debiendo realizarse los cuidados pertinentes.

## Instalación de un BESS

---

Se recomienda que la instalación en terreno de un BESS considere:

- Ubicarse en lugares de adecuada protección física, ya sea un recinto o sala dedicada.
- No instalarse en techumbre. Se recomienda hacerlo a nivel de piso.
- No ubicar en lugares con materiales combustibles.
- No debe ubicarse en habitaciones o áreas con acceso a personas o público general.
- Con respecto a canalizaciones, se recomienda usar para interior, tubería PVC; y exterior, acero galvanizado.

Se recomienda, adicionalmente, cuidar las medidas de protección y de seguridad de Tabla 18.

TABLA 18: Aspectos generales de seguridad.

Aspecto	Aspectos comunes a Plomo ácido, NiCd, NiMH y Litio
Protección contra contacto directo, tensión CC máxima < 60 V	No se requiere, siempre y cuando la instalación cumpla con las condiciones de “Protección por muy baja tensión”. Se recomienda revisar la norma para más información (IEC 62485-2/5).
Protección contra contacto directo, tensión CC máxima > 60 V y < 120 V	Se permite protección por aislación de los conductores activos, por barreras o carcasas, por obstáculos y por ubicación fuera de alcance, cuidando que las baterías se sitúen en una ubicación con acceso restringido. Se considera que las puertas de salas de baterías y de gabinetes que contengan baterías son obstáculos, y deberán ser demarcadas acorde con IEC 62485-2, sección 11.1 (IEC 62485-2/5).
Protección contra contacto directo, tensión CC máxima > 120 V	Se permite protección por aislación de los conductores activos, por barreras o carcasas, por obstáculos y por ubicación fuera de alcance, cuidando que las baterías se sitúen en una ubicación con acceso restringido por medio de candados u otros similares. Se considera que las puertas de salas de baterías y de gabinetes que contengan baterías son obstáculos, y deberán ser demarcadas acorde con IEC 62485-2, sección 11.1 (IEC 62485-2/5).
Barreras de protección o carcasas	Deberá cumplir con IEC 60529 IP 2X o IPXXB (IEC 62485-2/5).
Protección contra contacto indirecto	<p>Se considerará una de las siguientes medidas de protección, las cuales se definen en el estándar IEC 60364-4-41 (IEC 62485-2/5):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Protección mediante desconexión automática del suministro.</li> <li>• Protección mediante uso de equipamiento clase II o de aislación equivalente.</li> <li>• Protección por ubicaciones no conductoras (para aplicaciones específicas).</li> <li>• Protección por unión equipotencial no aterrizada (para aplicaciones específicas).</li> <li>• Protección por separación eléctrica.</li> </ul> <p>Para aquellas medidas de protección que requieran el uso de un conductor de protección, como por ejemplo un cable a tierra, se cuidará que ningún elemento pueda interrumpir el paso de corriente por dicho conductor, esto es: no existirán elementos de desconexión situados en dicho conductor.</p> <p>Aquellos gabinetes metálicos que se usen para sostener baterías deberán ser aterrizados o bien aislados tanto de la batería como de la instalación (IEC 62485-2/5).</p>
Protección durante mantenimiento	Los sistemas de baterías de tensión mayor que 120 V en CC serán diseñados como un conjunto de secciones (arreglo de módulos o módulos) con tensión menor que 120 V CC cada una (IEC 62485-2/5).
Ubicación	Los recintos que alojen baterías tendrán paredes que sirvan de barrera para la llama durante una hora, salvo casos de edificios con usos que denoten mayor presencia de personas como colegios, hospitales, y otros, en cuyo caso la barrera deberá aguantar dos horas (NFPA 1).
Aislación	Las baterías se mantendrán limpias y secas para evitar riesgos de fuego o corrosión. La resistencia mínima entre el circuito de baterías y cualquier otra parte conductora cercana deberá ser mayor que $100 \Omega/V$ , donde V es la tensión nominal de la batería. La aislación deberá ser resistente contra efectos ambientales de temperatura, humedad, polvo, gases, vapor y estrés mecánico. La validación de la resistencia de aislación solo se realizará después de asegurar la ausencia de tensiones peligrosas entre la batería y el gabinete o carcasa asociado, además de asegurar el aislamiento de la batería del circuito exterior (IEC 62485-2/5).

## Equipo de segregación

Se recomienda disponer de una forma para segregar baterías, reguladores, inversores y cargadores del sistema. Una alternativa para realizar esto es mediante un equipo que permita una desconexión manual. Estos elementos pueden denominarse “dispositivos de aislación” o “elementos de segregación”.

Una buena práctica es separar cada 50 V los bloques de baterías, mediante un dispositivo de segregación. La finalidad de esta medida es poder dividir en arreglos más pequeños un BESS, lo que facilita a la vez las tareas de mantenimiento a futuro.

Dentro de las normas que hacen referencia a este aspecto destacan la AS/NZS 4777.1 [99], AS/NZS 4777.2 [100], UL1741 [96] y UL9540 [98].

## Etiquetado

Se recomienda etiquetar:

- Todos los elementos de desconexión y aislación.
- Conduits y cables de fuentes de energía, indicando de qué fuente de energía provienen, en intervalos de no más de dos metros.
- Baterías y equipos conectados a red, indicando:
  - Características técnicas del equipo.
  - Datos de qué hacer en caso de emergencia (teléfono ayuda, medidas de mitigación de fuego, otro afín).
- Puertos del inversor y/o cargador identificando a qué se conectan.

Adicionalmente, se recomienda agregar en la puerta de acceso a los sistemas de almacenamiento, ya sea una pieza o gabinete, la señalización que se muestra a continuación:



Los letreros deben estar en un lugar iluminado y visible para todos. De igual manera, se propone un ejemplo de la señalética técnica que se debe entregar:

Características Técnicas Banco de Baterías	
	Modelo batería: Modelo_de_batería
Química Batería	Plomo ácido
Configuración	2P 5S
Energía disponible	4.8 kWh
Capacidad	80 [Ah]
Corriente carga	40 [A]
Corriente descarga	160 [A]
Rango tensión operación	50 [V] a 71.5 [V]
Rango temperatura operación	-5 [°C] a 55 [°C]
Volumen	100 litros

Para las baterías de sodio, flujo y otras tecnologías, se recomienda agregar señalética señalada en la norma NFPA 704 [121] a modo de información. Para las baterías de sodio agregar la señalización “Peligro de reactividad con el agua – No aplicar agua”, cuando corresponda.

A saber, se cuenta con las disposiciones normativas en este ámbito mostradas en Tabla 19.

**TABLA 19:** Exigencias para demarcación.

Norma	Comentario
NFPA1 (EE.UU.)	<p>Para baterías de níquel-cadmio (NiCd) y plomo-ácido: Se demarcará el acceso a los siguientes lugares: edificios de almacenamiento de baterías, habitaciones que contengan sistemas de almacenamiento basados en baterías estacionarias y otras áreas que contengan sistemas de almacenamiento basados en baterías estacionarias. Para habitaciones que contengan baterías VRLA, la demarcación indicará: “Esta habitación contiene sistemas de almacenamiento basados en baterías estacionarias, y circuitos eléctricos energizados”. Para baterías de Ni-Cd, la demarcación será igual que para VRLA, incluyendo además una advertencia por electrolito corrosivo.</p> <p>Los gabinetes que contengan baterías tendrán un etiquetado exterior que identificará el fabricante y el modelo del sistema y sus rasgos eléctricos (tensión, corriente, por ejemplo). Se incluirán letreros que indiquen los riesgos relevantes tanto eléctricos, químicos y de incendio, en los gabinetes que contengan baterías.</p> <p>Para baterías de litio, sodio, y flujo de más de 20 kWh, para capacitores de más de 70 kWh y para otras tecnologías de baterías de más de 10 kWh, se cumplirá lo siguiente: se indicará en el acceso a la instalación que contenga las baterías:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificación del riesgo acorde con NFPA 704.</li> <li>• Un mensaje similar a “Este recinto contiene sistemas de baterías energizados”.</li> <li>• Identificación de los tipos de baterías presentes.</li> <li>• Un mensaje que indique “SOLO PERSONAL AUTORIZADO”.</li> </ul>
NFPA1 (EE.UU.)	<p>La demarcación será con una fuente legible a la distancia, la cual deba ser leída y en un color que contraste con el fondo. Las marcas serán permanentes, esto es, serán de algún tipo similar a metal estampado o adhesivos que cumplan con UL 969.</p> <p>Los sistemas de almacenamiento estarán marcados con la siguiente información: corriente máxima de entrada y salida (A), tensión máxima y mínima de salida (V), potencia máxima de entrada y salida (W o VA), capacidad en Wh, tensión auxiliar de entrada y salida (V), además de su corriente y frecuencia si aplica (V y Hz, respectivamente), número de fases de entrada y salida, frecuencia (si aplica), ciclo de trabajo (si aplica), máxima corriente de corto circuito en A, rango de temperatura de operación, limitaciones especiales y peso máximo.</p> <p>Los fusibles reemplazables tendrán una demarcación que lo indique, explicitando también las características del fusible. Esta demarcación se situará adyacente a cada fusible o porta fusible, o en el portafusible, o en otra ubicación que no derive en una ambigüedad respecto de cuál es el fusible aludido por la demarcación.</p>

<p>AS/NZS 4777.1 (Australia y Nueva Zelanda)</p>	<p>Se indicará “ADVERTENCIA” y “MÚLTIPLES FUENTES DE ENERGÍA” en el tablero al cual esté conectado un convertidor alimentado por baterías. Se demarcará también el interruptor principal, tanto del sistema basado en inversores como el de la red de suministro. Se incluirá la tensión nominal CA o máxima tensión CC esperable, como también la máxima corriente de corto circuito, en carcasas de baterías y en los puntos de aislamiento para cualquier fuente de energía. Cualquier consideración operacional será indicada donde corresponda, por ejemplo “desconectar en tablero principal antes de operar este desconectador”. Las ubicaciones que tengan almacenamiento tendrán un letrero circular, verde y reflectante de al menos 7 cm de diámetro con las letras “ES” (del inglés energy storage), ya sea sobre o inmediatamente adyacente al tablero principal y al medidor principal, de forma que sea evidente a los trabajadores que se aproximen.</p> <p>Se instalará un letrero que indique cuál es el procedimiento de desconexión.</p>
--	--

## Cuidados de uso en baterías y equipos

Se recomienda tener en consideración el cumplimiento de lo dispuesto en IEC 62485 partes 2 y 5, en lo referido a su sección 6.2 “Corto circuitos”. En particular, se debe asegurar que las conexiones principales en los terminales de la batería sean diseñadas de forma tal que soporten los esfuerzos mecánicos generados por las fuerzas electromagnéticas que se generan en un corto circuito. Se recomienda asegurar, además, que todas las conexiones entre los terminales de la batería y el fusible de la batería sean realizadas de forma de hacer prácticamente imposible la ocurrencia de un corto circuito, esto en vista de todas las condiciones que sean previsibles. La colocación de los conductores no protegidos (antes del fusible) sea acorde con IEC 60364-4-43 e IEC 60364-5-53.

Toda aislación debe ser resistente contra efectos ambientales tales como temperatura, humedad, polvo, gases, vapor y estrés mecánico. Donde se usen terminales y conductores no aislados, ya sea por propósitos de diseño o de mantención, se usarán herramientas aisladas acorde con IEC 60900.

Las instrucciones de mantenimiento para las baterías deberán indicar que, al trabajar sobre circuitos energizados, se usarán procedimientos apropiados de trabajo que consideren exclusivamente el uso de herramientas aisladas.

En concreto, en Tabla 20 se describen exigencias para distintas baterías según su química acorde a NFPA 1.

**TABLA 20:** Exigencias para baterías según NFPA 1.

Aspecto	Plomo ácido, NiCd y NiMH	Litio
Neutralización de electrolito, ventilación, etiquetado, control sísmico, detección de incendio	Norma considera cuidados para todas las químicas.	
Contención anti - derrames	Norma lo exige, salvo para VRLA.	Norma no lo considera necesario.
Embalamiento térmico	Norma considera necesario para VRLA.	Norma establece que se requiere un BMS.

# Exportación de energía y limitación de inyecciones

Para el modo de operación de autoconsumo, la configuración más utilizada consiste en un energy meter que mide el consumo en uno o más puntos de la instalación, de forma de conocer el consumo neto y minimizar la absorción de energía de la red eléctrica. Este dispositivo utiliza un transformador de corriente y conexión a los terminales vivos para conocer el consumo. Finalmente, este equipo u otro que utiliza la medición se encarga de coordinar los equipos de generación de energía para lograr auto consumo (acorde a recurso).

Dentro de los cuidados de su uso, este modo de operación debe ser configurado para establecer los valores límites (trips) en magnitud y periodo según voltaje y frecuencia en la línea, y actuar eliminando consumo/generación de energía de la red en los inversores y/o cargadores conectados a esta. La forma de hacer esto es mediante un dispositivo de desconexión, el cual debe:

- Actuar (abriendo el circuito) en un tiempo no mayor a dos segundos de haber recibido la instrucción.
- Reconectar luego de 60 segundos de operación dentro de rango normal en red y comunicación estable entre los dispositivos.

Además, en caso de que no haya comunicación entre equipos de generación y energy meter, debe cortarse el suministro de energía de las unidades generadoras y de almacenamiento.

Respecto a la normativa en Chile, la NTCO-EG [68] especifica que, si los excedentes inyectados a la red superan un límite determinado por la empresa distribuidora, se puede efectuar dos alternativas: la primera es hacer adecuaciones y obras adicionales a la red de distribución que permitiese su operación, y sino implementar un dispositivo que acote su inyección a un valor igual o menor al límite calculado. Es responsabilidad de la empresa distribuidora plantear ambas soluciones.

Dentro de las exigencias técnicas para la conexión de los equipamientos de generación (EG) a la red de distribución, aquellos clientes que sobrepasen su límite de inyección y deban contar con un limitador de inyecciones, este debe ser ubicado en un tablero apropiado, el cual debe ser sellado por la empresa distribuidora. No obstante, la Superintendencia puede autorizar otras alternativas de limitación de inyecciones, previa revisión de la propuesta.

Los EG con capacidad instalada superior a 30 kW deberán contar con un medidor con capacidad de integrarse al Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC) de la empresa distribuidora que verifique las exigencias señaladas en el Título 6-3 de la NTCS-SD [83]. Los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control serán de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora y es su obligación su implementación. Los SMMC de los EG que cuenten con un sistema limitador de inyecciones, deberán ser capaces de generar una alerta cuando se supere el límite autorizado. La empresa distribuidora será la responsable de monitorear esta alerta y en caso de detectar clientes que superen el límite, se deberá notificar al usuario. En caso de que esto no se normalice, la empresa distribuidora deberá denunciar este hecho a la Superintendencia. Dichos sistemas (SMMC) deberán cumplir, al menos, las siguientes funciones:

1. Medición: El sistema deberá permitir la medición remota de los consumos e inyecciones de energía activa y reactiva de los clientes con la resolución que defina el anexo técnico SMMC.
2. Monitoreo: El sistema deberá permitir el monitoreo remoto de las principales variables de calidad de suministro y de calidad de producto en el sistema de distribución, según establece el anexo técnico "Sistemas de Medición, Monitoreo y Control". Sin perjuicio de lo anterior, se deberán monitorear, al menos, las siguientes variables:
  - Tensión.
  - Corrientes.
  - Estado de suministro.

3. Control: El sistema deberá permitir la conexión, desconexión y limitación de consumos o inyecciones de clientes o usuarios de manera remota. Las exigencias para esto se pueden encontrar en el artículo 4-4 del Anexo Técnico de SMMC.

El anexo técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control [122] es quien establece el nivel de desempeño con que se deberán cumplir las exigencias establecidas en lo recién mencionado.

## Funciones de interacción con red eléctrica

Se establecen funciones de interacción con red eléctrica, las cuales buscan operar los equipos de forma que:

1. No afecten a la estabilidad del sistema.
2. Operar el equipo dentro de un rango seguro.

Así, particularmente para el foco del presente documento, se recomienda:

- Para el primer caso, configurar el equipo de forma que para determinados valores de voltaje y frecuencia por determinados periodos de tiempos el equipo (inversor y/o cargador) corte la generación o absorción de energía.
- Para el segundo caso, particularmente respecto a la carga y descarga de la batería con energía desde la red eléctrica, el equipo debe operar de acuerdo con la frecuencia en la línea. Así:
  - Si hay sobre frecuencia el equipo debe disminuir la inyección de energía (descarga de batería).
  - Si hay baja frecuencia el equipo debe disminuir la absorción de energía (carga de batería).

## Calidad de suministro

Dependiendo del tipo de red, se identifican las siguientes características a considerar para un equipo conectado a red con sistema de almacenamiento (respecto a norma AS/NZS 4777.2:2015):

- Interacción con red de distribución: limitar características técnicas de los equipos a conectar en red de distribución, considerando FP del equipo, armónicos de corriente, voltaje de operación y flicker, límites de transiente de voltaje, inyección de CC y balance de corrientes según se opera como grid following o grid forming.
- Stand-alone: Caracterizar voltaje a generar (THD y armónicos).

En general se consideran mayores cuidados para el caso de redes de distribución. No obstante, redes aisladas suelen tener una menor inercia, es decir, son más sensibles en voltaje y frecuencia a variaciones de la potencia inyectada o absorbida, dado que generalmente son redes débiles. Este aspecto debe estudiarse cuidadosamente para su implementación en la microrred correspondiente.

Para el caso de conexión a la red de distribución en Chile, se debe cumplir con las exigencias técnicas de la NTCO-EG.



# Documentación

---

Se recomienda desarrollar un manual de información técnica del proyecto realizado, y un documento de pruebas de la puesta en servicio.

Respecto al manual, se recomienda entregar:

- Información básica del sistema, valores nominales, fecha de puesta en servicio y localización de los equipos.
- Lista de equipos del sistema.
- Instrucciones de operación del sistema.
- Procedimiento de shutdown y aislación para emergencia.
- Procedimiento de mantenimiento, con checklist de actividades a realizar cronológicamente para lograr lo deseado.
- Diagrama de conexión del sistema.
- Datos de personal de contacto en caso de emergencia. Se recomienda considerar empresas o personal de soporte dentro de los números de contacto.
- Modos de respuesta a calidad de potencia, si se implementa (operación de funciones de interacción).
- Control de exportación de energía, incluyendo dispositivos, configuración y cableado.

Con respecto a la puesta en servicio y pruebas relevantes a realizar en la instalación, se recomienda considerar:

- Aislar el suministro a la red por parte de los equipos de generación en un tiempo de desconexión menor a dos segundos de ocurrir una falla simulada. Esta considera falla en red eléctrica y falla en comunicación.
- Revisar que procedimiento de shutdown sea correcto y resulte en un apagado seguro de los equipos de generación.
- Revisar operación de limitación de inyecciones y configuración de límites de exportación de energía, según se especifique.

## Mantenición

Se recomienda que los procedimientos de mantención consideren al menos los siguientes aspectos (IEC 62485-2/5):

- Los trabajos de mantención se ejecutarán acorde con las especificaciones del fabricante.
- Los trabajos de mantención serán efectuados por personal calificado, competente y entrenado en las tareas a efectuar. No se permitirá la presencia de personal que no cumpla con estas características.
- Todos los objetos metálicos serán removidos de manos, muñecas y cuello previo al inicio de los trabajos.
- Para sistemas de baterías con tensión mayor que 120 V en CC, se usarán elementos de protección personal o EPP aislantes y elementos aislantes adicionales (alfombras aislantes) para prevenir el contacto del personal con tierra o con elementos sólidamente aterrizados.
- Para la desconexión de una batería, se debe asegurar corriente cero en sus terminales, usando para ello un elemento de desconexión provisto para estos fines. No se interrumpirá la corriente por medio de la desconexión de algún terminal de la batería.

## INSTALACIONES CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

6.2

Con el fin de llevar a una implementación práctica los esquemas representados en el Capítulo 4, comprender la operación de los equipos y destacar algunas de las consideraciones de seguridad

En la Figura 31, Figura 32, Figura 33 y Figura 34 se muestran diagramas unilineales tipo de distintas instalaciones con sistemas de almacenamiento y generación fotovoltaica. En cada uno de los esquemas se ilustran:

- Las protecciones propuestas.
- Los equipos de generación considerados son dos, arreglo FV y generación Diesel.
- Los convertidores conectados a red.
- El banco de baterías (representado como “arreglo de baterías”) considera un BMS (dispositivo) junto con su protección de sobre corriente.
- Se agregan elementos de segregación para separar la generación de los equipos conectados a red, el banco de baterías y la generación fotovoltaica.
- Se representa un elemento de desconexión automática con un contacto comandado por los equipos de generación a red, actuando a través de una representación de un relé.
- Se considera posible que todos los esquemas puedan ser implementados en redes de distribución (on-grid) o aisladas (off-grid).

