



UNIVERSIDAD DE
COSTA RICA

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Estudio sobre Viabilidad de Opciones para Almacenamiento de Energía

Ing. Jairo Quirós Tortós, Ph.D.

Ing. José David Rojas, Ph.D.

Ing. Orlando Arrieta, Ph.D.

Ing. María José Parajeles, B.Sc.

20 de marzo de 2018

Índice general

1. Introducción	7
1.1. Antecedentes y Justificación	7
1.2. Objetivos	8
1.2.1. Objetivo General	8
1.2.2. Objetivos Específicos	8
1.3. Actividades	8
1.3.1. Objetivo Específico 1	9
1.3.2. Objetivo Específico 2	9
1.3.3. Objetivo Específico 3	9
1.4. Alcance	9
1.5. Resumen de Capítulos	10
2. Tecnologías de Almacenamiento	11
2.1. Visión General del Almacenamiento de Energía	11
2.2. Aplicaciones del Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)	15
2.3. Tecnologías Electro-químicas	21
2.3.1. Baterías de Ácido-Plomo	22
2.3.2. Baterías de Sodio-Azufre	24
2.3.3. Baterías de Sodio-Cloruro de Níquel	25
2.3.4. Baterías de Níquel-Cadmio	27
2.3.5. Baterías de Hidruro de Níquel-Metal	28
2.3.6. Baterías de Flujo	29
2.3.7. Baterías de Iones de Litio	32
2.4. Tecnologías Eléctricas-Magnéticas	38
2.4.1. Capacitores Electrolíticos de Doble Capa	38
2.4.2. Almacenamiento con Superconductor Magnético	40
2.5. Tecnologías Mecánicas	41
2.5.1. Almacenamiento por Turbo-bombeo	41
2.5.2. Almacenamiento a partir de Baterías Inerciales (Volantes de Inercia)	42
2.5.3. Almacenamiento a base de Aire Comprimido	44
2.5.4. Almacenamiento a partir de Aire Líquido	46
2.6. Tecnologías Químicas	47
2.6.1. Almacenamiento a partir de Hidrógeno	47
2.6.2. Almacenamiento a base de Gas Natural Sintético	57

2.7.	Tecnologías Térmicas	60
2.7.1.	Almacenamiento a base de Sal Fundida	61
2.7.2.	Almacenamiento Térmico con Hielo	62
2.7.3.	Almacenamiento Térmico con Agua	63
2.7.4.	Almacenamiento a partir de Calor Rebombado	64
2.8.	Cuadros Resumen de las Tecnologías de Almacenamiento	67
2.8.1.	Tecnologías Electro-químicas	67
2.8.2.	Tecnologías Eléctricas-Magnéticas	89
2.8.3.	Tecnologías Mecánicas	93
2.8.4.	Tecnologías Químicas	104
2.8.5.	Tecnologías Térmicas	112
3.	Mejores Prácticas en el Almacenamiento de Energía	126
3.1.	Seguridad	126
3.2.	Estándares	128
3.3.	Regulación	129
4.	Estudios con Opciones de Almacenamiento de Energía	131
4.1.	Ruta para el Desarrollo de la Tecnología Europea de Almacenamiento de Energía, actualización de 2017	131
4.2.	Ruta para los Estándares de Almacenamiento de Energía	133
4.3.	Tendencias y Oportunidades del Almacenamiento de Energía en los Mercados Emergentes	134
4.4.	Recursos Energéticos Mundiales, Almacenamiento Eléctrico 2016	135
4.5.	Almacenamiento de Energía Eléctrica	136
4.6.	Manual de Almacenamiento de Electricidad en Colaboración con NRECA	137
4.7.	Opciones de Tecnología de Almacenamiento de Energía Eléctrica	139
4.8.	Renovables y el Almacenamiento de Electricidad, una Hoja de Ruta Tecnológica para RE-map 2030	140
4.9.	Visión General del Mercado Global de Almacenamiento de Energía e Informe Resumido Regional	142
4.10.	Almacenamiento de Energía en Redes Eléctricas con Alta Penetración de Generación Variable	143
4.11.	Guía de Buenas Prácticas sobre Almacenamiento de Energía Eléctrica	144
5.	Metodologías e Indicadores de Viabilidad	146
5.1.	Metodologías para Estudio de Opciones de Almacenamiento de Energía	146
5.1.1.	Comparación de las Opciones de Almacenamiento de Electricidad, Utilizando el Método de Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS)	146
5.1.2.	Evaluación de Tecnologías de Almacenamiento de Energía para la Integración de Energía Eólica	148
5.1.3.	Viabilidad Tecno-económica del Almacenamiento en la Red: Mapeo de Servicios Eléctricos y Tecnologías de Almacenamiento de Energía	149
5.1.4.	Otros Estudios sobre Viabilidad de Opciones de Almacenamiento	158
5.2.	Indicadores de Viabilidad	162
5.2.1.	Indicadores Técnicos	162
5.2.2.	Indicadores Económicos	164
5.2.3.	Indicadores Ambientales	166
5.2.4.	Indicadores Regulatorios	169

5.2.5.	Indicadores Sociales	170
5.3.	Códigos de Seguridad y Estándares Internacionales	171
5.3.1.	Estándares Relacionados con los Componentes del Sistema de Almacenamiento	172
5.3.2.	Estándares Relacionados con la Totalidad del Sistema de Almacenamiento	174
5.3.3.	Estándares Relacionados con la Instalación del Sistema de Almacenamiento	175
6.	Metodología Propuesta para Evaluar la Viabilidad del Almacenamiento en Costa Rica	178
6.1.	Metodología	178
6.1.1.	Estimación de Ganancias	179
6.1.2.	Herramienta de Viabilidad Financiera	184
6.2.	Almacenamiento por Etapa	190
6.2.1.	Etapa de Generación	191
6.2.2.	Etapa de Transmisión	195
6.2.3.	Etapa de Distribución	195
6.3.	Resumen de tecnologías viables para Costa Rica	196
7.	Perfil del Proyecto de Almacenamiento por Etapa	197
7.1.	Etapa de Generación	197
7.2.	Etapa de Transmisión	199
7.3.	Etapa de Distribución	199
8.	Conclusiones	201

Siglas

AR-NT-SUCAL Supervisión de la Calidad del Suministro Eléctrico de Baja y Media Tensión.

AR-NT-SUCOM Supervisión de la Comercialización del Suministro Eléctrico en Baja y Media Tensión.

CA Corriente Alterna.

CAPEX Inversiones de Capital, del inglés *Capital Expenditures*.

CD Corriente Directa.

CENCE Centro Nacional de Control de Energía.

CNFL Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

DOE Departamento de Energía de los Estados Unidos del inglés *Department of energy*.

EASE Asociación Europea para el Almacenamiento Energético, del inglés *European association for storage of energy*.

EERA Alianza Europea de Investigación Energética, del inglés *European energy research alliance*.

EIE Escuela de Ingeniería Eléctrica.

EPRI Instituto de Investigación en Potencia Eléctrica, de Estados Unidos, del inglés *Electrical Power Research Institute*.

ESC Consejo de Almacenamiento de Energía, de Australia, del inglés *Energy storage council*.

ESMAP Programa de Asistencia de Gestión del Sector de la Energía, del inglés *Energy sector management assistance program*.

FER Fuentes de Energía Renovables.

GNS Gas Natural Sintético.

ICE Instituto Costarricense de Electricidad.

IEA Agencia Internacional de Energía, del inglés *International energy agency*.

IEC Comisión Electrotécnica Internacional, del inglés *International electrotechnical commission*.

-
- IEEE** Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, del inglés *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.
- IFC** Corporación Internacional de Financiamiento, del inglés *International finance corporation*.
- IRENA** Agencia Internacional de Energía Renovable, del inglés *International renewable energy agency*.
- ISE** Instituto Fraunhofer para Sistemas Solares de Energía, del inglés *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*.
- LCOE** Costo Nivelado de la Energía, del inglés *Levelized Cost of Energy*.
- LCOS** Costo Nivelado del Almacenamiento, del inglés *Levelized Cost of Storage*.
- NRECA** Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas Rurales, de Estados Unidos, del inglés *National Rural Electric Cooperative Association*.
- OPEX** Inversiones de Operación, del inglés *Operational Expenditures*.
- P2G** Gas a potencia, del inglés *Power to Gas*.
- PEM** Membrana de Intercambio de Protones, del inglés *Proton exchange membrane*.
- PND** Plan Nacional de Desarrollo.
- POASEN** Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional.
- RD&D** Investigación, Desarrollo y Demostración, del inglés *Research, Development and Demonstration*.
- SEN** Sistema Eléctrico Nacional.
- SEP** Sistema Eléctrico de Potencia.
- SEPSE** Secretaría de Planificación del Subsector Energía.
- SETENA** Secretaría Técnica Nacional Ambiental.
- T&D** Transmisión y distribución.
- TIR** Tasa Interna de Retorno.
- TRI** Tiempo de Recuperación de la Inversión.
- UPS** Sistemas de Alimentación Ininterrumpida, del inglés *Uninterruptable power supply*.
- VAN** Valor Actual Neto.
- VII-PNE** VII Plan Nacional de Energía.
- WACC** Costo Medio Ponderado de Capital, del inglés *Weighted Average Cost of Capital*.
- WEC** Consejo Mundial de Energía, del inglés *World energy council*.
-

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes y Justificación

Costa Rica produce la mayoría de su electricidad utilizando fuentes renovables. Según estadísticas del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), la producción de energía por fuente en el 2016 fue: hidráulica (74.44 %), geotérmica (12.42 %), eólica (10.64 %), térmica (1.79 %), y otros (0.70 %) (Electricidad 2016). Para lograr lo anterior, el país ha construido y modernizado plantas hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas en los últimos 10 años. Esta última pasó de 119,6 MW en el 2010 a 278,1 MW en el 2015 (232 % más) (Comisión Económica para América Latina y el Caribe 2016).

Datos recientes publicados por la CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe 2016) reflejan que Costa Rica ha aumentado desde el 2005 la capacidad instalada de fuentes renovables en aproximadamente 100 MW por año. En particular, las estadísticas del sistema costarricense demuestran un crecimiento de la inserción de fuentes de energía variables e intermitentes (eólica y solar).

Aunque la inserción de las nuevas fuentes renovables brinda beneficios económicos y ambientales para el país, la variabilidad e intermitencia de éstas hace necesario considerar opciones para limitar su impacto en el sistema y maximizar su uso. El uso del almacenamiento de energía es una opción altamente atractiva para captar la producción de estas fuentes en instantes cuando no es necesaria (por ejemplo en horas nocturnas), y depositarla en dispositivos que permitan su uso en el momento que se requiera (por ejemplo en horas de demanda máxima).

El almacenamiento de energía es considerado a nivel internacional como uno de las principales herramientas para integrar efectivamente las fuentes de energía renovables no convencionales, debido a que ayuda a maximizar los beneficios que éstas brindan al sistema eléctrico (energía distribuida, de bajo costo, y limpia). En general, el almacenamiento de energía brinda diversos beneficios a los sistemas eléctricos, donde destacan los siguientes:

- La integración de las fuentes de energía renovables.
- La reducción de los picos de la curva de demanda.
- Aumento de la eficiencia del sistema.
- Mejora en la confiabilidad y seguridad de la red.
- El desarrollo de las redes inteligentes.

Estos factores inciden en una mayor calidad en el suministro, una mayor estabilidad del sistema y evitan el sobredimensionamiento del mismo. Sin embargo, en la evaluación para incorporar sistemas de almacenamiento al sistema eléctrico, es necesario tomar en cuenta distintos factores que pueden limitar su acceso: costo de producción, limitaciones de la tecnología, viabilidad de los proyectos, entre otros. Debido a lo anterior, es de suma importancia contar con herramientas técnicas que validen su utilización y permitan hacer un uso óptimo de las diferentes tecnologías.

En este contexto, el VII Plan Nacional de Energía (VII-PNE) se estructuró en siete ejes estratégicos, dentro de los que destaca el Eje 1: “En la senda de la eficiencia energética”. Este eje estratégico establece en su cuarto eje estratégico la necesidad de optimizar la eficiencia energética en la oferta. Este último, a su vez, en el objetivo específico 1.4.4, plantea evaluar las posibilidades de almacenamiento de energía (Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) 2015). La acción a corto plazo indica:

“Elaborar un estudio sobre viabilidad de opciones para el almacenamiento de energía que señale prioridades de investigación”.

Con el fin de atender esta acción, la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) ha contratado a la Escuela de Ingeniería Eléctrica (EIE) para realizar un estudio en el que se identifiquen las opciones de almacenamiento de energía disponibles en el mercado, su grado de madurez, sus ventajas y desventajas, sus costos, aplicaciones, experiencias internacionales y nacionales, entre otros. Una de los principales entregables de esta contratación es la definición de las tecnologías de almacenamiento con viabilidad (técnica, financiera, ambiental, regulatoria y social) en el país.

El presente documento corresponde al informe final de esta contratación. El mismo contempla los resultados los tres objetivos específicos descritos en la siguiente sección.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Realizar un estudio de viabilidad de opciones para el almacenamiento de energía en Costa Rica desde la perspectiva de la oferta.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Elaborar un estudio de opciones para sistemas de almacenamiento de energía (hidrógeno, baterías, generación bombeo, aire comprimido, biomasa, entre otros) para las etapas de generación, transmisión y distribución;
2. Realizar estudios de viabilidad legal, ambiental, técnica, financiera, económica y social de las opciones para sistemas de almacenamiento de energía en Costa Rica en las etapas de generación, transmisión y distribución; y
3. Determinar el perfil de los proyectos de almacenamiento de energía de mayor viabilidad para Costa Rica.

1.3. Actividades

Para lograr los objetivos planteados en este trabajo se realizarán las siguientes actividades.

1.3.1. Objetivo Específico 1

- Actividad 1: Recopilar información referente a las opciones de almacenamiento disponibles en el mercado nacional e internacional.
- Actividad 2: Identificar las mejores prácticas que se están desarrollando a nivel internacional en materia de almacenamiento de energía.
- Actividad 3: Recopilar los resultados de al menos 10 estudios disponibles realizados en el país o internacionalmente en el tema de opciones de almacenamiento de energía.
- Actividad 4: Elaborar cuadros resumen de la información recopilada con los datos relevantes para el almacenamiento de energía.

1.3.2. Objetivo Específico 2

- Actividad 1: Recopilar información acerca de las metodologías aplicadas a nivel internacional en cuanto al estudio de opciones de almacenamiento de energía.
- Actividad 2: Diseñar una propuesta de metodología que permita definir la viabilidad técnica, económica, ambiental y regulatoria del almacenamiento de energía en Costa Rica.
- Actividad 3: Definir indicadores de viabilidad (técnica, económica, ambiental, entre otros) que permitan determinar el tipo de almacenamiento de mayor potencial en el país.
- Actividad 4: Determinar el tipo de almacenamiento que brinda mayor beneficio por etapa (generación, transmisión y distribución).

1.3.3. Objetivo Específico 3

- Actividad 1: Diseñar el perfil de los proyectos de almacenamiento de energía seleccionados con viabilidad legal, ambiental, técnica, financiera, económica y social para Costa Rica.

1.4. Alcance

Con el presente trabajo de contratación se busca contar con un estudio sobre la viabilidad de opciones para el almacenamiento de energía desde la perspectiva de la oferta (en las etapas de generación, transmisión y distribución), que señale las prioridades de investigación, ello en concordancia con las metas indicadas en el VII-PNE.

Se pretende obtener una visión general de los tipos de tecnologías de almacenamiento más prominentes al presente, no solo los tipos electro-químicos, sino además las opciones químicas, eléctricas-magnéticas, mecánicas y térmicas, donde se señalen sus usos en el mercado global y las características de desempeño que las hacen adecuadas para dichas funciones.

El estudio se limita a la viabilidad de las tecnologías estudiadas y al establecimiento de un perfil de proyectos, que bajo la información obtenida, se posicionen como los desarrollos más probables en la red nacional. Por lo que se definen las aplicaciones típicas de las tecnologías y se realiza además un repaso de los aspectos sociales, ambientales, políticos y regulatorios que forman parte del desarrollo de proyectos de almacenamiento, mas no se busca definir las aplicaciones específicas para cada tipo de tecnología en el país, ya que lo anterior requiere de un estudio de factibilidad (fuera del alcance de este trabajo).

1.5. Resumen de Capítulos

El presente informe se estructura en siete capítulos adicionales.

El Capítulo 2 inicia con una visión general del almacenamiento de energía y con las aplicaciones más comunes de las tecnologías sobre el SEP. Se detalla además las opciones de almacenamiento investigadas en este informe, y se presentan los cuadros resumen de cada tecnología. Lo anterior brinda una amplia descripción de cada opción, y permite comprender las generalidades del almacenamiento.

El Capítulo 3 describe las mejores prácticas utilizadas a nivel internacional en materia de almacenamiento de energía. Esta descripción permite definir una serie de acciones a considerar en la futura incorporación de la tecnología al país.

El Capítulo 4 presenta 11 estudios disponibles en el tema de opciones de almacenamiento, y el mismo tiene como fin brindar un mayor panorama de la información disponible en la temática.

El Capítulo 5 presenta 10 metodologías para el estudio de opciones de almacenamiento de energía disponibles, y define una serie de indicadores técnicos, económicos, ambientales, regulatorios y sociales a tomar en cuenta para definir la viabilidad de un proyecto de almacenamiento.

El Capítulo 6 describe la metodología propuesta para evaluar la viabilidad de las tecnologías de almacenamiento de energía. Se discute además un enfoque para estimar las ganancias por almacenamiento, y se introduce la herramienta computacional creada para ayudar al sector eléctrico en la estimación de las ganancias. El mismo capítulo resume los resultados de la evaluación hecha, la cual se complementa con los otros entregables digitales de la presente contratación.

El Capítulo 7 presenta el perfil de los proyectos de almacenamiento por etapa (generación, transmisión y distribución). Cada perfil se diseña tomando en cuenta la tecnología de mayor viabilidad, los tamaños de los sistemas recomendados y las aplicaciones en el SEP del almacenamiento para asegurar la viabilidad del proyecto de almacenamiento.

Finalmente, el Capítulo 8 presenta las principales conclusiones y recomendaciones que se pueden extraer del presente reporte. A su vez, este capítulo brinda información de las siguientes acciones en la presente consultoría.

Capítulo 2

Tecnologías de Almacenamiento

Este capítulo presenta un repaso del almacenamiento de energía (Sección 2.1) y sus aplicaciones más comunes en el SEP (Sección 2.2). Además, se presenta una detallada descripción de las tecnologías más prominentes actualmente (Secciones 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7), y posteriormente se resume la información eléctrica relevante en cuadros resumen (Sección 2.8).

2.1. Visión General del Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía consiste en preservar en la medida de lo posible una cierta cantidad para luego liberarla cuando se requiera en la misma forma en que se recolectó o en otra diferente. Existen distintas formas de almacenar energía. En general, el almacenamiento puede ocurrir por energía potencial (gravitacional, química, elástica, etc.) o energía cinética, o por medio de calor o frío.

Algunas de las tecnologías de almacenamiento tienen una larga historia en el mercado (por ejemplo los sistemas de turbo-bombeo y los volantes de inercia), mientras que otras han surgido durante los últimos años (baterías). La tecnología de almacenamiento más usada al día de hoy es la de almacenamiento de energía mecánica (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017; International Energy Agency 2014b). Otras tecnologías que se han venido usando durante los últimos años incluyen sistemas de almacenamiento por aire comprimido, o el almacenamiento electro-químico en baterías. Estas últimas, con diferentes opciones de tecnologías para resolver problemas de redes eléctricas de manera cada vez más eficiente.

Los sistemas de almacenamiento se pueden caracterizar por su comportamiento y rendimiento en cuatro diferentes campos (International Energy Agency 2014b):

- Capacidad.
- Potencia.
- Durabilidad.
- Seguridad.

Las medidas de capacidad en un sistema determinan la densidad energética (Watt-hora) que indican y puede medirse en términos de su capacidad para cargar, almacenar y descargar la energía. La potencia a

instalar (Watt) indica la potencia máxima instantánea del sistema. La durabilidad del sistema se refiere a su ciclo de vida, esto es la cantidad de ciclos de carga y descarga completos que una tecnología específica puede tener antes de sufrir alta degradación. La “vida calendario” indica la cantidad de meses o años que determinada tecnología suele durar antes de sufrir su degradación natural. Por último, las medidas de seguridad se refieren a los riesgos y cuidados que se deben considerar en la aplicación de cada tecnología.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos del inglés *Department of energy* (DOE) ha producido una base de datos en línea que permite consultar información de distintos proyectos de almacenamiento distribuidos a nivel mundial (Department of Energy. USA Government 2017). De los proyectos incluidos en esta base de datos, se encontró que hay 1407 en operación, en construcción, en reparación y contratados. El DOE clasifica los proyectos de almacenamiento de energía en las siguientes categorías:

- Electro-química.
- Eléctrica / Mecánica.
- Hidrógeno.
- Turbo-bombeo.
- Térmica.

Aunque la clasificación anterior difiere de las que se observan en el resto de la literatura, la base de datos sirve para comprender la distribución de los proyectos de almacenamiento por país, tecnología, entre otros. La Figura 2.1 muestra la distribución de los 1407 proyectos por cada una de las categorías.

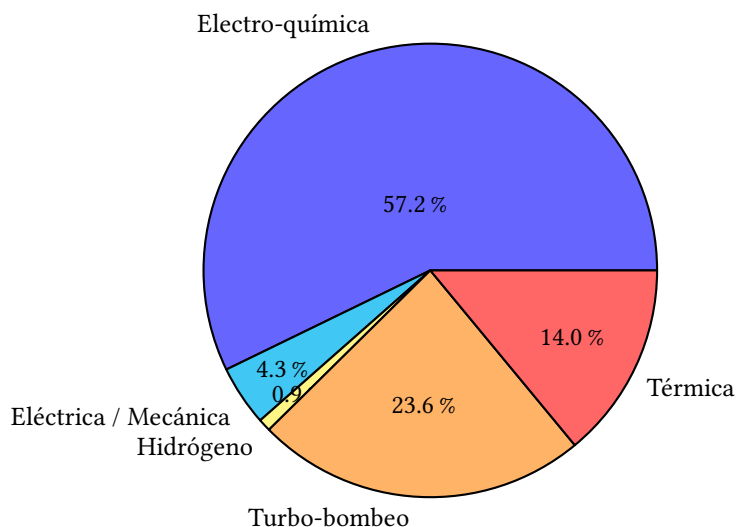


Figura 2.1: Clasificación almacenamiento de energía según base de datos del DOE.

Los datos disponibles en la base de datos permite además identificar los países que han invertido en cada una de las tecnologías. Estados Unidos, China, Japón y Alemania son los países con mayor cantidad de proyectos de almacenamiento de energía, aunque varía dependiendo de la categoría (ver Figuras 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, y 2.6 donde se muestra la distribución entre los cinco países con mayor cantidad de proyectos).

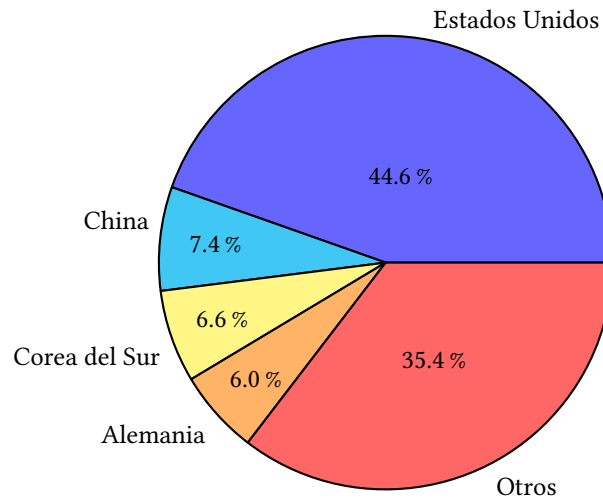


Figura 2.2: Distribución por países según el DOE de los proyectos con almacenamiento electro-químico.

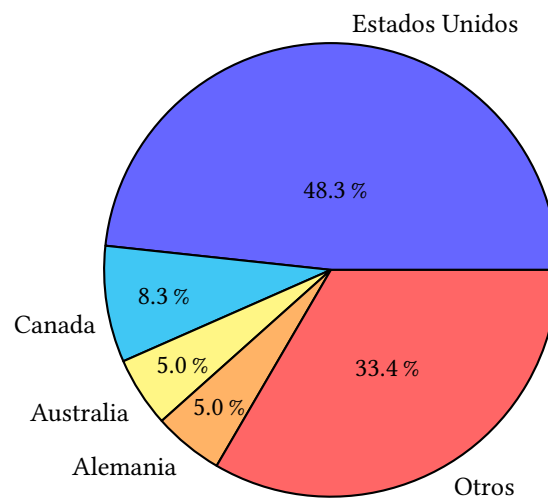


Figura 2.3: Distribución por países según el DOE de los proyectos con almacenamiento eléctrico / mecánico.

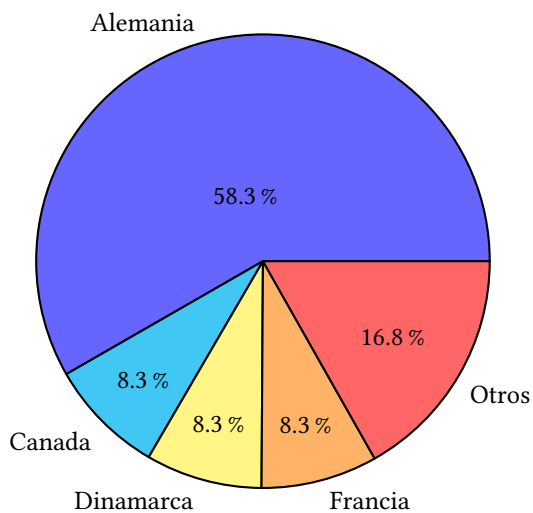


Figura 2.4: Distribución por países según el DOE de los proyectos con almacenamiento con hidrógeno.

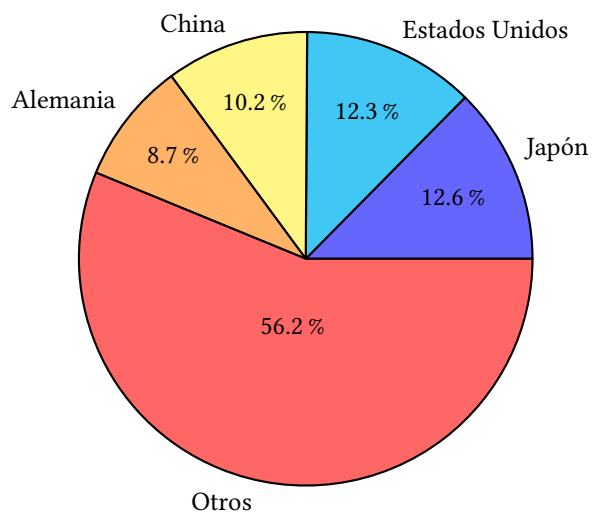


Figura 2.5: Distribución por países según el DOE de los proyectos con almacenamiento por turbo-bombeo.

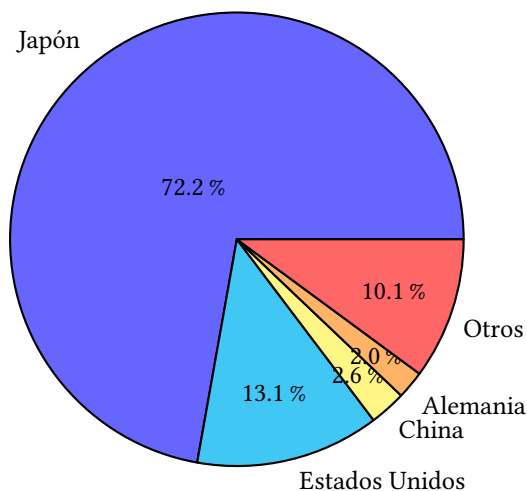


Figura 2.6: Distribución por países según el DOE de los proyectos con almacenamiento térmico.

En este informe, la clasificación de las tecnologías de almacenamiento se basa en la expuesta por muchos de los reportes técnicos a nivel mundial. Por lo tanto, para efectos de este trabajo, el almacenamiento de energía se clasifica en cinco categorías (ver Figura 2.7). Cada categoría contempla distintos tipos de almacenamiento. Los tipos de almacenamiento que se muestran en la Figura 2.7 son detallados en las Secciones 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7 del presente capítulo. Además, la Sección 2.8 presenta cuadros resumen con los detalles eléctricos más importantes que cada tipo de almacenamiento contiene.

2.2. Aplicaciones del Almacenamiento de Energía en el SEP

El almacenamiento de energía se ha utilizado en diferentes aplicaciones en el SEP. En general, las mismas se pueden segmentar de acuerdo a los tiempos de descarga y respuesta, tal y como se muestra en la Figura 2.9. La Figura 2.8 detalla los rangos de potencia (eje “x”) contra los tiempo de descarga (eje “y”) de las tecnologías de almacenamiento analizadas en este reporte. En general, existe una variedad de aplicaciones del almacenamiento de energía, y las mismas se pueden encontrar en generación, transmisión y distribución, e incluso al lado del cliente final (“*behind the meter*”). El Cuadro 2.1 muestra las aplicaciones más comunes del almacenamiento de energía en el SEP, y las mismas se resumen en las siguientes sub-secciones.

Generación

- **Arbitraje:** Aprovecha el mercado para almacenar energía cuando el costo de la electricidad es muy bajo, y se descarga cuando el costo de la electricidad es muy alto.
- **Provisión de capacidad:** Utiliza la energía almacenada en un sistema (de almacenamiento) para proveer potencia en lugar de utilizar una planta térmica.
- **Capacidad a plantas convencionales:** Utiliza el almacenamiento para optimizar el uso de las plantas convencionales. Se puede utilizar para suplir una carga cuando un generador se apaga, hasta que otro generador, o el mismo, sea reiniciado. El almacenamiento también puede evitar que una unidad

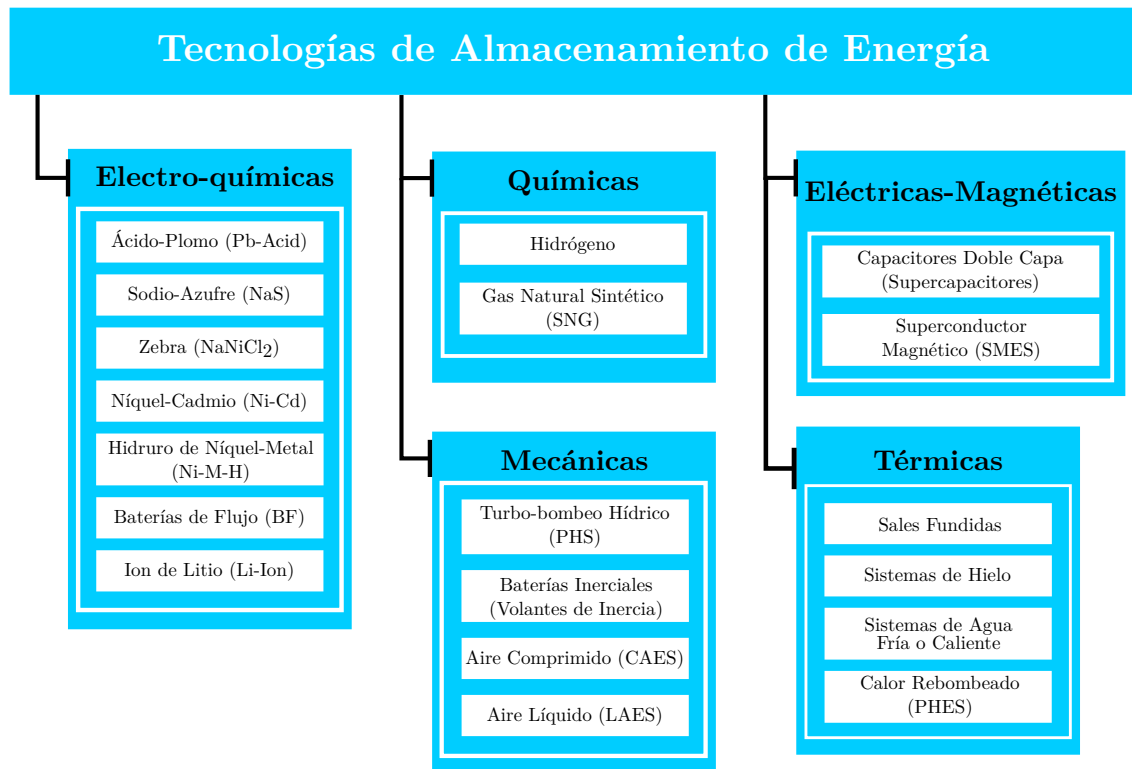


Figura 2.7: Clasificación almacenamiento de energía. Adaptada de (Carnegie y col. 2013).