En las secciones siguientes se explica de forma general la operación de los distintos esquemas mostrados en las figuras comentadas. Además, en sección 6.2.5 se explica la operación del generador Diesel, respondiendo las características de control básico más relevantes.

## Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CC

---

En el esquema de la Figura 31, la generación fotovoltaica permite cargar las baterías a través del regulador de carga, el cual se encuentra conectado a la barra CC. De esta forma, el inversor tomará energía desde esta y la entregará a la barra CA.

Desde la barra CA se distribuye la energía eléctrica para alimentar las cargas. Esta barra también puede ser alimentada por la energía proveniente del generador Diesel, el cual puede apoyar la alimentación de las cargas en caso de que la potencia del inversor no sea suficiente. Para que el generador Diesel entregue este soporte de energía, el equipo inversor comanda su arranque.

Con respecto a la limitación de inyecciones, el esquema considera un energy meter, el cual se utiliza en redes de distribución para administrar la inyección de energía desde las unidades de generación. Para autoconsumo, este instrumento busca alimentar las cargas desde las unidades de generación exclusivamente, no desde la red de distribución. El enlace de comunicación que permite hacer esto es representado por línea punteada entre energy meter y convertidores conectados a red.

## Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CC, con inversor conectado a almacenamiento con función de carga desde fuente externa

---

En el esquema de la Figura 32, el inversor dispone de un puerto para realizar la conexión con el arreglo FV (sin la necesidad de ser conectado previamente a un regulador de carga) y alimentar la batería. Así, dicho esquema considera las mismas características comentadas del esquema anterior, pero considerando que el proceso de carga de la batería lo realiza el inversor híbrido, de la misma forma como lo hace un regulador de carga.

En la Figura 30 se ilustran distintos puertos de un inversor bidireccional generalizado, la cual considera protecciones a los equipos en CC. Se identifican los siguientes puertos:

- Puerto 1: Conexión con la red (dedicado a la entrega de CA).
- Puerto 2: Conexión con almacenamiento CA (entrega de CA desde las baterías).
- Puerto 3: Conexión comunicaciones con otros equipos.
- Puerto 4: Conexión con fuente de energía CC (dedicado al sistema fotovoltaico).
- Puerto 5: Conexión con almacenamiento CC (dedicado al sistema de baterías).

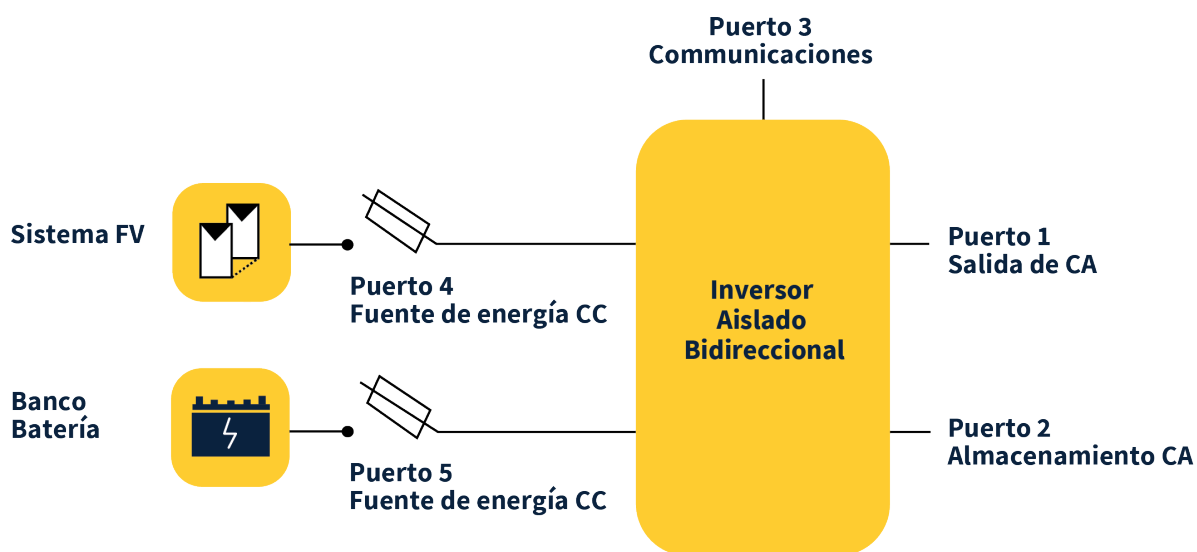


FIGURA 30: Puertos de un inversor bidireccional aislado. Elaboración propia.

## Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CA

En el esquema de la Figura 33, el equipo de conversión conectado a red acoplado al almacenamiento es capaz tanto de generar como absorber energía desde el lado CA. Es por ello que este equipo es denominado "inversor-cargador". Así, dicho esquema considera la conexión de la energía FV en el lado de CA, la cual es entregada mediante un inversor FV conectado al arreglo FV y a la barra CA. De esta manera, es posible utilizar esta fuente de energía para cargar las baterías como alimentar las cargas.

Con respecto a la limitación de inyecciones, similar a los esquemas anteriores, el energy meter se comunica tanto al inversor FV como al inversor-cargador con almacenamiento. De esta forma cada equipo es capaz de conocer el consumo neto en la entrada de la instalación y, según cada equipo sea configurado, se administra la energía a inyectar al sistema.

## Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CA, con inversor cargador con 2 puertos CA

En el esquema de la Figura 34 son válidas las mismas consideraciones comentadas en el esquema anterior, pero el convertidor CC-CA con almacenamiento (denominado inversor-cargador) posee 2 puertos en CA:

- Un "puerto de entrada" en CA, el cual se conecta a la "barra CA 1" y con ello enlaza a la red de distribución y/o generador Diesel para extraer energía.

- Un “puerto de salida” en CA, conectado a la “barra CA 2”, de forma de alimentar cargas mediante un puerto CA dedicado.

Durante un corte de suministro, las cargas conectadas a la “barra CA 1” no disponen de suministro energético. Por otro lado, las cargas conectadas a la “barra CA 2”, denominadas como “cargas 2”, pueden utilizar la energía del sistema de almacenamiento. Además, la Figura 34 considera la conexión del inversor FV en la “barra CA 2”, de forma que durante un corte de suministro la energía FV sea capaz de alimentar “cargas 2”. Cabe destacar que existen inversores-cargadores que permiten cargar las baterías desde ambos puertos CA [123].

## Respaldo Diesel

Es posible encontrar usos de equipos Diesel como medios de generación de energía eléctrica tanto para aplicaciones:

- Off-grid, donde su principal característica es ser un equipo de respaldo energético, fijando la tensión en el enlace CA dando apoyo energético;
- On-grid, donde además de lo considerado anteriormente, es posible utilizarlo para abaratar el costo de la energía eléctrica en horas punta, por cargos de energía y/o potencia.

El presente documento considera la forma en la cual este medio de generación opera en conjunto con generación FV y almacenamiento energético con baterías. Así, todas las instalaciones mostradas pueden considerar el uso de generador Diesel tanto para aplicaciones on-grid como off-grid.

Con respecto al control básico, cabe destacar que:

- Para el caso on-grid, la barra en CA debe ser energizada por el generador Diesel o la red de distribución, no ambos a la vez. Para ello, se deben considerar dos subsistemas en la instalación:
  - Tablero de transferencia, el cual selecciona manual o automáticamente (según se configure) qué medio de generación alimenta la barra CA: Diesel o red de distribución.
  - Equipo o instrumento que impida que entre energía al generador Diesel. Se proponen dos opciones:
    - ◊ Energy meter configurado para que no se inyecte energía hacia la red/generador Diesel.
    - ◊ Relé de potencia inversa, que es un dispositivo que interconecta equipos de generación y barra CA, junto con medir voltaje y corriente. Así, si entra potencia al equipo, entonces desconecta los equipos de generación de la barra CA.
- Para el caso off-grid, el generador Diesel alimenta la barra CA, fijando tensión en esta, de forma que los otros equipos de generación (baterías y FV) operan como grid following.

# Consideraciones

Es preponderante señalar que este documento contiene la revisión de normativas y buenas prácticas internacionales, las cuales son indicadas a modo de recomendación, ya que la normativa eléctrica asociada a almacenamiento de energía a través de baterías definirá las protecciones eléctricas como los modos de operación para instalaciones aisladas de la red de distribución, conectadas a la red de distribución con inyección de excedentes de energía a esta (generación distribuida para el autoconsumo) y para instalaciones conectadas a la red de distribución sin inyecciones de energía a esta.

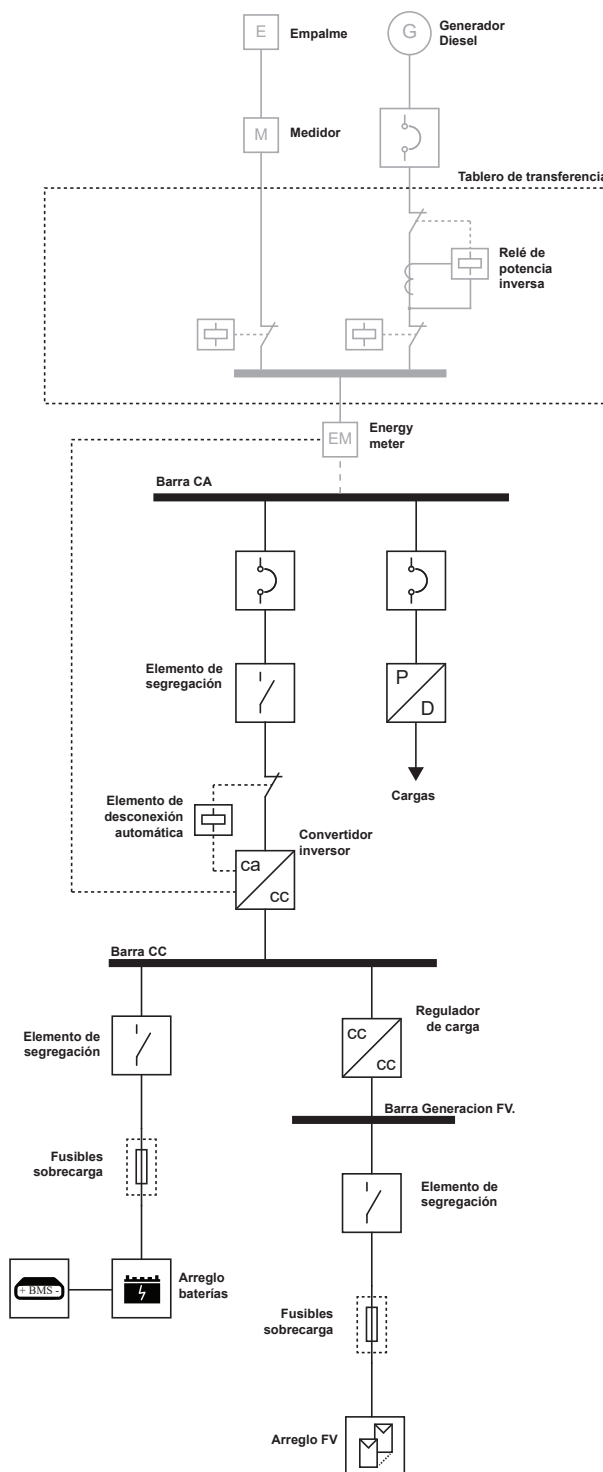


FIGURA 31: Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CC. Elaboración propia.

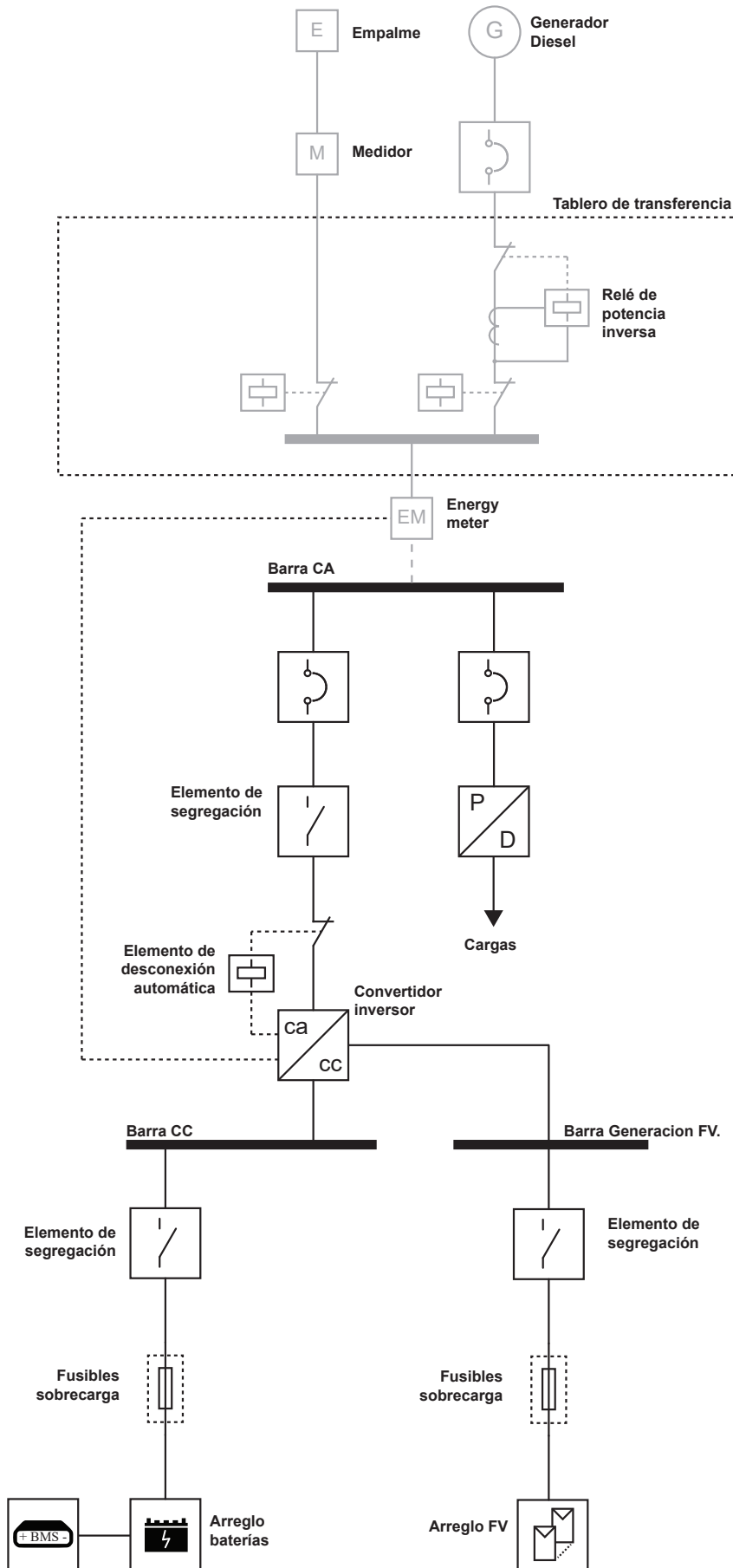


FIGURA 32: Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CC, con inversor híbrido conectado a almacenamiento con función de carga desde fuente externa (arreglo FV). Elaboración propia.

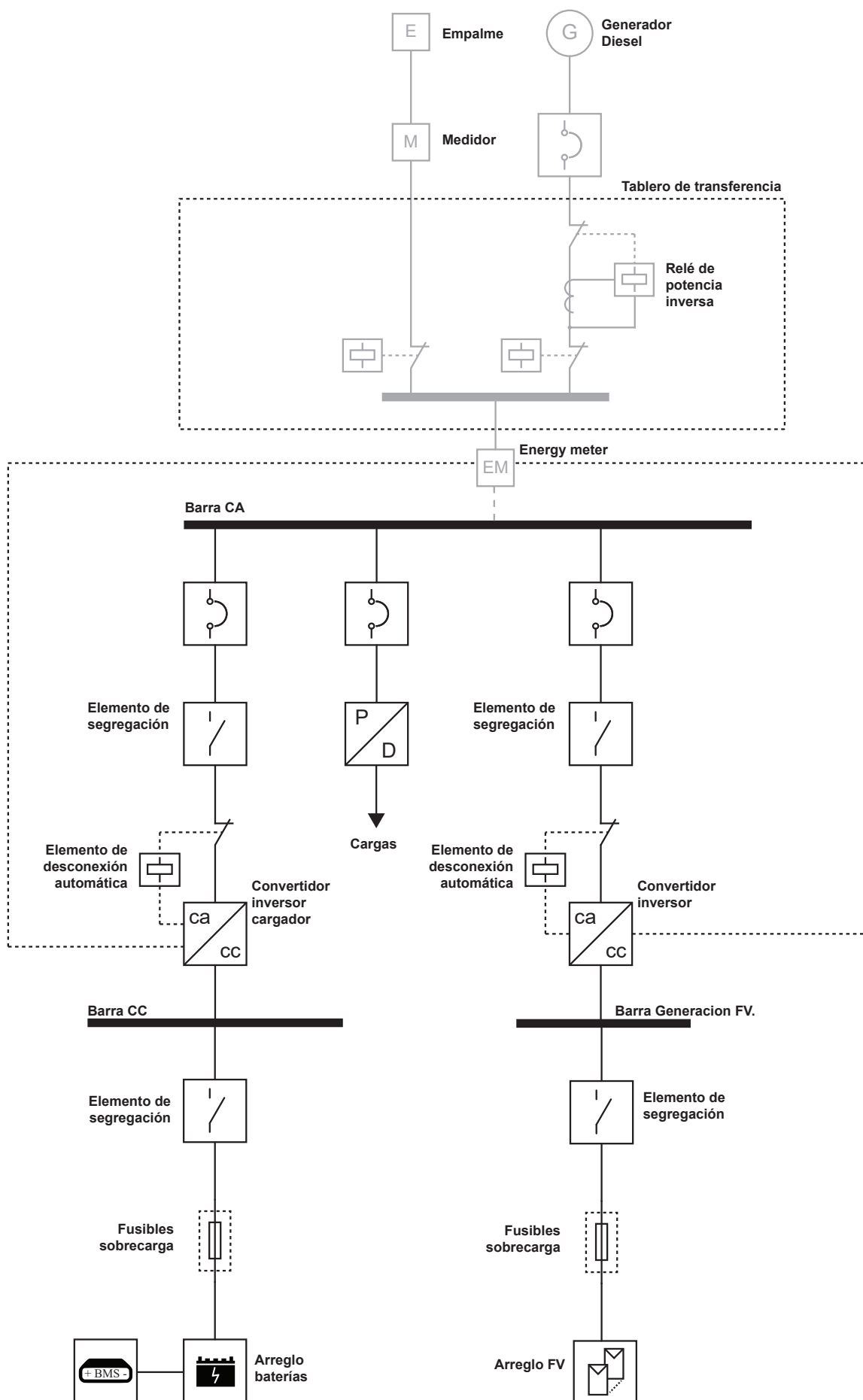


FIGURA 33: Instalación tipo con almacenamiento con acoplamiento en CA. Elaboración propia.



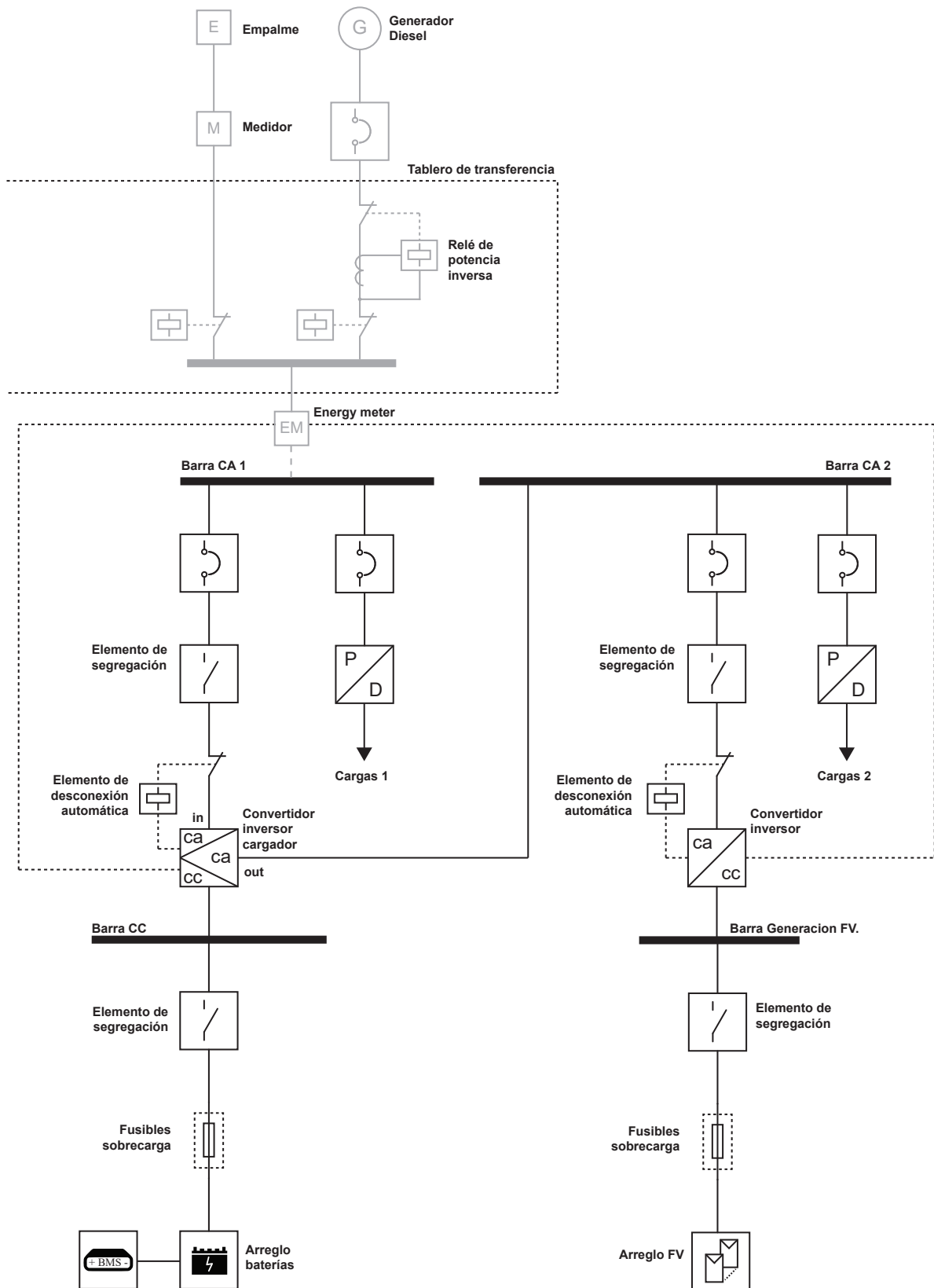


FIGURA 34: Instalación tipo con acoplamiento en CA con inversor-cargador con 2 puertos CA. Elaboración propia.

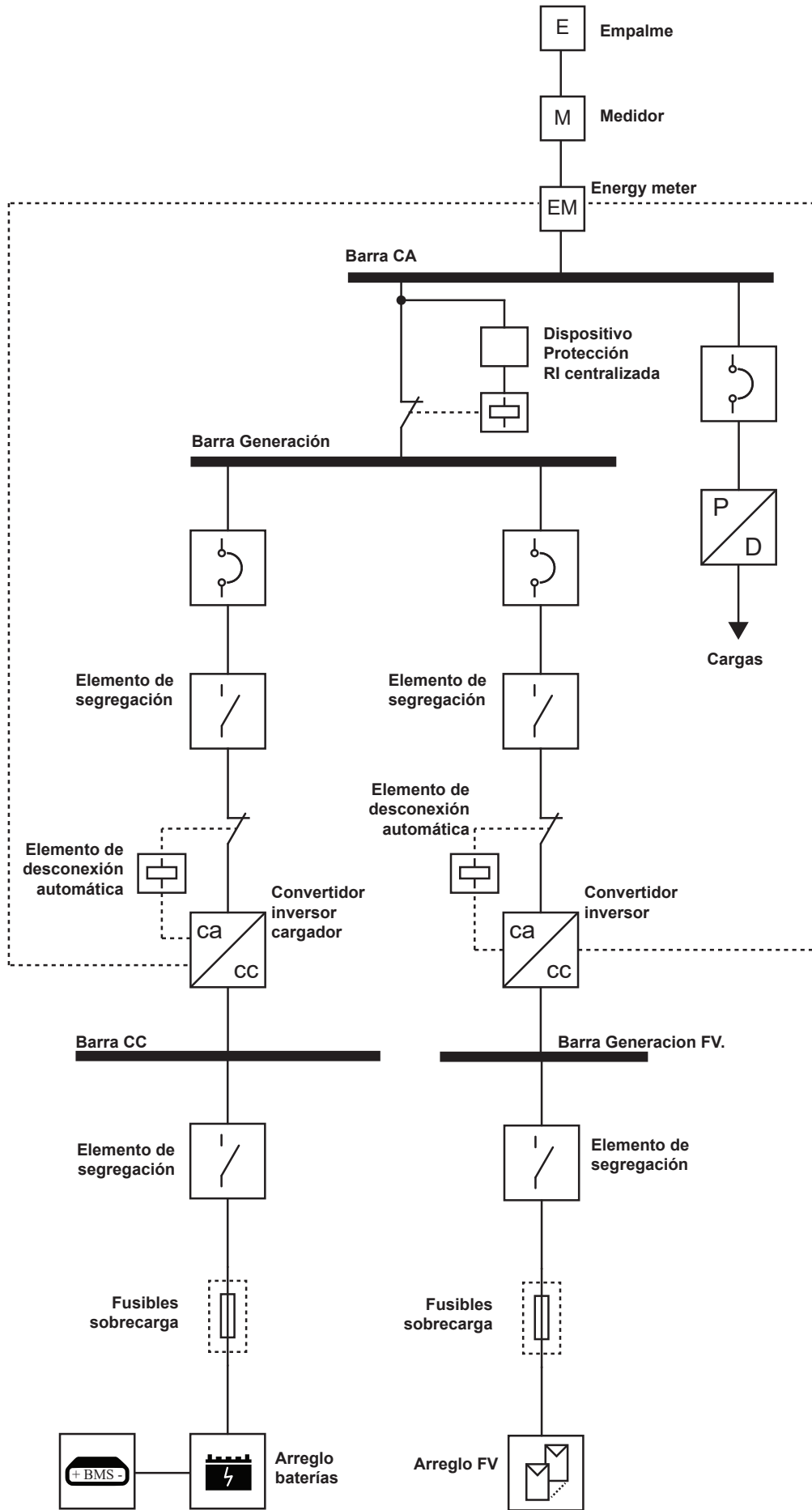


FIGURA 35: Instalación tipo con acoplamiento en CA con protección RI centralizada, desconectando generación. Elaboración propia.

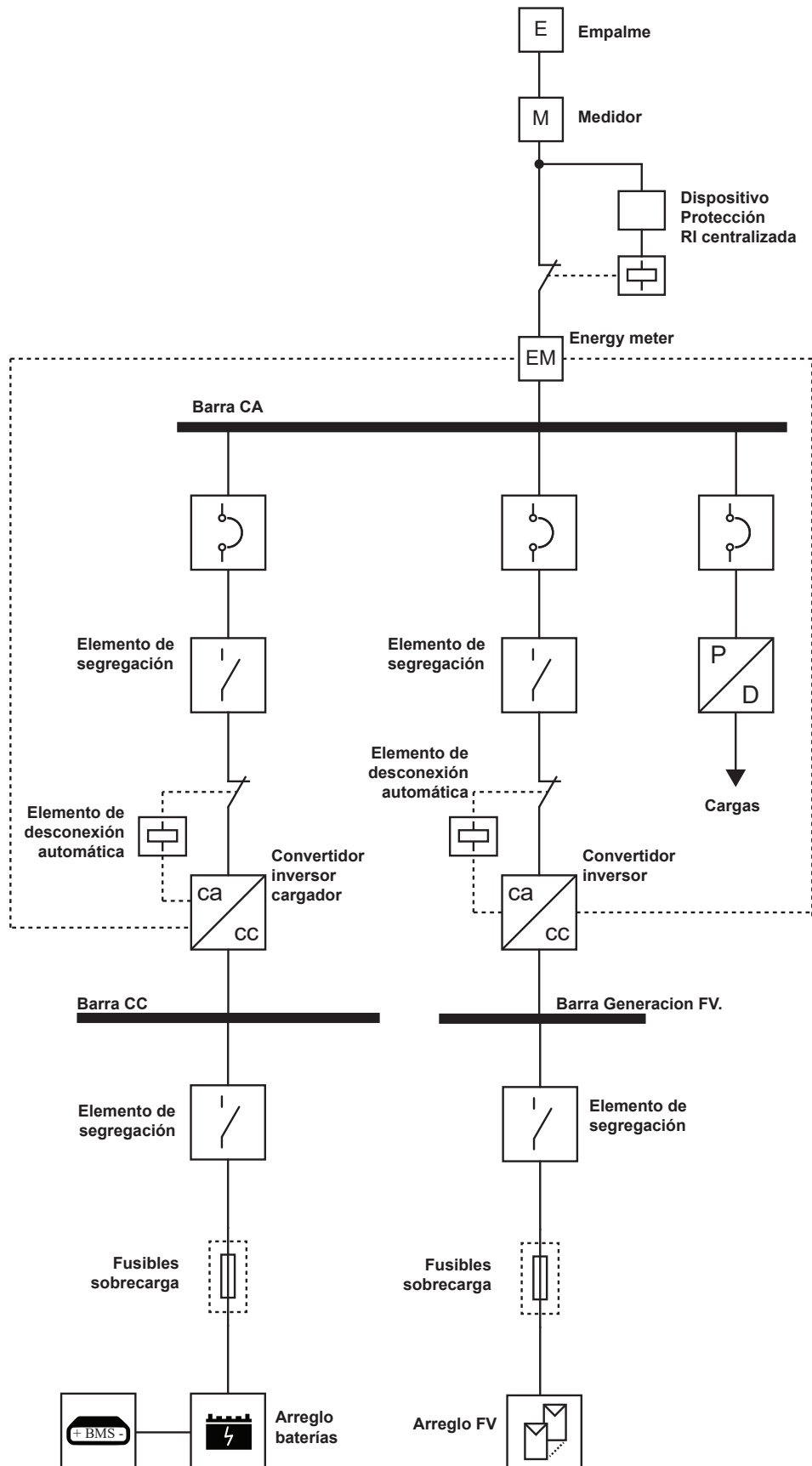


FIGURA 36: Instalación tipo con acoplamiento en CA con protección RI centralizada, desconectando instalación. Elaboración propia.



**NAMA** CHILE  
Energías Renovables  
para Autoconsumo

The background image shows a close-up, slightly blurred view of a battery storage system. It features rows of blue battery units with white tops, each equipped with various colored terminals (red, blue, grey). The perspective is from a low angle, looking down the length of the battery bank.

# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE



07

## ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

El uso de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación fotovoltaica se ha hecho cada vez más presente en el mercado tanto para clientes regulados como aislados. Con el fin de evaluar la implementación de un proyecto de estas características, es necesario realizar un análisis respecto de las características tanto técnicas como económicas, de forma de sentar las bases del proyecto para justificar la realización y, en caso de responder a los objetivos planteados al principio, permitir la correcta implementación para las etapas de desarrollo siguientes. En este sentido, el foco del presente capítulo es poner énfasis en los principales aspectos técnico-económicos de la propuesta, con el fin de establecer los parámetros necesarios que permitan determinar ciertas consideraciones y riesgos para el éxito de cada caso.

07

# ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

**EL USO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO, EN CONJUNTO CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA, SE HA HECHO CADA VEZ MÁS PRESENTE EN EL MERCADO TANTO PARA CLIENTES REGULADOS COMO AISLADOS.**

Con el fin de evaluar la implementación de un proyecto de esta naturaleza, es necesario realizar un análisis respecto de las características tanto técnicas como económicas, de forma de sentar las bases del proyecto para justificar la realización y, en caso de responder a los objetivos planteados, permitir la correcta implementación para las etapas de desarrollo siguientes. En este sentido, el foco del presente capítulo es poner énfasis en los principales aspectos técnico-económicos del proyecto, con el fin de establecer los parámetros necesarios que permitan determinar ciertas consideraciones y riesgos para el éxito de cada caso.



Uno de los objetivos comunes para la mayoría de los proyectos es identificar el beneficio económico de usar los sistemas de generación y almacenamiento frente a no usarlos, o utilizar una fuente de energía alternativa. Existen una serie de variantes técnicas que son importantes de considerar, como el esquema más conveniente de utilizar entre baterías y energías renovables según la necesidad del usuario (acoplamiento CC y CA), o qué tecnología de baterías es más rentable al cabo de los años para lograr mejor retorno de inversión, entre otras. Una forma de enfrentar esto es desarrollando una metodología que permita analizar el proyecto desde un punto de vista operacional, técnico y económico, para evaluar la factibilidad de realizar el mismo, junto con los costos y beneficios de la solución.

En la Figura 37 se propone una metodología general de análisis para evaluar proyectos del foco de estudio, la cual es desarrollada en las secciones siguientes desde dos puntos de vista: consideraciones técnicas y económicas. Cabe destacar que esta metodología se puede llevar a cabo mediante algún algoritmo o programa que permita una resolución más fácil y completa del problema, dada la complejidad de éste y elevada cantidad de consideraciones a evaluar.

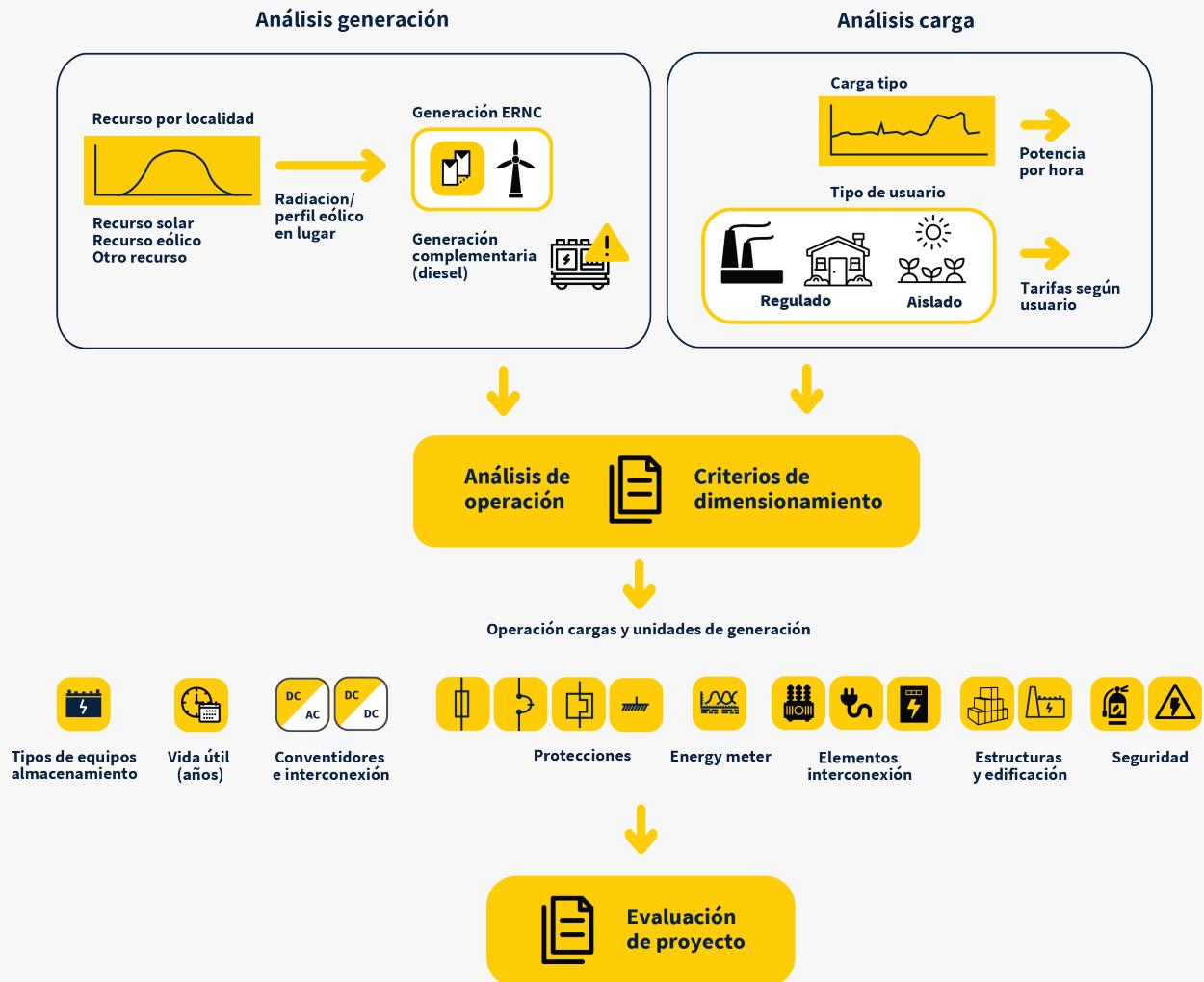


FIGURA 37: Conceptualización de metodología para análisis. Elaboración Propia.

## CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA ANÁLISIS

7.1

El análisis técnico se entiende como las características necesarias que deben considerarse para llevar a cabo el proyecto en estudio.

En concreto, se desarrollan los siguientes aspectos técnicos acorde a lo mostrado en la Figura 37 en las subsecciones siguientes:

- Análisis de carga.
- Análisis de generación.
- Dimensionamiento de la instalación.
- Análisis técnico de sistemas de almacenamiento y equipos de generación.
- Análisis técnico de interconexión de equipos y operación.
- Análisis técnico de seguridad de equipos e instalación.

## Análisis de carga

Al realizar un análisis de carga es posible identificar 2 aspectos principales: cuantificación del consumo en el tiempo y tipo de usuario.

Respecto al consumo, es necesario conocer cuál es la carga que se está alimentando actualmente, identificando sus características eléctricas, con el fin de traducirlas en una primera etapa a la demanda de energía y potencia necesaria para su operación normal. Esto puede ser analizado de varias maneras mediante, por ejemplo, una cuenta de consumo de energía, medición de consumo en el tiempo en un periodo que sea representativo, un modelo conceptual, entre otras. Con el fin de analizar la operación en el tiempo de la carga, una alternativa es utilizar un perfil de carga (o demanda), que es una curva que representa el consumo de potencia en el tiempo en un periodo determinado, el cual puede ser diario, semanal, mensual, estacional o anual (depende del objetivo del estudio). A partir de este perfil se puede obtener información respecto a:

- Demanda máxima, mínima y promedio de un periodo de tiempo determinado.
- Cantidad de energía consumida durante el periodo de tiempo.



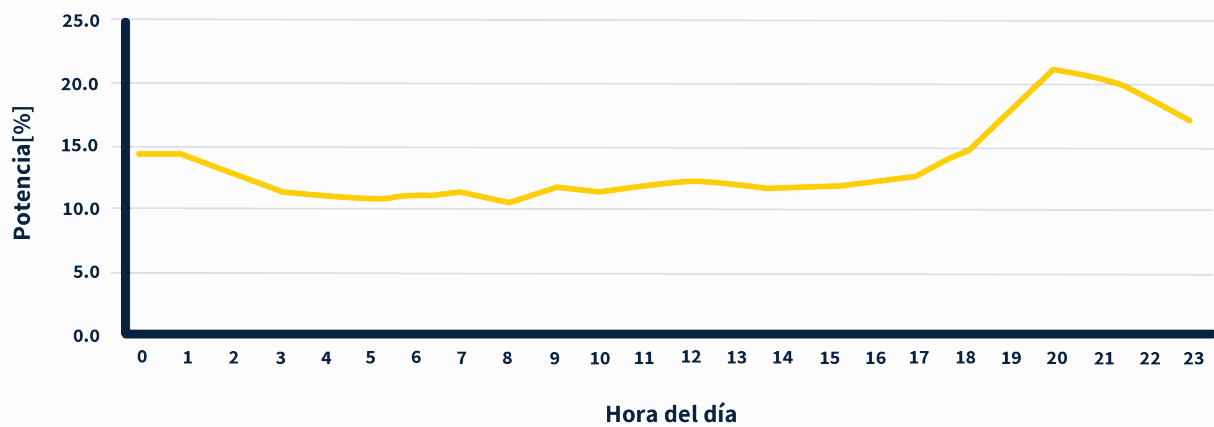


FIGURA 38: Ejemplo de perfil de carga en un día tipo. Elaboración propia.