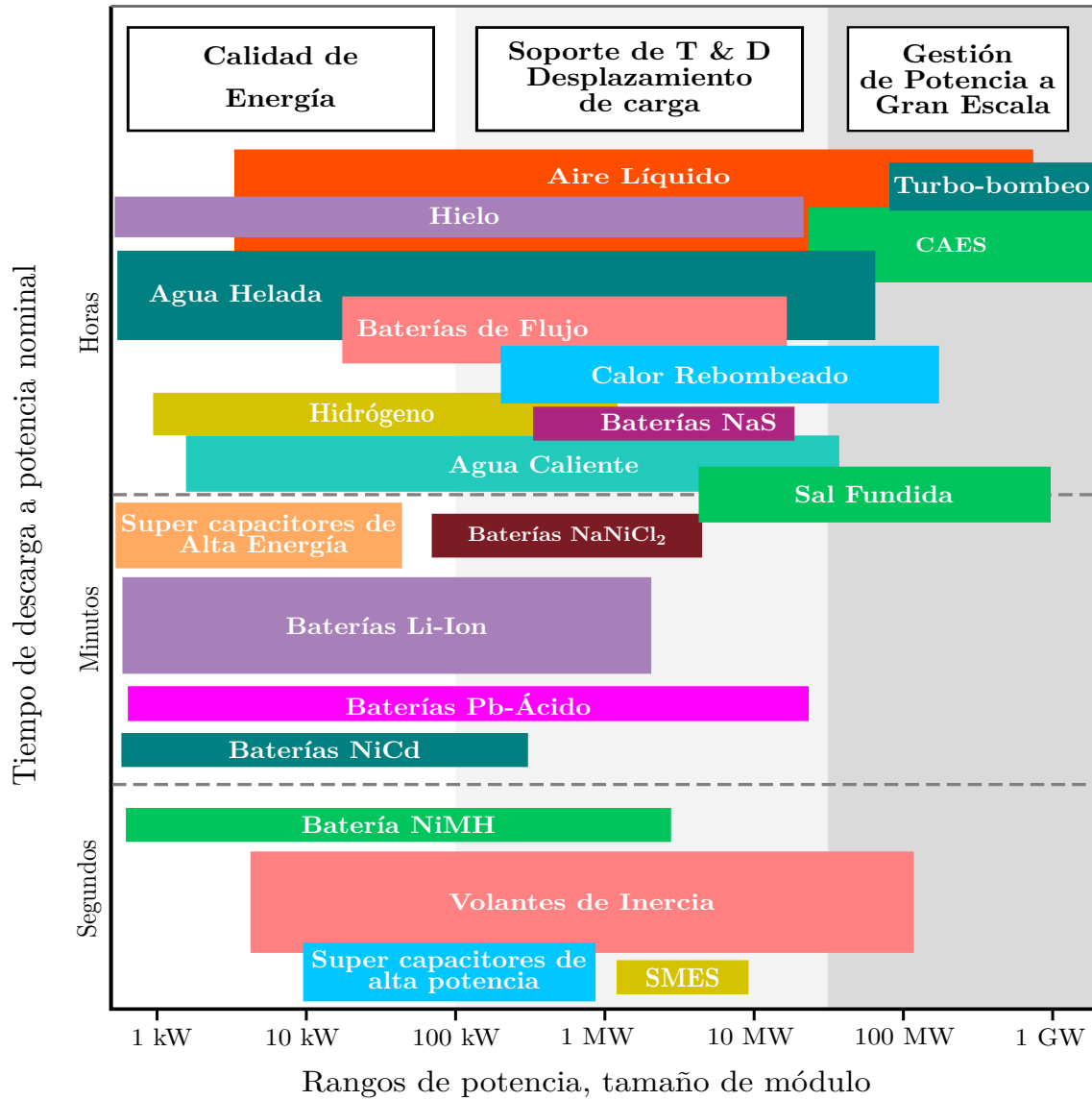


Figura 2.8: Posicionamiento de las tecnologías de almacenamiento de energía. Adaptada de (Akhil y col. 2013).

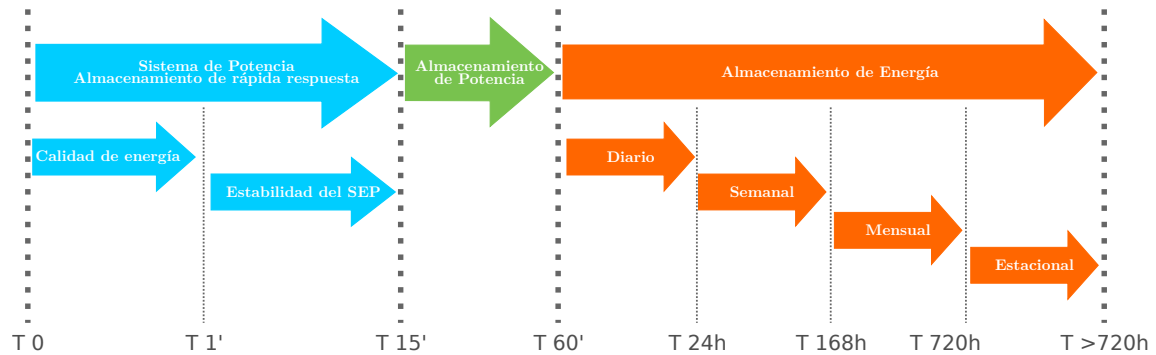


Figura 2.9: Segmentación de las aplicaciones de almacenamiento de energía por tiempo de descarga. Adaptada de (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017)

Cuadro 2.1: Visión general de las aplicaciones del almacenamiento de energía en el SEP (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Generación (Servicios al sistema)	Servicios auxiliares	Trasmisión	Distribución	Usuarios finales
Arbitraje	Control de frecuencia primario	Aplazamiento de la inversión	Satisfacción de la demanda	Aplanamiento del "pico" de demanda
Provisión de capacidad	Control de frecuencia secundario	Estabilidad angular	Contribución ante contingencia	Gestión de la energía ante costos variables
Capacidad a plantas convencionales	Control de frecuencia terciario	Respaldo al sistema de transmisión	Aplazamiento de la inversión	Calidad de la energía
Servicios auxiliares para integración de renovables	Estabilidad de frecuencia		Calidad de la distribución	Maximización de producción y consumo propio
Afianzamiento de la capacidad	Arranque negro		Control dinámico, local de tensión	Gestión de la demanda
Minimización de energía recortada	Respaldo de tensión		Aislamiento intencional	Continuidad del servicio
Limitación de disturbios	Servicios auxiliares nuevos		Limitación de disturbios	Limitación de disturbios al sistema de distribución
			Compensación de potencia reactiva	Compensación de potencia reactiva
				Integración de vehículos eléctricos

se reinicie en momentos de poca demanda. El almacenamiento también puede utilizarse en el rampeo de las unidades supliendo carga durante este arranque.

- **Servicios auxiliares para integración de renovables:** Usa el almacenamiento para integrar de forma óptima las fuentes de energía renovable.
- **Afianzamiento de la capacidad:** Utiliza el almacenamiento de energía para lograr que la generación producto de las energías variables (eólico y solar) sea lo más constante posible durante un determinado tiempo. La anterior aplicación se puede lograr a través de variaciones de corta o larga duración.
- **Minimización de energía recortada:** Uso del almacenamiento para absorber los excedentes de las fuentes de energía renovable que no pudieron inyectarse a la red eléctrica.
- **Limitación de disturbios:** Uso del almacenamiento para reducir el efecto de las fuentes de energías renovable. Las aplicaciones pueden ser de corta (por ejemplo: reducción de la volatilidad, mejoramiento de la calidad de la energía, reducción de armónicos, mitigación de huecos de tensión, estabilidad transitoria y de tensión) o larga duración (por ejemplo: reducción de la variabilidad del viento, mitigación de la sobrecarga en transmisión, respaldo ante desconexión de plantas generadoras).

Servicios Auxiliares

- **Control de frecuencia primario:** Uso del almacenamiento para mantener un balance entre la generación y la demanda después de una perturbación en el rango de los segundos, pero sin restaurar la frecuencia del sistema o intercambio de potencia a los valores de referencia.
- **Control de frecuencia secundario:** Utilización del almacenamiento para contribuir con el sistema centralizado que ajusta la potencia de salida de las unidades para restablecer la frecuencia y los intercambios a los valores de referencia.
- **Control de frecuencia terciario:** Uso el almacenamiento para ayudar a restaurar las reservas del control primario y secundario, para gestionar las sobrecargas en transmisión, y restablecer la frecuencia e intercambios cuando el control secundario no lo logra.
- **Estabilidad de frecuencia:** El almacenamiento de energía se puede utilizar para mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, lo que a su vez limita el despacho de carga. Lo anterior se logra gracias a la pronta respuesta de algunos sistemas de almacenamiento.
- **Arranque negro:** El almacenamiento se puede utilizar para restaurar el sistema o una planta generadora posterior a un apagón.
- **Respaldo de tensión:** El almacenamiento puede absorber o inyectar potencia reactiva para mantener las tensiones dentro de los límites tolerables. Distintos tipos de control de potencia reactiva se han evaluado.
- **Servicios auxiliares nuevos:** El almacenamiento sirve para la integración y uso de las fuentes de energía renovable en el sistema. Su uso varía desde inercia sintética hasta inyección de potencia reactiva para compensar huecos de tensión debido a las nuevas fuentes.

Transmisión

- **Aplazamiento de la inversión:** Problemas de congestión pueden resolverse utilizando almacenamiento, y esto resulta en un aplazamiento de la inversión.
- **Estabilidad angular:** La capacidad del almacenamiento de cargar y descargar altos volúmenes de energía se puede utilizar durante periodos cortos posterior a una perturbación. Lo anterior puede contribuir en variaciones angulares, lo que mejora la estabilidad angular del sistema.
- **Respaldo al sistema de transmisión:** El almacenamiento se puede usar para mejorar el rendimiento de la red de transmisión, compensando anomalías como huecos de tensión, inestabilidad de tensión, y resonancia sub-síncrona.

Distribución

- **Satisfacción de la demanda:** El almacenamiento de energía se puede utilizar para mover cargas del “pico” a la base de la curva de demanda para reducir los flujos de potencia en las líneas.
- **Contribución ante contingencia:** Se refiere al uso del almacenamiento ante contingencias para contribuir en capacidad y tensión y reducir el impacto sobre el sistema de distribución. Se puede utilizar además ante la pérdida de un equipo.
- **Aplazamiento de la inversión:** Se refiere al uso del almacenamiento para resolver problemas de congestión, lo que resulta en un aplazamiento de la inversión.
- **Calidad de la energía:** El almacenamiento ha sido utilizado en distribución para mantener el perfil de tensión de la red dentro de los rangos aceptables, lo que aumenta los índices de calidad.
- **Control de tensión:** Similar al caso anterior, el almacenamiento puede ser usado para mantener las tensiones dentro de los rangos admisibles a través de cambios en la potencia activa y reactiva.
- **Aislamiento intencional:** Se refiere a la separación intencional de la red de distribución. En este caso, el almacenamiento se puede utilizar para mejorar la confiabilidad del sistema separando energizando el circuito mientras se encuentra separado de la red principal.
- **Limitación de disturbios:** En casos cuando una empresa de distribución tiene un contrato con la empresa de transmisión y se requiere limitar la afectación de un evento en distribución sobre la red de transmisión, el almacenamiento de energía se ha utilizado como opciones de gestión de la red.
- **Compensación de potencia reactiva:** El almacenamiento puede contribuir en cuanto a potencia reactiva a la red de distribución.

Usuarios Finales

- **Aplanamiento del “pico” de demanda:** Se refiere al uso del almacenamiento para reducir la demanda máxima (*peak shaving*).
- **Gestión de la energía ante costos variables:** Se refiere al uso del almacenamiento para gestionar el consumo con base a los costos de la electricidad, con el fin de minimizar la facturación y aumentar la rentabilidad del sistema.

- **Calidad de la energía:** Los clientes industriales podrían requerir de índices de calidad superior a los ofertados por la empresa distribuidora. En estos casos, el almacenamiento puede utilizarse para brindar este beneficio.
- **Maximización de producción y consumo propio:** El almacenamiento se puede utilizar para almacenar la producción local (generación distribuida para autoconsumo) y utilizarla en otros instantes del día.
- **Gestión de la demanda:** Se refiere al uso del almacenamiento para reducir el costo total por demanda de electricidad.
- **Continuidad del servicio:** Se refiere al uso del almacenamiento ante interrupciones del sistema de distribución (Sistemas de Alimentación Ininterrumpida, del inglés *Uninterruptable power supply* (UPS)).
- **Limitación de disturbios al sistema de distribución:** Se refiere al uso del almacenamiento para minimizar el efecto de un disturbio en el lado del usuario sobre la red de distribución.
- **Compensación de potencia reactiva:** Se refiere a la habilidad del almacenamiento de compensar localmente la potencia reactiva, y cambiar la tensión en el punto de conexión.
- **Integración de vehículos eléctricos:** Se refiere al uso de vehículos eléctricos (o híbridos enchufables) para brindar el servicio de vehículo-a-la-red (*vehicle-to-grid*, V2G) para contribuir en el sistema.

2.3. Tecnologías Electro-químicas

El almacenamiento de energía electro-químico se ha basado históricamente en celdas electro-químicas. En general, dichas celdas son capaces de almacenar y entregar energía a partir de reacciones químicas de reducción (aceptación de electrones) y oxidación (entrega de electrones) entre los electrodos: ánodo y cátodo, y el electrolito de la celda.

La entrega de energía a una carga toma lugar cuando el electrolito se encarga de disolver el material de uno de los electrodos para liberar electrones, mientras iones cerca del segundo electrodo aceptan electrones, con lo cual se completa el ciclo. El proceso de cargar la batería revierte la reacción anterior. El material de los electrodos y el electrolito varía dependiendo del tipo de tecnología, los cuales se detallan en las siguientes sub-secciones (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Cuando varias celdas electro-químicas se conectan eléctricamente se obtiene una batería. Dicho dispositivo puede tener distintas especificaciones de potencia o tensión, según sea su conexión (en paralelo o en serie, respectivamente). Las especificaciones eléctricas que deben cumplir las baterías han variado con el pasar del tiempo conforme se han hecho más amplias y variadas sus aplicaciones. Hasta hace unos años, las baterías eran principalmente utilizadas en aplicaciones portátiles: como fuentes de poder para dispositivos electrónicos (teléfonos celulares o computadoras portátiles); además, se utilizaban también en aplicaciones industriales como en UPS o maquinaria móvil; y, finalmente, en aplicaciones de ignición para automóviles comerciales (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Sin embargo recientemente, con los esfuerzos para reducir las emisiones nocivas para el ambiente, han surgido nuevas aplicaciones para las baterías; entre ellas, el transporte con vehículos eléctricos y la integración de las mismas en el SEP. Esto ha llevado a una mayor investigación para desarrollar dispositivos con mayor autonomía y capacidad de entrega de potencia y energía.

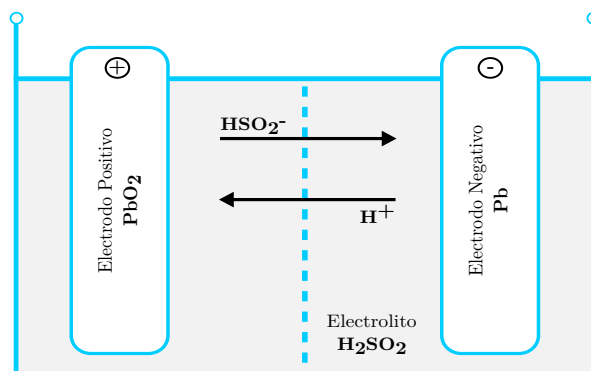


Figura 2.10: Principio de funcionamiento de una batería ácido-plomo. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016c).

En la actualidad, el papel de las baterías en el SEP se ha caracterizado por corresponder principalmente a aplicaciones de integración de generación renovable variable y estabilización de frecuencia. A continuación se muestra una descripción detallada de las tecnologías consolidadas e incipientes en aplicaciones en la red eléctrica.

2.3.1. Baterías de Ácido-Plomo

Las baterías de ácido-plomo (Pb-Ácido) son una de las más antiguas tecnologías desarrolladas en almacenamiento de energía. Su principio de funcionamiento se basa en la interacción de dos electrodos y un electrolito en reacciones de oxidación y reducción.

Como se observa en la Figura 2.10, el electrodo positivo corresponde a una placa de material poroso de dióxido de plomo (PbO_2) y, el electrodo negativo es también un material poroso a base de plomo (Pb). Ambos electrodos se encuentran sumergidos en un electrolito, que corresponde a una solución acuosa de ácido sulfúrico (H_2SO_4) (Akhil y col. 2013).

Las baterías de ácido-plomo comerciales por lo general cuentan con la tecnología de regulación por válvula (VRLA), la cual hace que mantengan un menor nivel de mantenimiento y necesiten menos ventilación en comparación con las primeras tecnologías, llamadas ventiladas o inundadas (VLA), las cuales requieren para su instalación un cuarto aislado con ventilación especial para evacuación de gases. Además, se han desarrollado dos mejoras principales de las baterías tradicionales ácido-plomo (VRLA, VLA): las *baterías ácido-plomo-carbono* y las *baterías avanzadas de ácido-plomo*, las cuales se detallan a continuación (Akhil y col. 2013).

- **Baterías ácido-plomo-carbono:** Las baterías ácido-plomo-carbono por lo general varían a las tradicionales baterías VRLA añadiendo carbono en el electrodo negativo de la celda, lo que permite que la batería opere a altas corrientes de carga y descarga sin sufrir detrimentos en su estructura y funcionamiento; además, disminuye los efectos negativos del uso de la batería a niveles parciales de carga (McKeon, Furukawa y Fenstermacher 2014).

Las principales ventajas de una batería ácido-plomo mejorada con carbono incluyen mejoras significativas en la rapidez de recarga, ciclos de vida más largos en aplicaciones de descarga profunda y requieren mantenimiento mínimo (Akhil y col. 2013).

- **Baterías avanzadas de ácido-plomo:** Las baterías avanzadas de ácido-plomo se refieren a las nuevas tecnologías implementadas en las baterías tradicionales, que mejoran las características de las mismas. Algunas de los cambios efectuados incluyen configuraciones de electrodos y electrolitos en estado sólido, o diseño de electrodos negativos con tecnología capacitiva.

Algunas ventajas de las baterías avanzadas ácido-plomo incluyen mejores eficiencias, en especial en condiciones de carga parcial; además, ciclos de vida más largos y menores costos de operación. Por otro lado, sus aplicaciones pueden ser más variadas debido a que su construcción no limita su aplicación a entrega de grandes cantidades de potencia o de energía; sino que la batería puede desempeñar ambas tareas (Akhil y col. 2013).

Según European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance las baterías ácido-plomo tienen mejor desempeño en aplicaciones de almacenamiento de rápida respuesta, para garantizar la calidad de la potencia (respuesta en menos de 1 minuto) y la estabilidad del sistema (respuesta en 15 minutos o menos); además, en aplicaciones de almacenamiento de potencia y de energía, con provisión de servicio de pocas horas.

Por otro lado, la tecnología tradicional tiene eficiencias entre 75 y 85 %, y mayores a 85 % para las mejoradas con carbono y las avanzadas. Sin embargo, tienen una desventaja importante que es su baja densidad de energía ($30-50 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$) debido a la alta densidad del plomo; esto hace que las aplicaciones de gran escala requieran de instalaciones de alta masa y esto a su vez limite su posicionamiento, sobre todo en proyectos urbanos; además, cuentan con un ciclo de vida relativamente corto (Energy Storage Operators Forum 2014).

Actualmente existen aproximadamente 83 proyectos de almacenamiento de energía de gran escala, en operación o bajo construcción, que utilizan las baterías ácido-plomo y sus variantes. Dichos proyectos suman un aproximado de 68,7 MW de potencia instalada mundialmente (Department of Energy. USA Government 2017).

Algunas de las aplicaciones principales de los proyectos de almacenamiento son: integración de recursos renovables variables a la red, regulación de frecuencia, respuesta rápida a cambios de la demanda, resiliencia de la red y arranques en negro y, por último, instalación de micro redes de distribución (Department of Energy. USA Government 2017).

La mayoría de los proyectos se encuentran en Estados Unidos; sin embargo, países como Australia, Alemania, Japón, Corea del Sur, España, Reino Unido, Nueva Zelanda; entre otros, cuentan también con proyectos importantes desarrollados para integrar a las redes de transmisión y distribución. En el cuadro resumen 2.10 se muestran las especificaciones de 4 proyectos importantes de almacenamiento en Estados Unidos, Australia y Alemania.

Algunas de las empresas fabricantes de baterías ácido-plomo más importantes son: Axion Power International, C&D Technologies, East Penn, Silent Power y GNB Co. en Estados Unidos, Yunicos en Alemania, Hitachi Chemical, Shin-Kobe Electrical Machinery Co. y Furukawa Battery Co. en Japón; entre otras (Department of Energy. USA Government 2017).

Los fabricantes de las tecnologías ácido-plomo por lo general se encargan del manejo de las baterías una vez que cumplen su ciclo de vida. Estas baterías son de las más recicladas en el mundo, debido a que existen importantes regulaciones sobre el riesgo ambiental y humano que conlleva la manipulación del ácido-plomo. Por lo general las placas o redes de los electrodos son procesadas para purificar y construir nuevas baterías (Akhil y col. 2013).

Finalmente, para futuras investigaciones se espera que las baterías ácido-plomo mejoren aún más los ciclos de vida y la operación a carga parcial, sin que esto afecte los costos de inversión por kWh. Además se anticipa que la densidad de energía suba, para hacer a las baterías más competitivas en aplicaciones de

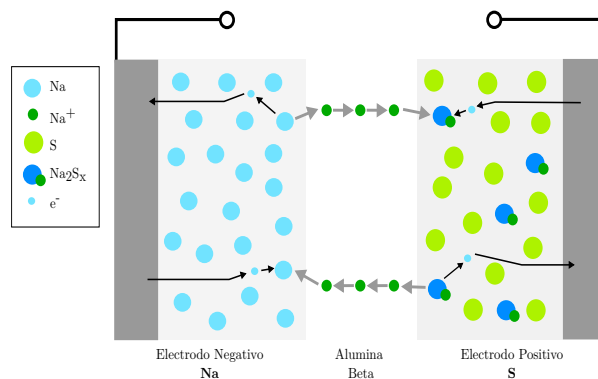


Figura 2.11: Principio de funcionamiento de una batería Sodio Azufre. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016g).

gran escala. Por último, también se requiere mayor investigación para aumentar la eficiencia de carga y la capacidad para altas corrientes de carga y descarga (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.3.2. Baterías de Sodio-Azufre

Las baterías de sodio azufre (NaS) son un tipo de batería de operación a altas temperaturas. Sus celdas se encuentran compuestas por dos electrodos, uno de sodio fundido (ánodo) y el otro de azufre fundido (cátodo) interactuando a través de un electrolito sólido, que normalmente es una beta alúmina de sodio. La operación de la batería se desarrolla a una temperatura entre 300 y 350 °C con el fin de mantener los electrodos en estado líquido.

En la Figura 2.11 se muestra un esquema del funcionamiento descrito de la batería. En la descarga, el electrodo negativo es oxidado (pierde electrones) por el electrolito, creando iones Na^+ que viajan a través de la beta alúmina hacia el electrodo positivo donde el azufre está siendo reducido (aceptando electrones), y se combinan para formar pentasulfuro de sodio, Na_2S_5 ; el proceso continúa hasta que se obtiene en el electrodo positivo una sola fase de poli-sulfuros de sodio con alto contenido sódico. El proceso de carga revierte las reacciones anteriores (Akhil y col. 2013).

Las baterías de sodio azufre se caracterizan por dos ventajas principales, la primera es que cuentan con grandes capacidades de energía y la segunda, que son capaces de una respuesta rápida y precisa. La densidad de energía por kilogramo es alta ($117 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$), lo que hace que las instalaciones de las baterías NaS sean más pequeñas y fáciles de instalar. Además, cuentan con un tiempo de descarga medio, de aproximadamente 6 h. Por otro lado, son baterías con altas eficiencias entre 75 y 85 %, y con capacidad de efectuar hasta 4500 ciclos en un aproximado de 15 años de vida (Akhil y col. 2013).

Según Akhil y col. una de las desventajas principales de las baterías sodio-azufre radica en el uso de materiales peligrosos en su construcción, incluyendo el sodio metálico, el cual es combustible si se expone al agua. Es por esto que la construcción de las baterías requiere de algunas medidas de protección como un recubrimiento hermético de las celdas y el uso de materiales como arena para disminuir los riesgos de ignición. Por otro lado, otro inconveniente radica en la alta temperatura de operación, la cual requiere una fuente de calor que utiliza la energía de almacenada en la batería, lo cual afecta el desempeño de la misma; sin embargo, si se dimensiona correctamente el aislamiento de la batería, se puede aprovechar

el calor generado por las mismas reacciones químicas para mantener la mayor parte de la temperatura requerida (International Electrotechnical Commission 2011).

Debido a las características de entrega de energía y rápida respuesta de las baterías en cuestión, estas son ampliamente utilizadas en el SEP, sumando a la fecha una capacidad instalada mundial de aproximadamente 188 MW según Department of Energy. USA Government. Algunas de las principales aplicaciones son: nivelación de carga, en la que se almacena energía cuando la demanda es baja y se entrega cuando hay picos de consumo; energía de reserva para cuando existen desconexiones de la alimentación principal y se necesita seguir supliendo la demanda de las cargas del sistema; estabilización de la potencia fluctuante generada por recursos renovables variables, al almacenar energía cuando existen excedentes de generación y liberar energía cuando se presentan valles de consumo; y regulación de la frecuencia de las redes de transmisión. En el cuadro 2.12 se muestra una descripción resumida de algunos de los proyectos de almacenamiento más sobresalientes de esta tecnología (Hatta 2012).

El almacenamiento de energía con baterías sodio azufre ha sido desarrollado y comercializado desde 1990 por la empresa japonesa NGK Insulators Ltda., quienes cuentan con una reconocida batería de esta tecnología llamada NAS. Las baterías son muy convenientes en aplicaciones que requieran una respuesta rápida (de 1 a 15 min) para garantizar la estabilidad del sistema de potencia; además, son adecuadas para almacenamiento de potencia de entre 15 y 60 minutos y para largos periodos de almacenamiento de energía de hasta 40 horas (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Las baterías sodio-azufre, en específico sus componentes químicos principales (electrodos y el electrolito) se desechan siguiendo algunos procesos industriales requeridos para no causar afectaciones ambientales; además, estos componentes pueden ser reciclados al final de la vida útil de la batería (Akhil y col. 2013).

Por último, las investigaciones que se están llevando a cabo actualmente, tienen como expectativa que las baterías NaS mejoren aún más su aplicación en el almacenamiento de energía. Se busca también que se tengan mejoras en la potencia de carga, un alargamiento de los ciclos de vida de la batería e inclusive un incremento en su densidad de energía; todo esto procurando un proceso de construcción más simplificado y corto. Además, se esperan reducciones significativas de costos debido a que se anticipan también grandes incrementos en la capacidad instalada (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.3.3. Baterías de Sodio-Cloruro de Níquel

Las baterías de sodio-cloruro de níquel (Na/NiCl_2) son una tecnología de almacenamiento electroquímico a altas temperaturas que se desarrolla desde 1995. Normalmente se conocen como baterías ZEBRA (actividad de investigación de la batería de cero emisiones, por sus siglas en inglés) (International Electrotechnical Commission 2011).

La batería está compuesta por un electrodo negativo de sodio fundido (Na), un electrodo positivo de níquel y cloruro de sodio (Ni-NaCl), cuando está descargada, o cloruro de níquel y sodio ($\text{NiCl}_2\text{-Na}$) cuando está cargada, un electrolito cerámico de beta alúmina y un segundo electrolito líquido compuesto de tetracloroaluminato de sodio (NaAlCl_4). Debido a que los electrolitos operan de manera adecuada a altas temperaturas y de que se debe procurar el estado fundido de algunos elementos, la batería debe operar a temperaturas entre 270 y 350 °C, lo cual hace necesario que la batería se instale con un equipo de regulación de temperatura interna (European Association for Storage of Energy 2016h).

En la Figura 2.12 se muestra la disposición básica de una batería Na/NiCl_2 . En la carga de la batería, la composición del electrodo positivo pasa de Ni-NaCl a $\text{NiCl}_2\text{-Na}$ gracias a la interacción con los iones de sodio, Na^+ , resultantes de la oxidación del electrodo negativo y; en la desacarga, se revierten las reac-

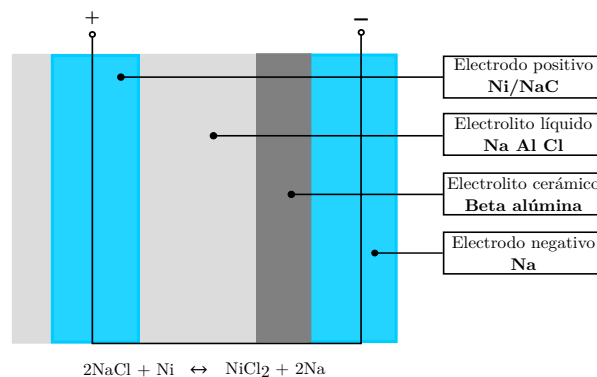


Figura 2.12: Principio de funcionamiento de una batería de cloruro de níquel-sodio. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016h).

ciones químicas anteriores. Una característica importante de este tipo de baterías es que en sus procesos de carga/descarga no existen subproductos, por lo que no hay energía utilizada en sub-reacciones, lo cual incrementa el desempeño final de la batería, presentando eficiencias altas entre 85 y 95 % (Dustmann 2004).