A través de la información anterior es posible conocer la cantidad de energía (área bajo la curva) que se consume en el lugar y con ello dimensionar tempranamente la envergadura de la instalación. Lógicamente el perfil varía dependiendo de la naturaleza del cliente (residencial, industrial, comercial, etc.), las condiciones ambientales y la época del año.

Respecto al tipo de usuario, es importante conocer qué tipo de cliente es, de forma de saber técnicamente cómo se está abasteciendo la instalación actualmente y, económicamente, para evaluar en etapas posteriores el ahorro por disminución de consumo de energía y/o potencia. Esto se verá con mayor detalle al abordar el análisis económico.

## Análisis de generación

Conocer el recurso disponible en el lugar de emplazamiento resulta importante por las siguientes razones:

- Identificar cuanta energía (solar, viento, caudal de agua, entre otros) y potencia (en base a los convertidores conectados a la red y las cargas) podría(n) utilizarse para alimentar cargas.
- Durante la operación normal del sistema de almacenamiento, por lo general el costo de utilizar energía de recursos renovables para cargar la batería es menor que el de la red de distribución o generador Diesel para este fin. Es por ello que la fuente de energía renovable y la carga a alimentar determinan el dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

Habrà una variación del recurso natural disponible dependiendo de la hora del día, la época del año y las condiciones climáticas preponderantes, independiente del tipo de energía con la cual se esté trabajando, lo que hace necesario conocer el comportamiento para poder dimensionar de manera eficiente.

Existe documentación, programas (softwares) y sitios web que entregan esta información como curvas de operación y parámetros específicos, como la energía por metro cuadrado en un día, o una curva de generación para distintos meses (potencia por metro cuadrado para distintas horas del día), entre otros. Para ejemplificar de mejor manera, se toma en consideración para este libro el recurso solar disponible en alguna localidad a estudiar, con el fin de estimar o modelar la operación para alimentar las cargas.

## Dimensionamiento de la instalación

---

Para dimensionar los sistemas de generación - como solar fotovoltaico o generador Diesel - y el sistema de almacenamiento a utilizar, se requiere establecer cuál es el objetivo de utilizar estos equipos, con el fin de establecer criterios de diseño. Algunos criterios podrían ser:

- Cubrir la demanda completa o parcial de energía en un periodo de tiempo determinado, en base al recurso energético disponible. Por ejemplo, determinar la cantidad de paneles solares necesarios para cubrir la demanda y/o la energía que se requiere acumular por un sistema de almacenamiento para abastecer las cargas en momentos en que no esté disponible el recurso solar. Este criterio se utiliza con frecuencia para los casos en que no existe otra fuente de energía o no es posible conectarse a la red (off-grid), donde no hay una visión de negocios, sino más bien un criterio netamente técnico (se requiere abastecer de energía una localidad). No obstante, para otros tipos de conexión, este método puede resultar en instalaciones sobredimensionadas, lo que influye directamente en los resultados económicos del proyecto.
- Diseñar el sistema con tal que implique percibir una retribución económica. Esto puede ser, por ejemplo, dimensionar para disminuir la potencia utilizada de la red de distribución en horario punta (por ejemplo, para clientes con tarifas en alta tensión AT4.3), para utilizar la red lo menos posible, para disminuir los cobros por límites de invierno, para almacenar energía e inyectar a la red, entre otros.

Incluso el criterio de diseño podría verse de forma inversa: estimar si instalar un determinado dimensionamiento de sistema de almacenamiento con generación fotovoltaica es atractivo económicamente y cómo debería ser esta operación para que lo anterior sea factible (autoconsumo parcial, total, inyección a la red de distribución o una combinación de éstos).

De esta manera, conocer estos criterios permitirá establecer el tamaño de los sistemas de generación y almacenamiento a utilizar.

Implícitamente al hablar de ciertos criterios de diseño se está hablando de un problema de optimización, dado que estas perspectivas establecen las restricciones y formas de evaluar el dimensionamiento de equipos y con ello el atractivo económico del proyecto. Este proceso es posible realizarlo mediante simplificaciones o de forma exhaustiva, utilizando herramientas (software) que permitan poder iterar distintos escenarios de dimensionamiento y traducirlo a parámetros de referencia que pueden ser técnicos como económicos. La metodología presentada en la Figura 37 propone realizar la evaluación del proyecto desde un punto de vista técnico a uno económico. Así, a modo de resumen, en la Figura 39 se muestran los principales datos técnicos a determinar para el dimensionamiento y algunas herramientas o información que puede ayudar a la resolución de cada uno.

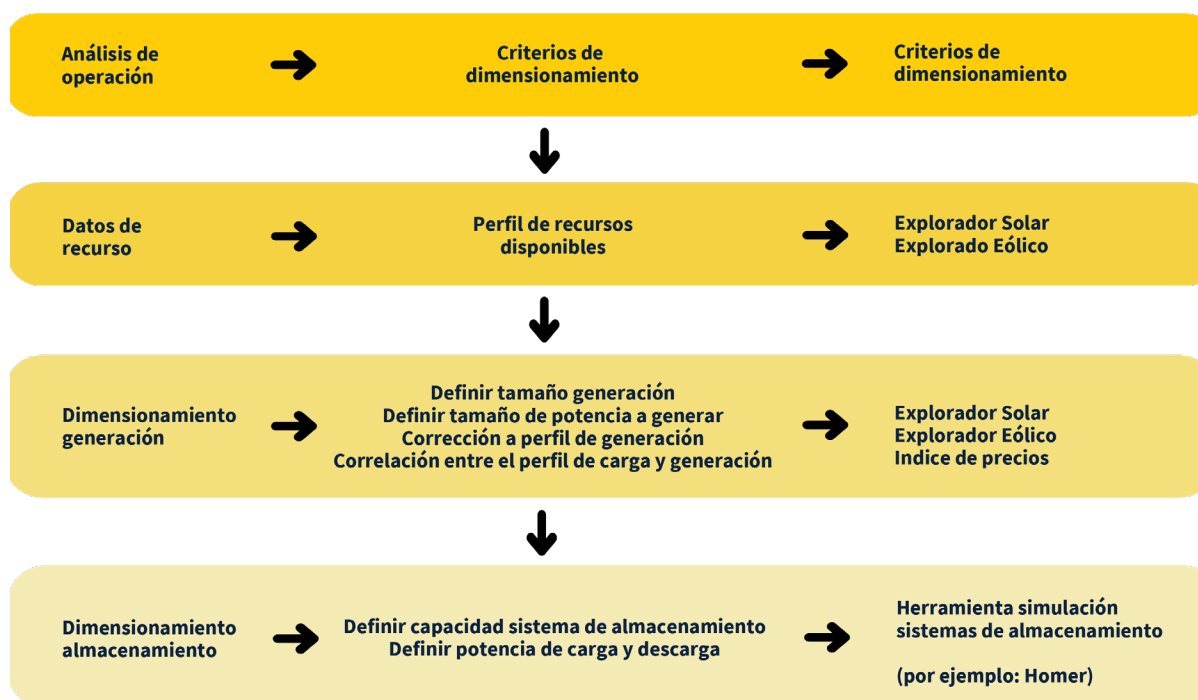


FIGURA 39: Pasos para dimensionamiento [124] [125] [126] [127] [128]. Elaboración propia.

## Análisis técnico de sistemas de almacenamiento y equipos de generación

En esta sección se destacan tres aspectos relevantes: tecnología de sistemas de almacenamiento, vida útil de equipos y tensión de operación de baterías y convertidores.

Una parte importante de los resultados finales de un proyecto se ven afectados por la renovación de equipos, los cuales dependen del uso que se quiera dar. El criterio con el cual se pretende diseñar es importante, debido a que el uso puede estar directamente relacionado con el dimensionamiento: si se sub dimensiona, puede haber problemas de abastecimiento, sobrecargando el sistema; también puede haber mayores gastos a futuro por concepto de renovación anticipada de equipos por mal uso. En caso de sobredimensionar, las baterías tendrán un funcionamiento holgado, pero se incurrirá en costos de inversión más altos que los adecuados.

En referencia a la última idea descrita, es importante diferenciar la energía que se requiere en el sistema de almacenamiento por tecnología. Por ejemplo, si se requiere que el banco de batería sea capaz de entregar 1kWh, si se utiliza una batería de plomo-ácido de 50% de profundidad de descarga, se requerirá un banco de baterías para esta tecnología de 2 kWh. En cambio, si se utiliza una batería de litio de profundidad de descarga 80%, el tamaño del banco de baterías sería de 1,25 kWh. De esta manera, determinar el tamaño y la tecnología a utilizar repercuten en el análisis económico que se hará posteriormente.

Dentro de las consideraciones para los distintos tipos de tecnologías se considera especial cuidado con la temperatura de las baterías, no solo por seguridad del banco y con ello de la instalación, sino además por su vida útil. Este punto afecta a todos los equipos del sistema, pero es particularmente delicado en los sistemas de almacenamiento. Los ciclos nominales de baterías se miden a 25 °C, donde si se incrementa la temperatura de operación este valor baja.

Respecto a las baterías, la vida útil dependerá de diversos factores, entre los que se encuentra la química, el tamaño del banco, el criterio de uso, entre otros. En la Tabla 21 se comparan distintos parámetros relacionados a vida útil de las baterías para tres químicas distintas [129].

**TABLA 21:** Comparación parámetros relacionados a vida útil de distintas baterías.

Parámetro	Baterías plomo-ácido	Baterías níquel-cadmio	Baterías ión-litio
Vida útil en ciclos	500 a 2.000	1.500 a 3.000 (ciclos completos)	1.000 a 5.000 (ciclos completos)
Vida útil calendario	5 a 15 años (dependiendo de la temperatura y del estado de la carga)	12 a 20 años (dependiendo de la temperatura y del estado de la carga)	5 a 20 años (dependiendo de la temperatura y del estado de carga).
Profundidad de descarga	70%	80%	Cercano al 100%
Autodescarga	3 - 5% por mes	20 % por mes	3-5% por mes

En particular, para el caso de los paneles fotovoltaicos la degradación suele ser la más lenta de todos los demás equipos que componen un sistema de generación FV más almacenamiento. Según estudios [130] los paneles tienen una degradación promedio menor al 1,0% anual, por lo que pueden durar (bajo condiciones normales de funcionamiento) entre 20-25 años.

En relación al inversor, aún no existe un consenso claro respecto al tiempo de funcionamiento, existiendo una variación entre 5 a 15 años de duración, dependiendo del equipo. Una aproximación práctica podría estimar la duración del inversor a 10 años.

Con respecto a la tensión de operación de equipos de almacenamiento, debe elegirse una configuración del banco de baterías tal que opere correctamente con los convertidores a utilizar, ya sea regulador de carga o convertidor CC-CA. Además, no se recomienda combinar diferentes tecnologías de baterías, porque cada tipo de baterías tiene diferentes características de carga y descarga y curva de polarización.

## Análisis técnico de interconexión de equipos y operación

Similar a lo comentado en la sección anterior, la operación de los equipos de generación y almacenamiento es la que determina la arquitectura de la instalación y los equipos a utilizar. Así, de acuerdo con los esquemas mostrados en la sección 4.2.4 existen diferentes formas de interconectar los equipos. Se reconocen dos tipos de acoplamiento para la instalación de sistemas de almacenamiento: acoplamiento en corriente alterna (CA) y acoplamiento en corriente continua (CC), los cuales se describen en sección 4.2.4.

La elección de un esquema respecto a otro puede ser enfrentado en función de la eficiencia de la conversión de energía entre unidades de generación/almacenamiento con las cargas. Una aproximación práctica para elegir una alternativa respecto a otra es:

1. Si la instalación se dimensiona de forma que la generación fotovoltaica se va a utilizar principalmente para almacenar energía en las baterías y serán estas las que principalmente alimenten las cargas, entonces el esquema con acoplamiento CC será más atractivo de utilizar que el de CA.

2. Si la instalación se dimensiona de forma que la generación fotovoltaica se va a utilizar principalmente para alimentar las cargas, el esquema en acoplamiento CA es más atractivo que en CC. Incluso si se carga la batería con generación fotovoltaica el esquema CA es superior hasta cierto punto de operación.

Evaluar la operación más eficiente, considerando una demanda y generación FV variable, requiere de analizar varios casos, para lo cual puede utilizarse una herramienta dedicada a ello (software).

## Análisis técnico de seguridad de equipos e instalación

En la evaluación del proyecto es importante considerar aspectos como los que se describen a continuación, que incrementan costo de instalación y garantizan seguridad y buenas prácticas para el proyecto de ingeniería:

- En base al esquema de interconexión y equipos de generación y almacenamiento requeridos, se debe tener en cuenta incorporar equipos de protecciones y segregación. Estos deben proteger tanto el equipamiento como la instalación en caso de falla, maniobras de mantención, entre otras razones.
- Incorporar elementos de interconexión en base a buenas prácticas, como uso de gabinetes, cables y conectores adecuados en función a la operación normal o mantención de los equipos.
- Considerar aspectos de estructuras y edificación, manteniendo protegidos los equipos y en ambientes adecuados frente a sismos u otros aspectos externos a la instalación (clima, animales o insectos, entre otros).
- Considerar aspectos de seguridad de la instalación, como uso de extintores adecuados a las químicas de baterías, señaléticas en caso de mantención y buenas prácticas de ingeniería para guiar, orientar y organizar aspectos de la instalación, segregación de equipos y cables, aspectos de aislación de equipos, entre otros.

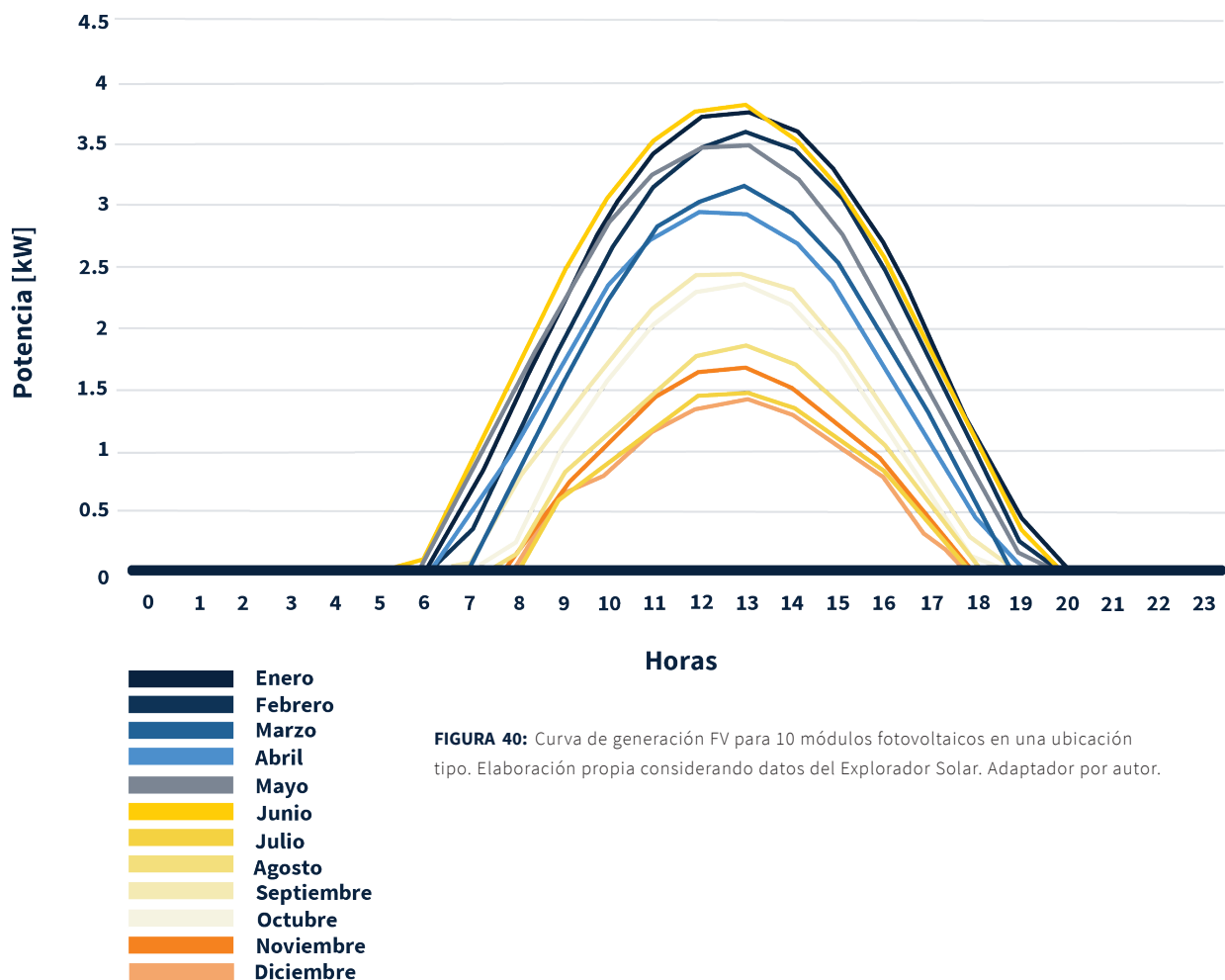
Se recomienda considerar los aspectos especificados en el Capítulo 6, donde se hace referencia a normas internacionales.

## Ejemplo de dimensionamiento para proyecto FV + almacenamiento

En esta sección interesa desarrollar un ejemplo de análisis y dimensionamiento tipo de una instalación con sistema FV + almacenamiento. Las razones para realizar este proyecto podrían ser económicas (ahorrar al usar estas tecnologías) y/o por necesidad (entregar suministro energético a un recinto o localidad), entre otras. Así, independiente de esta razón se pondrá foco en los aspectos metodológicos propuestos, llevados a cabo acorde a lo mostrado en la Figura 37, respecto a seguridad y operación.

El ejemplo considera estudiar la ejecución de un proyecto conectado a una red de distribución, de forma tal que el sistema FV + almacenamiento sean capaces de alimentar una vivienda por dos días de autonomía. Así, respecto a los aspectos a considerar, se comenta:

- Para el análisis de carga, se dispone de un perfil de carga horario y cuentas de la empresa distribuidora para un periodo de un año. De estos datos se definen que:
  - La potencia máxima que las cargas utilizan es de 2,5 kW.
  - La energía mensual promedio del hogar es de 150 kWh, lo que es aproximadamente 5 kWh por día.
  - La vivienda está conectada a la red que provee una empresa distribuida con tarifa contratada BT1. Estos datos pueden ser utilizados para evaluar económica el proyecto.
  
- Para el análisis de generación:
  - Se deben estudiar los recursos energéticos del lugar desde un punto de vista teórico y práctico. Para el caso chileno es posible utilizar los datos que entregan herramientas como el Explorador Solar [124], en el lugar donde se encuentra la vivienda y tener una idea de este recurso. Además, se recomienda revisar visualmente las características del recinto con el fin de conocer si es posible extraer ese potencial energético de forma práctica en el lugar. Esto puede considerar espacio disponible para módulos fotovoltaicos, características del terreno, condiciones climáticas, la existencia de sombras durante el día, entre otras. Para este ejemplo se considera un espacio disponible para 10 módulos fotovoltaicos, de forma que se obtiene un perfil de potencia por hora para las distintas temporadas del año, tal como se muestra la Figura 40, obtenidos del Explorador Solar. Sumado a lo anterior, considerando como base la curva obtenida, es posible determinar la energía disponible extraíble de los módulos FV mediante integración o suma de potencias por hora en el día. Además, se estima una potencia máxima de 3,8 kW, con una energía diaria mínima (junio) y máxima (diciembre) de 8,8 kWh y 31,8 kWh, respectivamente. Se estima que la energía promedio diaria es de 19,9 kWh. Nótese que esta energía podría utilizarse para alimentar las cargas como almacenarse en baterías.
  - Es posible utilizar un sistema de respaldo Diesel, el cual puede operar en caso de no disponerse suficiente recurso FV+almacenamiento o cuando se desee abaratar costos vinculados a cobros por potencia. Este equipo puede utilizarse para complementar la potencia faltante para alimentar las cargas en periodos de alto consumo y baja generación (por ejemplo, en el horario punta durante meses de invierno) o disminuir la potencia demandada de la red. Esto permite utilizar convertidores de menor potencia y abaratar costos en este aspecto. Lo anterior debe analizarse con cuidado, dado que no necesariamente pueda ser atractivo de utilizar desde un punto de vista económico, donde aspectos como costo del combustible y costo de mantención son relevantes.
  
- Considerando el análisis de cargas y generación se puede examinar la operación del sistema. Esta define de qué forma van a interactuar los equipos para abaratar costos y/o satisfacer las necesidades de la demanda. Este problema además puede incluir una serie de características técnicas y económicas de la instalación. Para el presente ejemplo se relaja el problema definiendo que se dimensionará para abastecer la demanda sin poner foco en aspectos económicos. De esta manera, se consideran los datos de dimensionamiento de operación mostrados en la Tabla 22. No obstante, se recomienda realizar un análisis de operación de forma más acabada, sobre todo si interesa maximizar el ahorro.



**TABLA 22:** Características y parámetros de sistema FV+almacenamiento en instalación de ejemplo.

Característica	Parámetro	Magnitud y unidad
Carga o instalación	Potencia máxima carga	2,5 kW
	Tarifa	BT1
	Energía mensual promedio	150 kWh
	Energía diaria promedio	5 kWh
Sistema FV	Número máximo de módulos FV	5x2 o 10 módulos FV
	Energía FV mínima día tipo	8,8 kWh
	Energía FV máxima día tipo	31,8 kWh
	Energía FV máxima día tipo	19,9 kWh
Sistema de almacenamiento	Potencia máxima sistema FV	3,8 kW
	Días de autonomía	2 días
	Energía operación sistema de almacenamiento	10 kWh

- Con respecto al análisis técnico, para la presente metodología se definen qué equipos serán capaces de cumplir con lo dimensionado en el análisis de operación. Así, se determina qué esquema de operación es más adecuado (acoplamiento en CC o CA), qué tipo de equipo de almacenamiento resulta mejor según la operación y con ello alcanzar una mayor vida útil, se establece la tensión de operación del banco de baterías, se definen los aspectos de seguridad de los equipos de la instalación, cómo se accederá a ellos, como serán protegidos, entre otras consideraciones. Para el presente ejemplo se analiza desde los equipos, primero el sistema de almacenamiento y de generación, y luego la instalación. Así se comenta:
  - Sistema de almacenamiento: Para 2 días de autonomía se establecen 10 kWh acorde a la energía diaria promedio. Así, se analizan dos tecnologías de baterías a utilizar, OPzS o plomo-ácido abiertas (con vasos de 2V), y batería de litio polímero de 3,3 V de tensión nominal. Cada tecnología es capaz de operar con profundidades de descarga de 50% para plomo-ácido y 80% para litio. De esta manera, el tamaño del banco de batería para plomo-ácido es de 20 kWh y para litio 12,5 kWh. Energéticamente un banco alberga más energía que otro, pero ambos pueden entregar la misma energía para garantizar operación segura y vida útil según fabricante. Se recomienda agregar un porcentaje de corrección acorde a la temperatura de operación y degradación de la batería. Los fabricantes entregan valores al respecto y es bueno considerarlo al momento de diseñar. A modo de ejemplo, se considera como peor caso que cada tecnología de batería podría degradarse hasta llegar a un 80% de su capacidad, dimensionando los bancos de baterías en 25 kWh y 15,625~16 kWh para baterías de plomo-ácido y litio, respectivamente. Se considera que las baterías serán resguardadas en un lugar que las mantenga a 25 °C.
  - Equipos de conversión de energía: Previo a determinar los equipos se recomienda analizar la operación de éstos. En este sentido se distinguen dos tipos de acoplamiento: CC y CA. Para el presente ejemplo se estima que la generación FV será utilizada principalmente para alimentar cargas y una parte de esta será almacenada en las baterías. Por lo anterior, el esquema en CA es más atractivo por dos razones:
    - Considerando que la eficiencia de los convertidores FV y de almacenamiento son las mismas, es más eficiente usar la energía FV con acoplamiento CA dado que solo pasa por un convertidor la energía FV para alimentar las cargas, mientras que en acoplamiento en CC la energía FV pasa por dos equipos, regulador de carga y convertidor CC-CA a baterías, siendo más ineficiente.
    - Es posible dimensionar un convertidor CC-CA de menor potencia en acoplamiento CA, lo cual abarata costos, dado que no toda la energía FV será entregada por este equipo en este caso.

Con respecto al convertidor FV, acorde a lo anterior se considera un inversor capaz de entregar una potencia FV máxima de 3,8 kW. Se recomienda elegir un convertidor de potencia levemente mayor encontrado en el mercado. Para el presente ejemplo se considera un equipo de 20% más potencia que la estimada, igual a 4,56~4,6 kW. Lo explicado anteriormente también depende de los equipos disponibles en el mercado.

Es necesario estimar la potencia del convertidor con almacenamiento, lo cual puede realizarse mediante un análisis de operación. En este se debe estimar cuánta potencia será utilizada para cargar las baterías y cuánta se requerirá para descargar el banco y alimentar cargas, eligiendo la mayor de estas como la potencia del equipo. Como criterio práctico para este ejemplo se considera solamente la potencia de carga como referencia, suponiendo que la de descarga faltante (en caso de haber) será suplida por un generador Diesel de 5 kW (a modo de ejemplo). A mediodía se estima que se puede extraer del arreglo FV una potencia de 3,8 kW. Considerando que las cargas consumen en ese horario 1 kW como criterio, se espera como máximo una potencia de carga de baterías de 3,8 kW - 1 kW=2,8 kW. Nótese que no se consideran aspectos de eficiencia de la conversión de energía ni tampoco factores de escala. Considerando un factor de seguridad de un 10% de potencia extra, por lo que la potencia del convertidor CC-CA de almacenamiento es de 2,8 kWx1,1~3,1 kW. En el mercado se supone encuentra un equipo de 3,5 kW, por lo cual se elige éste.

Cabe destacar que debe considerarse el nivel de tensión de las baterías. En el mercado uno puede encontrar soluciones de 12 V, 24 V, 48 V, 360 V o superiores, entre otras. En este sentido debe revisarse nuevamente si la tecnología de almacenamiento es la adecuada, siendo compatible con el equipo y a la vez con el proyecto en evaluación.



**TABLA 23:** Características y parámetros de sistema FV+almacenamiento en instalación de ejemplo.

Característica	Unidad o característica	Magnitud y unidad
Sistema de almacenamiento	Energía banco de baterías OPzS	20 kWh
	Energía banco de baterías litio polímero	12,5 kWh
Interconexión	Acoplamiento CA entre generación FV y equipo de almacenamiento	-
Convertidor FV	Potencia máxima inversor FV elegido	4,6 kW
Convertidor CC-CA almacenamiento	Potencia de convertidor CC-CA almacenamiento	3,5 kW
Generación complementaria	Potencia generador Diesel	5 kW

A pesar de ser una evaluación preliminar del proyecto, se recomienda considerar aspectos de seguridad dentro de los aspectos relevantes de este. Estos fueron nombrados en el Capítulo 6, donde de forma general se destacan:

- Incorporar protecciones y elementos de segregación eléctrica de equipos.
- Incorporar equipos que permitan la correcta operación de éstos, como medidores de energía, transformadores de corriente, entre otros.
- Considerar aspectos estructurales y de seguridad para protección de equipos y personas, como separar sistemas de almacenamiento y equipos de conversión de energía mediante gabinetes, espacios techados, canalizaciones adecuadas, aterrizaje de equipos, extintores de incendio, infografía o etiquetado de partes de la instalación, entre otros.

En el ejemplo desarrollado es posible evaluar con mayor detenimiento que puede ser más atractivo disminuir el tamaño del sistema FV acorde a la carga a alimentar y los costos de los equipos. Esto puede analizarse en forma conjunta. No obstante, el presente ejemplo solo busca generalizar como podría realizarse una primera iteración de este análisis técnico.

## CONSIDERACIONES ECONÓMICAS PARA EL ANÁLISIS

7.2

El presente análisis tiene como finalidad conocer las características económicas y financieras que conlleva la puesta en servicio de un proyecto, lo que permite poder valorar su rentabilidad.

Al realizar una evaluación de proyectos de sistema de generación con almacenamiento se debe tener en consideración determinados costos, tales como los costos de inversión, costos de mantenimiento, valor de la tarifa de inyección de excedentes de energía (feed-in), tarifa para el consumo de energía y su proyección de precios, ahorro por autogenerar energía, entre otros. El cálculo de los ingresos, costos, y con ello las utilidades del proyecto permiten obtener indicadores económicos que ayudan a la toma de decisiones sobre la viabilidad de ser implementados.

A grandes rasgos, las consideraciones para el análisis económico involucran conocer los costos de inversión necesarios para llevar a cabo el proyecto, los costos de operación a los que se va a incurrir a lo largo del tiempo y los ingresos monetarios que se obtendrán al implementar los sistemas estudiados.

## Costos

A continuación, se presentan los principales costos a los cuales se ven afectados los proyectos relacionados a sistemas de almacenamiento. En el presente apartado se utiliza la notación \$ referente a CLP, a menos que se explicita lo contrario.

### Costos de inversión

Al momento de realizar un análisis económico adecuado es importante tener en consideración que el costo de inversión juega un papel preponderante para obtener una rentabilidad atractiva, incluso si su fin no es este (por ejemplo, en proyectos sociales). Es de vital importancia optimizar el uso de la instalación, para así evitar caer en sobredimensionamientos que puedan subir los costos de inversión.

Con relación a los paneles fotovoltaicos y los inversores, son equipos que han presentado bajas importantes en su precio durante los últimos años, tanto a nivel nacional como internacional [131]. Esto se ha visto acrecentado principalmente por bajas en costos de producción, el desarrollo de nuevas tecnologías involucradas y el aumento de la oferta, por lo que se espera que estos precios sigan esta tendencia durante los próximos años.

Respecto a las baterías, se ve una variación considerable en los precios cuando se realiza una comparación entre químicas existentes. Las baterías de plomo-ácido presentan los precios más accesibles del mercado, principalmente porque es una tecnología ya consolidada. No obstante, en los últimos años las baterías de otra composición, mayormente ión-litio y litio polímero, han logrado penetrar el mercado, implicando una baja en sus costos [132], y con ello la posibilidad de acceder a baterías con mejor desempeño técnico en relación con su profundidad de descarga. En la Tabla 24 se puede observar una comparativa en los precios de las baterías para el año 2018, en función de la potencia entregada y la capacidad energética, así como información respecto a la proyección de precios para el año 2025 [133].

Con respecto al análisis de la prefactibilidad del proyecto, los principales costos de inversión recaen en el costo de inversión fotovoltaica, en los inversores asociados, y el sistema de almacenamiento dimensionado. Adicionalmente es importante tener en consideración otros costos de inversión, tales como:

- Costos de instalación.
- Costo de materiales eléctricos.
- Costo de materiales de seguridad.

Se destaca que no necesariamente reducir el costo de inversión del almacenamiento a la tecnología más económica vaya a traer mejores resultados en la rentabilidad del proyecto. Esto se debe a razones técnicas y operacionales vinculadas al uso de las baterías. Por ejemplo, si en un proyecto se desea colocar baterías para abastecer una cierta potencia, con una determinada capacidad energética, en términos de precio la opción más viable corresponde a baterías de plomo-ácido. Sin embargo, es importante considerar que estas poseen una menor profundidad de descarga, implicando tener que acceder a una mayor capacidad real del banco de baterías, lo cual aumenta el costo. En caso contrario, si se trabaja en mayores ciclos de carga y descarga, podría traer un desgaste acelerado en el tiempo, repercutiendo en la disminución de la vida útil y la posibilidad de tener que reinvertir, concepto que se mencionará a continuación.

**TABLA 24:** Comparación de precios entre baterías con distinta composición química [133].

Parámetro	Batería ion-litio		Batería plomo ácido	
	2018	Proyección 2025	2018	Proyección 2025
Costos de inversión relacionados con la capacidad (inversor)	230-470 ¢38/kW	184-329 ¢/kW	230-470 ¢/kW	184-329 ¢/kW
Costos de inversión relacionados con la energía	223-323 ¢/kWh	156-203 ¢/kWh	120-291 ¢/kWh	102-247 ¢/kWh

## Reinversiones

Un dimensionamiento adecuado toma en cuenta aspectos técnicos y operacionales que pueden influir en la vida útil de las baterías. El uso que se le otorgue al sistema de almacenamiento influye en las reinversiones que se tengan que hacer durante la duración de un proyecto.

Si se considera que los costos de las baterías de plomo-ácido son los más bajos, no se puede omitir que estas poseen menor profundidad de descarga respecto a baterías de litio (polímero o ion-litio), lo que conlleva a recurrir a baterías de mayor capacidad para la aplicación requerida. Análogamente, dado que las baterías de litio poseen mayor profundidad de descarga, estas alcanzan una mayor vida útil pudiendo compensar su mayor costo, considerando que en el mercado es posible encontrar baterías de plomo-ácido y litio con similar número de ciclos totales.

## Otros costos asociados

Otros costos por tener en consideración son:

- **Mantenimiento:** Dependiendo de la química de las baterías, los costos de mantenimiento pueden variar, y están asociados a revisión de algunos elementos claves para su funcionamiento (revisión de nivel de electrolito, estado de bornes, revisión de conexión, elementos de protección, revisión de elementos de seguridad, entre otros).
- **Reciclaje:** Si el tamaño del sistema de almacenamiento es considerable, la disposición final de las baterías no será un tema trivial. Hay que tener en cuenta que las nuevas normativas ambientales en Chile exigen un correcto proceso de desuso de estos equipos.

## Ingresos

Los ingresos que se puedan generar a través de la implementación del proyecto variarán según la naturaleza que esta posea. Si es un cliente regulado sometido a tarifas eléctricas, se debe tomar en consideración si su tarifa contratada tiene cargos por potencia incluidos, además del costo de la energía. Adicionalmente analizar la capacidad de poder inyectar energía a la red y recibir una remuneración por esto. Para el caso de clientes aislados, sus ingresos irán vinculados netamente a su ahorro por autogeneración, ya que no tienen interacción con la red. En este caso, se toma como referencia típica el poder reemplazar el funcionamiento de un generador Diesel con la implementación de un generador fotovoltaico con almacenamiento.

## Tarifas eléctricas

El precio de la energía para un cliente regulado variará según la tarifa que tenga contratada. Existen diversas opciones tarifarias según el tipo de consumo que el usuario final posea. El cliente tiene la opción de elegir libremente su tarifa según su conveniencia. Por esto las tarifas se han estructurado acorde a dos tipos de clientes [134] [135]:

- Clientes en alta tensión (AT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 V.
- Clientes en baja tensión (BT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 V.

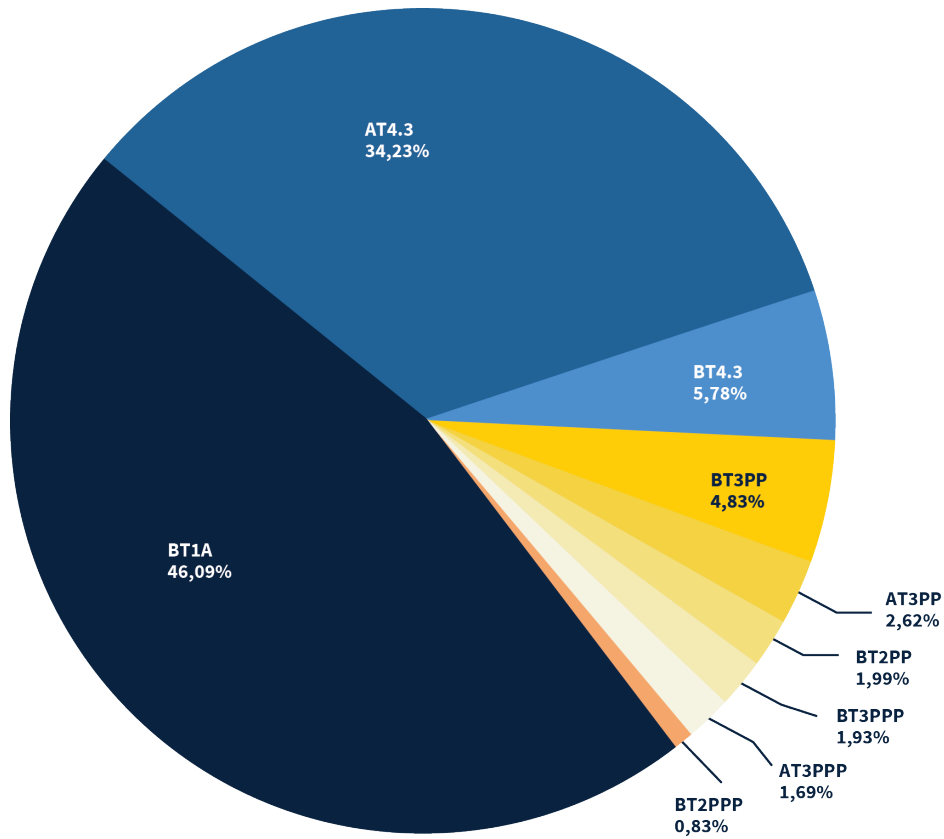


FIGURA 41: Energía consumida por tipo de tarifa respecto del total consumida en el mercado regulado [59].

Estas tarifas están presentes en los sitios oficiales de las empresas distribuidoras a lo largo de Chile, donde están desglosadas en diversos ítems. Acorde a la energía consumida, en la Figura 41 se muestran aquellas tarifas que tienen mayor incidencia en el mercado regulado, destacando para los clientes BT la tarifa BT1a y para los clientes AT, la tarifa AT4.3. De todas maneras, la composición final de las boletas tiene una estructura común, en la cual se destacan seis cargos principales, según se muestra en la Figura 42.

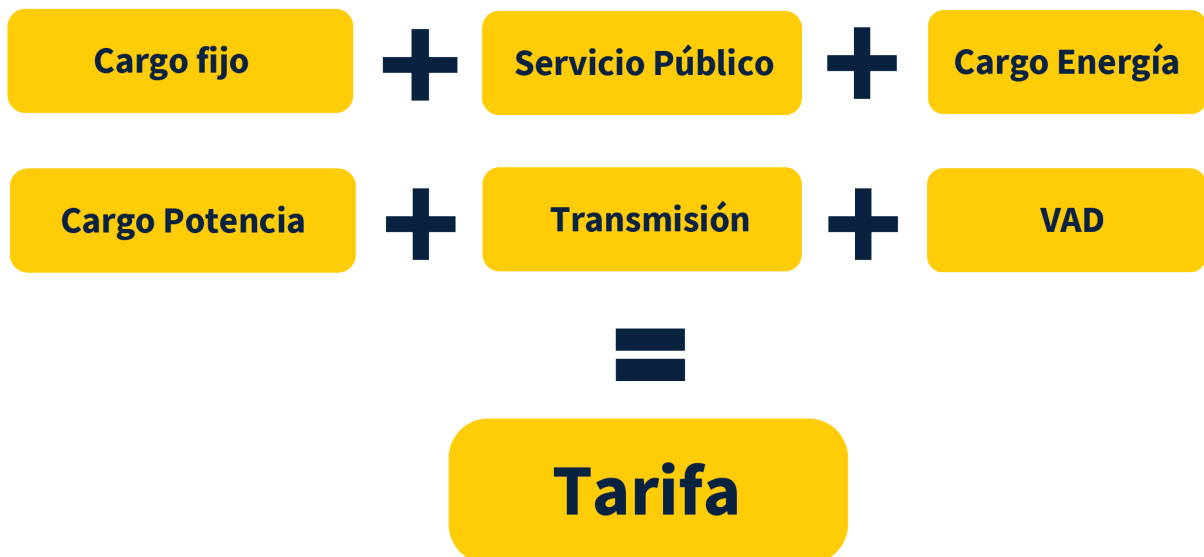


FIGURA 42: Cargos involucrados en las cuentas de clientes regulados. Elaboración propia.