Según European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance las baterías Na/NiCl₂ son capaces de una respuesta rápida (entre 1 y 15 minutos) que ayude a garantizar la estabilidad del sistema de potencia y; además, son buenas almacenadoras de potencia en periodos de hasta 60 minutos y de energía, en aplicaciones diarias y semanales de hasta 40 horas. Por otro lado, en comparación con otras baterías de alta temperatura como las de sodio-azufre, las baterías zebra presentan similares ciclos de vida (aproximadamente 4500 en 15 años de vida útil), mejores características de seguridad y tensiones mayores por celda; además, su costo de instalación es significativamente menor (alrededor de 1200\$/kW) y presentan una densidad de energía mayor, de hasta 140 $\frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$ (International Electrotechnical Commission 2011).

En la actualidad, se han instalado un aproximado de 19,4 MW a nivel mundial en proyectos de almacenamiento energético utilizando las baterías zebra. Los proyectos se han construido para aplicaciones en las redes de distribución y transmisión que incluyen: regulación de frecuencia, arranque en negro de la red, gestión de la potencia generada por recursos renovables variables, soporte en la estabilidad de tensión, aplazamiento de mejoras en las redes y además, se utiliza también a escala industrial en aplicaciones referentes a manejo del cobro de energía consumida, al recargar las baterías en las horas de menor precio para consumirla en las horas donde los precios son más altos. En el cuadro 2.14 se muestra el detalle de algunos de los proyectos más prominentes desarrollados hasta la fecha (Department of Energy. USA Government 2017).

Las baterías zebra están siendo actualmente comercializadas por las empresas: Fiamm Sonick y GE Energy Storage. Por otro lado, una vez que las baterías cumplen su vida útil pueden ser recicladas bajo procesos certificados que resultan costo-efectivos, al demantelar por completo el dispositivo e incluir el níquel, el hierro, la sal y las cerámicas al proceso de fusión del acero inoxidable y el dióxido de silicio que se encuentra en el recubrimiento de la batería (Dustmann 2004).

Finalmente, para las mejoras futuras de la tecnología se espera que, de manera similar a las baterías sodio-azufre, se amplíe la cantidad de ciclos de vida de la batería y se aumente su densidad de energía

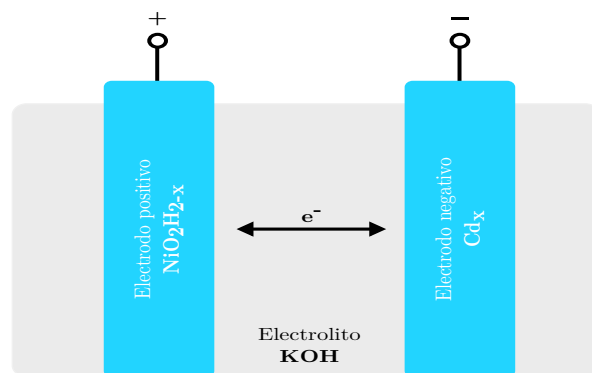


Figura 2.13: Principio de funcionamiento de una batería de níquel-cadmio. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016d).

para realizar instalaciones cada vez más pequeñas y eficientes, con un menor costo asociado (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.3.4. Baterías de Níquel-Cadmio

Las baterías electro-químicas de níquel-cadmio (Ni-Cd) son unas de las tecnologías más maduras en desarrollo y comercialización, en conjunto con las baterías de ácido-plomo y de hidruro de níquel-metal. Su funcionamiento se basa, al igual que las demás tecnologías electro-químicas tradicionales, en las reacciones de carga y descarga entre un electrodo positivo, que en este caso está constituido de hidróxido de óxido de níquel ($\text{NiO}_2\text{H}_{2-x}$) y un electrodo negativo, que contiene cadmio metálico. Los electrodos están separados por una membrana permeable que actúa como electrolito, constituido por hidróxido de potasio acuoso (KOH) (European Association for Storage of Energy 2016d).

En la Figura 2.13 se muestra un esquema de la composición de la batería níquel-cadmio y su funcionamiento. La batería entrega energía almacenada (proceso de descarga) cuando el hidróxido de óxido de níquel en el electrodo positivo se mezcla con agua y produce hidróxido de níquel y un ión de hidróxido, el cual hace que se produzca hidróxido de cadmio en el electrodo positivo. La reversión química del proceso anterior resulta en la carga de la batería (European Association for Storage of Energy 2016d).

De manera similar a las baterías ácido-plomo, el almacenamiento con baterías níquel-cadmio tiene dos variantes principales: los dispositivos sellados (también llamados de recombinación) o los ventilados. Las baterías selladas realizan la recombinación del oxígeno e hidrógeno creado durante el proceso de carga de la batería, disminuyendo así los peligros de operación de gases. Por otro lado, las baterías ventiladas expelen los gases hacia la atmósfera, lo cual hace necesaria una instalación adecuada en un cuarto de almacenamiento con ventilación (Energy Storage Operators Forum 2014).

Las baterías Ni-Cd presentan buenas características eléctricas de operación para aplicaciones estacionarias (no móviles, debido a que la toxicidad del cadmio hace su transporte complicado) como los son: la capacidad de un buen desempeño en grandes ámbitos de temperatura, desde aplicaciones en el rango de $-40\text{ }^\circ\text{C}$ hasta instalaciones en parques de generación fotovoltaica con altas temperaturas ($60\text{ }^\circ\text{C}$), con eficiencias que rondan entre 60 y 70 %; además, cuentan con una densidad de energía entre 30 y $80\frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$ y una cantidad de ciclos de operación entre 1000 y 5000, ambas características mejores a las presentadas por las baterías ácido-Pb (Bussar y col. 2013).

En el SEP, las baterías Ni-Cd son adecuadas para aplicaciones de rápida respuesta para garantizar la estabilidad del sistema en rangos entre 1 y 15 minutos; sin embargo, presentan limitaciones de actuación en respuestas con tiempos menores a 1 minuto. Además, son ideales en aplicaciones de almacenamiento de potencia, en intervalos que pueden ir desde los 15 minutos hasta 1 hora; no obstante, se ven limitadas en las aplicaciones de almacenamiento de energía, siendo capaces de responder a necesidades energéticas en rangos menores a 6 horas (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Actualmente existen un aproximado de 32 MW de capacidad instalada en almacenamiento de energía a base de baterías Ni-Cd. La mayoría de dicha capacidad se encuentra en Estados Unidos, pero también existe un proyecto importante en Holanda y uno por empezar operaciones en Qatar. Los tres proyectos comparten la característica de que serán utilizados como reserva de capacidad eléctrica para aumentar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. En el cuadro 2.16 se muestra el detalle de los proyectos ya desarrollados en los países mencionados anteriormente (Department of Energy. USA Government 2017).

Por otro lado, la compañía encargada de proveer los recursos de almacenamiento energético en los tres proyectos fue Saft Groupe S.A, mediante Saft-Batteries, la cual es originaria de Francia. Los precios de instalación de las baterías Ni-Cd por lo general rondan los 600-1800 \$/kW, lo cual posiciona a la tecnología entre una de las más económicas en ámbito electro-químico, en conjunto con las baterías zebra (European Association for Storage of Energy 2016d).

El desecho de las baterías Ni-Cd representa un peligro de toxicidad ambiental y para el personal, debido a sus materiales de composición, principalmente el metal cadmio. Para el proceso de descarte de las baterías se realizan esfuerzos de reciclaje y debe de seguirse la normativa para la manipulación de desechos tóxicos correspondiente (Energy Storage Operators Forum 2014).

Finalmente, para futuras investigaciones se espera que las baterías alcancen mayor cantidad de ciclos de vida, que se extienda aún más el rango de temperaturas de operación, que se reduzcan las tasas de descarga propia y sus costos de instalación. Sin embargo, esta tecnología es muchas veces desplazada en el mercado por las baterías de níquel-metal hidruro o las de ión de litio, por lo que las investigaciones en su campo no son tan prominentes como hace unos años (Bussar y col. 2013).

2.3.5. Baterías de Hidruro de Níquel-Metal

Las baterías de hidruro de níquel-metal (NiMH) surgieron inicialmente como una alternativa de reemplazo a las baterías de níquel-cadmio y han sido desarrolladas vastamente con el pasar de los años. El principio de funcionamiento de las baterías es electro-químico, utilizando las reacciones de carga y descarga que ocurren entre el electrodo positivo: hidróxido de óxido de níquel ($\text{NiO}_2\text{H}_{2-x}$) y el electrodo negativo: una aleación de absorción de hidrógeno (NiMH_x), a través de un electrolito constituido de hidróxido de potasio acuoso (KOH) (European Association for Storage of Energy 2016e).

En la Figura 2.14 se muestra un esquema de la construcción y el funcionamiento de una celda NiMH. Durante la carga del dispositivo de almacenamiento, en el electrodo positivo, el $\text{NiO}_2\text{H}_{2-x}$ reacciona con agua y se reduce para formar hidróxido de níquel (II) y un ión OH^- ; mientras que el electrodo negativo se oxida y reacciona con el ión OH^- para obtener agua y el compuesto metálico libre. El proceso de descarga revierte las reacciones químicas anteriores para entregar la energía almacenada (European Association for Storage of Energy 2016e).

En general, las baterías NiMH cuentan con características eléctricas muy similares a las baterías Ni-Cd; sin embargo, cuentan con una capacidad nominal máxima más limitada, presentan altas tasas de autodescarga en periodos de 1 día y en algunas ocasiones pueden presentar costos de instalación más altos. Su eficiencia total se encuentra entre 60 y 70 % y cuentan con una vida útil de 10 a 15 años con una cantidad

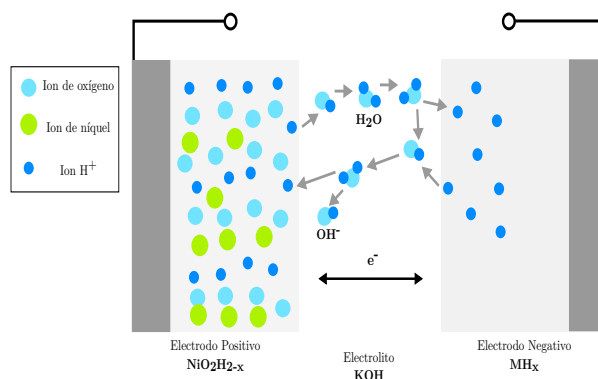


Figura 2.14: Principio de funcionamiento de una batería de níquel-cadmio. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016e).

de ciclos que ronda entre 1000 y 5000. Algunas ventajas que presentan es que su densidad de energía ($70-100 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$) es más alta que las baterías Ni-Cd y además, son menos peligrosas en operación y en impacto ambiental (Luo y col. 2015).

El almacenamiento de energía con baterías NIMH fue ampliamente utilizado en aplicaciones portátiles e inclusive en la inserción de la tecnología de vehículos eléctricos; sin embargo, recientemente han sido reemplazadas por baterías de ion de litio con mejoras en sus características eléctricas, sobre todo de duración. En aplicaciones de conexión a la red, se han reportado vagamente algunos proyectos de pequeña escala (menores a 1 MW) que utilizan la tecnología GIGACELL desarrollada por la compañía japonesa Kawasaki Heavy Industries (KHIs). Dichos proyectos no cuentan con una documentación detallada de sus características por lo que no se adjunta a este reporte un cuadro descriptivo de los mismos como en las demás tecnologías (Departament of Energy. USA Government 2017).

Por último, el avance en investigación y desarrollo de la tecnología se encuentra eclipsado por las baterías de ion de litio. No obstante se espera que, al igual que en la tecnología Ni-Cd, se mejoren las características de autodescarga y se extiendan la cantidad de ciclos de vida y los rangos de temperatura de operación (Bussar y col. 2013).

2.3.6. Baterías de Flujo

Las baterías de flujo (BF) son una tecnología electro-química, desarrollada en los años setentas, cuyo funcionamiento difiere de las baterías recargables tradicionales, debido a que la energía se almacena en elementos activos disueltos en dos electrolitos acuosos y no en los electrodos. Los electrolitos se almacenan en el exterior de la batería y se bombean al interior cuando es necesario; una vez dentro de la celda, los electrolitos se separan a partir de una membrana permeable que permite la interacción de los mismos. La Figura 2.15 muestra la disposición tradicional de las baterías, la membrana permeable y sus tanques contenedores de electrolitos (European Association for Storage of Energy 2016b).

Existen, principalmente, 3 tipos de baterías de flujo: las baterías de flujo redox de vanadio, de hierro-cromo y de zinc-bromuro. Como su nombre lo anticipa, los tipos de celda difieren en el material activo que se encuentra disuelto en los electrolitos. A continuación, se muestra una descripción de cada una de las baterías mencionadas:

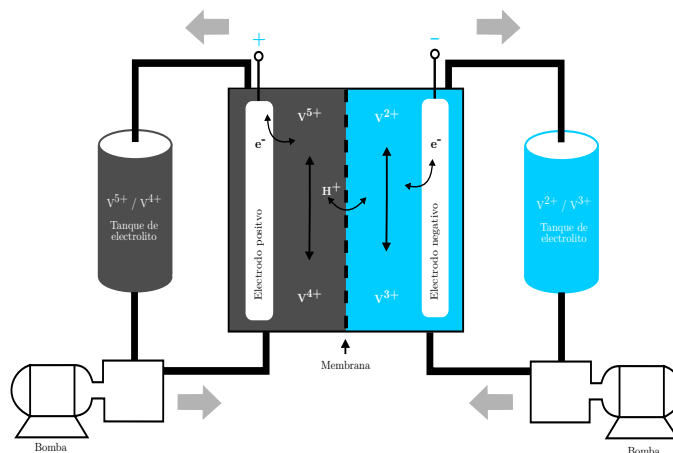


Figura 2.15: Principio de funcionamiento de una batería de flujo. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016b).

■ **Baterías de Flujo Redox de Vanadio:**

Las baterías de flujo redox de vanadio (BFRV) son el tipo de BF más maduro hasta la fecha. Obtienen su nombre de las reacciones de reducción y oxidación (redox) que ocurren en las celdas electro-químicas en la presencia de los electrolitos de ácido sulfúrico acuosos que contienen iones de vanadio.

Durante el proceso de carga, la energía se almacena cuando se presenta una reducción en el electrodo negativo que transforma iones V^{3+} en V^{2+} , mientras que en el electrodo positivo ocurre un proceso de oxidación, lo cual resulta en convertir iones V^{4+} en V^{5+} . En el proceso de descarga, las reacciones anteriormente descritas se revierten para entregar la energía almacenada (Akhil y col. 2013).

Algunas de las ventajas de las BFRV con respecto a los demás tipos son: debido a que ambos electrolitos son del mismo elemento base, se simplifica la gestión del electrolito durante la operación, el almacenamiento y el transporte; además, tienen la capacidad de una respuesta muy rápida, que puede hacer operar la batería desde cero hasta la potencia nominal en milisegundos; por otro lado, los ciclos de vida de la batería no son dependientes de la profundidad de descarga, lo cual habilita una flexibilidad de utilización mayor; y, finalmente, la batería es capaz de generar hasta tres veces la potencia nominal de salida cuando se encuentra entre un 50 y 80 % de carga (Akhil y col. 2013).

La tecnología redox vanadio ha sido utilizada desde hace aproximadamente una década. Su temperatura de operación nominal ronda entre 10 y 40 °C, por lo que se deben utilizar enfriadores de ambiente si se sobrepasa dicho rango. Por lo general, la eficiencia total de las baterías se encuentra entre 60 y 80 % y sus aplicaciones más comunes en el SEP involucran proyectos desde 10 kW hasta 10 MW en periodos entre 2 y 8 horas (Energy Storage Association (ESA) 2017b).

A pesar de sus ventajas, las baterías redox de vanadio presentan algunas desventajas concernientes a su operación, que incluyen: un limitado ciclo de vida dependiente de la celda electro-química; un gran tamaño físico para aplicaciones de gran escala producto del requerimiento de grandes volúmenes de electrolitos y; el hecho de que una vez finalizado el ciclo de vida de la batería, la membrana tiende a ser tóxica, por lo que el desecho de la misma debe realizarse siguiendo los estándares para manejo de material corrosivo (Akhil y col. 2013).

■ **Baterías de Flujo de Hierro-Cromo:**

Las baterías de hierro-cromo (Fe-Cr) son uno de los tipos de batería de flujo que aún se encuentra en una etapa de desarrollo. En esta, los materiales activos del electrolito son distintos elementos, los cuales se disuelven como iones $\text{Cr}^{2+}/\text{Cr}^{3+}$ en el electrolito positivo y $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ en el electrolito negativo. El funcionamiento de la batería Fe-Cr es muy similar al explicado en la sub-sección anterior, con la única diferencia de que en este caso, los iones del electrolito se derivan de dos elementos distintos (Energy Storage Association (ESA) 2017b).

La operación eléctrica de las baterías está caracterizada por una eficiencia alta, de entre 70 y 80 % en total; además, esta tecnología soporta temperaturas de operación altas, entre 40 y 60 °C, lo cual las hace ideales para instalaciones en climas calientes; por otro lado, aunque cuentan con densidades de energía menores a las BFRV, su tamaño de instalación no representa un factor de desventaja con respecto a las mismas baterías. Y, por último, las celdas Fe-Cr son unas de las más seguras en términos ambientales y operacionales debido a la baja toxicidad de los componentes activos que la integran (Energy Storage Association (ESA) 2017b).

Según Energy Storage Association (ESA), actualmente existen sistemas demostrativos instalados en la red y las investigaciones en este tema continúan, debido a que se anticipa que se obtendrán muy bajos costos por instalación y por energía, en escalas de MW y MWh. Además, los sistemas de almacenamiento de esta tecnología tienen potenciales aplicaciones en la red, en el área de desplazamiento de carga y de regulación de frecuencia (Akhil y col. 2013).

■ **Baterías de Flujo de Zinc-Bromuro:**

Las baterías de flujo de zinc-bromuro (Zn-Br) son una tecnología híbrida debido a que la capacidad de la celda no depende únicamente del flujo de electrolito, sino que el zinc, uno de sus elementos activos, debe recubrir el electrodo negativo en su estado sólido para realizar los procesos de carga de la batería (Akhil y col. 2013).

El proceso de carga de la celda Zn-Br es diferente a las anteriores dos tecnologías. Durante el proceso de carga, el zinc sólido se reduce y recubre el ánodo de la celda mientras que el bromo se oxida y se forma en el electrodo positivo; ambos elementos se encuentran en el electrolito en forma de bromuro de zinc (ZnBr_2). Mediante la membrana porosa, los iones de zinc y bromo migran hacia el contrario, realizando así una equalización de carga. Los electrolitos se diferencian únicamente en la concentración de bromo elemental, pues deben contener la misma concentración de iones de zinc y bromuro en todo instante de operación (Akhil y col. 2013).

Actualmente, los módulos de baterías que se utilizan en proyectos de demostración cuentan con una vida útil de aproximadamente 20 años y eficiencias de aproximadamente 65 %. La mayoría de instalaciones han sido realizadas en Australia, en escalas menores a 1 MW y de duraciones de hasta 6 horas (Energy Storage Association (ESA) 2017b).

Una de las ventajas principales de las baterías de flujo, con respecto al resto de las tecnologías electroquímicas tradicionales, radica en que puede ser recargada casi de manera instánea al reemplazar el líquido de los electrolitos. Además, el diseño de la capacidad de potencia y energía es independiente, pues para mayor capacidad de potencia debe modificarse el diseño de la celda en sí, mientras que para un aumento en la capacidad energética solo es necesario aumentar el tamaño de los tanque de electrolitos (International Electrotechnical Commission 2011).

En promedio, según Energy Storage Association (ESA) las tecnologías de flujo cuentan con una eficiencia de entre 70 y 75 %; además, presentan largos ciclos de vida que van desde los 10 hasta los 20 años

con más 12000 ciclos de carga y descarga. Por otro lado, cuentan con un costo medio de instalación entre 600 y 1600 \$/kW. Además, los proyectos de almacenamiento Zn-Br son adecuados para aplicaciones de respuesta muy rápida para garantizar la calidad de la potencia y la estabilidad de la red; también, son utilizables en aplicaciones de almacenamiento de potencia para suministro de hasta 1 hora y para almacenamiento de energía con periodos de descargas de hasta 40 horas (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

En la actualidad existe un aproximado de 238,51 MW de capacidad instalada en baterías de flujo, según Department of Energy. USA Government. Los proyectos construidos cumplen funciones de: regulación de la frecuencia, respuesta a la demanda, integración de generación de potencia variables con recursos renovables, incremento de la confiabilidad de la red, soporte de tensión, aligeramiento de la congestión de transmisión, instauración de micro-redes; entre otros. En el cuadro 2.19, se muestra un resumen de los detalles de algunos de los proyectos más prominentes desarrollados hasta la fecha.

Algunas de las compañías proveedoras de sistemas de almacenamiento con baterías de flujo son: Rongke Power en China, Red Flow Energy Solutions en Australia, Sumitomo Electric Industries en Japón, EnSync Energy y UniEnergy Technologies en Estados Unidos y Gildemeister Energy Solutions en Alemania (Department of Energy. USA Government 2017).

Finalmente, para futuras investigaciones y avances en la tecnología, se espera que se disminuyan los costos, se mejore la vida útil de las membranas y se aumenten las densidades de potencia y energía para la tecnología redox de vanadio. Además, en general se espera que la tecnología alcance un volumen que permita las economías de escala para obtener precios competitivos en proyectos de gran tamaño (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.3.7. Baterías de Iones de Litio

La primera batería de iones de litio fue concebida en 1991. Su alta densidad energética, y la eficiencia de más de un 90 %, la convirtieron rápidamente en una alternativa de almacenamiento atractiva para el sector productor. En los últimos años, las baterías de iones de litio se han convertido en una de las opciones más utilizadas en aplicaciones estacionarias de baterías. Se comercializan actualmente en múltiples aplicaciones electrónicas como las computadoras portátiles, celulares, tabletas, entre otros. Las mismas se han posicionado como la tecnología líder en los vehículos eléctricos conectables, y recientemente han tomado un gran poder en el almacenamiento de energía a nivel industrial, comercial y residencial.

El término “iones de litio” se refiere a una gama de diferentes reacciones químicas, donde iones de litio se transfieren entre los electrodos (ánodo y cátodo) durante reacciones de carga y descarga. Para que dicha transferencia ocurra, los materiales que componen los electrodos deben hacer contacto (directa o a través de un conductor), y los materiales deben de ser capaces de transferirse iones cargados para mantener la neutralidad de la carga. Una celda de batería está compuesta por un electrodo negativo (ánodo), un electrodo positivo (cátodo), el electrolito (puede ser carbonatos de litio) y un separador (típicamente un polímero). Cuando la batería se carga, iones de litio fluyen del cátodo (metal positivo) al ánodo (típicamente compuesto por grafito). Cuando la batería se descarga, el proceso inverso ocurre. Lo anterior se puede observar en la Figura 2.16.

Las baterías de iones de litio han sido utilizadas en proyectos que pueden alcanzar los 100 MW de capacidad instalada (Department of Energy. USA Government 2017). Actualmente existen un aproximado de 2000 MW de capacidad instalada en almacenamiento de energía a base de baterías de iones de litio. La mayoría de dicha capacidad se encuentra en Estados Unidos (45 %), pero el proyecto más grande del mundo (llamado Jamestown) se encuentra en Australia y ha sido desarrollado por Tesla. En el Cuadro 2.21 se muestra el detalle de varios proyectos de gran escala desarrollados, o en desarrollo, a nivel mundial (De-

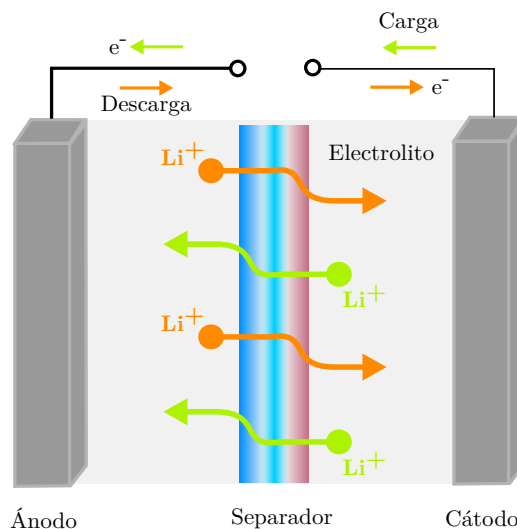


Figura 2.16: Principio de funcionamiento de una batería de iones de litio. Adaptada de (Carnegie y col. 2013)

partament of Energy. USA Government 2017). Los proyectos identificados a nivel mundial se centran en la integración de las energías renovables intermitentes. Otras aplicaciones comunes son: arranque negro, respuesta de la demanda, regulación de frecuencia, regulación de tensión, gestión de la demanda, micro-redes, resiliencia.

Durante el 2016, Panasonic (Japón) dominó la producción de baterías de iones de litio para vehículos eléctricos y otras aplicaciones, con el doble de rendimiento que su competidor más cercano. La compañía colabora con Tesla (Estados Unidos) a través de Gigafactory, que inició la producción masiva de baterías de iones de litio a finales de 2016. Otros fabricantes líderes de baterías para vehículos eléctricos incluyen a Samsung SDI y LG Chem (ambas de la República de Corea). Los fabricantes chinos están ganando rápidamente cuota de mercado, incluidos BYD (*Build Your Dream*) y *Contemporary Amperex Technology*, que según se informa se benefician de un trato nacional preferencial frente a sus tres competidores japoneses y coreanos, que están buscando la fabricación de baterías en China (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century 2017).

Existen muchos tipos de baterías de iones de litio, entre las cuales destacan: las de fosfato de hierro (LFP), las de manganeso espinela (LMO), las de titanato (LTO), las de óxido de cobalto (LCO), las de níquel cobalto aluminio (NCA) y las de níquel manganeso cobalto (NMC). Para cada una de las tecnologías mencionadas, el nombre se debe al material principal con el cual está fabricado el cátodo, a excepción de la LTO que se refiere al material principal del ánodo. A continuación se describen cada una de estas tecnologías de Li-ion mencionadas anteriormente.

Batería de Fosfato de Hierro (LFP)

La batería LFP contiene un cátodo de $LiFePO_6$ y usualmente utiliza un ánodo de grafito y un electrolito de carbonatos de litio. Este tipo de baterías se caracteriza por tener una gran densidad de potencia, pero una baja densidad energética lo que la hace excelente para aplicaciones intensivas de potencia como la regulación de frecuencia, ya que se requieren grandes cargas y descargas de potencia. Cuando esta batería

Cuadro 2.2: Características principales de la batería LFP

Características	Detalle
Cátodo	LiFePo ₆
Ánodo	Grafito
Electrolito	Carbonatos de Litio
Densidad energética ($\frac{Wh}{kg}$)	85 - 100
Ciclo de vida	500 - 2000
Precio por kWh (US\$)	450 - 750
Fabricantes principales	A123 Systems, BYD, Amperex, Technology Ltd. (ATL), Lishen
Notas de seguridad	Perfil de seguridad alto cuando se usan materiales puros
Aplicaciones	Regulación de frecuencia, Sistemas de respaldo

se fabrica con materiales altamente puros, se convierte en una tecnología muy segura debido a que tiene una menor tendencia de que ocurra un desgaste térmico. El desgaste térmico un efecto químico que se refiere a la degradación de la vida útil de las baterías debido a sus ciclos de carga y descarga. Estas baterías fueron introducidas en el mercado a principios de los años 2000 y se tenía una alta expectativa de ellas debido a que los materiales utilizados para su construcción son relativamente económicos, su vida útil es larga y poseen una densidad energética y de potencia grande. Su precio hoy sigue siendo elevado. Sin embargo se han estado utilizando para aplicaciones de almacenamiento de energía en el SEP. El Cuadro 2.2 detalla las principales características de esta batería.

Batería de Manganeso Espinela (LMO)

Esta tecnología es la más usada en aplicaciones a gran escala y la líder en el mercado de baterías de litio. El éxito de esta tecnología se debe a que es de las más usadas en la industria de automóviles y se han construido grandes fábricas en Estados Unidos y Europa para fabricarlas y por lo tanto, por economía de escala, se producen a precios más competitivos que otras tecnologías. Vehículos como el Nissan LEAF, el BMW i3 o el Chevrolet Volt son algunos de los vehículos que usan esta batería en la industria automovilística. Debido al éxito mencionado anteriormente y su reducción de costo, las baterías LMO se han comenzado a usar cada vez más en la industria de almacenamiento de energía en el SEP, específicamente para aplicaciones estacionarias. Una de las desventajas de esta tecnología, es que los sistemas a gran escala requieren de sistemas de enfriamientos complejos y costosos económicamente debido a que el óxido de manganeso que contienen se degrada rápidamente a altas temperaturas. El Cuadro 2.3 detalla las principales características de esta batería.

Tecnología de Titanato (LTO)

Las baterías LTO poseen una alta densidad de potencia y larga vida útil pero son costosas en comparación con otras tecnologías basadas en iones de litio. La gran vida útil y también el elevado precio se deben principalmente a la alta calidad del material para fabricar el ánodo que permite que la transferencia de iones de litio entre el ánodo y cátodo sea muy rápida y sin fricción haciendo que las cargas y las descargas sean muy rápidas. Estas baterías son excelentes para aplicaciones de regulación de frecuencia debido a la alta densidad de potencia y larga vida útil y también han sido usadas en la industria automovilística para buses eléctricos. El Cuadro 2.4 detalla las principales características de esta batería.

Cuadro 2.3: Características principales de la batería LMO

Características	Detalle
Cátodo	LMO
Ánodo	Grafito
Electrolito	Carbonatos de Litio
Densidad energética ($\frac{Wh}{kg}$)	140 - 180
Ciclo de vida	500 - 2000
Precio por kWh (US\$)	350 - 600
Fabricantes principales	LG Chem, AESC, Samsung SDI
Notas de seguridad	Sufre degradación rápida de los óxidos de manganeso ante estrés por temperaturas elevadas
Aplicaciones	Vehículos eléctricos, integración de plantas eólicas

Cuadro 2.4: Características principales de la batería LTO

Características	Detalle
Cátodo	LMO
Ánodo	LTO
Electrolito	Carbonatos de Litio
Densidad energética ($\frac{Wh}{kg}$)	80 - 95
Ciclo de vida	2000 - 25000
Precio por kWh (US\$)	800 - 2000
Fabricantes principales	ALT, Toshiba, Leclanché, Microvast
Notas de seguridad	Alto perfil de seguridad
Aplicaciones	Regulación de frecuencia, buses eléctricos

Cuadro 2.5: Características principales de la batería LCO

Características	Detalle
Cátodo	LCO
Ánodo	Grafito
Electrolito	Carbonatos de Litio
Densidad energética ($\frac{Wh}{kg}$)	140 - 200
Ciclo de vida	300 - 800
Precio por kWh(US\$)	230 - 440
Fabricantes principales	Samsung SDI, BYD, LG Chem, Panasonic, ATL, Lishen
Notas de seguridad	Propenso a desgaste térmico
Aplicaciones	No apta para aplicaciones de almacenamiento estacionarias a gran escala debido a su inseguridad

Tecnología de Óxido de Cobalto (LCO)

Esta tecnología es de las primeras que se usaron para aplicaciones de gran escala en el SEP. El cobalto se usa para cubrir el cátodo haciendo que estas baterías tengan una densidad energética alta de hasta $200 \frac{Wh}{kg}$. Una de las desventajas es que es propensa a sufrir desgaste térmico lo que puede ocasionar un corto circuito a lo interno de la batería que puede ocasionar fuego. Debido a esto, estas baterías no tienen un rol muy importante en el mercado. El Cuadro 2.5 detalla las principales características de esta batería.

Tecnología de Níquel Cobalto Aluminio (NCA)

Las baterías NCA contienen cobalto en el cátodo haciendo, que al igual que las baterías LCO, posean una alta densidad energética pero también son propensas a sufrir de desgaste térmico. Sin embargo, son más económicas y poseen mayor tolerancia a variaciones de temperatura ya que poseen solo el 25 % del cobalto que se usa en la fabricación de las baterías LCO mencionadas anteriormente. Estas baterías son muy usadas por la empresa Tesla en sus vehículos. También, la han usado para las baterías PowerWall, que junto con la empresa hermana SolarCity, pretenden que sea usada como complemento para sistemas solares, principalmente del sector residencial y comercial. Esta es la primera aplicación de baterías NCA para el mercado estacionario. El Cuadro 2.6 detalla las principales características de esta batería.

Tecnología de Níquel Manganeso Cobalto (NMC)

La tecnología NMC es otra variante de las baterías LCO pero usa mucho menos cobalto y tiene un perfil térmico mucho más estable. Estas se caracterizan por ser relativamente seguras y poseer una alta densidad energética. Sin embargo, los precios de estas baterías siguen siendo muy elevados principalmente debido a la pequeña escala a la que es fabricada. En laboratorios se ha probado con una variante llamada NMC capa/capa con la cual han logrado llegar a densidades energéticas de hasta $400 \frac{Wh}{kg}$, casi el doble que la mejor batería que existe en la actualidad. Si esta tecnología llega a producirse en mayor escala y se logra mantener el buen funcionamiento fuera de los laboratorios, sin duda será un gran competidor para las baterías de Li-ion que hoy dominan el mercado. El Cuadro 2.7 detalla las principales características de esta batería.

Cuadro 2.6: Características principales de la batería NCA

Características	Detalle
Cátodo	NCA
Ánodo	Grafito
Electrolito	Carbonatos de Litio
Densidad energética ($\frac{Wh}{kg}$)	120 - 160
Ciclo de vida	800 - 5000
Precio por kWh (US\$)	220 - 360
Fabricantes principales	Panasonic, Samsung SDI
Notas de seguridad	Propenso a desgaste térmico
Aplicaciones	Vehículos eléctricos, integración de plantas solares

Cuadro 2.7: Características principales de la batería NMC

Características	Detalle
Cátodo	NMC
Ánodo	Grafito, Silicio
Electrolito	Carbonatos de Litio
Densidad energética ($\frac{Wh}{kg}$)	120 - 140
Ciclo de vida	800 - 2000
Precio por kWh (US\$)	400 - 650
Fabricantes principales	Johnson Controls, Saft
Notas de seguridad	Más estable térmicamente que la LCO debido a que contiene menos cobalto en el cátodo
Aplicaciones	Integración de plantas eólicas y solares

2.4. Tecnologías Eléctricas-Magnéticas

En esta sección se describen dos tecnologías cuya naturaleza de almacenamiento de energía es eléctrica: ya sea en forma de interacciones electrostáticas (capacitores electrolíticos de doble capa) o a través de campos electromagnéticos (superconductores magnéticos). Por lo general, dichas tecnologías presentan capacidades energéticas limitadas pero gran potencial en aplicaciones de alta potencia; además presentan rápidos tiempos de reacción, y eficiencias muy altas (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Ambos sistemas de tecnología eléctrica se encuentran aún en etapas de estudio y desarrollo, sobretodo para aplicaciones de grande escala en el SEP; por lo que a continuación se muestra una descripción de las tecnologías, su desarrollo actual y posibles aplicaciones en la red.

2.4.1. Capacitores Electrolíticos de Doble Capa

Los capacitores electrolíticos de doble capa (CEDC), también conocidos como supercapacitores o ultracapacitores, han sido investigados desde hace más de 60 años y se han convertido en una tecnología intermedia entre el almacenamiento electro-químico con baterías y el eléctrico en capacitores convencionales (International Electrotechnical Commission 2011).

La Figura 2.17 muestra un diagrama básico de la disposición y funcionamiento de los CEDC. En general, se componen de dos electrodos de carbono, conocidos como carbones activados debido a la gran área específica por volumen que presentan, sumergidos en un electrolito y separados por un material permeable.

Existen dos tipos principales de supercapacitores: los simétricos y los asimétricos. La diferencia principal de dichos tipos radica en que los electrodos positivos y negativos en los simétricos están compuestos por el mismo material: carbón; mientras que en los asimétricos ambos electrodos pueden estar compuestos de diferentes materiales; por ejemplo, uno puede constituirse de carbón y el otro puede ser de mayor capacidad basado en un electrodo tipo batería (Energy Storage Association (ESA) 2017a).

Durante la carga del capacitor, cationes se acumulan en el límite entre el electrodo negativo y electrolito, mientras que aniones se reúnen en el límite entre el electrodo positivo y el electrolito; formando en cada límite lo que se conoce como capa de Helmholtz. Es importante destacar que solo se utilizan efectos electrostáticos para almacenar la energía eléctrica, a diferencia de las baterías donde siempre existen reacciones químicas. El proceso de descarga en el capacitor revierte la polarización iónica, entregando así la energía almacenada (European Association for Storage of Energy 2016a).

Los CEDC presentan una serie de mejoras con respecto a los sistemas electro-químicos y eléctricos convencionales, por lo que comúnmente se dice que llenan el vacío entre los capacitores y las baterías. Una de sus características principales es que cuentan con una capacidad de potencia muy alta, a diferencia de la baterías; sin embargo, tienen densidades de energía bajas ($5-8 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$), que aunque superan los valores de los capacitores convencionales, limitan sus aplicaciones en proyectos de almacenamiento de gran escala, dados sus altos costos asociados a energía, que rondan entre 12000 - 25000 \$/kWh (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Por otro lado, los supercapacitores cuentan con vidas útiles de hasta 10 años con hasta un millón de ciclos, donde la profundidad de descarga no afecta dicho número. Además, pueden ser cargados y descargados muy rápidamente, a altas tasas de energía, debido a sus resistencias internas muy bajas, contrario a la mayoría de tecnologías electro-químicas (International Electrotechnical Commission 2011).

La eficiencia de los sistemas de almacenamiento con supercapacitores ronda el valor de 90 % y, su alto desempeño continúa aún en ambientes hostiles con alta humedad o con rangos de temperatura desde -40 hasta 70 °C. Además, otra ventaja es que requieren de muy bajo mantenimiento una vez que entran en

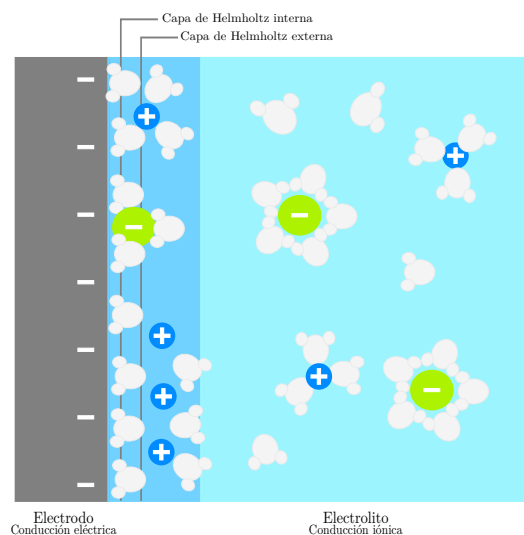


Figura 2.17: Principio de funcionamiento de los capacitores electrolíticos de doble capa. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016a).

operación (International Electrotechnical Commission 2011).

Los CEDC por lo general son recomendados para proyectos que involucren un gran número de ciclos de carga y descarga, además que requieran entregar grandes cantidades de potencia por periodos que vayan desde algunos segundos hasta varias horas y, requieran rápidas respuestas en el rango de milisegundos. Por lo general, estas características se utilizan en aplicaciones en la red para la estabilidad de líneas de transmisión, control de frecuencia, y reafirmación de generación intermitente con recursos renovables variables (European Association for Storage of Energy and European Energy Research Alliance 2017).

En la actualidad, según Department of Energy. USA Government (2017), existe un aproximado de 31,35 MW instalados en proyectos que utilizan supercapacitores, los cuales cuentan con una potencia que ronda entre los 20 kW y 400 kW. La mayoría de dicha potencia instalada se encuentra en aplicaciones de transporte, específicamente en sistemas de recuperación de energía utilizada en el frenado de trenes; primordialmente en países como Corea del Sur, Estados Unidos y España. Sin embargo, en este último país también se ha instalado un proyecto conectado al SEP que cumple funciones de regulación de frecuencia. En el cuadro 2.23 se muestra un resumen de los detalles del proyecto mencionado.

Los sistemas de almacenamiento comerciales son actualmente distribuidos mayoritariamente por la compañía estadounidense Maxwell Technologies, pero también existen en el mercado otras empresas como NESS Energy en España e Ioxus también en Estados Unidos (Department of Energy. USA Government 2017). Los CEDC comercializados se caracterizan por no ser dañinos para el medio ambiente y la mayoría de sus componentes pueden ser reciclados o neutralizados con facilidad (International Electrotechnical Commission 2011).

Por último, para futuras investigaciones, se espera principalmente mejorar las capacidades energéticas de los supercapacitores a partir de nuevas tecnologías híbridas con baterías de litio de alta energía o baterías de flujo. Además, se espera incrementar el rango de operación en temperatura, para lograr operaciones en condiciones de hasta 150 °C. Por otro lado, se espera también aumentar la cantidad de ciclos disponibles y disminuir considerablemente los costos de instalación para proyectos con grandes requerimientos

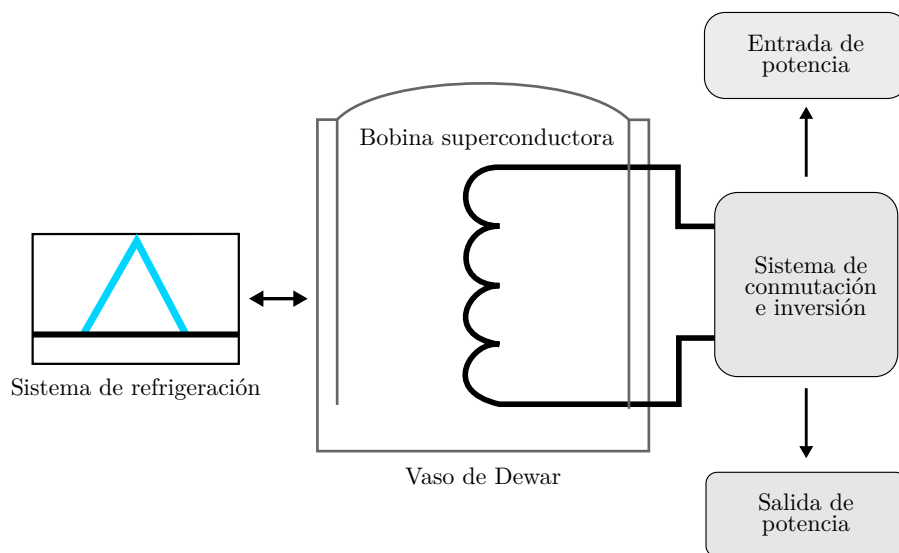


Figura 2.18: Principio de funcionamiento de sistema de almacenamiento con superconductor magnético. Adaptada de (Fuchs y col. 2014).

energéticos.

2.4.2. Almacenamiento con Superconductor Magnético

Los sistemas de almacenamiento de energía por superconducción magnética (SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage), están basados en una tecnología en donde la energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente directa a través de una bobina superconductora, que se mantiene por debajo de la temperatura crítica de superconducción (International Electrotechnical Commission 2011).

En la figura 2.18, se muestra un diagrama que ilustra el principio de funcionamiento de los sistemas de almacenamiento por superconductor magnético, donde puede observarse que uno de los principales elementos que debe tener este tipo de tecnología es el sistema de refrigeración, con el fin de mantener la temperatura por debajo del valor que permita a la bobina mantener su característica de superconducción (actualmente los materiales pueden mantener esa propiedad alrededor de 100 K). Este es uno de los principales desafíos para este tipo de sistemas de almacenamiento y que busca de alguna forma elevar el valor de esa temperatura crítica de superconducción (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Una de las principales ventajas de los sistemas SMES es la inmediatez con la que se puede acceder a la energía almacenada en este tipo de dispositivos. Además, se caracterizan por eficiencias muy altas (hasta 95 %, aún considerando la parte de enfriamiento) y con pérdidas mínimas de energía, dadas las características de la superconducción. En principio, la energía puede almacenarse de forma indefinida mientras se tenga en funcionamiento el sistema de refrigeración.

Actualmente la tecnología de sistemas SMES se encuentra en un estado de avance precoz, ya que se centra principalmente en estudios e implementaciones a nivel de investigación y desarrollo. Pocos productos se encuentran a disposición de forma comercial y son principalmente utilizados para control de calidad

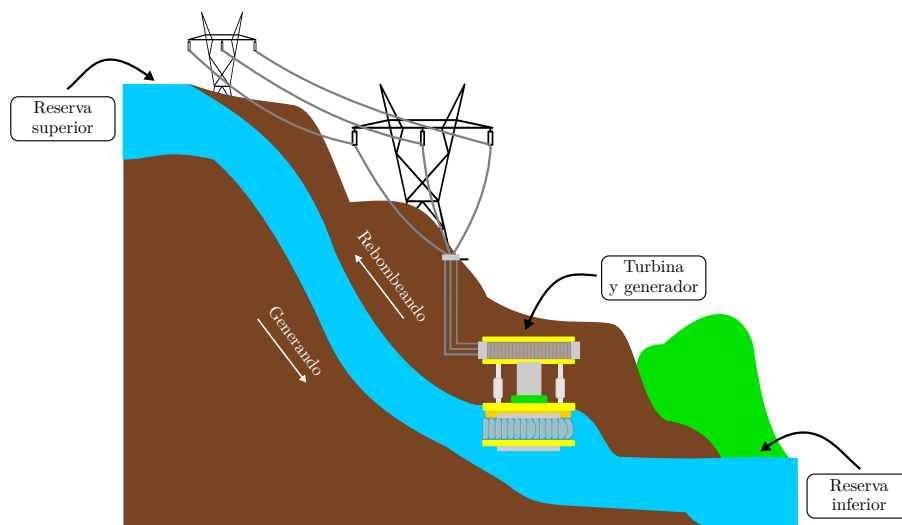


Figura 2.19: Principio de funcionamiento del almacenamiento por turbo-bombeo (Carnegie y col. 2013).

de energía y estabilidad del sistema de potencia (Abdi y col. 2017).

En el cuadro 2.25 se describen algunos de los proyectos de almacenamiento de energía que implementan este tipo de tecnología, en donde la aplicación principal se da para el sistema de distribución.

2.5. Tecnologías Mecánicas

La presente sección muestra la descripción de 4 tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica por medios mecánicos. Los sistemas almacenan la energía al convertirla en energía potencial, como lo es el caso del turbo-bombeo; en energía cinética en el caso de las baterías inerciales; en trabajo a partir de volumen o presión en los sistemas de aire comprimido o almacenada en los líquidos de naturaleza criogénica (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

A continuación se incluye la descripción del funcionamiento de los cuatro sistemas mencionados anteriormente, además de sus aplicaciones en el SEP.

2.5.1. Almacenamiento por Turbo-bombeo

El almacenamiento por turbo-bombeo es el sistema más grande, maduro, y el más utilizado en el sector a nivel internacional. Este sistema utiliza la energía potencial que la gravedad provee bombeando agua desde un embalse a otro que se encuentra a una mayor elevación generalmente con energía generada en momentos fuera de la máxima demanda y que no está siendo utilizada (International Energy Agency 2014b). Cuando se requiere energía en horas de alta demanda, el agua almacenada en el embalse ubicado a mayor altura utiliza el agua para generar electricidad de la misma manera que una hidroeléctrica convencional lo hace. El principio de funcionamiento se detalla en la Figura 2.19.

Una de las desventajas es que requiere de dos embalses cercanos y de que la topografía permita la construcción de estos dos embalses. Tienden a ubicarse en zonas alejadas de los centros de demanda fuera de las ciudades y en zonas montañosas donde los costos de construcción pueden elevarse significativamente. De hecho, el reporte (Akhil y col. 2013) presenta el costo (en USD/kW) de los proyectos de almacenamiento por turbo-bombeo. El estudio concluye que los costos varían mucho, pero en promedio rondan los 1400 \$/kW para proyectos de hasta 300 MW, y pueden bajar hasta 1000 \$/kW para proyectos superiores a 2000 MW.

Es importante mencionar que aunque el almacenamiento por turbo-bombeo presenta un alto costo de inversión, el mismo se distribuye en una muy larga vida útil, que puede alcanzar hasta los 50 años. Además, los costos de operación y mantenimiento por kW difieren radicalmente de otras tecnologías, ya que son muy bajas (tendiendo a cero) (Carnegie y col. 2013). Este almacenamiento tampoco sufre la pérdida de capacidad con el tiempo, ya que cada ciclo de carga-descarga no afecta el sistema.

Estos sistemas pueden suministrar grandes cantidades de potencia durante muchas horas continuas (International Energy Agency 2017). El agua puede almacenarse por largos periodos. La eficiencia de esta tecnología la limita la eficiencia de la bomba y de la turbina, y puede llegar a ser de alrededor del 85 % (Akhil y col. 2013; European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

El almacenamiento por turbo-bombeo presenta la capacidad de almacenamiento más grande de todas las tecnologías. El tamaño de los proyectos varía desde los pocos MW, y pueden ser de hasta 3003 MW (Department of Energy. USA Government 2017). Actualmente existen un aproximado de 173 GW de capacidad instalada en almacenamiento de energía por turbo-bombeo, siendo China, Japón y los Estados Unidos los países con mayor capacidad instalada (18.52, 16.33 y 4.11 %, respectivamente). En el Cuadro 2.27 se muestra el detalle de varios proyectos de gran escala desarrollados, o en desarrollo, a nivel mundial (Department of Energy. USA Government 2017). Las aplicaciones de este tipo de almacenamiento se centran en el desplazamiento temporal de la energía (o sea, en gestión del recurso). Otras aplicaciones comunes son: arranque negro, respuesta de la demanda, regulación de frecuencia, regulación de tensión, resiliencia.

Los sistemas de almacenamiento por turbo-bombeo han sido construidos en el pasado por ABB, Alstom, American Hydro Corporation, Hitachi, Siemens, Toshiba, entre otros. En Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) ha estado investigando esta opción para hacer uso de la energía generada por las plantas eólicas en la noche. Otra zona en donde se ha pensado que esta tecnología puede ser una opción, es la cubierta por la empresa distribuidora Coopesantos que cuenta con generación eólica que de noche excede la demanda.

El almacenamiento por turbo-bombeo puede tener un impacto negativo para el ambiente, y existe el potencial de que algunas reservas de agua cercanas a la planta sufran de cambios. Sin embargo, tienen mucho más bajas emisiones que las plantas térmicas, y en algunos países se consideran fuentes de energía renovable.

Para un futuro próximo, los constructores trabajan en aumentar la eficiencia del proceso de turbo-bombeo para lograr una mayor utilidad de la planta. En particular, se trabaja en un mejor diseño de la turbina para aumentar el rendimiento y flexibilidad de la planta.

2.5.2. Almacenamiento a partir de Baterías Inerciales (Volantes de Inercia)

Los sistemas de almacenamiento a partir de volantes de inercia, o baterías inerciales como se conocen comúnmente, son tecnologías de almacenamiento energético a partir de la conversión de energía eléctrica en energía cinética, presente en el movimiento giratorio de un volante de inercia (Luo y col. 2015).

Las baterías inerciales están compuestas por un volante de inercia, un grupo de cojinetes magnéticos (para la levitación del volante), una máquina eléctrica capaz de actuar como generador y motor, una cámara de vacío (para minimizar las pérdidas) y un sistema de acondicionamientos de potencia, dispuestos como

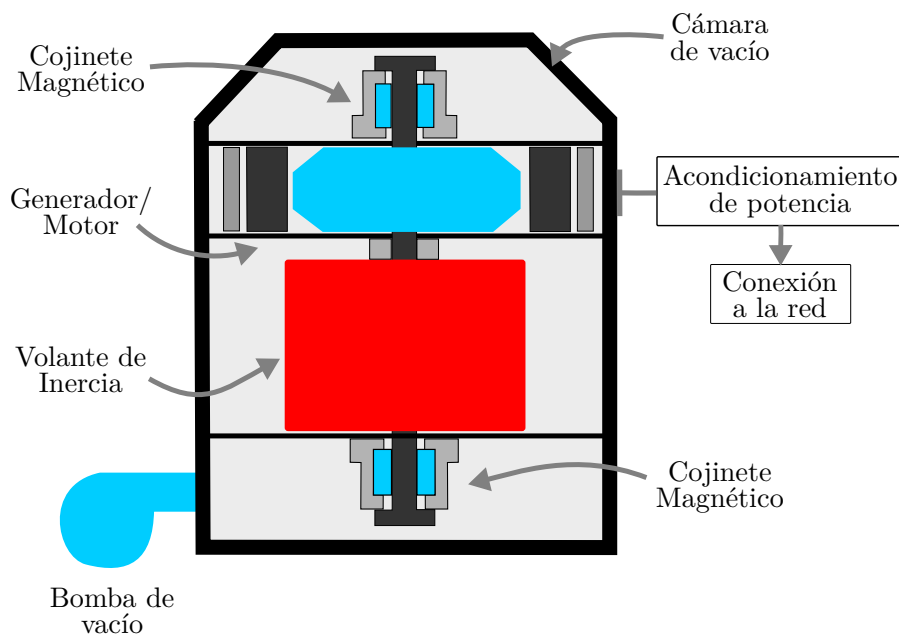


Figura 2.20: Principio de funcionamiento de una batería inercial. Adaptada de (Luo y col. 2015).

se muestra en la Figura 2.20. Para almacenar energía en el sistema, la máquina eléctrica actúa como un motor y acelera el volante de inercia, con lo cual almacena la energía proporcionalmente con la velocidad que infunde en el volante. Cuando se requiere utilizar la energía almacenada, la máquina eléctrica actúa como generador, cuyo primotor es el volante de inercia, produciendo así energía eléctrica nuevamente (Luo y col. 2015).

Actualmente existen 2 grupos principales de baterías de inercia: las de volante de metal y, las de volante de compuestos de materiales, por lo general a base de fibras de carbono. El primer grupo cuenta con velocidades de giro menores, de aproximadamente 10000 rpm, y contemplan sistemas de levitación magnética que compensan su gran peso. Son más simples y más comunes y se utilizan en aplicaciones estacionarias donde su peso no es una desventaja importante.

El segundo grupo son los volantes de giro rápido, con velocidades de hasta 50000 rpm. Por lo general el material del volante ofrece una gran resistencia mecánica pero con la ventaja de que tienen una baja densidad. Su principal desventaja son los costos elevados de fabricación debido a sus materiales de fibra de carbono, mayoritariamente en aplicaciones donde se requiere grandes capacidades energéticas (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Las principales ventajas de los sistemas con volantes de inercia radican en su larga vida operacional con más de 100000 ciclos estables de descarga profunda, con periodos de carga muy rápidos; además, requieren muy poco mantenimiento. Por otro lado, son muy adecuados en aplicaciones que requieran grandes capacidades de potencia, y además permiten en su diseño desacoplar las especificaciones de capacidad de potencia y energía requeridas. Aunado a esto, son sistemas de respuesta muy rápida, con una operación muy poco dependiente de la temperatura externa y con fácil determinación del estado de carga debido a que se relaciona directamente con la velocidad del volante (European Association for Storage of Energy

y European Energy Research Alliance 2017).

La eficiencia de los sistemas de almacenamiento con volantes de inercia ronda entre 80-90 %; sin embargo, se han alcanzado eficiencias de hasta 95 %. La densidad de energía, como ya se ha mencionado, es muy baja (5 Wh/kg) sin embargo la densidad de potencia alcanza valores de hasta $100 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$. Una de las desventajas de las baterías de inercia es que sufren de pérdidas de operación por lo que pueden llegar a presentar porcentajes de autodescarga de hasta 20 % por hora (Luo y col. 2015).

En la actualidad, existe un total de 969,92 MW de capacidad instalada en baterías inerciales. Existen algunos proyectos de altísimas capacidades de potencia en muy pocos segundos de descarga en países como el Reino Unido, República Checa y Alemania, que se utilizan en laboratorios de fusión nuclear. Por otro lado, se han instalado también diversos proyectos con aplicaciones en el SEP que responden a necesidades de regulación de frecuencia, soporte de tensión, aumento del nivel de resiliencia, integración de energías renovables; entre otros. En el cuadro 2.29 se encuentra un resumen de los detalles operacionales de algunos proyectos relevantes en Estados Unidos, Canadá y España (Departament of Energy. USA Government 2017).

Las principales compañías distribuidoras de baterías inerciales son: ABB en Suiza, Beacon Power y VYCON en Estados Unidos, Temporal Power en Canadá y Urenco Power Technologies en Reino Unido. En general, las tecnologías de baterías inerciales no son contaminantes y tienen una operación muy segura (Departament of Energy. USA Government 2017).

Finalmente, en futuras investigaciones se espera que sea posible obtener mejores operaciones de las baterías, reduciendo la fricción e incrementando las velocidades límites con el fin de aumentar la capacidad de almacenamiento energético. Además, se anticipa que habrán mejores materiales compuestos de fibra de carbono. Por último, se espera lograr reducciones en el precio por energía de los sistemas.

2.5.3. Almacenamiento a base de Aire Comprimido

El almacenamiento de energía a base de aire comprimido (AEAC) es una de las tecnologías mecánicas ya comercializadas, disponibles para aplicaciones de gran escala, además del turbo-bombeo hídrico. La misma, utiliza aire como medio de almacenamiento energético, dada la ventaja de su gran disponibilidad (Akhil y col. 2013).

El proceso de funcionamiento del AEAC se muestra esquemáticamente en la Figura 2.21. En el proceso de carga, se utiliza electricidad para comprimir el aire del ambiente y almacenarlo a altas presiones, en un almacenamiento que puede estar bajo tierra en una caverna a la altura de un domo de sal, o en tanques presurizados sobre el suelo. Una vez que se necesita entregar la energía almacenada en el aire comprimido, se libera este a un recuperador para aumentar su temperatura antes de ser dirigido a una turbina de gas para su expansión; generando así energía eléctrica nuevamente.

La tecnología cuenta con dos variantes principales: el almacenamiento diabático, en el cual el calentamiento del aire se realiza mediante una fuente de calor externa, y el almacenamiento adiabático en cuyo proceso se reutiliza el calor liberado en la etapa de compresión del aire para aumentar la eficiencia total del sistema (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Existen además tres generaciones definidas de la tecnología. La primera generación es la tecnología tradicional, la cual se encuentra ya comercializada y probada, con algunos proyectos en operación desde los años setentas. La segunda generación se encuentra siendo aún investigada y desarrollada; principalmente se basa en la modificación y mejora de las turbinas de gas utilizadas: implementando inyección de aire y enfriamiento del aire de entrada. Y, por último, la tercera generación, la cual se conoce como AEAC adiabático avanzado (AEAC-AA) en el cual existen cero emisiones ya que no existe combustión ni consumo de combustibles fósiles en el proceso de expansión del aire (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

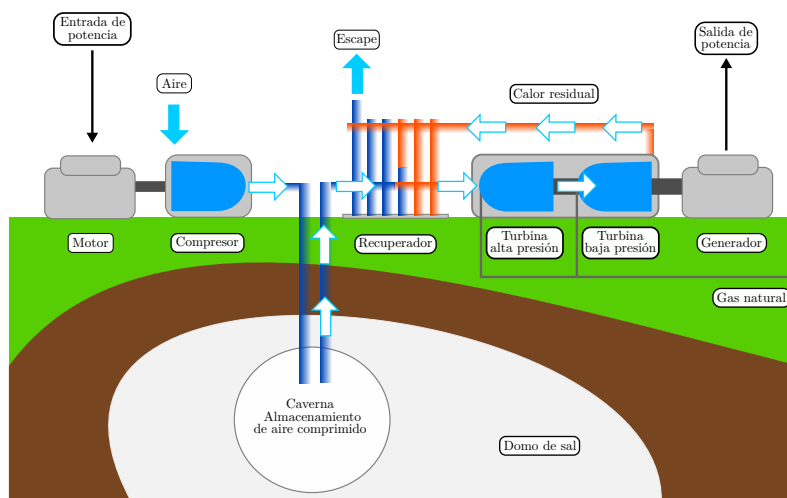


Figura 2.21: Principio de funcionamiento de sistema de almacenamiento con aire comprimido. Adaptada de (International Electrotechnical Commission 2011).

Los sistemas de AEAC son ideales en aplicaciones de gran escala, ya que pueden tener capacidades de hasta 400 MW con operaciones de periodos tan extensos como 26 horas. Son adecuados para cumplir funciones de desplazamiento de carga, recorte de picos de consumo, regulación de frecuencia y de tensión e integración de recursos renovables a la red. Por otro lado, la tecnología cuenta con una larga vida útil que puede encontrarse entre 20 y 40 años (Akhil y col. 2013).

Aunque el almacenamiento con aire comprimido es una tecnología ya comercializada, aún presenta algunas desventajas de operación importantes como lo es su baja eficiencia, con valores reportados que no superan el 65%. Por otro lado, su instalación es difícil en términos constructivos debido a que si el almacenamiento del aire es bajo tierra debe realizarse un estudio geológico para la viabilidad del proyecto, la cual es además costosa (800-900 \$/kW); por lo que las plantas de AEAC se construyen planeando su uso en varias aplicaciones simultáneas, con el fin de que su instalación sea costo-efectiva (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

En la actualidad existe un total de 406,74 MW de capacidad de almacenamiento con aire comprimido instalada y una suma muy elevada de 1156,5 MW de capacidad anunciada para su futura construcción. Los proyectos ya operacionales cumplen funciones en el SEP de regulación de frecuencia, integración recursos renovables variables, almacenamiento de energía en valles de consumo y entrega en picos de demanda, arranque de sistemas en negro y gestión de la demanda con capacidades de respuesta rápida. En el cuadro 2.31 se muestra un resumen del detalle de tres proyectos principales en operación actualmente, en Estados Unidos y en Alemania (Departament of Energy. USA Government 2017).