Cada cargo de la Figura 42 significa:

- Cargo fijo: Este cargo contempla los gastos de administración, facturación y atención al cliente. Es independiente del consumo [\$/cliente mes].
- Cargo por servicio público: Financiamiento para el Panel de Expertos, Coordinador Eléctrico Nacional y Estudio de Franjas [\$/kWh].
- Compras de energía: Cargo por las diferencias en las compras de energía a nivel de distribución en baja y/o alta tensión [\$/kWh].
- Cargo de potencia: Cargo por las diferencias en las compras de potencia a nivel de distribución en baja y/o alta tensión. Se identifican dos cargos los cuales dependen de la tarifa contratada CITATION Co021 \ | 13322 [136]:
  - Compras de potencia: Por ejemplo, cliente BT1a/TRAT1 valorizado en [\$/kWh].
  - Cargo por demanda máxima: Por ejemplo, para clientes BT4.3/AT4.3 valorizado en [\$/kW/mes].
- Cargo por transmisión: Cargo por el uso de redes de transmisión tanto zonales como nacionales [\$/kWh].
- Valor Agregado de Distribución: Costos de distribución en alta y/o baja tensión [\$/kWh].

Por último, para entender de manera gráfica la incidencia de cada factor en el valor final de las boletas, en la Figura 43 muestra como se distribuyen los cargos de una tarifa BT1a para una cuenta tipo promedio de 180 kWh, equivalente a un monto total aproximado de \$20.000 (pesos chilenos), para distintas empresas distribuidoras. Se puede apreciar que el cargo por energía es aquel con mayor incidencia en las cuentas de consumo eléctrico.

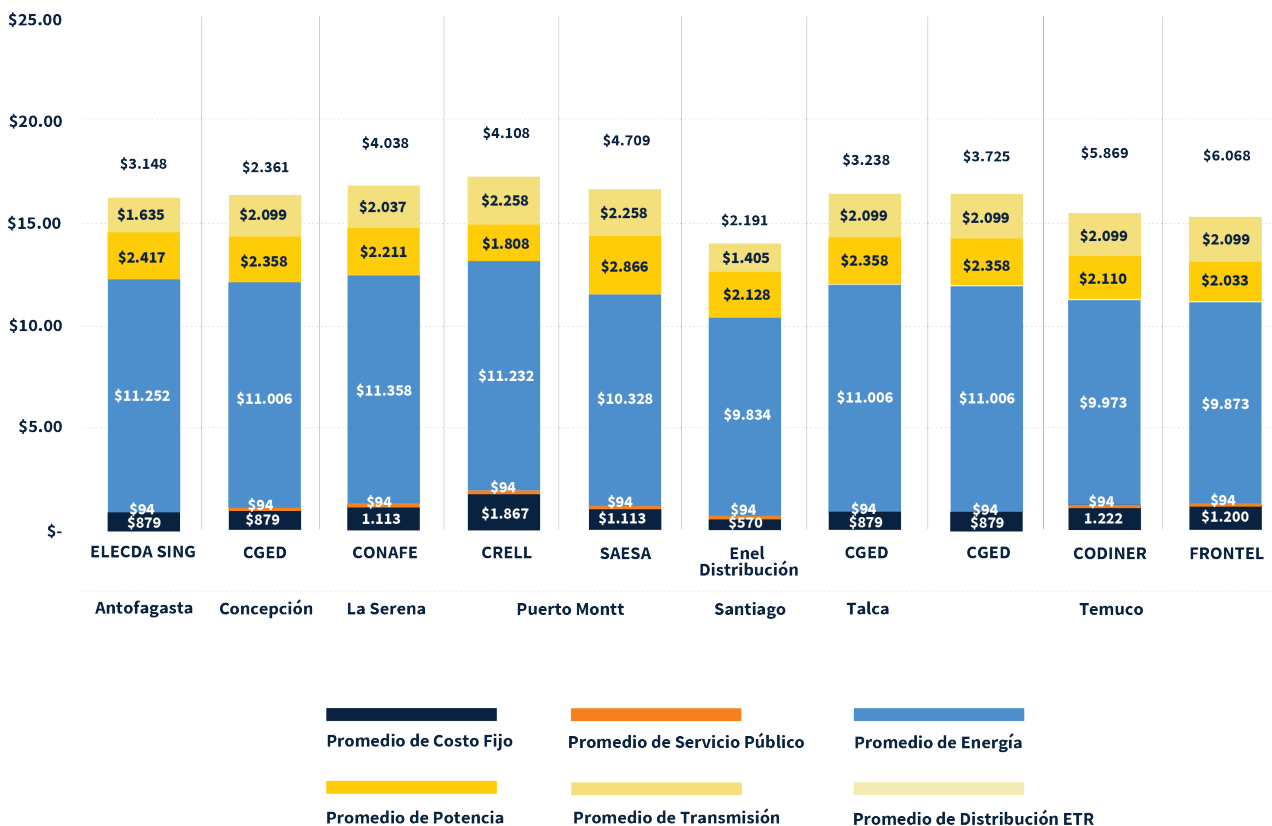


FIGURA 43: Participación porcentual de las componentes de la cuenta tipo de la tarifa BT1a para distintas comunas del país [59].

## Ahorro por autogeneración

Si se implementa un sistema de almacenamiento en conjunto a un equipamiento de generación renovable, en este caso energía solar fotovoltaica, este se traduce en un ahorro de energía respecto a lo que se deja de comprar a la empresa distribuidora o consumir de otra fuente de energía alternativa que sirva de respaldo.

Al hablar de ahorro se está realizando una comparación entre dos alternativas:

1. El costo de la energía de la fuente de generación más económica disponible sin considerar el uso de un sistema FV con almacenamiento. Por ejemplo:
  - a. En sistemas aislados, en el costo de utilizar solo generadores de respaldo (comúnmente Diesel) si solo se dispone esta fuente de energía para abastecer la demanda.
  - b. En sistemas conectados a redes de distribución, en el costo del uso de la red para abastecer la demanda.
  - c. En sistemas conectados a redes de distribución que utilicen tanto generador de respaldo como energía de la red, en la operación que signifique el menor costo posible que permita abastecer la demanda.
2. El costo de la energía demandada de la red de distribución y/o generador de respaldo considerando la implementación de un proyecto de generación FV con almacenamiento.

En ambos casos los consumos no cambian, si no que cambia el origen de la energía requerida para cubrir la demanda.

En la Tabla 25 y la Tabla 26 se presentan dos ejemplos numéricos para calcular el ahorro por autoconsumo para dos sistemas: un sistema conectado a la red de distribución y un sistema aislado, respectivamente. En ambos ejemplos, se considera una demanda energética de Consumo instalación = 100 kWh por mes. Adicionalmente se contempla el costo de la energía de abastecerse de la red de distribución equivalente a Costo<sub>red</sub> = 150 \$/kWh y la existencia de un generador de respaldo, que, para términos de este ejemplo, equivalente a un generador Diesel, con un costo de Costo<sub>Diesel</sub> = 450 \$/kWh. A continuación, se describe cada caso:

- Conectados a sistema de distribución:
  - Caso base 1: Se considera solo el uso de la red de distribución para abastecer la demanda, de forma que como resultado del ejercicio se tiene un costo de \$15.000. Como es un caso base, acorde a este se compararán los siguientes casos.
  - Caso A: Se considera un sistema FV+almacenamiento y conexión a la red de distribución. De la operación se estima que se requerirá 20 kWh de la red de distribución de los 100 kWh demandados por la carga, siendo los restantes 80 kWh generados por el sistema FV+almacenamiento. Así, el costo de uso de la red es de \$3.000, significando un ahorro de \$12.000 respecto al caso base 1.
  - Caso B: Se considera un sistema FV+almacenamiento, generador Diesel de respaldo y conexión a la red de distribución. De la operación se estima que se requerirán 15 kWh de la red de distribución y 10 kWh de la generación de respaldo, siendo los restantes 75 kWh generados por el sistema FV+almacenamiento. Así, el costo de uso de la red y generador Diesel es de \$7.750, significando un ahorro de \$8.250 respecto al caso base 1.
- Conectados a sistema aislado:
  - Caso base 2: Se considera solo el uso de un generador de respaldo Diesel para abastecer la demanda, de forma que como resultado del ejercicio se tiene un costo de \$45.000.
  - Caso I: Se considera un sistema FV+almacenamiento en conjunto con un sistema de respaldo Diesel. De la operación se estima que se requerirán 60 kWh de la generación de respaldo, siendo los 40 kWh restantes generados por el sistema FV+almacenamiento. Así, el costo de uso del generador de respaldo es de \$27.000, significando un ahorro de \$18.000 respecto al caso base 2.

TABLA 25: Ejemplo de ahorro por autogeneración para caso conectado a la red de distribución.

Escenario	Generación	Operación / Resultado	Variable	Valor	Unidad
Caso base 1	Solo red de distribución	Resultados	Ahorro	0	\$
			Costo uso de red	15.000	\$
Caso A	Red de distribución y FV + almacenamiento	Operación	Energía demandada red	20	kWh
		Resultados	Costo uso de red	3.000	\$
			Ahorro	12.000	\$
Caso B	Red de distribución, Diesel y FV + almacenamiento	Operación	Energía demandada red	15	kWh
			Energía generada gen. Diesel	10	kWh
		Resultados	Costo uso gen. Diesel	4.500	\$
			Costo uso de red	2.250	\$
			Ahorro	8.250	\$

TABLA 26: Ejemplo de ahorro por autogeneración para caso sistema aislado.

Escenario	Generación	Operación / Resultado	Variable	Valor	Unidad
Caso base 2	Solo generador Diesel	Resultados	Costo	45.000	\$
			Ahorro	0	\$
Caso I	Respaldo Diesel y sistema FV+Almacenamiento (sin red distribución)	Operación	Energía generada gen. Diesel	60	kWh
		Resultados	Costo uso gen. Diesel	27.000	\$
			Ahorro	18.000	\$

Cabe destacar que el precio de funcionamiento de un generador Diesel está ligado principalmente a la volatilidad del precio del combustible, tanto a nivel nacional como internacional. También se debe tener en consideración el hecho que para esta tecnología los costos de mantención durante la vida útil son mayores en comparación a sistemas de generación con energías renovables y almacenamiento: los motores deben ser revisados constantemente, debido a que fallas en partes claves pueden inhabilitar la tecnología. La revisión de inyectores, revisión de sistema de enfriamiento, cambio de lubricante, cambio de filtros, entre otros, va encareciendo la tecnología durante la duración del proyecto.

## Ahorro por potencia

Dentro de las opciones tarifarias que se pueden contratar, existen algunas que tienen valores vinculados a un cargo por la demanda en potencia, la cual puede variar si es demanda máxima leída, demanda contratada, o demanda en horas de punta del sistema. Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a mitigar este efecto en la medición de potencia, de tal forma de abastecer de energía en horarios cuando el costo sea mayor, técnica conocida como recorte de punta. El ahorro se produce con la disminución de kW demandados de la red, los cuales son suplidos por el sistema de almacenamiento. Con esto, el ahorro se traduce de la diferencia entre la potencia máxima demandada por la instalación y la potencia demanda leída por la empresa distribuidora.

## Ingreso por venta de energía

Para aquellos clientes que se vean sujetos a la Ley 21.118 [74], se establece en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo que las inyecciones de energía eléctrica que realicen los usuarios finales serán valorizadas al precio nudo de energía que calcula la Comisión Nacional de Energía [137], los cuales quedan fijados por decreto de manera semestral.



Independiente de la red de distribución a la cual se desea conectar, todas las empresas distribuidoras publican sus “tarifas de suministro a clientes regulados”, por lo que, acorde a lo presentado en la Figura 42, el valor de las inyecciones será equivalente al “Cargo por Energía” propio de cada empresa distribuidora. Como ejemplo, para un cliente BT1a ubicado en la comuna de Molina, los excedentes de energía se podrán vender a un valor de 72,14 \$/kWh, lo cual equivale a un 53% del valor al cual compra la electricidad la distribuidora.

**TABLA 27:** Cargos tarifarios para un cliente BT1a en la comuna de Molina CITATION Co021 \ | 13322 [136].

Cargo	Unidad	\$
Cobro por servicio público	\$/kWh	0,94
Cobro por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	17,04
Cobro por energía	\$/kWh	72,14
Cobro por compras de potencia	\$/kWh	12,97
Cobro por potencia base en su componente de distribución (VAD)	\$/kWh	33,08
Valorización de las inyecciones a la red	\$/kWh	72,14

## Depreciaciones y otros costos

Adicionalmente si se quiere profundizar en la prefactibilidad del proyecto, es importante considerar la depreciación de los equipos involucrados, es decir, de los paneles fotovoltaicos (en caso de ser participe del proyecto), los inversores asociados, y del sistema de almacenamiento implementados. Además, se puede contabilizar la existencia de seguros comprometidos, como gastos administrativos que se requieran (por ejemplo, los costos asociados al trámite de conexión solicitados por las empresas distribuidoras). Si se desea entrar en mayores detalles, para ejercicios de cálculo, considerar el aumento de los costos proyectados en el tiempo ayudaría a obtener resultados más certeros en la toma de decisiones

## Indicadores económicos

Después de revisar los costos e ingresos asociados a la implementación de un proyecto FV+almacenamiento, se pueden obtener ciertos índices económicos que permiten orientar al ejecutante acerca de los beneficios económicos que puede tener la implementación. Algunos de los factores a obtener y analizar son:

- Valor Actual Neto.
- Tasa Interna de Retorno.
- Costos de Inversión.
- Payback.

No obstante, existen proyectos donde la finalidad no está relacionada con una visión económica, sino más bien con aspectos sociales. Para esto, se realiza otro tipo de análisis, que no será abarcado en esta oportunidad.

## OPTIMIZACIÓN DEL PROBLEMA

7.3

Tal como se mencionó anteriormente, se pueden realizar diversos análisis para un buen dimensionamiento del sistema de generación con almacenamiento.

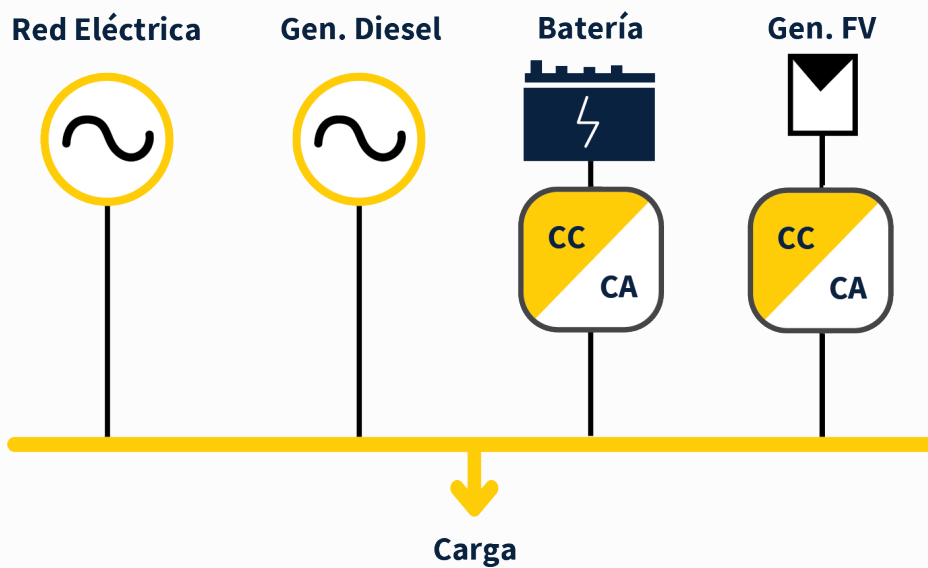
Se destaca la existencia de diversas formas de resolver el problema: perspectiva técnica, económica y técnico-económica. Para ejemplificar, se mencionan algunos problemas de optimización que se puede realizar para los enfoques mencionados, lo cual no excluye la existencia de otras formas que puedan solucionar el problema. Desde un enfoque técnico, se puede buscar maximizar aspectos netamente vinculados a la operación de equipos, por ejemplo, su vida útil. Por otro lado, desde un enfoque económico, considerando los precios de los sistemas fotovoltaico y de almacenamiento que se requieren invertir, se podría minimizar la TIR del proyecto. Por último, el enfoque técnico-económico, busca combinar ambas perspectivas, siendo una solución matemáticamente más compleja, la cual toma como punto de referencia el minimizar los costos en la operación del sistema, y es el esquema el cual se profundizará a continuación.

Para optimizar la operación del sistema de almacenamiento y de los demás elementos, es posible utilizar una herramienta [128] que basa su funcionamiento mediante la minimización de costos de las unidades de generación que pueden abastecer la demanda, problema conocido como Unit Commitment (UC) [138], estableciendo límites operacionales y buscando así evitar en todo momento la existencia de energía no servida. Para esto se tiene como entradas al problema de optimización:

- Características del sistema de almacenamiento (capacidad de la batería, estado de carga mínimo y máximo, potencia máxima y mínima de operación).
- Costo de la energía suministrada por la red eléctrica.
- Costo de cargo por potencia si es que aplica.
- Perfil de generación fotovoltaica.
- Perfil de demanda asociado a la carga a estudiar.
- Costos variables de operación de las unidades de respaldo (en caso de estar presente).

El sistema que se estudia puede ser representado mediante una única barra a la cual se encuentran conectados los medios de generación participantes del problema (red eléctrica, generadores de respaldo, sistema de almacenamiento y generación fotovoltaica) y la demanda, tal como se aprecia en la Figura 44. Se contempla la existencia de un generador Diesel para aquellos usuarios aislados que no tienen la disponibilidad de una red eléctrica, o para posibles clientes que busquen hacerlo funcionar como recorte de punta.

Finalmente, en este capítulo se presentaron los principales aspectos desde un punto de vista operacional, técnico y económico que se debiesen tener en consideración para evaluar la viabilidad del proyecto. Así, independiente de las herramientas y técnicas capaces de analizar la operación del sistema y realizar una evaluación técnico-económica del proyecto, serán estas consideraciones las que establezcan las bases para realizar un correcto estudio e implementación de este. El problema puede ser enfrentado de forma general como altamente detallado, lo cual deberá abarcarse acorde a la magnitud del proyecto e instalación que se quiera analizar.



**FIGURA 44:** Sistema de una barra con distintas tecnologías de generación. Elaboración propia.



**SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO  
CON ENERGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA  
EN CHILE**

**08**

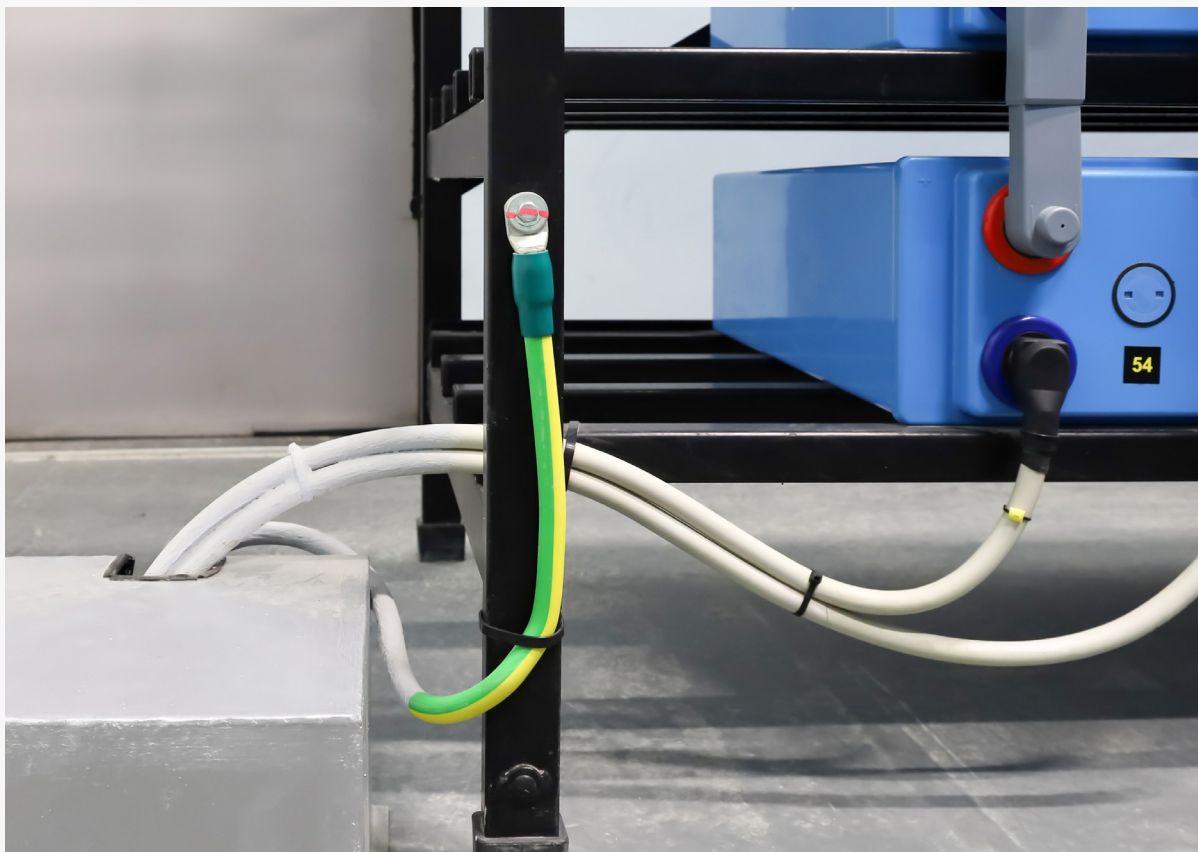
## RECOMENDACIONES

Actualmente la sociedad y los países están enfrentando una serie de complejos desafíos en el ámbito energético, principalmente debido al aumento de la demanda y las necesidades de recurso eléctrico bajo un contexto de cambio climático, que plantea restricciones frente al uso de tecnologías cada vez más amigables con el medio ambiente.