Algunas compañías desarrolladoras de la tecnología son: ALACAES, en Suiza, Hydostor y General Compressor Inc y Dresser-Rand (de Siemens) en Norte América. En general, la tecnología AEAC tiene impactos ambientales que deben ser analizados debido a su construcción de alto impacto; además, algunas plantas utilizan combustibles fósiles para el calentamiento del aire en la etapa de expansión por lo que tienen emisiones nocivas para el ambiente (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Finalmente, en futuras investigaciones, se espera que los costos de instalación puedan ser disminuidos

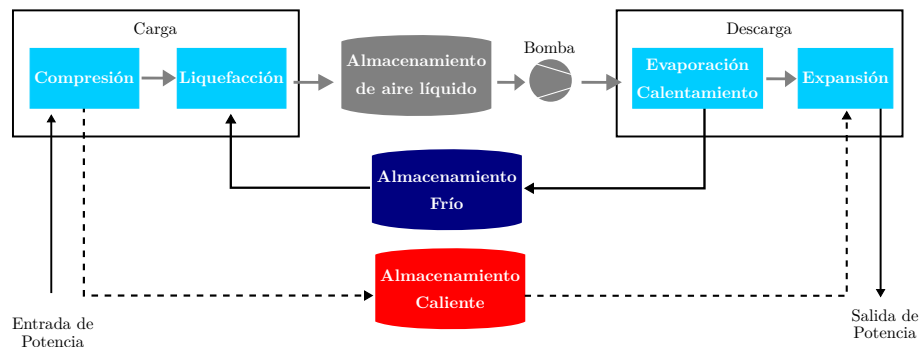


Figura 2.22: Principio de funcionamiento del almacenamiento con aire líquido. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 0201).

con el avance y la expansión de la tecnología; así también como mejorar la eficiencia total de los sistemas. Por otro lado, se deben realizar mayores estudios para el desarrollo de la tecnología adiabática y la inclusión de mejores tecnologías de almacenamiento de calor, compresores y expansores. Por último, se espera investigar mejores técnicas del almacenamiento del aire ya comprimido, diferentes a las cavernas en los domos de sal (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.5.4. Almacenamiento a partir de Aire Líquido

El almacenamiento a partir de aire líquido o criogénico (AAL) es una de las tecnologías más recientes y con mayor camino de investigación por delante; sin embargo, presenta características atractivas para aplicaciones a gran escala. En la misma se utiliza el aire del ambiente como vector para almacenar energía eléctrica (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

En la Figura 2.22 se muestra un diagrama descriptivo del principio de funcionamiento de la tecnología. Durante la carga, se utiliza energía eléctrica para realizar un proceso de compresión y liquefacción (cambio de estado de gas a líquido debido a disminución de temperatura) del aire tomado del ambiente, con el fin obtener aire líquido (llamado también criogénico, debido a que su enfriamiento corresponde a temperaturas por debajo de la ebullición del nitrógeno, ≈ 77 K). Dicho aire líquido se almacena en un tanque aislado de baja presión, que corresponde al almacenamiento energético principal. Una vez que se desea descargar el sistema, el aire líquido se bombea a alta presión y se evapora, para luego utilizar el gas producido en una turbina de expansión para generación eléctrica.

El sistema cuenta con otros dos tanques de almacenamiento además del principal para aire líquido. En el primero, llamado almacenamiento frío, se guarda el aire que fue evaporado pero no expandido en el proceso de descarga, para después reutilizarlo en la etapa de liquefacción y así disminuir el consumo de potencia de dicho proceso. El segundo, conocido como almacenamiento de calor, es un depósito para el calor residual del proceso de compresión que se utiliza en el proceso de expansión para aumentar la eficiencia de todo el sistema (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

El ALL cuenta con diversas ventajas para la utilización en proyectos de gran escala. Cuenta actualmente con eficiencias de hasta 60% si se utiliza el calor residual del proceso de compresión del aire. Además, presenta una larga vida útil de hasta 40 años con ciclos de operación que van desde 22000 hasta 30000. Además, es muy adecuado para aplicaciones que requieran periodos de operación largos e inclusive tiene costos de instalación bajos por energía (\$/kW) (European Association for Storage of Energy y European

Energy Research Alliance 2017).

Actualmente existe un proyecto reportado que utiliza la tecnología de aire líquido. El mismo es un proyecto piloto, demostrativo y de investigación, ubicado en la Universidad de Birmingham, en el Reino Unido. El sistema tiene una capacidad 5 MW y será integrado a la red para darle soporte y contribuir a la gestión de la misma durante los picos de potencia de invierno. Dicha conexión permitirá demostrar el correcto funcionamiento de la tecnología y el futuro que la misma promete en aplicaciones de gran escala (Departament of Energy. USA Government 2017).

Bajo las pruebas realizadas al sistema, se espera que el mismo pueda resultar útil en aplicaciones como la integración de recursos de generación renovable a la red, el aplazamiento de refuerzos de la red, provisión de capacidad de potencia para aplicaciones de periodos largos, regulación de la frecuencia, re-energización en negro de la red; entre otros.

Futuramente, se espera que el avance en las investigaciones y el desarrollo de la tecnología ayude a reducir los costos de instalación por potencia; además, una mejora en la eficiencia completa del sistema a través de investigación de mejores técnicas y materiales para el almacenamiento del aire líquido y el calor residual de la compresión. Y finalmente, se espera que se construyan mayores proyectos piloto con el fin de estudiar y mejorar la integración de las plantas de almacenamiento a los SEP (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.6. Tecnologías Químicas

El almacenamiento de energía utilizando tecnologías químicas permite transferir la energía eléctrica excedente a un gas que sea factible de almacenar de alguna forma. Este concepto se conoce con el nombre de Gas a potencia, del inglés *Power to Gas* (P2G) (Fan Zhang y col. 2016). Sin embargo, muchas veces esta metodología de almacenamiento se aprovecha mayormente para suplir la distribución de gas, aunque también se puede utilizar para generar electricidad a partir del gas producido en las horas pico (Aneke y Wang 2016). Dado que en Costa Rica actualmente no se cuenta con un sistema de distribución de gas para consumo, se considerará que la aplicación del P2G es prácticamente para suplir necesidades de electricidad.

2.6.1. Almacenamiento a partir de Hidrógeno

La utilización del hidrógeno como vector de energía es un tema que está siendo ampliamente estudiado en la actualidad (Hanley, Deane y Gallachóir 2017), se habla incluso que, para lograr una economía baja en emisiones de dióxido de carbono, es necesario realizar una conversión hacia una economía de hidrógeno (Breeze 2017).

En lo que corresponde al hidrógeno como medio de almacenamiento, la aplicación más ampliamente estudiada corresponde al de P2G. En la Figura 2.23, se puede observar un diagrama de bloques del concepto de P2G utilizando hidrógeno. Para la integración de Fuentes de Energía Renovables (FER) intermitentes, es necesario contar con un sistema de almacenamiento a gran escala que pueda proveer estabilidad al sistema (Wolf 2015), debido a que la misma intermitencia de los recursos renovables como el solar y el eólico, dificultan balancear la demanda y la generación en el sistema de potencia. Por ello, se ha propuesto que los excedentes de generación se almacenen mediante la utilización del hidrógeno. En la Figura 2.23 se muestran las tres etapas que se requerirían para utilizar el hidrógeno como almacenamiento de energía: la generación de la electricidad, la conversión y almacenamiento físico y la utilización.

Con el hidrógeno producido, se podría almacenar o utilizar directamente para alimentar sistemas de transporte (como vehículos de hidrógeno), generar electricidad de manera diferida para compensar los

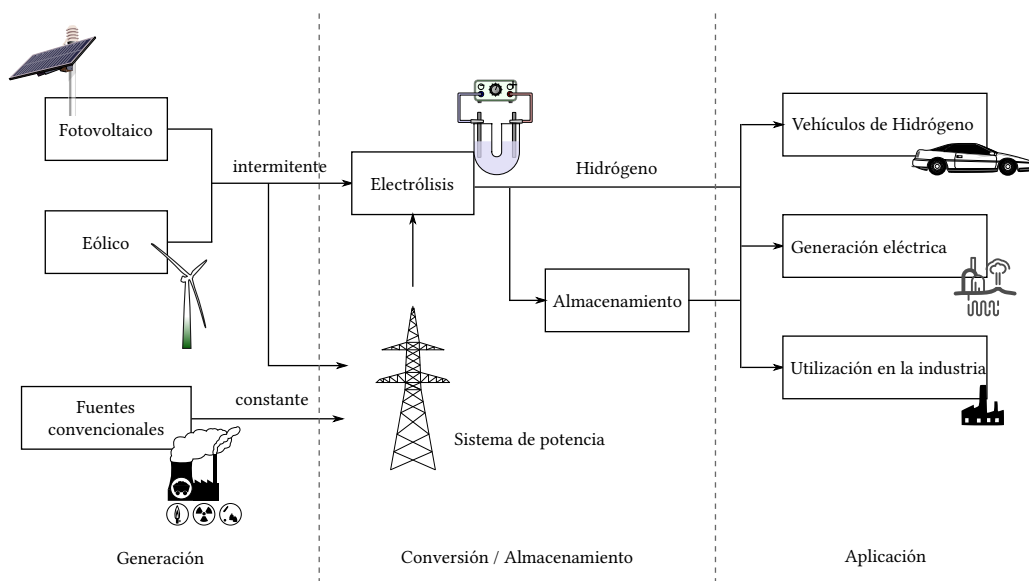


Figura 2.23: Utilización del hidrógeno como almacenador de energía. Adaptado de Wolf (2015).

horas pico o utilizar el hidrógeno en aplicaciones industriales. Si se utiliza el hidrógeno para generar electricidad, efectivamente se estaría almacenando la “electricidad” excedente del sistema de potencia para su utilización posterior. En la actualidad ya existen estudios en los que se ha modelado un proceso de generación y almacenamiento de hidrógeno para su uso en las redes eléctricas (Kavadias, Apostolou y Kaldellis 2017).

Aunque en principio, este proceso parezca sencillo, hay muchos retos que deben superarse para que este proceso se vuelva viable desde el punto de vista técnico y económico. En primera instancia se debe resolver el problema de la electrólisis a gran escala, posteriormente el almacenamiento del hidrógeno presenta dificultades serias debido a las características físicas de este gas y por último, se presenta el problema de las adaptaciones que se tendrían que realizar para utilizar el hidrógeno utilizando la infraestructura ya existente. A continuación se ahondará en cada uno de estos puntos.

Electrólisis

El hidrógeno se puede obtener de múltiples maneras, tal y como se observa en la Figura (2.24). La manera más directa y potencialmente libre de gases de efecto invernadero es a través de la electrólisis del agua. Si se utiliza un combustible fósil como el gas natural se puede obtener hidrógeno a partir del metano (CH_4) a través de un proceso de reformación. Otra manera de obtener hidrógeno es a partir de biomasa, por medio de una gasificación o una fermentación.

Para efectos de la aplicación en almacenamiento de energía, la opción de la electrólisis del agua es la que más atención se le ha puesto, debido a que permitiría utilizar los excedentes de generación para producir hidrógeno, y por lo tanto, el efecto neto sería el de almacenar la energía excedente (Becherif y col. 2015).

Existen tres tecnologías principales para la electrólisis de agua: la electrólisis alcalina, la electrólisis con una celda tipo Membrana de Intercambio de Protones, del inglés *Proton exchange membrane* (PEM) y la electrólisis de alta temperatura (Smolinka, Ojong y Garche 2015). En este documento se discutirá

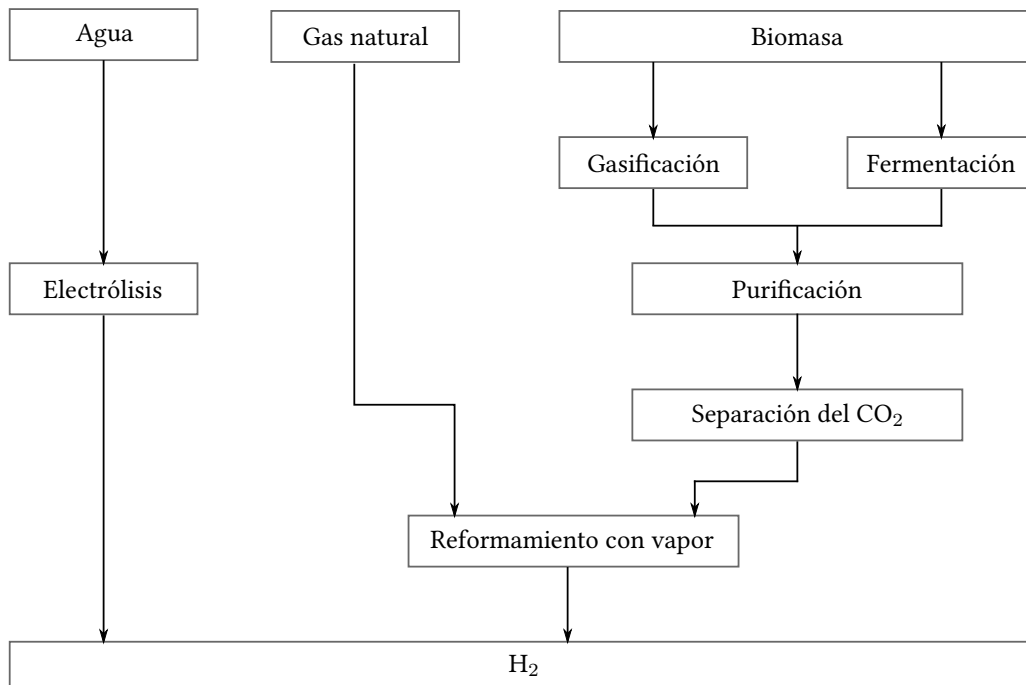


Figura 2.24: Distintas formas de producir hidrógeno. Adaptado de Dutta (2014).

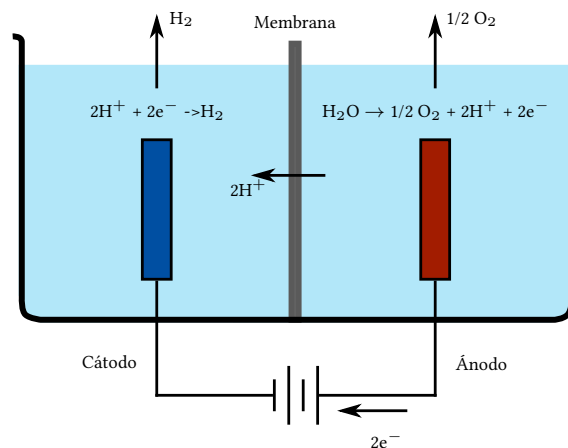


Figura 2.25: Proceso de electrólisis con celda tipo PEM. Adaptado de (Smolinka, Ojong y Garche 2015).

principalmente la electrólisis con celdas PEM por ser la tecnología que está recibiendo más atención en la actualidad. Los motivos por los que la electrólisis con membranas tipo PEM son las que se consideran más importantes son los siguientes (Kotowicz y col. 2017):

- Las celdas PEM funcionan a una temperatura de entre 70 °C y 100 °C, al contrario de los electro-
lizadores de alta temperatura que funcionan a una temperatura entre 700 °C y 1000 °C. Esta baja
temperatura permite que el arranque y paro del sistema sea más rápido.
- Permiten trabajar en un rango amplio de carga, entre un 5 % y 100 % de su capacidad nominal.
- Producen un hidrógeno de muy alta pureza, mayor al 99,999 %.
- Tienen un costo de operación más bajo.

Sin embargo, más adelante se incluyen algunos comentarios sobre las otras tecnologías.

El funcionamiento básico de una celda PEM, se puede observar en la Figura 2.25. Una membrana poli-
mérica ácida perfluorosulfónica separa el cátodo del ánodo. Esta membrana actúa como electrolito y sólo
permite el paso de protones (H^+). Existen diferentes opciones para construir esta membrana, pero la más
popular es la que utiliza Nafion® de la compañía Dupont.

En el ánodo, el agua se separa en sus componentes y el electrón es obligado a pasar por un circuito
externo mediante la aplicación de una tensión eléctrica. Por el otro lado, en el cátodo del electrizador
reacciona el electrón y los protones para formar hidrógeno. Esta reacción ocurre a una temperatura de
entre 293 K y 373 K. Al final, la reacción total vendría dada por:



Industrialmente, el proceso de generación de hidrógeno a partir de la electrólisis podría implementarse
como se observa en la Figura 2.26. De acuerdo con Smolinka, Ojong y Garche (2015), los componentes
principales vendrían dados por:

- Sistema de potencia, que convierte la Corriente Alterna (CA) a Corriente Directa (CD) mediante un
transformador y un rectificador.

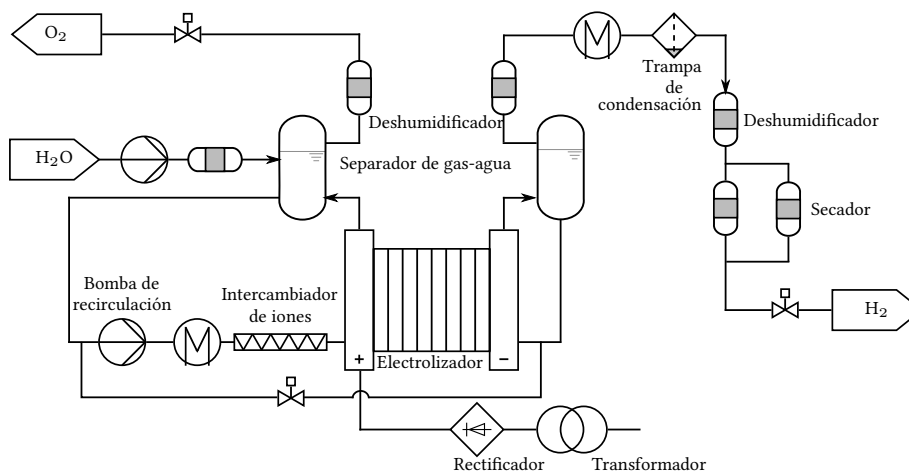
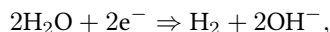


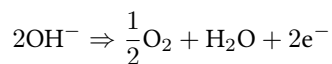
Figura 2.26: Generación de hidrógeno a nivel industrial. Adaptado de Smolinka, Ojong y Garche (2015).

- Una bomba de suministro de agua del lado del oxígeno, con un intercambiador de iones como etapa purificadora opcional.
- Circuito de circulación de baja presión del lado del oxígeno con una bomba, intercambiador de calor, etapa de purificación (intercambio de iones), separador de gas-agua y un deshumidificador para remover gotas y aerosoles del flujo de gas.
- Un circuito de circulación del lado del hidrógeno con un separador de gas-agua, deshumidificador, intercambiador de calor y trampa de condensado, además de una purga de agua para recapturar el agua que logró pasar al cátodo a través de la membrana.
- Todo el sistema de control para garantizar la seguridad de los subsistemas.

En lo que respecta a las otras tecnologías, en la Figura 2.27 se muestra un esquema del electrolizador. Tal y como se explica en Smolinka, Ojong y Garche (2015), el electrolizador alcalino tiene dos compartimentos separados por un diafragma que permite solamente el paso de iones de hidróxido OH^- . En el caso del cátodo, la reacción química que ocurre viene dada por:



mientras que en el ánodo, la reacción que ocurre es:



El diafragma permite separar los dos compartimentos, de manera que los gases resultantes también se puedan separar. En lo que respecta a los componentes alrededor del electrolizador, es muy semejante a los que se mencionaron para los PEM y que se presentaron en la Figura 2.26.

La última tecnología corresponde a los electrolizadores de alta temperatura. En lugar de la membrana de Nafión®, el electrolito es sólido y está construido principalmente con zirconia. Cuando se calienta este

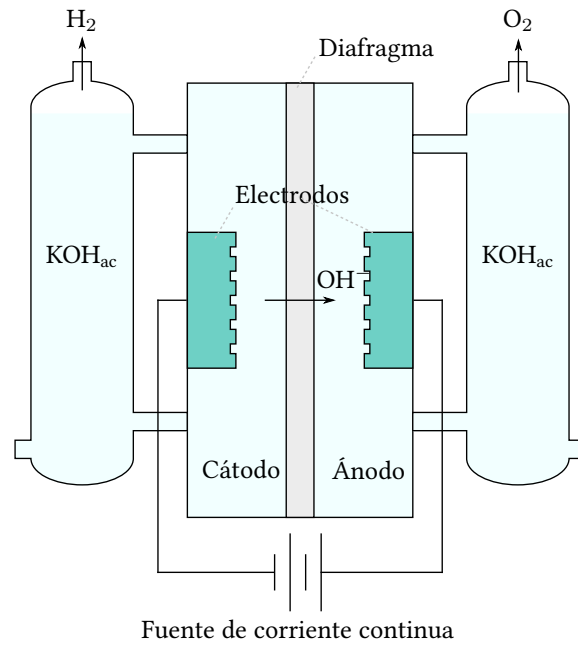


Figura 2.27: Electrolizador alcalino para la generación de hidrógeno. Adaptado de Smolinka, Ojong y Garche (2015).

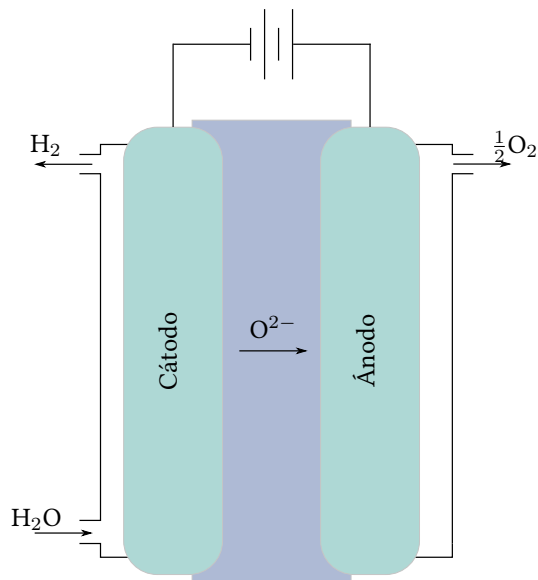
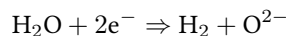
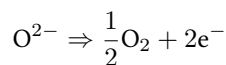


Figura 2.28: Electrolizador de alta temperatura para la generación de hidrógeno. Adaptado de Smolinka, Ojong y Garche (2015).

electrolizador a temperaturas cercanas a los 1000 °C, se puede utilizar menos energía eléctrica para provocar la electrólisis de agua. En la Figura 2.28 se muestra un diagrama simplificado del electrolizador. Como se puede observar en este caso el electrolito sólido sólo deja pasar iones de oxígeno entre el cátodo y el ánodo. Las reacciones que se llevan a cabo en el electrolizador serían las siguientes. Para el caso de cátodo:



y en el caso del ánodo:



Almacenamiento del hidrógeno

Una vez que se ha generado el hidrógeno a partir de los excedentes de electricidad es necesario almacenar físicamente el hidrógeno producido. El problema con el hidrógeno es que, aunque tiene una buena densidad energética con respecto a la masa, su densidad energética volumétrica es muy baja comparada con los hidrocarburos, lo que lo hace difícil de almacenar (Dutta 2014). Sin embargo, si se pretende almacenar la energía eléctrica mediante la generación de hidrógeno, es necesario contar con medios de almacenamiento fiables y costo efectivos. La meta del Departamento de Energía de los Estados Unidos para el 2015 era que los métodos de almacenamiento de hidrógeno tuvieran un costo de 67 dólares por kilogramo de hidrógeno. Esta meta presenta una reducción de un 66,5 % con respecto a la meta en 2005, cuando se esperaba que el costo de almacenamiento fuera de 200 dólares por kilogramo de Hidrógeno (Niaz, Manzoor y Pandith 2015).

La meta es lograr una gravimetría de 205 $\frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ que, a grandes rasgos, se podría alcanzar mediante tres formas básicas de almacenamiento (Fan Zhang y col. 2016):

- Como gas comprimido.
- Como hidrógeno líquido criogenizado.
- Almacenamiento de estado sólido

En lo que respecta al gas comprimido se puede contar con tanques de alta presión o incluso, se tiene la posibilidad de almacenar el hidrógeno en cavernas. En este último caso, se utilizarían cavernas de gas natural que ya se haya consumido o cavernas de sal que no reaccionarían fuertemente con el hidrógeno. De acuerdo con Ozarslan (2012), el almacenamiento en cavernas de sal permitiría tener sistemas que sean capaces de albergar alrededor de 100 GWh de energía durante meses. Además de las características geológicas necesarias para poder utilizar este tipo de almacenamiento, Ozarslan (2012) también indica que es necesario lograr una presión de al menos 20 MPa para que el almacenamiento sea eficiente. Para tener una idea, esta presión es aproximadamente 200 veces la presión atmosférica, por lo que, significa un reto de ingeniería también. Un diagrama esquemático de un sistema de almacenamiento como este se presenta en la Figura (2.29). La idea de este esquema es que el hidrógeno producido en la etapa anterior y que no se vaya a utilizar inmediatamente, sea enviado bajo tierra con la ayuda de un sistema de compresión de gas. Así mismo, se debe ser capaz de sacar el gas para reinyectarlo al sistema de distribución de gas a la presión requerida. Es muy importante diseñar bien el sistema, para evitar posibles fugas de gas debido a la alta presión. Una de las ventajas de este método es que se puede tener un gran almacenamiento sin necesidad de ocupar un gran área en la superficie.

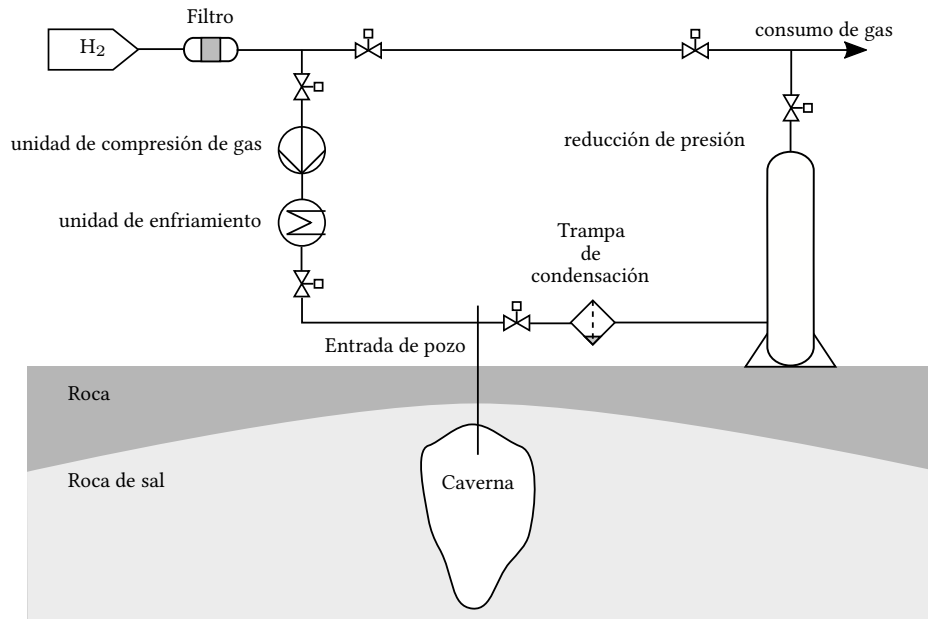


Figura 2.29: Esquemático de una estación para el almacenamiento de hidrógeno subterráneo. Adaptado de Ozarslan (2012).

Otra tecnología es la licuefacción criogénica de hidrógeno. El proceso de licuefacción criogénica implica enfriar el gas a una temperatura menor a los 123 K a presión atmosférica (Valenti 2016). En el caso del hidrógeno, se debe llevar a una temperatura de cerca de 20 K¹ (Fan Zhang y col. 2016).

De acuerdo con Valenti (2016), para el año 2009, se estimaba que la producción mundial de hidrógeno líquido era de 355 $\frac{t}{d}$, que energéticamente hablando, equivalían a unos 500 MW que está bastante lejos de la producción que se necesitaría si se quisiera alimentar la flota vehicular con hidrógeno.

La ventaja de licuefactar el hidrógeno es que se mejora la densidad y por lo tanto, la eficiencia del almacenamiento, sin embargo, cerca del 40% de la energía se podría perder en el proceso debido a que este requiere de mucha energía para llevarse a cabo (Barthelemy, Weber y Barbier 2017). El otro problema que se debe solucionar para poder utilizar esta tecnología es el aislamiento térmico del tanque, porque se pueden dar pérdidas por la evaporación (Fan Zhang y col. 2016). Para solucionar este problema, además de licuefactar el hidrógeno, se puede almacenar en un tanque presurizado a por lo menos 30 MPa (Barthelemy, Weber y Barbier 2017).

El último método de almacenamiento que se discutirá es el de estado sólido. De acuerdo con Fan Zhang y col. (2016), hay dos opciones con este tipo de almacenamiento:

1. Quimiosorción es un tipo de absorción en el que las moléculas de hidrógeno son disociadas y permanecen dentro del sólido. La idea es hacer que el hidrógeno reaccione con el material para formar hidruros metálicos (o hidruros metálicos complejos). Dependiendo del material se puede alcanzar que el hidrógeno llegue a ser hasta un 13,7% del peso del material. Luego, se puede utilizar otra reacción que permita liberar el hidrógeno para su utilización posterior.

¹ -253,15 °C

Cuadro 2.8: Características de los distintos tipos de celdas de combustible (Fan Zhang y col. 2016).

Tipo	Electrolito	Eficiencia	Temperatura
PEMFC	Membrana de polí- mero	55 %	60 - 140
PAFC	Ácido fosfórico	40 %	150 - 200
AFC	Hidróxido de potasio	60 %	150 - 200
MCFC	Carbonato fundido	45 %	600 - 700
SOFC	Óxido sólido (zirco- nia)	40 %	1000

2. Fisiosorción es un proceso de adsorción en que las moléculas de hidrógeno interactúan con los átomos de las superficies de manera que queden atrapadas en la superficie. Los materiales que pueden permitir este proceso pueden ser el grafito, los nanotubos de carbono, las buckybolas y zeolitos entre otros. Las ventajas de este tipo de almacenamiento son bajas presiones de operación y materiales baratos. Entre sus desventajas se tiene que requieren bajas temperaturas, altas presiones iniciales de hidrógeno y que sus densidades gravimétrica y volumétrica son bajas.

En ambos casos, todavía hace falta más investigación para que esta tecnología llegue a ser comercialmente viable, pero se vislumbra como una opción importante en el futuro.

Utilización del hidrógeno

Para una aplicación P2G como la que se podría implementar en Costa Rica, es necesario ser capaz de convertir el hidrógeno en electricidad nuevamente, cuando la demanda no sea posible de satisfacerse sólo con las FER que se cuentan en el momento.

La forma más básica de utilizar el hidrógeno consiste en realizar una combustión para generar calor. Este calor se puede utilizar en una caldera para generar vapor que posteriormente moverá un turbogenerador que proveerá la energía al SEP. También se puede utilizar directamente en un motor de combustión interna para mover el generador (Aneke y Wang 2016).

La otra manera de producir electricidad es con el uso de celdas de combustible, que prácticamente son iguales a las celdas que se utilizan para la electrólisis, pero en lugar de disociar los componentes del agua utilizando electricidad, llevan a cabo el proceso inverso, de manera que a partir de una fuente de hidrógeno y oxígeno, sea capaz de generar electricidad y agua.

Dependiendo del tipo de electrolito se pueden tener distintos tipos de celdas de combustible que llevan a cabo distintas reacciones para la generación de electricidad. La más popular actualmente son las de tipo PEM, pero existen otras, como las que se describen en la Figura 2.30. Como se puede ver de esta figura, dependiendo del tipo de electrolito, así será el tipo de ion que se transporte en el proceso. Así por ejemplo una celda del tipo PEM, permite el paso de H^+ . En el Cuadro 2.8, se muestran las características principales de cada una de las celdas de combustible que se muestran en la Figura 2.30. Las celdas tipo PEM tienen una alta eficiencia y además cuentan con la ventaja que su electrolito es sólido y que sus temperaturas de operación son bajas. Las de ácido fosfórico e hidróxido de potasio tienen electrolitos líquidos y su temperatura de operación se encuentra entre los $150^{\circ}C$ y los $200^{\circ}C$. Por el otro lado las de carbonato fundido y las de óxido de sodio funcionan a temperaturas altas, por lo que normalmente se utilizan en aplicaciones de muy alta potencia donde además se podría utilizar un esquema de cogeneración, de manera que también se pueda utilizar el calor residual, como por ejemplo para producir vapor.

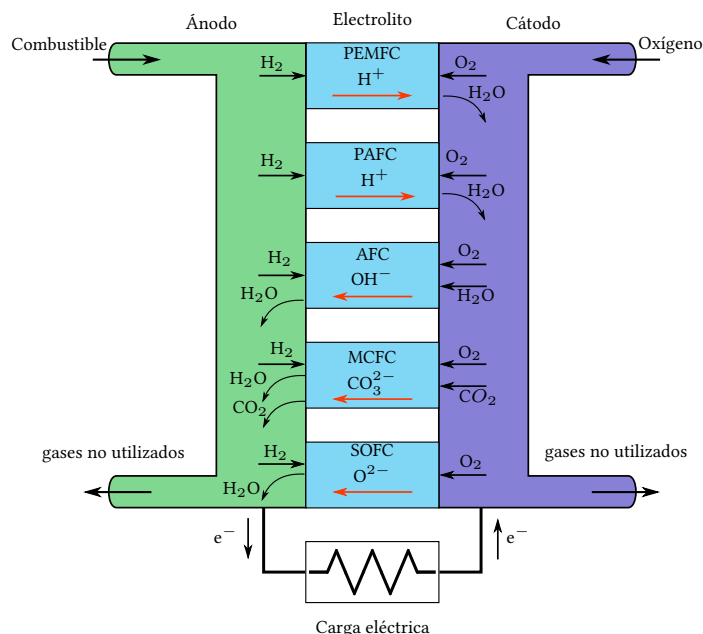


Figura 2.30: Diferentes tipos de celdas de combustible. Adaptado de (Viswanathan 2017).

La ventaja general de este tipo de generación con hidrógeno, es que no se cuentan con partes móviles, lo que hace que la generación sea silenciosa. La mayor parte de las pérdidas se deben a la generación de calor, puesto que, ya sea en el ánodo o en el cátodo, siempre se tiene una reacción exotérmica. Como se puede observar, con la excepción de las celdas de tipo Carbonato fundido, cuando se alimentan con hidrógeno puro como combustible, la generación de electricidad se logra sin emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Esto es una ventaja muy grande si además el hidrógeno se produjo con fuentes renovables a través de una electrólisis, se podría contar entonces con un sistema de alta eficiencia que empezaría con agua y electricidad generada de FER, y terminaría con electricidad cuyos residuos sería simplemente calor y agua.

Es claro que el almacenamiento de energía y generación con hidrógeno, todavía es una tecnología que le falta madurar, sin embargo, también es indudable que esta es una área de investigación de la que se esperan buenos resultados y que es considerada como una posible solución factible para intentar solucionar los problemas energéticos del mundo.

Actualmente existe varios centro de producción de hidrógeno donde se utiliza para proyectos del tipo P2G. La mayoría se encuentra en Alemania, país que se encuentra a la vanguardia de este tipo de tecnología. Los proyectos más importantes corresponden a (Department of Energy USA Government 2017):

1. Thüga-Demonstra-tionsprojekt Strom zu Gas en Alemania y de 320 kW, donde trece compañías de manera conjunta están desarrollando, construyendo y operando una planta de demostración en Frankfurt. La planta convierte la electricidad en hidrógeno que luego almacena en la red de distribución de gas. Luego de esta primera etapa, los participantes están considerando un segundo proyecto en el que se utilice hidrógeno y dióxido de carbono para producir Gas Natural Sintético (GNS) que puede ser almacenado.

2. EnBW Hydrogen Testing Facility también en Alemania y de 400 kW. Utilizando un electrolizador, se produce hidrógeno a partir de agua y la energía de fuentes renovables. Con el hidrógeno se alimenta automóviles con celdas de combustible. En el proceso de conversión, la electricidad producida con fuentes eólicas podrían ser almacenada de esta manera en el futuro.
3. Power to Gas Plant in Reitbrook en Alemania, con una potencia de 800 kW, usa un electrolizador de 1 MW del tipo PEM para alimentar de hidrógeno la red local de gas en Hamburgo.
4. La E.ON "Power to Gas" Pilot Plant Falkenhagen, de 1 MW es una planta de demostración que involucra energía eólica, un electrolizador, tratamiento de gas e inyección del hidrógeno a la red de distribución de gas. Se produce un máximo de $360 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$.
5. Una planta eólica se encuentra en el municipio de Grapzow y cuenta con un sistema de electrólisis de 1 MW. Se espera que reduzca las emisiones de CO₂ en 250000 toneladas por año. La unidad electrolizadora produce $210 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ de H₂. EL hidrógeno se puede utilizar para producir electricidad directamente por medio de un motor de combustión interna, o pueden inyectarlo a la red de distribución de gas natural, dependiendo de las necesidades de operación. La planta es capaz de almacenar 27 MWh de energía.
6. La Energiepark Mainz es el primer proyecto de electrólisis para una aplicación de P2G que utiliza una pila tipo PEM de varios MW. Tiene una capacidad eléctrica pico de cerca de 6 MW y 4 MW continuos. El hidrógeno se comprime in situ y es transportada con camiones para inyectarlo a la red de gas natural.
7. Fuera de Alemania, se tiene en Canadá la Hydrogenics Power-to-Gas con una potencia de 2 MW. Este es un proyecto de P2G en el área de Ontario, que tendrá una capacidad de 2 MW de capacidad de almacenamiento. Utilizará una electrolizador del tipo PEM.
8. En Dinamarca, la HyBalance es un proyecto que demuestra el uso del hidrógeno en sistemas de energía. El hidrógeno se producirá con electrólisis de agua, permitiendo almacenar energía renovable de las turbinas de viento, lo que permitirá balancear la red eléctrica. El hidrógeno renovable se dispensará en estaciones de hidrógeno para ser usado en transporte. También será utilizado en aplicaciones industriales.
9. En Francia, se tiene una plataforma de pruebas desarrollada en parte por el laboratorio de Ciencias ambientales de la Universidad de Córcega Pascal Paoli/CNRS. Desde enero de 2012, el sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno está conectado a la salida de un sistema fotovoltaico de 560 kW para atacar el problema de la intermitencia de esta fuente de generación renovable.
10. Por último, en Italia, el proyecto INGRID Hydrogen Demonstration Project de 1,2 MW combina los avances en Smart Grids y el almacenamiento a base de hidrógeno, para permitir el balance entre generación y demanda, para así optimizar la generación de electricidad a partir de fuentes renovables intermitentes. En el proyecto se diseñará, construirá, implementará y operará las instalaciones para almacenar 39 MWh de energía utilizando almacenamiento de hidrógeno de tipo estado sólido McPhy.

2.6.2. Almacenamiento a base de Gas Natural Sintético

El gas natural es una mezcla de gases, cuyo componente principal es el metano con un porcentaje de entre 80 % y 96 % del total del volumen. Además se considera el combustible de origen fósil más limpio y seguro (Faramawy, Zaki y Sakr 2016).

Como su nombre lo indica, el GNS corresponde al mismo tipo de gas natural, pero en lugar de ser extraído del suelo, se produce mediante algún proceso químico. Si la fuente original es biomasa, se puede generar GNS a partir de un proceso de gasificación.

El proceso de gasificación consiste en calentar la biomasa (normalmente madera) a muy altas temperaturas sin que este llegue a entrar en combustión, de manera que se pueda separar la parte gaseosa de la sólida. Parte de ese gas consiste en metano, pero mucho puede ser dióxido de carbono que se puede convertir en metano mediante un proceso de hidrogenación. Luego el gas es filtrado para eliminar el agua y el dióxido de carbono restante (Meijden, Veringa y Rabou 2010). El proceso de gasificación también se puede utilizar con fuentes no renovables como el carbón por ejemplo. En Liu y col. (2017) por ejemplo, se hace un estudio tecnoeconómico de la producción de GNS a partir de carbón, dado que en China existen abundante fuentes de carbón que pueden ser utilizadas.

El GNS puede luego ser utilizado ya sea directamente en aplicaciones de calor (por ejemplo, para inyectarlo a un sistema de distribución de gas) o para generar electricidad (mediante calderas que luego mueven un generador o motores de combustión).

Sin embargo, algunos autores han propuesto un esquema más orientado al almacenamiento de energía eléctrica. La idea consiste primordialmente en utilizar la electricidad excedente para producir GNS que pueda ser almacenado, de manera que, posteriormente, pueda convertirse de nuevo en electricidad. Bajo este esquema se pueden proponer dos posibles metodologías (Tichler y Bauer 2016):

- Utilizar la energía eléctrica excedente para llevar a cabo el proceso de gasificación descrito anteriormente a partir de alguna fuente primaria de energía.
- O utilizar la energía excedente para producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua y luego aplicar un proceso de metanación, de manera que se pueda producir GNS

Es importante hacer notar que Tichler y Bauer (2016) elaboran su trabajo orientado a una aplicación de P2G. Debe tomarse en cuenta que para el proceso de metanación, es necesario contar con una fuente de dióxido de carbono para llevar a cabo el proceso, puesto que la reacción total de este proceso vendría dada por:



Guti (2016) presenta un esquema que se reproduce en la Figura 2.31 donde se muestra el proceso de almacenamiento de energía y posterior reinserción en la red utilizando GNS. Como se puede notar de esta figura, la idea es utilizar el GNS para almacenar los excedentes de electricidad. Esta tecnología aún se encuentra incipiente y tiene costos altos y eficiencia baja (Blanco y Faaij 2018). Sin embargo, puesto que no todos los lugares disponen de las condiciones geográficas para almacenar agua en represas, hay autores que consideran que el P2G va a ser indispensable para lograr una generación 100 % renovable (Blanco y Faaij 2018).

Volviendo a la Figura 2.31, para poder llegar a almacenar la energía en la forma de GNS, es necesario pasar por el proceso de metanación como se mencionó anteriormente. Sin embargo se presenta una idea interesante: la de utilizar el dióxido de carbono que se produce en la generación de electricidad a partir del GNS para co-alimentar la etapa de metanación.

No obstante, otros autores indican que el gas producido, puede ser utilizado de maneras distintas y no solamente en la producción de electricidad. Por ejemplo en Blanco y Faaij (2018), se indica que las aplicaciones de P2G tienen bastantes grados de libertad a la hora de configurarlas. Por ejemplo, se podría tener una estación de P2G cerca de centros de generación solar, eólica o incluso generar el hidrógeno necesario para la metanación de fuentes fósiles. El gas producido se puede utilizar luego para generar

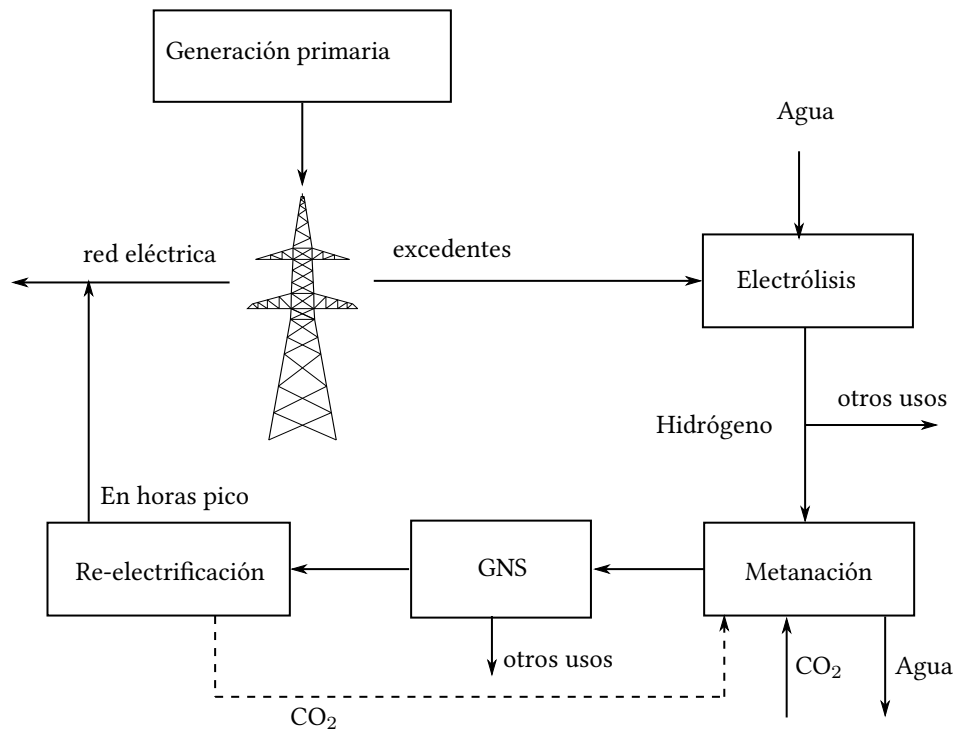


Figura 2.31: Almacenamiento de excedentes mediante GNS. Adaptado de Guti (2016)

energía eléctrica, calor o para aplicaciones de transporte. Con respecto a la fuente de dióxido de carbono, se podría utilizar los residuos de las industrias, refinerías, centrales de potencia, o incluso del biogás.

Pero, concentrándose en el caso de generación eléctrica, de acuerdo con Guti (2016), las principales aplicaciones del P2G en lo que respecta al sistema eléctrico consiste en suplir la demanda y la confiabilidad en horas pico, compensar las fluctuaciones de la generación con las FER así como la interconexión entre las redes de potencia y las redes de calor (distribución de gas). Otro de los aportes que se puede encontrar en una aplicación P2G es que permite almacenar una gran cantidad de energía (en el rango de los TWh) durante estaciones completas. Esto es una ventaja muy grande con respecto a las baterías, que andan por el nivel de los MWh) y permiten almacenamiento de solamente horas (Schulze y col. 2017).

Con respecto a la eficiencia, esta puede variar dependiendo de los objetivos y la configuración del sistema. En Blanco y Faaij (2018) se recopilieron cerca de 60 estudios que indican una eficiencia de entre 30% y 80%, con un costo específico de entre \$724/kW y \$2216/kW.

Al comparar esta tecnología con la de hidrógeno presentada en la sección 2.6.1, se puede constatar que la única diferencia radica en el proceso de metanación para producir el GNS a partir del hidrógeno. Sin embargo, se tienen ciertas ventajas con respecto al caso con hidrógeno puro (Tichler y Bauer 2016):

- El almacenamiento en sí es más sencillo para el GNS que para el hidrógeno.
- El uso y transporte de GNS puede utilizar infraestructura existente, cosa que no es posible con el hidrógeno.

- Dado que el calor específico del GNS son parecidas al del gas natural, las variaciones de los equipos instalados que utilizan gas natural serán mínimas para usarlos con GNS.

En lo que respecta a los proyectos, Alemania es el país que más ha apostado a este tipo de tecnología. De acuerdo con la plataforma European Power Gas² estos son los proyectos europeos que están en funcionamiento actualmente:

- MicroPyros en Straubing, Alemania. Este proyecto utiliza un proceso biológico para la generación de metano.
- Falkenhagen- DVGW en Alemania, tiene una potencia instalada de 1000 kW. Su fuente de dióxido de carbono es una planta de biogás y la generación de metano se basa en procesos químicos. la aplicación es para distribución de gas.
- EXYTRON Demonstrationsanlage en Rostock Alemania. Tiene una potencia instalada de 21 kW, las fuentes de dióxido de carbono son una planta de generación y una planta de biogás. La aplicación es para distribución de gas, generación de energía eléctrica y calor.
- Audi AG en Werlte, Alemania. Tiene una potencia instalada de 6300 kW. Produce hidrógeno a partir de una celda alcalina y está orientada a distribución de gas y transporte.
- BioPower2Gas en Allendorf, Eder, Alemania. Su potencia instalada es de 1100 kW, utiliza una celda tipo PEM para generar hidrógeno, un principio biológico para la metanación y su aplicación principal es la distribución de gas.
- DNV GL, Rozenburg, Holanda. Tiene una potencia instalada de 10 kW, produce hidrógeno utilizando una celda tipo PEM, su principio de metanación es químico y la aplicación principal es para distribución de gas.
- BioCatProject en Avedore, Dinamarca. Tiene una potencia instalada de 1000 kW, utiliza una celda de tipo alcalina para la generación de hidrógeno y un proceso biológico para la metanación. El objetivo principal es la distribución de gas, pero también está pensado para generación de electricidad y transporte.
- INGRID Project, Troia, Puglia, Italia. Potencia instalada de 1000 kW, utiliza una celda de tipo alcalina para la generación de hidrógeno y un proceso químico para la metanación.
- Renovagas en España.

2.7. Tecnologías Térmicas

El almacenamiento de energía a través de medios térmicos convierte la energía eléctrica o solar en calor, que se almacena en diferentes materiales vectores como el hielo, agua, rocas trituradas o sales fundidas. Por lo general, dicho calor puede ser utilizado en aplicaciones térmicas (e.g. calentadores de agua domésticos) puede ser convertido en energía eléctrica nuevamente, constituyendo un recursos de almacenamiento de energía eléctrica de despacho controlado (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

²<http://www.europeanpowertogas.com>

Los materiales de almacenamiento de calor mencionados en el párrafo anterior se clasifican como de *calor sensible*. A continuación, se detallan algunas tecnologías de almacenamiento que utilizan el cambio en la temperatura de dichos materiales para almacenar energía y entregar energía eléctrica (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.7.1. Almacenamiento a base de Sal Fundida

El almacenamiento de energía a base sal fundida, es un tipo de tecnología térmica que aprovecha las propiedades térmicas de sales como la mezcla de sodio (Na) y nitrato de potasio (KNO_3) para almacenar calor, producido a partir de la concentración de energía solar (Dunn, Hearps y Wright 2012).

El principio de funcionamiento de la tecnología se puede observar ilustrado en la Figura 2.32. A través de una planta de energía solar concentrada (ESC), se dirigen los rayos de radiación solar hacia el punto más alto de una torre de almacenamiento temporal de sal fundida; donde esta se calienta hasta alcanzar una temperatura de aproximadamente 565°C . Una vez caliente, la sal fundida se traslada a un tanque de almacenamiento térmico aislado, identificado como *almacenamiento de sal caliente*, culminando así el proceso de carga del sistema.

Cuando se requiere entregar la energía almacenada, la sal fundida depositada en el tanque de almacenamiento caliente se lleva hasta un intercambiador de calor, donde se produce vapor de agua, el cual se lleva a una turbina de vapor para finalmente producir energía eléctrica. La sal “fría”, a aproximadamente 292°C se dirige a otro tanque térmico, conocido como *almacenamiento de sal fría*, donde se almacena hasta que vuelva a comenzar el ciclo de carga y se lleva la sal a la torre nuevamente (Dunn, Hearps y Wright 2012).

Algunas plantas cuentan con un ciclo térmico extra de aceite, el cual se encarga de calentar el vapor para la generación eléctrica, a partir del calor suministrado por la sal fundida; este tipo de funcionamiento caracteriza a la planta como sistema de transmisión de calor indirecto.

Según International Electrotechnical Commission, la principal ventaja del almacenamiento de energía con sal fundida es que para almacenar grandes cantidades de energía no se necesitan grandes cantidades de volumen, lo cual permite una transmisión de calor más eficiente. Además, la eficiencia total de los sistemas es alta, entre 80 y 90 % y la vida útil de la instalación puede alcanzar hasta 30 años. Por otro lado, la principal desventaja radica en los costos de instalación, que pueden llegar hasta $5200 \text{ \$/kW}$ (Energy Storage Council 2015).

Los sistemas de almacenamiento con sal fundida son atractivos para integración en el SEP debido a que permiten mantener una capacidad de potencia despachable para cubrir las necesidades de potencia o estabilidad de la red. Además de que representan un excelente sistema adjunto a las plantas de energía solar concentrada para utilizar su energía no sólo en aplicaciones térmicas sino también eléctricas (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

Actualmente existe un total de 2887,22 MW instalados en capacidad de almacenamiento con sal fundida. Los proyectos cumplen diversas funciones en el SEP, siendo las más importantes: reserva de suministro de potencia y gestión de la inserción de recursos renovables variables a la red. En el cuadro 2.39 se adjunta un resumen del detalle de 12 proyectos prominentes de la tecnología, en países como Estados Unidos, Sudáfrica, Marruecos, Israel, China e Italia (Department of Energy. USA Government 2017).

Las principales compañías distribuidoras de la tecnología son: Abengoa Solar y SENER en España, SolarReserve en Estados Unidos, Novatec en Alemania y Areva en Francia (Department of Energy. USA Government 2017).

Finalmente, algunos de los avances que se esperan en el desarrollo de la tecnología, son la investigación de alternativas de sales fundidas que cuenten con un rango de temperatura mayor a las mezclas utilizadas en

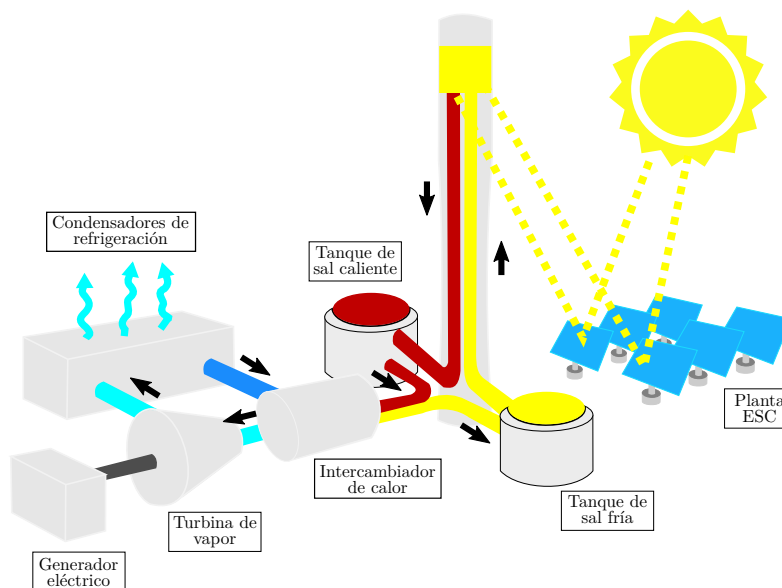


Figura 2.32: Principio de funcionamiento del almacenamiento de energía con sal fundida. Adaptada de (Dunn, Hearps y Wright 2012).

la actualidad y que además tengan un menor costo y una vida útil mayor con el mismo nivel de desempeño. Por otro lado, se espera una mejora en los medios de almacenamiento térmicos, con el fin de aumentar la eficiencia y al mismo tiempo, disminuir también los costos (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.7.2. Almacenamiento Térmico con Hielo

Este sistema de almacenamiento utiliza el hielo para generar y almacenar frío cuando la demanda de frío o el precio de la energía es menor (principalmente por la noche), el cual es utilizado posteriormente por el sistema para el aire acondicionado o fines de procesamiento cuando el precio de la energía es alto (principalmente durante el día). Este tipo de almacenamiento es muy nuevo, comercialmente no viable, y sus costos aun no se encuentran disponibles en el mercado internacional ya que muchas de las instalaciones son piloto.

Este tipo de almacenamiento utiliza un intercambiador de calor, un tanque donde se almacena el hielo, y un sistema de enfriamiento para producir el hielo (ver Figura 2.33.). El sistema además de reducir los costos de facturación, minimiza el impacto sobre el sistema eléctrico durante las horas de demanda máxima.

Este tipo de almacenamiento es relativamente nuevo, y su auge se debe principalmente a la aparición de sistemas eficientes de enfriamiento. Se han instalado en lugares donde la refrigeración es altamente utilizada para aplicaciones de alto consumo. El almacenamiento térmico de hielo se usa habitualmente para aire acondicionado, refrigeración urbana, enfriamiento de emergencia, supermercados, centrales lecheras, fábricas de cerveza, procesados de carne, preenfriamiento húmedo del aire para el almacenamiento de fruta o verdura.

El almacenamiento térmico por hielo ha sido utilizada en proyectos de máximo 25,6 MW de capa-

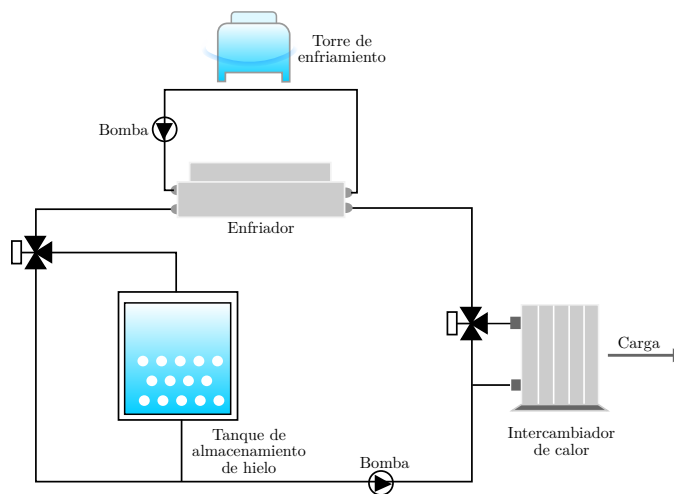


Figura 2.33: Principio de funcionamiento de un almacenamiento térmico por hielo

ciudad instalada (Department of Energy. USA Government 2017). Actualmente existen un aproximado de 112,4 MW de capacidad instalada en almacenamiento térmico de hielo. La mayoría de dicha capacidad se encuentra en Estados Unidos (96 %). En el Cuadro 2.41 se muestra el detalle de varios proyectos de gran escala desarrollados, o en desarrollo, a nivel mundial (Department of Energy. USA Government 2017). Los proyectos encontrados se centran en el arbitraje, aunque se ha utilizado para regulación de frecuencia.

Debido a la novedad de esta tecnología, se identificaron únicamente dos empresas que comercializan la misma: Ice Energy, y CALMAC. Corp.

2.7.3. Almacenamiento Térmico con Agua

Los sistemas térmicos, almacenan la energía eléctrica en energía térmica al aumentar o disminuir la temperatura de un fluido, lo cual es conocido como calor sensible. En la mayoría de los casos dicho fluido es agua, debido a su disponibilidad y fácil manipulación, por lo cual se estudia en este reporte específicamente el almacenamiento térmico con agua.

En la figura 2.34 se muestra un diagrama básico del funcionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía térmicos con agua, el cual es muy similar al descrito en la sección 2.7.2 para el almacenamiento con hielo. Para ambos casos, ya sea el almacenamiento de agua fría o caliente, se utiliza energía para operar un enfriador o calentador eléctrico y se almacena el agua resultante en tanques térmicos aislados. La principal diferencia de este tipo de almacenamiento con respecto a los demás descritos en este documento, es que la energía térmica almacenada no se utiliza para generar energía eléctrica de nuevo, sino que se utiliza la temperatura de la misma para operar sistemas de refrigeración o calefacción en distintas aplicaciones industriales, comerciales y residenciales (European Association for Storage of Energy 2016i).

Algunas de las ventajas operativas de los sistemas de almacenamiento con agua es que disponen de largas vidas útiles, de hasta 40 años, donde sus ciclos de utilización son virtualmente ilimitados. Además, son sistemas de reacción rápida, por lo que son adecuados para las funciones de regulación de la estabilidad de la red. Además, cuentan con altas eficiencias, que pueden variar según el sistema pero que rondan desde 50 hasta 95 % (European Association for Storage of Energy 2016i).

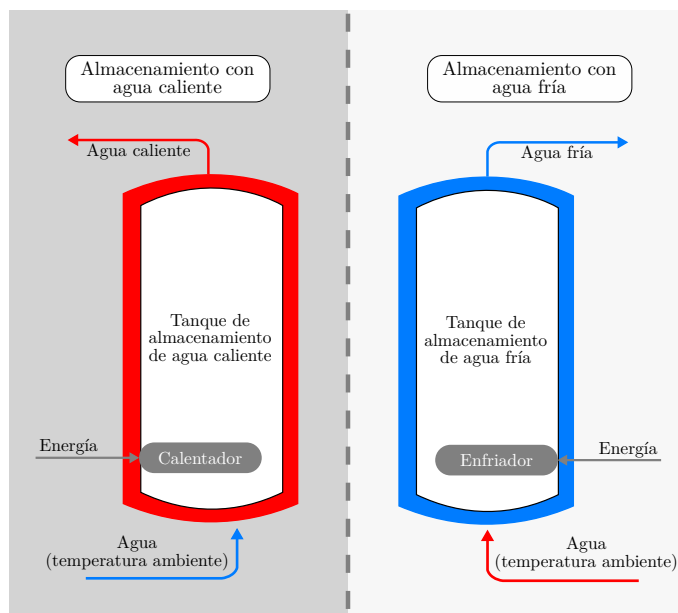


Figura 2.34: Principio de funcionamiento del almacenamiento de energía térmica con agua. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016i).

Los sistemas de almacenamiento térmico son ampliamente utilizados por los consumidores en aplicaciones para la reducción de su factura eléctrica, la cual es integrada mayoritariamente por la operación de sistemas de calefacción o enfriamiento. Para dicho cometido se calienta o enfría agua en periodos de baja demanda, cuando las tarifas de energía son menores, con el fin de utilizar el calor almacenado en el fluido para operar sus sistemas de calefacción o enfriamiento en los momentos del día cuando la energía cuenta con mayores costos.

Sin embargo, en los últimos años las empresas distribuidoras han visto en los sistemas de almacenamiento de agua instalados en las casas, comercios e industrias, un posible activo de almacenamiento energético colaborativo. En algunos proyectos, como el desarrollado en Minneapolis, Estados Unidos, las distribuidoras instalan sistemas de control en los sistemas de almacenamiento con el fin de realizar una gestión coordinada de la operación de los mismos en momentos donde se deben realizar balances entre generación y demanda para evitar inestabilidad en la red (International Energy Agency 2014b).

En los cuadros 2.43 y 2.44 se pueden observar algunos ejemplos de proyectos de almacenamiento de agua fría y caliente, respectivamente. La mayoría de estos han sido desarrollados con el fin de regular la frecuencia de la red, con incentivos de reducción de la factura eléctrica para los consumidores.

2.7.4. Almacenamiento a partir de Calor Rebombado

El almacenamiento energético a base de calor rebombado (AEER) es una de las tecnologías térmicas de almacenamiento que aún se encuentra en desarrollo. La misma, es análoga al tradicional turbo-bombeo hídrico, solo que en lugar de bombear agua cuesta arriba, se bombea calor de un almacenamiento térmico

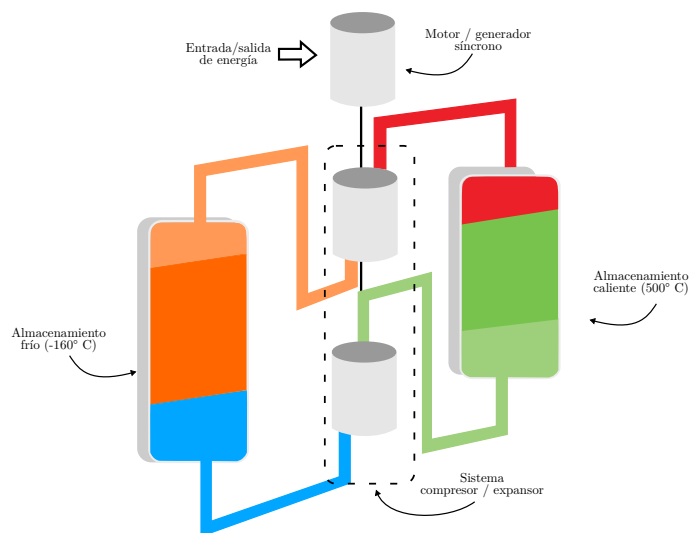


Figura 2.35: Principio de funcionamiento de sistema de almacenamiento con calor rebombado. Adaptada de (European Association for Storage of Energy 2016f).

a alta temperatura, a uno de menor temperatura; almacenando la energía en el estado de calor de cada tanque.