08

## RECOMENDACIONES

**ACTUALMENTE LA SOCIEDAD Y LOS PAÍSES ESTÁN ENFRENTANDO UNA SERIE DE COMPLEJOS DESAFÍOS EN EL ÁMBITO ENERGÉTICO, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL AUMENTO DE LA DEMANDA Y LAS NECESIDADES DE RECURSO ELÉCTRICO BAJO UN CONTEXTO DE CAMBIO CLIMÁTICO, QUE PLANTEA RESTRICCIONES FRENTE AL USO DE TECNOLOGÍAS QUE SEAN CONTAMINANTES CON EL MEDIO AMBIENTE.**





En este sentido, en los últimos años se ha visto la aparición de nuevas alternativas de generación de energías limpias, el aumento en la eficiencia de los sistemas y la inserción de soluciones “cada vez más eléctricas” como reemplazo a las tecnologías de combustión, como la electromovilidad, los sistemas de climatización (HVAC o heating, ventilation and air conditioning) con bombas de calor, entre otras. Estas soluciones presentan nuevos desafíos, como el aumento de la variabilidad del recurso energético para matrices cada vez más renovables, una mayor necesidad de energía para nuevas cargas y una rápida inserción y uso de tecnologías en la sociedad que puede generar nuevos problemas, en ámbitos eléctricos como de reciclaje, salud, entre otros.

Los sistemas de almacenamiento son una de las tecnologías clave para resolver estos desafíos, dado que incrementan la flexibilidad y disponibilidad de recurso energético, y con ello apoyar la inserción de abundantes alternativas energéticas como las ERNC. En los últimos años se ha utilizado este tipo de tecnologías en conjunto con sistemas de generación FV, eólicos, entre otros a nivel de redes de distribución y sistemas aislados, sobre todo con el auge de la generación distribuida. Acorde a lo planteado en este libro, el uso de estas tecnologías tiene sus consideraciones respecto al cuidado con el medio ambiente, reciclaje, salud, aspectos de seguridad de personas, equipos e instalaciones, prevención a incendios, ingeniería civil y construcción, entre otras. Así, desde una mirada sistémica, se recomienda incorporar el uso de estas tecnologías a la sociedad, su desarrollo y continuo perfeccionamiento bajo 3 enfoques:

- Desarrollo sostenible, donde se busca generar medidas y soluciones que satisfagan las necesidades actuales de desarrollo humano sin comprometer al medio ambiente, sus recursos naturales y ecosistema, para las generaciones futuras.
- Estrategias, políticas públicas y regulaciones, con el fin de establecer la visión, misión, pilares de desarrollo, políticas, normativas y exigencias que permitan la adecuada inserción de soluciones a los desafíos planteados.
- Educación, ciencia e investigación, generando las condiciones para crear conocimiento y conciencia de estas problemáticas, tanto a la sociedad como a las instituciones que dedican su labor a resolver estos problemas en ámbitos como medio ambiente, salud, seguridad laboral y social, construcción, entre otras.

Así, en las secciones siguientes se busca explicar bajo qué contexto desarrollar recomendaciones del uso de tecnologías de almacenamiento orientadas al autoconsumo. Se realizan dos miradas: cómo pueden enfrentarse actualmente las consideraciones relevantes de los sistemas de almacenamiento para su uso adecuado, junto con dar una mirada al futuro, visualizando cómo los sistemas de almacenamiento podrían ser utilizados en el mañana.

## Oportunidades de mejora

Al año 2020 se han establecido acuerdos internacionales y políticas que apoyen la correcta inserción de las tecnologías de almacenamiento como complemento al uso de fuentes de energía renovables. En este sentido se destacan:

- En el año 2015, todos los estados miembros de las Naciones Unidas (entre ellos, Chile) aprobaron 17 objetivos como parte de la agenda 2030, prometiendo orientar financiamiento y medidas para lograr un desarrollo sostenible. En este sentido, los sistemas de almacenamiento pueden ser un potencial apoyo a tres objetivos identificados: “energía asequible y no contaminante”, “ciudades y comunidades sostenibles” y/o “acción por el cambio climático” [139].
- En el año 2016 se firma el acuerdo de París en la convención marco de las Naciones Unidas, que busca la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas respecto del cambio climático. Esto se comenzó a desarrollar a contar del año 2020. En este sentido, Chile se comprometió a cumplir metas de reducción de emisiones. Una forma de lograr los objetivos planteados es

mediante el plan de descarbonización, el cual considera, entre varios aspectos, el fomento y promoción de ERNC y la modernización de mercados energéticos, los cuales se espera sean apoyados por tecnologías de almacenamiento como baterías [77] [140].

Acorde a lo comentado y los compromisos por fomentar el uso de tecnologías limpias como ERNC, una de las soluciones energéticas que ha tomado relevancia en los últimos años es la generación distribuida. El auge de este mercado se ha podido dar debido a los correctos incentivos dados por la autoridad, incentivos normativos que han permitido desarrollar el mercado. Es importante que su desarrollo mantenga un marco regulatorio competitivo, y así continúen disminuyendo los precios de las tecnologías (de generación y almacenamiento). Además, la regulación debe actuar como un facilitador y no como una barrera de entrada para su masificación, para lo cual se deben dar elementos básicos en el marco regulatorio del sector eléctrico, tema en el cual se han logrado grandes avances en Chile.



**FIGURA 45:** Pirámide normativa de Hans Kelsen [141]. Adaptados por el autor.

Como instrumentos normativos, el primer gran avance en términos de Ley y que ha servido como base para el progreso, fue la Ley 20.571, que trajo la posibilidad a los consumidores de producir su propia energía y la posibilidad de inyectar sus excedentes a la red. Esto trajo un cambio de concepción en la forma de concebir a los consumidores, otorgándole la capacidad de interactuar de manera dinámica con las redes eléctricas. Por su parte, la Ley 21.118 respalda y mejora aspectos no contemplados en la Ley 20.571, logrando así eliminar barreras que complejizaban la entrada al mercado. Una vez promulgadas las leyes, los reglamentos vienen a reforzar las bases ya establecidas, incentivando aún más la integración de estas tecnologías al mercado. En esta línea surge el Reglamento que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas, el Reglamento de Seguridad de Instalaciones Eléctricas y el Reglamento de Seguridad de Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica, los cuales ya se preocupan de establecer exigencias para una operación segura del sistema y así incentivar el desarrollo del mercado. Y así, por último, cómo base de la pirámide normativa mostrada en la Figura 45 se encuentran las Resoluciones, Normas Técnicas y Protocolos que regulan y vienen a entregar detalles para el correcto funcionamiento del mercado, mediante la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación, la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio de Sistemas de Distribución, los Instructivos Técnicos RGR, entre otros ya mencionados.

De lo comentado se aprecia que la regulación del mercado vinculado a generación distribuida en Chile ya presenta grandes avances, y su trabajo se encuentra en la mejora continua de las normativas ya desarrolladas. Es importante que este trabajo continúe el buen camino que se ha hecho e identifique anticipadamente brechas, oportunidades de mejora, y conductas anticompetitivas, que no fomenten el aumento de poder de mercado y la disminución de eficiencia de éste. Por lo cual, con el fin de continuar estableciendo parámetros que permitan un correcto funcionamiento del mercado, y bajo el foco estudiado en el presente libro, se recomienda incluir diversos aspectos vinculados a seguridad, los cuales se encuentran separados en tres categorías:



- Seguridad de instalaciones: Los sistemas de almacenamiento acumulan cantidades no despreciables de energía, de forma que su mal uso puede provocar accidentes graves. Por esto, se deben regular los aspectos necesarios para que las instalaciones minimicen los riesgos asociados a su uso, tanto para usuarios, mantenedores, instaladores, entre otros actores relevantes. A lo anterior se incluyen elementos para desconexión de los equipos de generación y almacenamiento en caso de que la red opere fuera de rango, temas estructurales que permitan un soporte adecuado para las condiciones chilenas, prevención de incendios, entre otros. Para esto, ante una masificación de la tecnología de almacenamiento energético en Chile es relevante que varios entes dentro de la comunidad puedan contar con la información necesaria para saber qué hacer y qué no hacer ante distintas situaciones.
- Seguridad de equipo: En general, para equipos eléctricos los aspectos de seguridad están bien cubiertos. Se han incorporado aspectos de tiempos de comunicación y protecciones en los convertidores. Respecto al equipamiento asociado a sistemas de almacenamiento se destacan los desafíos de regulaciones estructurales. Cabe destacar que para países desarrollados que tienen fabricantes dentro de su industria hay una tendencia a elevar los parámetros de exigencia. No obstante, de lo analizado se destaca que parten sobre una base de exigencias mínimas que permitan un buen comportamiento en su operación. Para esto, se realizan pruebas que comprueben que se cumple aquello que se ofrece.
- Seguridad operacional: Es de suma importancia el mantener el sistema estable ante el funcionamiento de un equipo con almacenamiento al operar en redes on-grid. De hecho, para poder conectarse a sus sistemas, las instalaciones (y sus equipos) deben someterse a una serie de pruebas que permitan determinar que estos no afectarán la calidad de suministro de energía hacia otros usuarios.
- La situación normativa operacional para los sistemas off-grid tiene menor exigencia, dado que se entregan requerimientos de operación menores en equipos de almacenamiento conectados a red. No obstante, la operación en redes aisladas suele ser más delicada, dado que es más fácil perturbar este sistema ya que, al ser de menor envergadura, cualquier perturbación afecta en mayor medida.

Teniendo en consideración los avances normativos presentados, es necesario destacar los cambios que se enfrentarán los futuros sistemas de distribución. Estos se darán por el aumento continuo de uso de estas tecnologías tanto de generación distribuida como de información y comunicaciones que impactará la forma en que se organizan los sistemas eléctricos, los servicios energéticos asociados, agentes involucrados y su forma de interactuar. Bajo lo mencionado, los sistemas de distribución tendrán niveles de complejidad mucho más elevados que los actuales, donde será importante el aprovechamiento de los recursos de manera eficiente, y se logre asegurar la confiabilidad y calidad de servicio adecuada.

Es importante incluir en la regulación la posibilidad de prestación y remuneración de servicios complementarios por parte de usuarios de equipamientos de generación distribuida y/o almacenamiento hacia la red, tales como regulación de tensión y frecuencia, lo cual sería un incentivo adicional a su masificación. Países europeos ya tienen incorporado gran parte de las aplicaciones mencionadas en este libro en su regulación, y en nuestro país, técnicamente solo sería posible controlar potencia activa considerando lo presentado en anexo técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control [122]. Sin embargo, falta una entidad que permita coordinar esto.

En la actualidad, en Chile las empresas distribuidoras son las propietarias y las que operan las redes de distribución, además de comercializar la energía con los clientes finales, por lo que requieren y disponen de una gran cantidad de información, tanto sobre características de la red como de los clientes. Por esto, una gran transformación tendrá relación con la disponibilidad y acceso a la información gracias a estas nuevas tecnologías emergentes (recursos energéticos distribuidos). La masificación y el desarrollo de tecnologías de información y comunicación permite la realización de la idea de una red inteligente, lo cual permitiría lograr la coordinación y control de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables, recursos energéticos distribuidos, y nuevos agentes que puedan surgir en el mercado.

En efecto, las nuevas tecnologías de información permitirán diversos beneficios a los actores del mercado. Para los clientes significará mejoras en la calidad de suministro, debido a que se podrá identificar tempranamente las fallas y así reducir los tiempos de desconexión. Mejoras en la calidad comercial al eliminarse errores humanos y estimaciones en las lecturas de consumo. Mejora en la calidad del producto, dado que se conocerá de mejor forma la existencia de problemas en la red. Además, los clientes podrán gestionar mejor sus consumos, tener acceso a mejores tarifas o implementar medidas como la V2G o participar de nuevos servicios energéticos.

Otro punto a considerar es la protección de datos personales, por lo que se deberá dar un tratamiento visto desde la

ciberseguridad de datos y la operación de la red, donde debe quedar claro en cómo se administra la gran cantidad de datos asociados a los medidores inteligentes y sensores, considerando que se garantice el uso apropiado de dicha información.

Finalmente, los sistemas eléctricos a nivel mundial están en un período de cambio. Dada su naturaleza, es en el sistema de distribución donde se espera que esté el mayor impacto, siendo su principal impulsor la integración masiva de equipos distribuidos, tales como generación distribuida, almacenamiento distribuido, electromovilidad, entre otros. La integración de estas nuevas tecnologías y el diseño de una regulación que permita este escenario tecnológico es el gran desafío del futuro, por lo que se considera de gran importancia la inclusión constante de literatura científica/técnica especializada, la revisión de mercados internacionales de referencia y el trabajo de equipos multidisciplinarios que junten la academia con la industria.



**NAMA** CHILE  
Energías Renovables  
para Autoconsumo

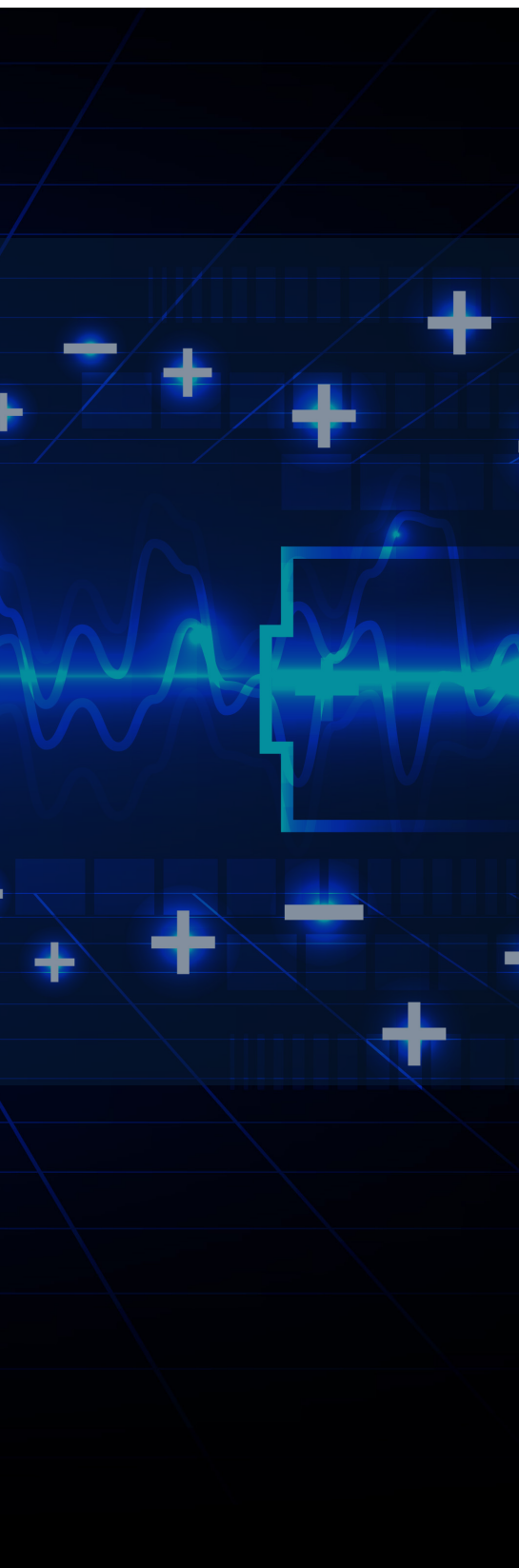


# SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE



09

# REFERENCIAS



## 09

# REFERENCIAS

- [1] F. A. Bhuiyan y A. Yazdani, «Energy Storage Technologies for Grid-Connected and Off-Grid Power System Applications,» 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference, 2012.
- [2] US Department of the Interior, «Three Gorges Dam: The world's largest hydroelectric plant,» [En línea]. Available: [https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/three-gorges-dam-worlds-largest-hydroelectric-plant?qt-science\\_center\\_objects=0#qt-science\\_center\\_objects](https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/three-gorges-dam-worlds-largest-hydroelectric-plant?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects).
- [3] Wikipedia, «Alkaline battery,» [En línea]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Alkaline\\_battery](https://en.wikipedia.org/wiki/Alkaline_battery).
- [4] Digikey , «Capacitor 22F -20% +40% 2.3V T/H, Panasonic Electronic Components,» [En línea]. Available: <https://www.digikey.com/product-detail/en/panasonic-electronic-components/EEC-HW0D226/P11346-ND/357323>.
- [5] Wikipedia, «Volante de inercia,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Volante\\_de\\_inercia](https://es.wikipedia.org/wiki/Volante_de_inercia).
- [6] Wikipedia, «Central solar de torre central,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_solar\\_de\\_torre\\_central](https://es.wikipedia.org/wiki/Central_solar_de_torre_central).
- [7] Pragma Industries, «Hydrogen Fuel Cells,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.pragma-industries.com/hydrogen-fuel-cells/>.
- [8] Lott, Melissa; et al., «Technology Roadmap: Energy storage,» [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/261848307\\_Technology\\_Roadmap\\_Energy\\_storage](https://www.researchgate.net/publication/261848307_Technology_Roadmap_Energy_storage).
- [9] Sabihuddin, Siraj et al., A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies, 2014.
- [10] S. Shin, G. J. Jung, W.-J. Lee, C. Kang y J. Wang, «Recovery Of Electrode Powder From Spent Lithium Ion Batteries (LIBs),» Archives of Metallurgy and Materials, vol. 60, pp. 1145-1149, 2015.
- [11] J. Matthey, «Our guide to batteries,» 2015.
- [12] Battery Association of Japan, «Structure and reaction formula of batteries,» [En línea]. Available: <http://www.baj.or.jp/e/knowledge/structure.html>.
- [13] Ebay, «Ebay - Batería cilíndrica NCR18650BM 3,6V/3200mAh 'Flat Top',» [En línea]. Available: <https://www.ebay.es/itm/Bateria-cilindrica-NCR18650BM-3-6V-3200mAh-Flat-Top-/142682576038>.
- [14] Targray, «Lithium-ion Pouch Cells - High performance li-ion cells for batteries and energy storage systems,» [En línea]. Available: <https://www.targray.com/li-ion-battery/lithium-ion-cells>.
- [15] Power, GWL, «Winston 40Ah a 200Ah,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ev-power.eu/Winston-40Ah-200Ah/>.
- [16] IEC: comisión electrotécnica internacional, «IEC 60086-2:2015: Part 2: Physical and electrical specifications,» BSI Standards Publication, 2015.
- [17] IEC: Comité electrotécnica Internacional, «IEC 62485-4:2015: Safety requirements for secondary batteries and battery installations, Part 4: Valve-regulated lead-acid batteries for use in portable appliances,» BSI Standards Publication, 2015.

- [18] Panasonic, «Hoja técnica batería Panasonic NCR18650b, 3400mAh».
- [19] L. Chem, «Product specification Rechargeable Lithium Ion Battery Model INR18650HG2 3000mAh».
- [20] Autosolar Energy Solutions S.L.U., «Auto Solar,» 25 Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/por-que-debemos-evitar-la-conexion-en-paralelo-para-las-baterias>. [Último acceso: 03 Mayo 2019].
- [21] D. Andrea, Battery Management Systems for Large Lithium-Ion Battery Packs, Norwood, Massachusetts: Artech House, 2010.
- [22] L. Elithion TM, «Lithiumate TM Manual, Plan - Charger,» 12 Enero 2016. [En línea]. Available: <http://lithiumate.elithion.com/php/charger.php>.
- [23] Wikipedia, «Batería VRLA,» [En línea]. Available: [https://es.m.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa\\_VRLA](https://es.m.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_VRLA).
- [24] B. University, «Absorbent Glass Mat (AGM),» [En línea]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/absorbent\\_glass\\_mat\\_agm](https://batteryuniversity.com/learn/article/absorbent_glass_mat_agm).
- [25] O. G. Ham, «Understanding AGM Batteries,» [En línea]. Available: <https://offgridham.com/2018/03/agm-batteries/>.
- [26] R. S.L., «Bateria de gel o agm. ¿Qué las diferencia?,» [En línea]. Available: [https://www.rebacas.com/blog-baterias/39\\_bateria-de-gel-o-agm-que-las-diferencia-.html](https://www.rebacas.com/blog-baterias/39_bateria-de-gel-o-agm-que-las-diferencia-.html).
- [27] B. University, «New Lead Acid Systems,» [En línea]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/new\\_lead\\_acid\\_systems](https://batteryuniversity.com/learn/article/new_lead_acid_systems).
- [28] A. B. & Solar, «11.5kWh 12V 960AH Carbon Lead Battery Bank (2V cells),» [En línea]. Available: <https://www.aussiebatteries.com.au/off-grid-solar/battery-banks/11.5kWh-12V-960AH-Carbon-Lead-Battery-Bank-2V-cells>.
- [29] V. Energy, «Batería de plomo-carbono».
- [30] T. B. Company, «Hoja técnica T-1275 PLUS,» [En línea]. Available: [http://dmu.cl/docs/fichas/trojan/T1275Plus\\_trojan\\_ficha\\_tecnica.pdf](http://dmu.cl/docs/fichas/trojan/T1275Plus_trojan_ficha_tecnica.pdf).
- [31] A. B. & Solar, «Battery Banks - Deep Cycle Solar Battery Banks - Solar Battery Storage,» [En línea]. Available: <https://www.aussiebatteries.com.au/off-grid-solar/battery-banks/>.
- [32] Redflow Limited, «Red flow - Sustainable energy storage,» [En línea]. Available: <https://redflow.com/>.
- [33] VSUN Energy, «Renewable energy from Vanadium Batteries,» [En línea]. Available: <https://vsunenergy.com.au>.
- [34] Australian Energy Council, «Batteries going with the flow,» [En línea]. Available: <https://www.energycouncil.com.au/analysis/batteries-going-with-the-flow/>.
- [35] redflo, «ZBM2 ZINC-BROMINE FLOW BATTERY,» [En línea]. Available: <https://redflow.com/products/redflow-zbm2/>. [Último acceso: 10 12 2019].
- [36] redflow, «LSB (LARGE SCALE BATTERY) REFERENCE PLATFORM,» [En línea]. Available: <https://redflow.com/products/redflow-zbm2/redflow-lsb/>. [Último acceso: 10 12 2019].
- [37] Tritec-intervento, «Diferencia entre controlador de carga PWM y MPPT,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.tritec-intervento.cl/productostritec/diferencia-entre-controlador-de-carga-pwm-y-mppt/>.
- [38] M. T. Lawder, B. Suthar, P. W. C. Northrop, S. De, C. M. Hoff, O. Leitermann, M. L. Crow, S. Santhanagopalan y V. R. Subramanian, «Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications,» Proceedings of the IEEE, vol. 102, n° 6, pp. 1014 - 1030, 2014.

- [39] National Renewable Energy Laboratory (USAID-NREL Partnership), «Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions,» 2019.
- [40] Thunder Sky Winston, «Specifications Battery WS-LYP40AHA».
- [41] SMA Solar Technology, «Hoja técnica SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H».
- [42] Battery University, «BU-205: Types of Lithium-Ion batteries,» 10 07 2019. [En línea]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/types\\_of\\_lithium\\_ion](https://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion).
- [43] Battery University, «BU-201: How does the Lead-Acid battery work?,» 30 05 2019. [En línea]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/lead\\_based\\_batteries](https://batteryuniversity.com/learn/article/lead_based_batteries).
- [44] Victron Energy, Ficha técnica: Baterías GEL y AGM - Energía sin límites, Almere-Haven, Países Bajos: Victron Energy B.V.
- [45] Battery University, «BU-107: Comparison table of secondary batteries,» 06 08 2019. [En línea]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/secondary\\_batteries](https://batteryuniversity.com/learn/article/secondary_batteries).
- [46] M. Toscano, «Estudio de las baterías para aplicaciones fotovoltaicas,» Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2018.
- [47] R. Vader, «Energy Unlimited. Rev. 9,» Victron Energy B.V., Almere-Haven, Países Bajos, 2011.
- [48] Northern Arizona Wind & Sun, «What is AGM Battery Technology?,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.solar-electric.com/learning-center/agm-battery-technology.html/>.
- [49] Coordinador Eléctrico Nacional, «Infotécnica,» 2020. [En línea]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>.
- [50] Comisión Nacional de Energía, «Almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional,» Septiembre 2017. [En línea].
- [51] Comisión Nacional de Energía, «Implementación Nuevo Régimen SSCC,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/implementacion-nuevo-regimen-sscc/>.
- [52] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley General de Servicios Eléctricos, DFL4,» [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2fdga>.
- [53] Coordinador Eléctrico Nacional, «Bases administrativas subastas de control de frecuencia,» Dic. 2019.
- [54] Comisión Nacional de Energía, «Mesas de Trabajo para el Reglamento de Servicios Complementarios,» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/>.
- [55] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N° 801,» 2018.
- [56] Coordinador Eléctrico Nacional, «Reglas de operación de SSCC en tiempo real,» 2019.
- [57] Iberdrola S.A, 2020. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente>.
- [58] Ministerio de Energía, «Plataforma de Electromovilidad,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/recursos-e-informacion-tecnica/v2g-en-chile>.
- [59] Ministerio de Energía, «Diagnóstico para una Nueva Regulación de la Distribución Eléctrica en Chile,» Nov. 2018.
- [60] P. A. Huang, «Photovoltaic Synchronous Generator (PVSG): From Grid Following to Grid Forming,» 2017.
- [61] A. L. F. B. y. P. R. J. Rocabert, «Control of Power Converters in AC Microgrids,» 2012.

- [62] S. N. L. A. Ellis, «Grid Forming Inverters in Interconnected Systems».
- [63] R. H. L. y. T. M. J. D. Pattabiraman, «Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System».
- [64] V. E. B.V., «Datasheet-Phoenix-Inverter-1200VA-5000VA-ES.pdf,» [En línea]. Available: <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-Phoenix-Inverter-1200VA-5000VA-ES.pdf>.
- [65] S. S. T. AG, «sunny-boy-storage-37-50-60.html,» [En línea]. Available: <https://www.sma.de/es/productos/inversor-con-bateria/sunny-boy-storage-37-50-60.html>.
- [66] Ingeteam, «IS STORAGE 1PLAY (3-6 kW),» [En línea]. Available: [https://www.ingetteam.com/es-es/convertidores-de-frecuencia-e-inversores/almacenamiento-scc-facts/pc28\\_18\\_42/ingecon-sun-storage-1play.aspx](https://www.ingetteam.com/es-es/convertidores-de-frecuencia-e-inversores/almacenamiento-scc-facts/pc28_18_42/ingecon-sun-storage-1play.aspx).
- [67] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - BCN, «Ley 20936 - Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional,» [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>.
- [68] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión,» [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/archivos\\_bajar/Norma-Tecnica.pdf](https://www.cne.cl/archivos_bajar/Norma-Tecnica.pdf).
- [69] Comisión Nacional de Energía, «Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión,» 2019.
- [70] Superintendencia de Electricidad y Combustible, «Instalaciones de Consumo en Baja Tensión NCH Elec. 4/2003,» Oct. 2003. [En línea]. Available: [https://www.sec.cl/sitioweb/electricidad\\_norma4/norma4\\_completa.pdf](https://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_norma4/norma4_completa.pdf).
- [71] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley 20.571, Regula el Pago de Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales,» 22 Mar. 2012. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>.
- [72] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Decreto 71, Aprueba Reglamento de la Ley 20.571, Que regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales,» 06 Sept. 2014. [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2li58>.
- [73] Diario Oficial de la Republica de Chile, «Decreto 103, Modifica Decreto Supremo N°71,» 12 Julio 2016. [En línea]. Available: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/ds\\_103\\_publicado.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/ds_103_publicado.pdf).
- [74] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Ley 21.118, Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, Con el Fin de Incentivar el Desarrollo de las Generadoras Residenciales,» 17 Nov. 2018. [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2fd6x>.
- [75] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Decreto 57, Aprueba Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo,» [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2laku>.
- [76] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Aprueba Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica,» 5 Mar. 2020. [En línea]. Available: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/dec\\_8\\_2019\\_publicado\\_en\\_do\\_05\\_03\\_2020\\_0.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/dec_8_2019_publicado_en_do_05_03_2020_0.pdf).
- [77] Ministerio de Energía; GIZ, «Non-Conventional Renewable Energies In the Chilean Electricity Market,» [En línea]. Available: <https://mercadoernc.minenergia.cl/?lang=en>.
- [78] 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 Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica,» 12 Jun. 2018. [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2li84>.
- [79] Superintendencia de Electricidad y Combustible, «Dicta Pliegos Técnicos Normativos RPTD N°1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,» [En línea]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/09/Res-33277-10092020-1.pdf>.



- [80] Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC, «Nuevo reglamento técnico de seguridad de instalaciones de consumo de energía eléctrica (NCh Elec. 4/2003),» [En línea]. Available: <http://cornelec.cl/wp-content/uploads/2018/09/Nuevo-Reglamento-T%C3%A9cnico-de-Seguridad-de-Instalaciones-de-Consumo-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica-SEC.pdf>.
- [81] Superintendencia de Electricidad y Combustible, «Norma Técnica e Instructivos,» [En línea]. Available: <https://www.sec.cl/norma-tecnica-e-instructivos/>.
- [82] Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR, UNE-EN 50272-2: Requisitos de seguridad para baterías e instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias, 2002.
- [83] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,» Dic. 2019. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>.
- [84] EPEC, LCC, «Battery Cell Comparison,» [En línea]. Available: <https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html>.
- [85] Instituto Nacional de Normalización, INN Chile, «NCh1537.Of2009: Diseño estructural - Cargas permanentes y cargas de uso,» 2009. [En línea]. Available: <http://normastecnicas.minvu.cl/>.
- [86] Instituto Nacional de Normalización, INN Chile, «NCh 433.Of 1996: Diseño sísmico de edificios,» 2009. [En línea]. Available: <http://normastecnicas.minvu.cl/>.
- [87] Instituto Nacional de Normalización, INN Chile, «NCh 2369.Of2003: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales,» 2003. [En línea]. Available: <http://normastecnicas.minvu.cl/>.
- [88] Instituto Nacional de Normalización, INN Chile, «NCh 2745: Análisis y diseño de edificios con aislación sísmica,» 2003.
- [89] Cámara Chilena de la Construcción, «Recopilación de la normativa nacional de seguridad contra incendios,» 2014. [En línea]. Available: [https://www.cchc.cl/uploads/archivos/archivos/Manual-de-Seguridad-contra-Incendios\\_CChC\\_enero2014.pdf](https://www.cchc.cl/uploads/archivos/archivos/Manual-de-Seguridad-contra-Incendios_CChC_enero2014.pdf).
- [90] Ministerio de Vivienda y Urbanismo, «DDU 235, Plan de Evacuación,» [En línea]. Available: [http://minvuhistorico.minvu.cl/opensite\\_20070621120807.aspx](http://minvuhistorico.minvu.cl/opensite_20070621120807.aspx).
- [91] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «Decreto 148, Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo de Residuos Peligrosos,» 16 Jun. 2004. [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2f93u>.
- [92] MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, «ESTABLECE MARCO PARA LA GESTIÓN DE RESIDUOS, LA RESPONSABILIDAD EXTENDIDA DEL PRODUCTOR Y FOMENTO AL RECICLAJE,» 01 Jun. 2016. [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2f7b2>.
- [93] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «DFL 1, Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Código del Trabajo,» 16 Enero 2003. [En línea]. Available: <http://bcn.cl/2f6o9>.
- [94] National Fire Protection Association, «NFPA 70: National Electrical Code,» 2018.
- [95] National Fire Protection Association, de NFPA 1: Fire Code, 2018, pp. 350-358.
- [96] Underwriters Laboratorios, UL Standard, «UL 1741: Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources,» 2018.
- [97] Underwriters Laboratories, UL Standard, «ANSI/CAN/UL 1973: Standard for Batteries for Use in Stationary, Vehicle Auxiliary Power and Light Electric Rail (LER) Applications,» 2018.
- [98] Underwriter Laboratories, UL Standard, «ANSI/CAN/UL-9540: Standard for Energy Storage Systems and Equipment,» 2020.

- [99] Standards Australia, «AS/NZS 4777.1:2016: Grid connection of energy systems via inverters. Installation requirements,» 2016.
- [100] Standards Australia, «AS/NZS 4777.2:2015: Grid connection of energy systems via inverters. Inverter requirements,» 2015.
- [101] Standards Australia, «AS/NZS 5139:2019: Electrical installations - Safety of battery systems for use with power conversion equipment,» 2019.
- [102] Standards Australia, «DR AS/NZS 4509.2: Stand-alone power systems. Part 2: System design,» 2010.
- [103] VDE FNN, «VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11: Generators connected to the low-voltage distribution network,» 2018.
- [104] VDE FNN, «VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2019-04: Technical rules for the connection and operation of customer installations to the low voltage network (TAR low voltage),» 2019.
- [105] VDE FNN, «VDE-AR-E 2510-50: Stationary battery energy storage systems with lithium batteries,» 2017.
- [106] Commission européenne, «Summary of references of harmonised standards published in the Official Journal,» 17 12 2019. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/38783/attachments/1/translations/en/renditions/native>.
- [107] European Commission, «Harmonised Standards,» [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/growth/single-market/european-standards/harmonised-standards\\_en](https://ec.europa.eu/growth/single-market/european-standards/harmonised-standards_en).
- [108] International Electrotechnical Commission, «IEC 62619:2017: Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications,» 2017.
- [109] International Electrotechnical Commission, «IEC 62485-1:2015: Safety requirements for secondary batteries and battery installations - Part 1: General safety information,» 2015.
- [110] International Electrotechnical Commission, «IEC 62485-2:2010: Safety requirements for secondary batteries and battery installations - Part 2: Stationary batteries,» 2010.
- [111] International Electrotechnical Commission, «IEC 62477-1:2012 - Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 1: General,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/7080>.
- [112] International Electrotechnical Commission, «IEC 62109-1:2010 - Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/6470>.
- [113] International Electrotechnical Commission, «IEC 62109-2:2011 - Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/6471>.
- [114] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-2:2008 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-2: Testing and measurement techniques - Electrostatic discharge immunity test,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/4189>.
- [115] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-3:2020 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-3 : Testing and measurement techniques - Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/59849>.
- [116] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-4:2012 RLV - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-4: Testing and measurement techniques - Electrical fast transient/burst immunity test,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/22271>.

- [117] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017 CSV - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-5: Testing and measurement techniques - Surge immunity test,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/61166>.
- [118] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-6:2013 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-6: Testing and measurement techniques - Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/4224>.
- [119] International Electrotechnical Commission, «IEC 61000-4-8:2009 RLV - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-8: Testing and measurement techniques - Power frequency magnetic field immunity test,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/22272>.
- [120] Comisión Nacional de Energía, Chile, «Norma Técnica De Conexión Y Operación De Equipamientos De Generación».
- [121] National Fire Protection Association (NFPA), «NFPA 704 - Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=704>.
- [122] Comisión Nacional de Energía, Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, Agosto 2019.
- [123] Ingeteam, «IS STORAGE 1Play (3-6 kW),» [En línea]. Available: [https://www.ingeteam.com/es-es/convertidores-de-frecuencia-e-inversores/almacenamiento-scc-facts/pc28\\_18\\_42/ingecon-sun-storage-1play.aspx](https://www.ingeteam.com/es-es/convertidores-de-frecuencia-e-inversores/almacenamiento-scc-facts/pc28_18_42/ingecon-sun-storage-1play.aspx).
- [124] Ministerio de Energía, Chile, «Explorador Solar,» 2017. [En línea]. Available: <http://solar.minenergia.cl/exploracion>.
- [125] Geofísica, Facultad de ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Explorador de Energía Eólica,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.
- [126] HOMER Energy LLC, «Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software,» [En línea]. Available: <https://www.homerenergy.com/>.
- [127] RODA Energía, «Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Informe Final,» [En línea]. Available: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/informe-final-indice-de-precios-fv-giz-1\\_2017.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/informe-final-indice-de-precios-fv-giz-1_2017.pdf).
- [128] Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile, «Herramienta para la simulación de sistemas de almacenamiento,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.4echile.cl/publicaciones/herramienta-para-la-simulacion-de-sistemas-de-almacenamiento-con-energia-solar-fotovoltaica-para-autoconsumo/>.
- [129] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), «Speichermonitoring,» [En línea]. Available: <http://speichermonitoring.de/>. [Último acceso: 2018 11 05].
- [130] National Renewable Energy Laboratory, NREL, «Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review,» 2012.
- [131] Lazard, «Lazard Levelized Cost of Energy Analysis - Version 13.0,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>.
- [132] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>.
- [133] V. V. P. B. J. A. V. F. K. H. B. H. K. Mongird, "Energy Storage Technology and Cost Characterization Report," Julio 2019. [Online]. Available: [10.2172/1573487](https://doi.org/10.2172/1573487). [Accessed 06 11 2020].
- [134] Comisión Nacional de Energía, «Tarificación - Valor Agregado de Distribución,» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>.
- [135] Comisión Nacional de Energía, «Decreto N°11T/2016 - Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2016-2020,» 2017.
- [136] Cooperativa Eléctrica Curico, «Tarifas de distribución a precios regulados,» 01 Noviembre 2020. [En línea].

Available: <https://cecltda.cl/bases/v1.pdf>.

[137] Comisión Nacional de Energía, «Informe técnico definitivo: fijación de precios de nudo de corto plazo,» Julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/07/ITD-PNCP-Jul20.pdf>.

[138] B. F. W. G. B. S. Allen J. Wood, Power generation, operation, and control. – Third edition, John Wiley & Sons, Inc, 2013.

[139] ONU, «Objetivos para el desarrollo sostenible,» 2020. [En línea]. Available: <http://www.onu.cl/es/sample-page/odm-en-chile/>.

[140] Ministerio de relaciones exteriores; Biblioteca del congreso nacional de Chile, «Decreto 30 - Promulga el acuerdo de París, adoptado en la vigésimo primera reunión de la conferencia de las partes de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1103158>.

[141] M. Galindo, «La Pirámide De Kelsen O Jerarquía Normativa En La Nueva Cpe Y El Nuevo Derecho Autonómico,» 19 Septiembre 2018. [En línea]. Available: [http://www.scielo.org.bo/pdf/rjd/v7n9/v7n9\\_a08.pdf](http://www.scielo.org.bo/pdf/rjd/v7n9/v7n9_a08.pdf).

[142] International Electrotechnical Commission, «IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary,» Abril 2004. [En línea]. Available: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=482-02-17>.

El proyecto de apoyo a la NAMA, "Energía Renovables para Autoconsumo" en Chile, es encargado por la NAMA Facility en nombre del Ministerio de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania, el Departamento de Comercio, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido y la Comisión Europea.

La Componente Técnica del proyecto es implementado por GIZ en conjunto con el Ministerio de Energía de Chile.

GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

### Presentado por:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Sede de la Sociedad en Bonn y Eschborn, Alemania. Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile (4e). En el marco de la Componente Técnica del Proyecto de Apoyo a la NAMA "Energías Renovables Para Autoconsumo" en Chile.

T +56 (2) 2306 8600 | [contactonama@giz.de](mailto:contactonama@giz.de)  
Director de la Componente Técnica del Proyecto:  
David Fuchs | [david.fuchs@giz.de](mailto:david.fuchs@giz.de)