En la Figura 2.35 se muestra un diagrama simplificado del sistema de AECR. Principalmente se compone de 2 almacenamientos térmicos, los cuales suelen ser de roca triturada, una máquina eléctrica sincrónica que funciona como motor o generador y un sistema de carga compuesto por máquinas reversibles compresoras/expansoras (European Association for Storage of Energy 2016f).

Por lo general, se utiliza el gas argón para ser el vector de calor, debido a sus propiedades de calentamiento y enfriamiento mucho más sensibles con cambios de presión que el aire del ambiente.

Durante la carga del sistema, el gas entra al compresor a temperatura y presión ambiente, el cual operado mediante el motor que utiliza la energía a almacenar, comprime el gas hasta alcanzar una temperatura de 500 °C. Luego, el gas entra en el tanque de almacenamiento caliente y sube la temperatura de la roca triturada mientras baja hasta el fondo del tanque, donde se encuentra aún comprimido pero de nuevo a temperatura ambiente. Luego, entra al expansor y se descomprime hasta alcanzar una temperatura de -160 °C, con la cual entra al tanque de almacenamiento frío y baja la temperatura de la roca triturada mientras sube a la parte superior del tanque, donde sale del mismo a una temperatura y presión ambiente.

El proceso de descarga revierte el ciclo anterior hasta llegar de nuevo a la parte superior del tanque de almacenamiento caliente, donde entra al expansor para entregar su energía almacenada y operar el generador para producir energía eléctrica nuevamente (European Association for Storage of Energy 2016f).

La tecnología, aunque aún en desarrollo, promete contar con diversas ventajas de operación como lo son: un bajo costo, de aproximadamente 450 \$/kW; una eficiencia alta y competitiva, en aplicaciones de gran escala, que se encuentra entre un 70 y 75 %; un ciclo de vida largo, con más de 15000 ciclos de carga y descarga y; además, no cuenta con restricciones geográficas de instalación en ventaja de las tecnologías de turbo-bombeo hídrico y aire comprimido y; por último, su impacto ambiental es prácticamente nulo (Energy Storage Operators Forum 2014).

Actualmente, este tipo de almacenamiento está siendo desarrollado por la compañía Isentropic Ltd y

el Instituto de Tecnologías Energéticas (ETI, por sus siglas en inglés). Existe un único proyecto, detallado en el cuadro 2.46, con el cual se espera realizar una demostración de la tecnología ya integrada en el SEP y sus aplicaciones, que incluyen: manejo y gestión de la demanda, regulación de tensión y frecuencia, integración de recursos renovables variables, estabilidad de la red; entre otros (Department of Energy. USA Government 2017).

Finalmente, para las futuras investigaciones se espera que principalmente se trabaje en el desarrollo de maquinaria de gran eficiencia adecuada para aplicaciones con argón y altas temperaturas. Además, investigación en materiales que puedan contribuir a la reducción de costos por potencia y capacidad energética (European Association for Storage of Energy 2016f).

2.8. Cuadros Resumen de las Tecnologías de Almacenamiento

En esta sección se presentan cuadros resumen que detallan características principales de cada tecnología descrita anteriormente. Los cuadros detallan la descripción general de la tecnología (que se complementa con lo expuesto anteriormente), su eficiencia, su costo (excluyendo costos de instalación), el ciclo de vida, las aplicaciones más comunes en el SEP, el nivel de avance internacionalmente, y la capacidad instalada mundialmente.

2.8.1. Tecnologías Electro-químicas

En esta sección se estudia las tecnologías de almacenamiento electro-químico que involucran las baterías de ácido-plomo, de sodio-azufre, zebra, de níquel-cadmio, de níquel-metal-hidruro, de flujo y de iones de litio.

Cuadro 2.9: Características de las baterías ácido-plomo.

Baterías ácido-plomo	
Naturaleza:	Electro-química. Utiliza placas de dióxido de plomo como electrodo positivo y un electrodo negativo de plomo esponjoso. Ambos se encuentran en un electrolito de ácido sulfúrico.
Descripción general de la tecnología:	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Funcionamiento:	
Eficiencia	75 - 85 % (European Association for Storage of Energy 2016c).
Costo por instalación \$/kW	1500 - 3000 (Energy Storage Council 2015).
Costo por energía \$/kWh	150 - 350 (Energy Storage Council 2015).
Ciclo de vida aproximado	500 - 3000 (5-15 años) (para la tecnología Lead-Acid, la tecnología Advanced mejoraría estos ciclos) (European Association for Storage of Energy 2016c).
Aplicación en el SEP	Se encuentra en desarrollo para aplicaciones a nivel de distribución. (European Association for Storage of Energy 2016c).
Nivel de avance	En periodo de demostración / investigación (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	68,7 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.10: Resumen de proyectos de batería de ácido-plomo (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	PJM Grid Energy Storage	3	0,72	Transmisión	El proyecto fue construido en 2012 por PJM Interconnections en Pennsylvania. El proyecto se utiliza en el sistema para regulación de frecuencia; pero también es utilizado para la gestión de picos de demanda.
	Kaheawa Wnd Power Project II Battery Park	10	0,75	Transmisión	El Proyecto fue realizado en 2012 por Maui Electric Company (MECO) en Maui, Hawaii. El sistema se utiliza para control de rampa, control de frecuencia y como reserva energética en respuesta de la inserción de granjas eólicas de generación en la red.
Australia	King Island Renewable Energy Integration Project	3	0,53	Distribución	El Proyecto fue construido en 2013 por Hydro Tasmania en Tasmania. EL proyecto se ha utilizado para alargar el tiempo que la isla puede abastecerse de energía renovable, tras realizar una gestión de la demanda con la energía almacenada en momentos de bajo consumo.
Alemania	Energy Buffer Unit in Alt Daber	1,5	0,67	Transmisión	El Proyecto fue construido 2014 por Belectric en Alt Daber. El sistema se utiliza como apoyo para regulación de frecuencia en la inserción de un parque solar de generación a la red.

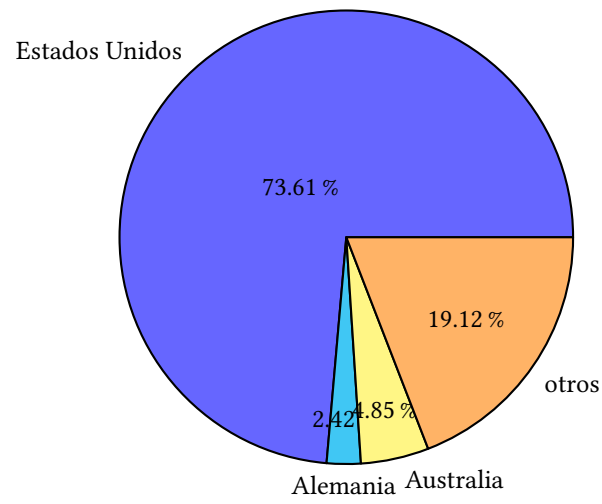


Figura 2.36: Distribución de potencia.

Cuadro 2.11: Características de las baterías de sodio azufre.

Baterías de sodio azufre	
Naturaleza:	Electro-química. Utiliza placas de sulfuro fundido como electrodo positivo y un electrodo negativo de sodio fundido. Ambos se encuentran en un electrolito sólido de cerámica, de sodium beta alumina.
Descripción general de la tecnología:	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos. La batería opera a altas temperaturas entre 300 y 350 °C para mantener los electrodos fundidos (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Funcionamiento:	
Eficiencia	75 - 85 % (European Association for Storage of Energy 2016g).
Costo por instalación \$/kW	3500 - 4500 (European Association for Storage of Energy 2016g).
Costo por energía \$/kWh	500 - 800 (European Association for Storage of Energy 2016g).
Ciclo de vida aproximado	2000-5000 ciclos (<15 años) (European Association for Storage of Energy 2016g).
Aplicación en el SEP	Se ha utilizado en proyectos a nivel de distribución y transmisión, sobre todo en propósitos de recorte de demanda pico (peak shaving), y estabilización de parques solares y eólicos (European Association for Storage of Energy 2016g).
Nivel de avance	Se encuentra ya de manera comercial, sin embargo, no es una tecnología madura (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	188,10 (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos
Cuadro 2.12: Resumen de proyectos de baterías de sodio azufre (Department of Energy, USA Government 2017).

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	Presidio NaS Battery Project	4	8	Transmisión	El proyecto fue construido en 2009 por Electric Transmission Texas, en Presidio, Texas. La batería cumple funciones de respaldo en caso de salidas de operación de líneas de transmisión. Además, ha sido utilizada para resolver problemas de fluctuación de tensión debido a su rápida respuesta.
	PG&E Yerba Buena Battery Energy Storage Pilot Project	4	7	Distribución primaria	El Proyecto fue construido en 2013 por PG&E Pacific Gas and Electric Company en San José, California. La batería se utiliza para atender de mejor manera la demanda de potencia en los picos (load shaping), ya que se cargan en la noche durante los periodos de baja carga; esto mejora la calidad y la confiabilidad de la red. El proyecto se estudia a fondo para conocer el desempeño de las baterías en la red.
Japón	Buzen Substation Storage Project	50	6	Distribución primaria	El proyecto fue construido en 2016 por Kyushu Electric Power Co., en Fukuoka, Japón. La instalación se utiliza para gestionar la energía en momentos de picos de generación con recursos renovables; además de mitigar los problemas de variación de frecuencia y flujos de potencia.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.12 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Japón	Rokkasho Village Wind Farm - Futamata Wind Development	34	7	Transmisión	El Proyecto fue construido en 2008 por Japan Wind Development Co. En Rokkasho, Aomori. El proyecto se utiliza para garantizar la entrega confiable de potencia en los momentos de mayor demanda; las baterías se cargan en la noche.
Canadá	BC Hydro Field Battery Energy Storage	1	6,5	Transmisión	El Proyecto fue construido en 2013 por BC Hydro en Field, British Columbia. El proyecto se construyó como un respaldo de energía para los momentos de corte de energía.
Francia	Reunion Island Pegase Project	1	7,2	Distribución	El proyecto fue construido en 2009 por Électricité de France en St. Andre, Reunion. El sistema se utiliza como regulador de la demanda de potencia, integrando fuentes de generación renovable en la isla.
Alemania	Yunicos and Vattenfall Project	1	6	Distribución secundaria	El proyecto se construyó en 2012 por Yunicos y Vattenfall en Berlin. La batería se utiliza para regulación de frecuencia en distribución.
	Enercon Wind Turbine NaS BESS	0,8	6	Distribución	El Proyecto se construyó en 2009 por Enercon en Emden, Lowe Saxony. Se utiliza como gestión de demanda al lado de un parque eólico de 6 MW.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.12 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Emiratos Árabes Unidos	ADWEA NaS BESS	8	6	Distribución	El proyecto fue construido en 2015 por Abu Dhabi Water & Electricity Authority en Abu Dhabi. La instalación se realizó con el fin de realizar recorte de picos de demanda y con esto atrasar inversiones en infraestructura. Se instalaron varios proyectos de esta capacidad a lo largo de la red, hasta sumar aproximadamente 120 MW de capacidad.
Italia	Terna SANC Project	12	8	Transmisión	El proyecto fue contruido en 2015 por Terna S.p.A en Flumeri, Campania. Se utiliza para estabilizar la red de transmisión y balancear el suministro de energía instantáneo, en concordancia con la generación intermitente de recursos renovables.

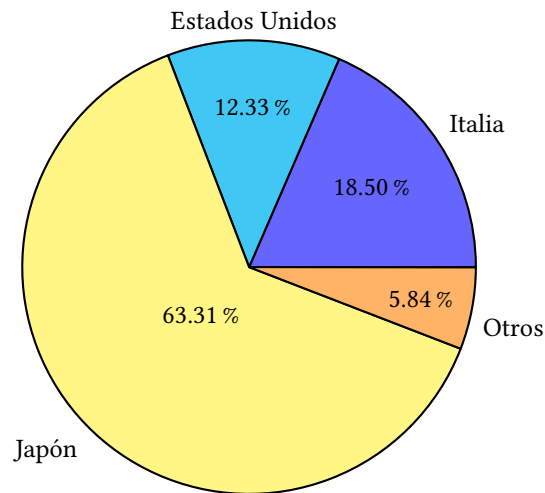


Figura 2.37: Distribución de potencia.

Cuadro 2.13: Características de las baterías zebra (cloruro de níquel-sodio).

Baterías Zebra	
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza: Electro-química. Utiliza níquel y cloruro de sodio como electrodo positivo y un electrodo negativo de sodio. Ambos se encuentran en un electrolito sólido de cerámica, de beta alumina.
	Funcionamiento: Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos. La batería opera a temperaturas altas entre 270 y 350 °C para mantener los electrodos fundidos (European Association for Storage of Energy 2016h).
Eficiencia	85 - 95 % (European Association for Storage of Energy 2016h).
Costo por instalación \$/kW	200 - 1200 (European Association for Storage of Energy 2016h).
Costo por energía \$/kWh	700 - 900 (European Association for Storage of Energy 2016h).
Ciclo de vida aproximado	4500 ciclos (<15 años) (European Association for Storage of Energy 2016h).
Aplicación en el SEP	Se utiliza en aplicaciones residenciales y comerciales, en el sistema de distribución para acortar picos de demanda, en parques eólicos y solares, en redes de transmisión como regulación de frecuencia y en aplicaciones de micro redes. (European Association for Storage of Energy 2016h).
Nivel de avance	Está siendo ya comercializada; sin embargo, no se considera una tecnología madura (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	24 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.14: Resumen de proyectos de baterías zebra (Department of Energy, USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Italia	Tena Storage Lab 1: Sardinia (6) / Lab 1: Sardinia (7) / Lab 2: Sicily (5)	1,2 / 1 / 1,2	3,45/ 2/ 3,45	En desarrollo para conexión en transmisión	Los proyectos han sido desarrollados por Terna desde 2013 como parte de un laboratorio de estudio para la integración de almacenamiento con diferentes tecnologías, entre ellas, 3,4 MW en Zebra Batteries.
Canadá	Wind R&D Park and Storage System for Innovation in Grid Integration	1	2	Distribución	El Proyecto fue construido en 2004 por Wind Energy Institute of Canada en Prince Edward Island. El propósito del mismo es la integración certera de energía eólica en la red, ayudando a estabilizar la red y a maximizar la producción de energía renovable.

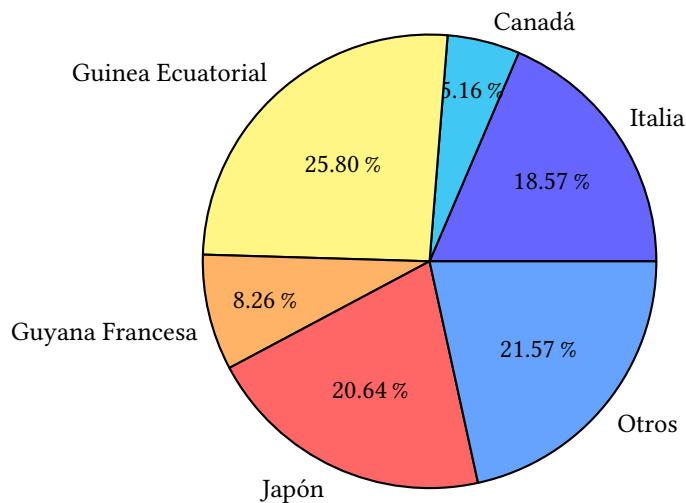


Figura 2.38: Distribución de potencia.

Cuadro 2.15: Características de las baterías de níquel-cadmio.

Baterías de níquel-cadmio	
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza: Electro-química. Utiliza óxido o hidróxido de níquel como electrodo positivo y un electrodo negativo de cadmio metálico. Ambos se encuentran en un electrolito de membrana acuosa hecha de hidróxido de potasio.
	Funcionamiento: Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos (European Association for Storage of Energy 2016d).
Eficiencia	60 - 70 % (European Association for Storage of Energy 2016d).
Costo por instalación \$/kW	600 - 1800 (European Association for Storage of Energy 2016d).
Costo por energía \$/kWh	500 - 900 (European Association for Storage of Energy 2016d).
Ciclo de vida aproximado	1000-5000 ciclos (10-20 años) (European Association for Storage of Energy 2016d).
Aplicación en el SEP	Se utilizado a escala más comercial y de soporte de energía en sitio. Por ejemplo, se han estado utilizando para almacenamiento de energía solar pues cuentan con buena tolerancia a altas temperaturas. En general soportan condiciones difíciles climatológicas como alta o baja temperatura y humedad (European Association for Storage of Energy 2016d).
Nivel de avance	Se consideran como tecnologías ya maduras en investigación (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	32 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.16: Resumen de proyectos de baterías de níquel-cadmio (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	Golden Valley Electric Association BATTERY Energy Storage System (BESS)	27	0,25	Transmisión	El Proyecto fue construido en 2003 por Golden Valley Electric Association en Alaska. Las baterías se utilizan para aumentar la confiabilidad del sistema, y suplir la demanda en casos de cortes de energía.
Holanda	Bonaire Wind-Diesel Hybrid Storage Project	3	0,03	Transmisión	El Proyecto fue construido en 2010 por Water and Energy Company Bonaire (WEB) en Bonaire. Se utiliza para la integración del parque de generación eólica y con biodiesel; la batería tiene la capacidad de suministrar 3MW durante los poco más de 2 min que tardan los generadores en arrancar.

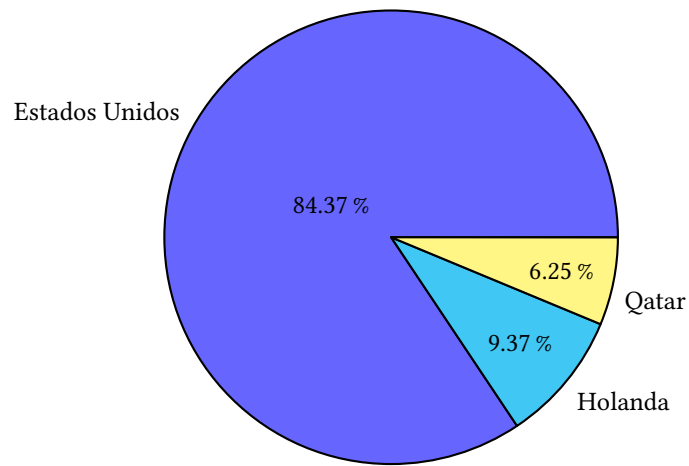


Figura 2.39: Distribución de potencia.

Cuadro 2.17: Características de las baterías de hidruro de níquel-metal.

Baterías de hidruro de níquel-metal	
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza: Electro-química. Utiliza óxido o hidróxido de níquel como electrodo positivo y un electrodo negativo de una aleación de absorción de hidrógeno. Ambos se encuentran en un electrolito de membrana acuosa hecha de hidróxido de potasio.
	Funcionamiento: Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos (European Association for Storage of Energy 2016e).
Eficiencia	60 - 70 % (European Association for Storage of Energy 2016e).
Costo por instalación \$/kW	600 - 2000 (European Association for Storage of Energy 2016e).
Costo por energía \$/kWh	500 - 900 (European Association for Storage of Energy 2016e).
Ciclo de vida aproximado	1000-5000 ciclos (10-15 años) (European Association for Storage of Energy 2016e).
Aplicación en el SEP	Fueron la tecnología líder en baterías para vehículos híbridos, pero han sido sustituidas por Li-Ion. Hay proyectos instalados en distribución, no necesita mucho mantenimiento, por lo que sitios de difícil acceso son lugares óptimos para las baterías (European Association for Storage of Energy 2016e).
Nivel de avance	Es considerada una tecnología madura en investigación. Se espera que sea reemplazada por la tecnología Li-Ion, por lo que no se esperan mayores avances (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	0,3 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.18: Características de las baterías de flujo.

Baterías de flujo	
Descripción general de la tecnología:	<p>Naturaleza: Electro-química. Utiliza electrolitos líquidos, negativos y positivos. Dichos electrolitos se separan por una membrana selectiva que deja pasar ciertos iones de un lado a otro para completar la reacción.</p> <p>Funcionamiento: Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos. Los electrolitos por lo general se almacenan en tanques adicionales, y se llevan a la batería por medio de sistemas de bombeo hidráulico. Los materiales de los electrolitos y de la membrana dependen del tipo de batería en cuestión (European Association for Storage of Energy 2016b).</p>
Eficiencia	70 - 75 % (European Association for Storage of Energy 2016b).
Costo por instalación \$/kW	600 - 1600 (European Association for Storage of Energy 2016b).
Costo por energía \$/kWh	150 - 500 (European Association for Storage of Energy 2016b).
Ciclo de vida aproximado	>12000 ciclos (10-20 años) (European Association for Storage of Energy 2016b).
Aplicación en el SEP	Se han utilizado en sistemas de almacenamiento de gran escala (debido a que por lo general se necesitan grandes tanques de almacenamiento de los electrolitos para altas densidades de energía), tiene la ventaja de poder responder ante necesidades de potencia o de energía específicas (European Association for Storage of Energy 2016b).
Nivel de avance	Los tipos de tecnología más madura son vanadium redox Flow y zinc bromine redox batteries (International Renewable Energy Agency 2015a).
MW instalados mundialmente	238,51 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.19: Resumen de proyectos de baterías de flujo (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
China	Dalian UET-Rongke Power Storage Project	200	4	Transmisión	El Proyecto empezó a ser construido en 2016 por The China National Energy Administration en Dalian, todavía se encuentra en desarrollo. El proyecto tiene el objetivo de realizar recortes de pico de potencia, además de dar estabilidad a la red.
	GuoDian Woniu Stone Wind Power Station Storage Project	5	2	Transmisión	El Proyecto fue construido en 2013 por Guodian Longyuan Electrical Co. en Liaoning. El proyecto se conectó a la red en conjunto con un proyecto eólico, con el fin de darle más confiabilidad a la generación, evitar el recorte de la misma y dar estabilidad a la red.
Estados Unidos	Snohomish PUD - Mesa2	2	4	Distribución primaria	El proyecto fue realizado en 2016 por Snohomish County Public Utility District (PUD) en Snohomish County, Washington. El proyecto fue realizado con el fin de darle más confiabilidad a la red en la integración de nuevas fuentes de energía renovable.
	Avista UET FB Project	1	3,2	Distribución primaria	El proyecto fue construido en 2015 por Avista Utilities en Pullman, Washington. El proyecto es utilizado en el manejo de generación de potencia por fuentes renovables, almacenando energía cuando hay excesos de generación y entregando energía en valles de generación.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.19 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Japón	Minami-Hayakita Substation Storage Project	15	4	Distribución primaria	El Proyecto fue construido en 2015 por Hokkaido Electric Power Co. Inc. en Abira-Chou, Hokkaido. El se encarga de ayudar en la integración de un creciente número de unidades de generación renovable.
	Tomamae Wind Farm Storage Project	4	105	Distribución primaria	El Proyecto fue construido en 2015 por Hukkaido Electric Power Co. Inc. En Tomamae, Hokkaido. El proyecto se construyó para ayudar en la integración de recursos renovables en la red.
Canadá	Ontario IESO – SunEdison-Imegy Storage Project	5	4	Distribución primaria	El proyecto empezó construcción en 2017 y continúa siendo desarrollado por Ontario IESO en Ontario. El proyecto fue implementado como un recurso de estudio de desempeño en la integración de recursos renovables en la red y para el atraso de importantes mejores en la red.
	Ontario IESO-ViZn Energy-Hecate Energy Storage Project	2	3	Distribución primaria	El Proyecto fue contratado en 2015 por IESO Ontario en Ontario. El proyecto se contrató con el fin de que su futura instalación ayude en la integración de mayor número de recursos de generación renovables.
Kazajistán	Promus Power - Samruk-Kazyna National Welfare Fund JSC Energy Storage Project	25	4	Distribución primaria	El proyecto fue contratado en 2015 por Samruk-Energy, en Astana. El proyecto es parte de los esfuerzos del país para alcanzar un 30 % de generación renovable en 2030.

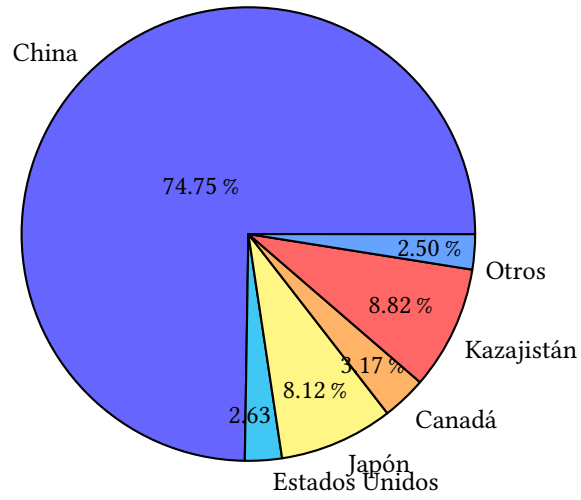


Figura 2.40: Distribución de potencia.

Cuadro 2.20: Características de las baterías de iones de litio.

Baterías de iones de litio		
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza:	Electro-química. Utiliza como electrolito una sal de litio que obtiene los iones necesarios para la reacción electro-química reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.
	Funcionamiento:	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo (agente reductor) y negativos (agente oxidante) (Akhil y col. 2013).
Eficiencia	Varía con el material utilizado. En general, ronda el 75 – 90 % (Akhil y col. 2013).	
Costo por instalación \$/kW	1000 - 1800 (Energy Storage Council 2015).	
Costo por energía \$/kWh	180 - 350 (International Energy Agency 2014b).	
Ciclo de vida aproximado	4 000 – 10 000 (Akhil y col. 2013).	
Aplicación en el SEP	Comercializada desde inicios de los 90s, pero ha llegado a abarcar la mayoría de las aplicaciones en el SEP. Debido a su alta densidad y eficiencia, se utiliza en la integración de la energía renovable, para regulación de terciaria de frecuencia, regulación de tensión, arranque negro, desplazamiento de carga, micro-redes, resiliencia, respuesta de la demanda, servicios de transporte (Akhil y col. 2013; European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017; International Energy Agency 2014b).	
Nivel de avance	Muy avanzada, al punto que se comercializa. Se trabaja en aumentar su densidad, vida útil, y reduciendo su costo (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).	
MW instalados mundialmente	1966,72 (Department of Energy. USA Government 2017).	

Cuadro 2.21: Resumen de proyectos de batería de iones de litio (Department of Energy, USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Australia	Kingfisher Project (Stage 2)	100	1,00	Transmisión	<p>El proyecto Kingfisher inició construcción en enero 2017, y aún se trabaja en sus etapas finales. El mismo consiste en una planta solar y una batería de almacenamiento de iones de litio. El proyecto usa un sistema de manejo avanzado de energía, y está conectado a una red eléctrica donde se realizan actividades de minería. El proyecto se conectará a la Red del Mercado Eléctrico, y contempla dos etapas:</p> <p>Etapa 1: Una planta de 20 MWdc, más un mínimo de 2 MWh de almacenamiento con baterías de iones de litio. Esta etapa se envisiona como un plan piloto para analizar el sistema y medir el rendimiento de la planta en el desierto donde se construye. Operaciones comerciales iniciaron en Sept. 2017.</p> <p>Etapa 2: Contempla la creación de una planta solar de 100 MW, conectado con una batería de iones de litio de 100 MWh. Se espera que su operación inicie a finales del 2017.</p> <p>El objetivo primordial del proyecto es apoyar la integración de energías renovables.</p>

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.21 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
	Jamestown 100 MW / 129 MWh Tesla Battery	100	1,28	Transmisión	<p>El proyecto Jamestown se estima que será el sistema de almacenamiento más grande del mundo conectado al sistema eléctrico. El proyecto surge después de negociaciones entre el empresario Mike Cannon-Brookes y Elon Musk, dueño de Tesla. El Sistema promete entregar energía continua al sistema del Australia del Sur, un estado que ha sufrido de múltiples apagones.</p> <p>El proyecto tiene varios objetivos: (i) regulación de frecuencia; (ii) apoyar la integración de energías renovables; (iii) Ajuste tarifario debido a las renovables.</p>
Chile	Atacama I	12	0,33	Generación	<p>Llamado a ser el proyecto más grande de almacenamiento con baterías de América de Sur. Construido por la empresa española Abengoa. El sistema se utiliza principalmente para brindar reserva rodante a una planta de energía termosolar de concentración.</p>

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.21 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Alemania	German Residential Energy Storage Systems	68	3	Distribución	Alemania contaba con cerca de 68 MW de generación fotovoltaica a finales del 2016. Un total de 34000 baterías de 2 kW fueron conectadas a los sistemas fotovoltaicos en enero de 2017 (27 % de ácido de plomo y 73 % de iones de litio). En el cuarto trimestre del 2017 se registró un aumento significativo en el número de instalaciones de baterías de iones de litio (debido a la reducción del costo de la tecnología, altas eficiencias, y aumentos en la vida útil). Las baterías son utilizadas principalmente para la gestión energética de los usuarios.
Japón	Nishi-Sendai Substation	40	0,5	Transmisión	Tohoku-Electric Power Co. anunció en 2015 la operación comercial de un sistema de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio en la subestación Nishi-Sendai. El objetivo primordial es brindar regulación de frecuencia al sistema y soporte de tensión durante horas pico.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.21 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	AES Alamitos Energy Storage Array	100	4,00	Generación	AES Southland desarrolla un proyecto de 20 años para Southern California Edison (SCE) para brindar 100 MW de almacenamiento por baterías de iones de litio. El sistema podrá entregar 400 MWh de energía. El sistema se localiza en Los Angeles, en los Alamitos Power Center en Long Beach, California. El objetivo primordial del sistema es brindar soporte a la integración de energías renovables intermitentes.

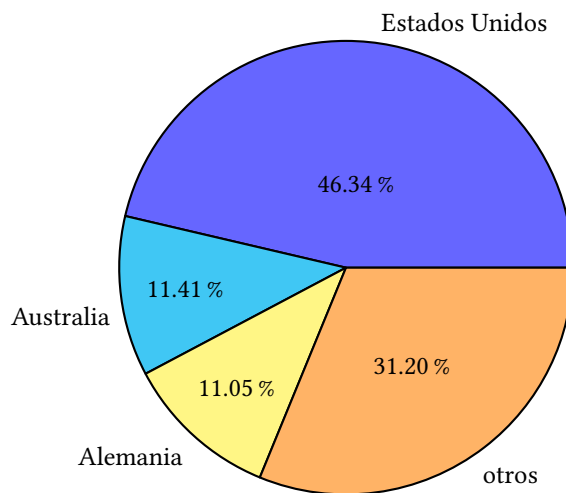


Figura 2.41: Distribución de potencia.

2.8.2. Tecnologías Eléctricas-Magnéticas

En esta sección se estudia las tecnologías de almacenamiento eléctrico que incluyen el almacenamiento con capacitores electrolíticos de doble capa y los superconductores magnéticos.

Cuadro 2.22: Características del almacenamiento de energía con capacitores electrolíticos de doble capa.

Capacitores electrolíticos de doble capa	
Naturaleza:	Eléctrica. Se compone de 2 electrodos de carbono inmersos en un electrolito.
Descripción general de la tecnología:	Se basa en los efectos electrostáticos que ocurren entre las dos placas de carbono. Se realiza una polarización de los cationes y aniones, formando lo que se conoce como capas de Helmholtz. A diferencia de las baterías, la energía se acumula únicamente utilizando efectos electrostáticos. (European Association for Storage of Energy 2016a).
Funcionamiento:	
Eficiencia	90 % (European Association for Storage of Energy 2016a).
Costo por instalación \$/kW	120 - 600 (European Association for Storage of Energy 2016a).
Costo por energía \$/kWh	12000 - 25000 (European Association for Storage of Energy 2016a).
Ciclo de vida aproximado	1 000000 ciclos (10 años) (European Association for Storage of Energy 2016a).
Aplicación en el SEP	Se han utilizado en industrias como back-up y para cubrir picos de demanda. Además de en la inserción de tecnologías renovables en la red (European Association for Storage of Energy 2016a).
Nivel de avance	Ha estado en desarrollo desde 1980, y se espera mayores avances para uso en transporte y distribución (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	31,35 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.23: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía con capacitores electrolíticos de doble capa (Departament of Energy. USA Goverment 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
España	Endesa Store: La Palma Project	142	4-5 s	Distribución	El proyecto fue construido en 2013 por en La Palma, Canary Islands. Se conectó directamente a una estación de generación con Diesel, con el fin de que actúe como una unidad de respuesta rápida, evitando la desconexión de carga por problemas de variación de frecuencia.

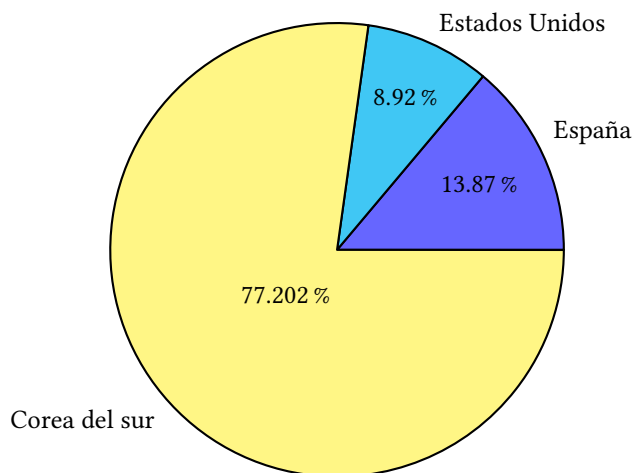


Figura 2.42: Distribución de potencia.

Cuadro 2.24: Características del almacenamiento por superconductor magnético.

Almacenamiento por superconductor magnético	
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza: Electrica. Los sistemas de almacenamiento de energía por superconductor magnético (SMES) trabajan de acuerdo a un principio electrodinámico.
	Funcionamiento: La energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente directa en la bobina del superconductor, que se mantiene por debajo de su temperatura crítica de superconducción.
Eficiencia	85 - 95 % (International Electrotechnical Commission 2011).
Costo por instalación \$/kW	N.A (Fuchs y col. 2014).
Costo por energía \$/kWh	N.A (Fuchs y col. 2014).
Ciclo de vida aproximado	100000 (World Energy Council 2016) aunque virtualmente la cantidad de ciclos es ilimitada (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Aplicación en el SEP	Los sistemas SMES son utilizados para mejorar la estabilidad del sistema de potencia y reducir el impacto de la intermitencia de las E renovables. Adicionalmente, son usados para suavizar la curva de carga y aumentar el factor de carga general referido al sistema. Los sistemas SMES son hechos en dos niveles: alta capacidad (1800 MJ) para balancear el perfil de carga del sistema y baja capacidad (pocos MJ) para incrementar la amortiguación y mejorar la estabilidad (Fuchs y col. 2014).
Nivel de avance	Se centra principalmente a nivel de investigación para estabilidad de los sistemas de potencia. En Europa por ejemplo no se comercializan, sin embargo en otras latitudes se empiezan a promocionar sistemas SMES basados en superconductores a baja temperatura (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	N.A.

Cuadro 2.25: Resumen de proyectos de almacenamiento por superconductor magnético.

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	Bonneville Power Administration, United States	10	0,83	Distribución	El proyecto es demostrativo de la experiencia operacional. El superconductor es de Niobio Titanio (NbTi), con un sistema de refrigeración de Helio que hace que opere a una temperatura de 4.5 K (Fuchs y col. 2014).
	Brookhaven National Laboratory Upton, NY, United States	1,4	0,47	Distribución	El proyecto es demostrativo de la experiencia operacional. El superconductor es 2G HTS, con un sistema de refrigeración de Helio que hace que opere en un rango de temperatura de 4.2-77 K (Fuchs y col. 2014).
Francia	Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS)	N.A	N.A	Distribución	Proyecto de Investigación y desarrollo y uno de los primeros en superconductores a alta temperatura. Hecho de un material Bi2212 y una temperatura de operación de 20K (Fuchs y col. 2014).
Italia	ENEA, RES, SPIN and the University Bologna	0,1	3,6 s	Distribución	Sistema prototipo SMES (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).

2.8.3. Tecnologías Mecánicas

En esta sección se estudia las tecnologías de almacenamiento mecánico que incluyen las baterías inerciales, el almacenamiento con aire comprimido y el almacenamiento con aire líquido.

Cuadro 2.26: Características del almacenamiento por turbo-bombeo.

Almacenamiento por turbo-bombeo	
Naturaleza:	Turbo-bombeo. Utiliza el agua turbinada en una represa aguas abajo para “rebombearla” a la represa aguas arriba.
Descripción general de la tecnología:	El almacenamiento por turbo-bombeo utiliza electricidad en horas nocturnas (<i>off-peak</i>) para bombear agua turbinada (que se ha utilizado previamente para generar electricidad) de una represa inferior (aguas abajo) a un embalse superior (aguas arriba). Típicamente, el turbo-bombeo ocurre en horas cuando la generación es de menor costo (horas nocturnas) (Akhil y col. 2013; Asian Development Bank 2017).
Funcionamiento:	
Eficiencia	76-85 % (Akhil y col. 2013; European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Costo por instalación \$/kW	500 - 2 000 (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Costo por energía \$/kWh	188 - 274 (Asian Development Bank 2017).
Ciclo de vida aproximado	Superior a 50 años (Electric Power Research Institute 2010).
Aplicación en el SEP	Una de las primeras opciones de almacenamiento. Utilizada en el sector generación. Se utiliza para ajustes tarifarios, regulación de frecuencia, arranque negro, soporte de tensión, entre otros. (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Nivel de avance	Muy avanzada, la tecnología más madura (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	172774,006 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.27: Resumen de proyectos de almacenamiento por turbo-bombeo (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
China	Guangzhou Pumped Storage Power Station	2400	N/A	Generación	Uno de los proyectos de almacenamiento por turbo-bombeo más grandes del mundo. Los 2400 MW de capacidad instalada incluye 8 unidades de turbo-bombeo reversible. El proyecto está construido en dos etapas. La primera etapa consiste en 4 unidades reversibles de 300 MW adquiridas de Francia. La segunda etapa es del mismo tamaño, pero las unidades son Alemanas. El inversión aproximada del proyecto fue de 874,1122 millones \$. El sistema se utiliza suplir electricidad, en regulación de frecuencia y en reserva rodante.
	Huizhou Pumped Storage Power Station	2448	N/A	Generación	El proyecto rebombea el agua turbinada de la planta hidro cercana a la provincia Huizhou en Guangdong. El proyecto contiene 8 unidades de turbo-bombeo. Las primeras unidades entraron en operación en el 2007 y 2008, y la planta se concluyó en el 2011. Al igual que el proyecto Guangzhou Pumped Storage Power Station, este sistema se utiliza suplir electricidad, en regulación de frecuencia y en reserva rodante.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.27 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Ucrania	Dniester Pumped Storage Power Station	2268	N/A	Generación	El proyecto utiliza el río Dniester. Actualmente, se tiene operando unicamente una unidad de 324 MW. Se espera tener un total de 7 para una capacidad instalada total de 2268 MW. Durante el turbo-bombeo, la estación consume un máximo de 2947 MW. El sistema se utiliza suplir electricidad, en regulación de frecuencia y en reserva rodante.
Estados Unidos	Bath County Pumped Storage Station	3003	N/A	Generación	Este es el proyecto de almacenamiento más grande del planeta. Este proyecto, ubicado en Virginia, inició en 1977 y se completo 8 años después. El sistema se utiliza principalmente como medio de generación.

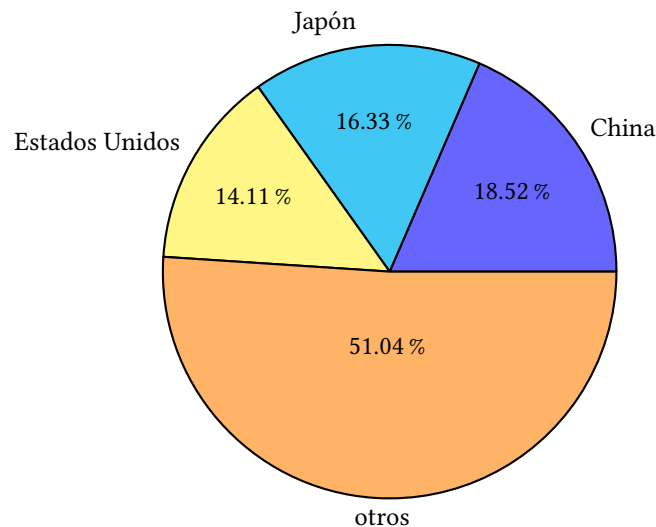


Figura 2.43: Distribución de potencia.

Cuadro 2.28: Características de las baterías inerciales (volantes de inercia).

Baterías inerciales (volantes de inercia)	
Naturaleza:	Mecánica. Está compuesto por un volante de inercia, controlada por una máquina eléctrica como imanes permanentes o máquinas de reluctancia, capaces de actuar como motores o generadores. Se da el almacenaje de energía eléctrica transformada en energía cinética.
Descripción general de la tecnología:	Funcionamiento: La energía eléctrica se almacena cuando la máquina eléctrica ejerce un torque positivo que acelera el volante de inercia hasta alcanza su velocidad máxima. Para suministrar energía eléctrica, la máquina eléctrica actúa como un generador y ejerce un torque negativo, frenando el volante de inercia (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Eficiencia	80 - 90 % (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Costo por instalación \$/kW	1200 - 2400 (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Costo por energía \$/kWh	600 - 3600 (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Ciclo de vida aproximado	>100 000 ciclos (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Aplicación en el SEP	Se han utilizado como grandes almacenadores de energía para la integración de fuentes renovables de generación, para ayudar con la estabilidad de la red. También se usan en aplicaciones comerciales para aumentar la confiabilidad. Y se han utilizado en funciones de transporte, en vehículos eléctricos, trenes y ferries. (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Nivel de avance	Es una tecnología madura en investigación y muy usada industrialmente. Hay más de 20 fabricantes comerciales. (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	969,92 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.29: Resumen de proyectos de baterías inerciales (volantes de inercia) (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	BeaconPower-Hazle Township Storage project	20	0,5	Transmisión	El proyecto fue construido en 2014 por PJM Interconnection en Hale Pennsylvania. El proyecto se construyó con el objetivo de regular la frecuencia.
	BeaconPower-Stephentown Storage Project	20	0,25	Transmisión	El proyecto fue construido en 2011 por New York Independent System Operator en Stephentown, New York. El proyecto se construyó con el objetivo de regular la frecuencia.
Canadá	NRStor Minto Flywheel Energy Storage Project	2	0,25	Distribución primaria	El Proyecto fue construido en 2013 por Independent Electricity System Operator (IESO) en Harrison, Ontario. El proyecto se construyó con el fin de que regulara la frecuencia de la red.
	Clear Creek Energy Storage Project	5	0,1	Distribución	El proyecto se construyó en 2016 por Temporal Power en Norfolk County, Ontario. El proyecto se realizó con el fin de lograr incluir generación renovable en la red de forma confiable.
España	Lazarote PowerStore Flywheel Project	1,6	12 s	Distribución	El proyecto fue construido en 2014 por Red Eléctrica de España en Tias, Lazarote. El proyecto tiene como objetivo brindar regulación de frecuencia y de tensión.

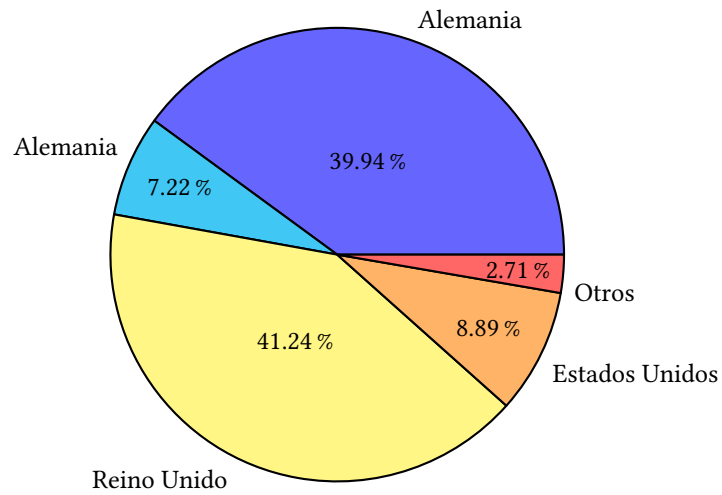


Figura 2.44: Distribución de potencia.

Cuadro 2.30: Características del almacenamiento de energía a base de aire comprimido.

Almacenamiento de energía a base de aire comprimido	
<p>Descripción general de la tecnología:</p>	<p>Naturaleza: Mecánica. Se almacena energía en forma de aire comprimido a alta presión. Los sistemas se integran por compresores, un depósito de almacenamiento de aire y expansores (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).</p> <p>Funcionamiento: Se utiliza electricidad para comprimir el aire y almacenarlo en los depósitos que normalmente se encuentra bajo tierra en estructuras como cavernas, acuíferos o minas abandonadas, o sobre tierra en sistemas de tuberías y depósitos de alta presión. Luego, el aire comprimido se mezcla con gas natural para expandirlo y utilizarlo en una turbina de gas. El sistema se considera diabático si no se reutiliza el calor liberado en la compresión para luego calentar el aire comprimido en el proceso de expansión. Si el calor es reutilizado el proceso se considera adiabático (International Electrotechnical Commission 2011).</p>
Eficiencia	60-65 % (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
Costo por instalación \$/kW	800 - 9000 (Energy Storage Council 2015).
Costo por energía \$/kWh	100-300 (Energy Storage Council 2015).
Ciclo de vida aproximado	20-40 años (Energy Storage Council 2015).
Aplicación en el SEP	Se ha utilizado en proyectos a nivel de distribución y transmisión, sobre todo en propósitos de recorte de demanda pico (peak shaving), y estabilización de parques solares y eólicos (Energy Storage Council 2015).
Nivel de avance	El proceso diabático se encuentra ya como una tecnología madura; sin embargo, el proceso adiabático está aún en investigación. (Energy Storage Council 2015).
MW instalados mundialmente	406,74 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.31: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía a base de aire comprimido (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	McIntosh CAES Plant	110	26	Transmisión	El proyecto fue construido en 1991 por PowerSouth en McIntosh, Alabama. El proyecto almacena energía de noche cuando la demanda es baja, y es capaz de suplir picos de potencia durante el día.
	SustainX Inc Isothermal Compressed Air Energy Storage	1,5	1	Distribución	El Proyecto fue creado en 2013 por SustainX Inc en New Hampshire. El proyecto está siendo estudiado para obtener beneficios como integración de generación renovable, estabilidad de la red y atraso en mejoras de la red.
Alemania	Huntorf CAES Storage Project	290	4	Transmisión	El proyecto se construyó en 1978 por en Elsfleth. El proyecto cumple funciones de manejo de pico de demanda y almacena energía en los valles de consumo.

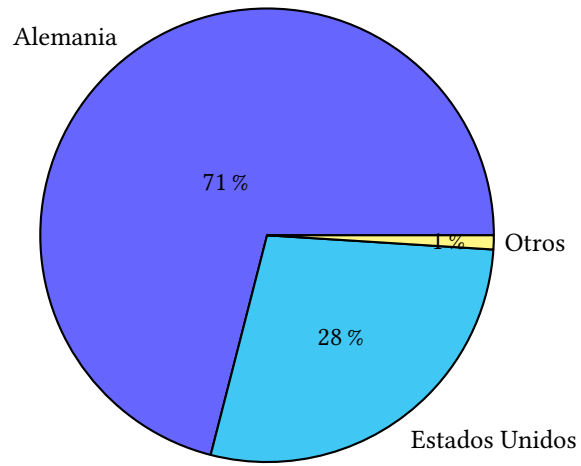


Figura 2.45: Distribución de potencia.

Cuadro 2.32: Características del almacenamiento de energía a base de aire líquido.

Almacenamiento de energía a base de aire líquido		
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza:	Mecánica. Está compuesta por un sistema de carga (planta de licuefacción del aire), un almacenamiento (tanque aislado a baja presión) y un sistema de descarga (turbina de gas).
	Funcionamiento:	Se toma la energía eléctrica a almacenar para crear aire líquido utilizando el sistema de licuefacción. El aire líquido se almacena en el tanque aislado y de baja presión. Para realizar la descarga, se retira el aire líquido del tanque y se lleva a expansión en una turbina de gas, la cual mueve un generador eléctrico (European Association for Storage of Energy 0201).
Eficiencia	50-60 % ó >65 % si se utiliza el calor residual (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).	
Costo por instalación \$/kW	600 - 4500 (European Association for Storage of Energy 0201).	
Costo por energía \$/kWh	80 - 800 (European Association for Storage of Energy 0201).	
Ciclo de vida aproximado	22000-30000 ciclos (30-40 años) (European Association for Storage of Energy 0201).	
Aplicación en el SEP	Estaría siendo utilizado a escala de distribución con el fin de ayudar a recortar el pico de potencia (European Association for Storage of Energy 0201).	
Nivel de avance	Está siendo investigada aún con el fin de mejorar la eficiencia, en la universidad de Birmingham. Hay algunos prototipos de equipos de 2 y 5 MW, pero en estado pre-comercial (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).	
MW instalados mundialmente	0,35 (Department of Energy. USA Government 2017).	

Cuadro 2.33: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía a base de aire líquido (Departament of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Inglaterra	Cryogenic Energy Storage (CES) Pilot	0,35	7	-	El Proyecto opera desde 2010 en la universidad de Birmingham en Birmingham, West Midlands. Se desarrolló con la idea de crear un proyecto piloto para estudiar la operación del mismo para aplicaciones de gran escala.

2.8.4. Tecnologías Químicas

En esta sección se estudia las tecnologías de almacenamiento que involucran el almacenamiento de Hidrógeno, gas natural sintético y biomasa.

Cuadro 2.34: Características del almacenamiento de hidrógeno.

Almacenamiento de hidrógeno	
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza: La energía eléctrica se almacena mediante la formación de hidrógeno a través de electrólisis del agua. La energía se reinyecta a la red por medio de pilas de combustible, generadores o turbinas de gas.
	Funcionamiento: El agua se separa en sus componentes (oxígeno e hidrógeno) por medio de electrólisis. El oxígeno se libera, mientras que el hidrógeno se almacena (European Association for Storage of Energy 2016).
Eficiencia	20 -40 %
Costo por instalación \$/kW	2300 - 5800 (European Association for Storage of Energy 2016).
Ciclo de vida aproximado	5-30 años (European Association for Storage of Energy 2016).
Aplicación en el SEP	Balance de demanda y generación, alternativa para extensión de la red eléctrica, estaciones de reabastecimiento de combustible, hidrógeno como materia prima.
Nivel de avance	Todavía se encuentra en etapa de prueba con algunos proyectos emergiendo en países como Alemania.
MW instalados mundialmente	18,5.

Cuadro 2.35: Resumen de proyectos de almacenamiento de hidrógeno
(Department of Energy USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Alemania	Thüga-Demonstrationsprojekt Strom zu Gas	0,320	24	Distribución secundaria	El objetivo es probar la viabilidad de la tecnología P2G. Trece compañías de manera conjunta están desarrollando, construyendo y operando una planta de demostración en Frankfurt. La planta convierte la electricidad en hidrógeno que luego almacena en la red de distribución de gas. Luego de esta primera etapa, los participantes están considerando un segundo proyecto en el que se utilice hidrógeno y dióxido de carbono para producir GNS que puede ser almacenado.
	EnBW Hydrogen Testing Facility	0,4	1	-	Utilizando un electrolizador, se produce hidrógeno a partir de agua y la energía de fuentes renovables. Con el hidrógeno se alimenta automóviles en celdas de combustible. En el proceso de conversión, la electricidad producida con fuentes eólicas podrían ser almacenada de esta manera en el futuro.
	Power to Gas Plant in Reitbrook	0,8	n/a	Distribución secundaria	Esta planta usa un electrolizador de 1 MW del tipo PEM para alimentar de hidrógeno la red local de gas en Hamburgo.
	E.ON "Power to Gas" Pilot Plant Falkenhagen	1	n/a	Distribución secundaria	Planta de demostración que involucra energía eólica, un electrolizador, tratamiento de gas e inyección del hidrógeno a la red de distribución de gas. Se produce un máximo de $360 \frac{m^3}{h}$.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.35 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
	140 MW Wind Park with 1 MW Power to Gas System	1	27	Distribución secundaria	La planta eólica se encuentra en el municipio de Grapzow y cuenta con un sistema de electrólisis de 1 MW. Se espera que reduzca las emisiones de CO ₂ en 250000 toneladas por año. La unidad electrolizadora produce 210 $\frac{m^3}{h}$ de H ₂ . EL hidrógeno se puede utilizar para producir electricidad directamente por medio de un motor de combustión interna, o pueden inyectarlo a la red de distribución de gas natural, dependiendo de las necesidades de operación. La planta es capaz de almacenar 27 MWh de energía.
	Energiepark Mainz	4	13	Distribución primaria	Energiepark Mainz es el primer proyecto de electrólisis para una aplicación de P2G que utiliza una pila tipo PEM de varios MW. Tiene una capacidad eléctrica pico de cerca de 6 MW y 4 MW continuos. El hidrógeno se comprime en sitio y es transportada con camiones para inyectarlo a la red de gas natural.
Canadá	Hydrogenics Power-to-Gas	2	n/a	-	Este es un proyecto de P2G en el área de Ontario, que tendrá una capacidad de 2 MW de capacidad de almacenamiento. Utilizará una electrolizador del tipo PEM.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.35 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Dinamarca	HyBalance	1,250	n/a	Distribución secundaria	HyBalance es un proyecto que demuestra el uso del hidrógeno en sistemas de energía. El hidrógeno se producirá con electrolisis de agua, permitiendo almacenar energía renovable de las turbinas de viento, lo que permitirá balancear la red eléctrica. El hidrógeno renovable se dispensará en estaciones de hidrógeno para ser usado en transporte. También será utilizado en aplicaciones industriales.
Francia	University of Corsica MYRTE Test Platform	0,150	n/a	-	Desarrollado en parte por el laboratorio de Ciencias ambientales de la Universidad de Córcega Pascal Paoli/CNRS, desde enero de 2012, el sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno está conectado a la salida de un sistema fotovoltaico de 560 kW para atacar el problema de la intermitencia de esta fuente de generación renovable.
Italia	INGRID Hydrogen Demonstration Project	1,2	32,50	-	El proyecto INGRID combina los avances en Smart Grids y el almacenamiento a base de hidrógeno, para permitir el balance entre generación y demanda, para así optimizar la generación de electricidad a partir de fuentes renovables intermitentes. En el proyecto se diseñará, construirá, implementará y operará las instalaciones para almacenar 39 MWh de energía utilizando almacenamiento de hidrógeno de tipo estado sólido McPhy.

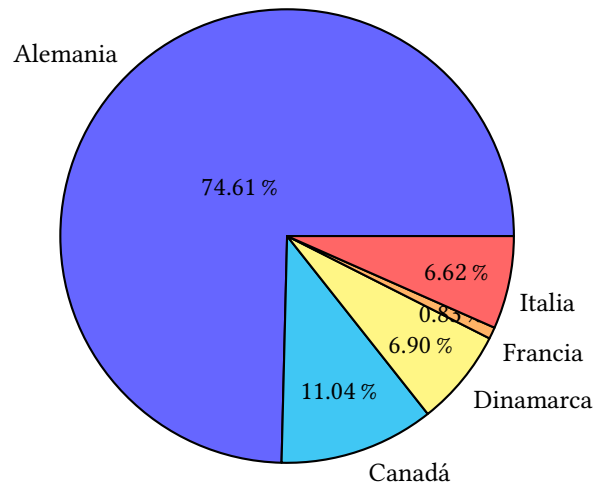


Figura 2.46: Distribución de potencia.

Cuadro 2.36: Características del almacenamiento de gas natural sintético.

Almacenamiento de gas natural sintético		
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza:	Química. Se utiliza la energía eléctrica excedente para alimentar un proceso de gasificación, o se utiliza directamente para producir hidrógeno mediante electrólisis, que luego es convertido a GNS.
	Funcionamiento:	La idea consiste primordialmente en utilizar la electricidad excedente para producir GNS que pueda ser almacenado, de manera que, posteriormente, pueda convertirse de nuevo en electricidad o ser utilizando en aplicaciones de calor o de transporte.
Eficiencia	30 %-80 %, dependiendo de la configuración y objetivos (Blanco y Faaij 2018).	
Costo por instalación \$/kW	entre \$724/kW y \$2216/kW (Blanco y Faaij 2018).	
Ciclo de vida aproximado	N.A.	
Aplicación en el SEP	suplir la demanda y la confiabilidad en horas pico, compensar las fluctuaciones de la generación con las FER (Guti 2016).	
Nivel de avance	Es una tecnología incipiente que aún se encuentra en etapa de investigación.	
MW instalados mundialmente	N.A.	

Cuadro 2.37: Resumen de proyectos de almacenamiento de gas natural sintético.

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Alemania	Falkenhagen-DVGW	0,1	-	-	Su fuente de dióxido de carbono es una planta de biogás y la generación de metano se basa en procesos químicos. la aplicación es para distribución de gas.
	EXYTRON Demonstration-sanlage en Rostock	0,021	-	-	Las fuentes de dióxido de carbono son una planta de generación y una planta de biogás. La aplicación es para distribución de gas, generación de energía eléctrica y calor.
	Audi AG en Werlte	6,3	-	-	Produce hidrógeno a partir de una celda alcalina y está orientada a distribución de gas y transporte.
	BioPower2Gas en Allendorf, Eder	1,1	-	-	Utiliza una celda tipo PEM para generar hidrógeno, un principio biológico para la metanación y su aplicación principal es la distribución de gas.
Dinamarca	BioCatProject en Avedore	1	-	-	Utiliza una celda de tipo alcalina para la generación de hidrógeno y un proceso biológico para la metanación. El objetivo principal es la distribución de gas, pero también está pensado para generación de electricidad y transporte.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.37 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
España	Renovagas	0,015	-	-	Planta piloto de prueba que produce hasta $2 \frac{m}{h^3}$ de GNS. La planta ha sido probada en condiciones reales de operación, en una estación depuradora de aguas residuales (EDAR) de Jerez de la Frontera. Los resultados han demostrado que la calidad del gas producido es adecuada para su inyección directa en la red existente de gas natural, cumpliendo con la normativa española relativa a calidad del gas.
Holanda	DNV GL, Rozenburg	0,010	-	-	Produce hidrógeno utilizando una celda tipo PEM, su principio de metanación es químico y la aplicación principal es para distribución de gas.

2.8.5. Tecnologías Térmicas

En esta sección se estudia las tecnologías de almacenamiento térmico que engloba el almacenamiento a partir de sal fundida, hielo, agua helada, agua caliente y calor rebombado.

Cuadro 2.38: Características del almacenamiento de energía a base de sal fundida.

Almacenamiento de energía a base de sal fundida	
Naturaleza:	Térmica. La sal fundida (normalmente mezclas de nitrato de sodio, nitrato de potasio y nitrato de calcio) se utiliza como almacenamiento de calor, en plantas como las de energía solar concentrada (CSP) para luego producir electricidad a partir de intercambio de calor en un generador de vapor, que alimenta una turbina de vapor (International Electrotechnical Commission 2011).
Descripción general de la tecnología:	La sal fundida se calienta gracias a la planta de energía solar concentrada y se almacena en un tanque de sal caliente, hasta 556 °C. Cuando la energía es requerida en valles de generación, se traslada la sal a un intercambiador de calor que calienta vapor a altas temperaturas para operar una turbina de vapor. La sal fría se almacena en un tanque frío y es recalentada de nuevo por la planta repitiéndose el proceso (International Electrotechnical Commission 2011).
Funcionamiento:	
Eficiencia	80-90 % (World Energy Council 2016).
Costo por instalación \$/kW	2500 - 5200 (Energy Storage Council 2015).
Costo por energía \$/kWh	150 - 350 (Energy Storage Council 2015).
Ciclo de vida aproximado	30 años (World Energy Council 2016).
Aplicación en el SEP	Normalmente se utiliza en plantas de energía solar concentrada para aprovechar al máximo la capacidad de generación de las mismas y utilizar la energía almacenada en periodos sin luz solar (International Electrotechnical Commission 2011).
Nivel de avance	El almacenamiento con sales fundidas ha alcanzado altos niveles de madurez en investigación y aplicación a gran escala como solución del manejo de despacho de energía térmica sola (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	2887,22 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.39: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía a base de sal fundida (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	Solana Solar Generatig Plant Storage Project	280	6	Transmisión	El proyecto fue construido en 2013 por Abenegoa para Arizona Public Service en Gila Bend, Arizona. El proyecto se construyó con el objetivo de gestionar el despacho de energía de la planta de energía solar concentrada Solana.
	Crescent Dunes Solar Energy Project	110	10	Transmisión	El proyecto fue construido en 2015 por Solar Reserve para NV Energy en Tonopah, Nevada. El proyecto se construyó con el objetivo de gestionar el despacho de energía de la planta de energía solar concentrada Crescent Dunes Energy.
Chile	Pedro de Valdivia CSP Solar Plant Energy Storage Project	360	10,5	Transmisión	El Proyecto fue construido en 2015 por grupo Ibereolica en Maria Elena, Antofagasta. El proyecto se construyó utilizando un concentrador solar parabólico para almacenar la energía térmica en la sal fundida y después utilizar esta para generación eléctrica a partir de turbinas de vapor.
	Planta solar Cerro Dominador	110	17,5	Distribución	El proyecto se empezó a construir en 2014 y será finalizado en 2019 por EIG Global Energy Partners en Calama, II Región de Antofagasta. El proyecto se construyó con el objetivo de gestionar el despacho de energía de la planta de energía solar concentrada Cerro Dominador.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.39 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Sudáfrica	Kaxu Solar One Storage Project	100	2,5	Transmisión	El proyecto fue construido en 2015 por Abengoa Solar y la Corporación de desarrollo Industrial (IDC) en Pofadder, Northern Cape. El proyecto se construyó utilizando un concentrador solar parabólico para almacenar la energía térmica en la sal fundida y después utilizar esta para generación eléctrica a partir de turbinas de vapor.
	Xina Solar One Power Plant	100	5,5	Transmisión	El proyecto empezó a ser construido en 2014 y se finalizará en 2017 por Abengoa Solar para Eskom en Pofadder, Northern Cape. El proyecto se construyó utilizando un concentrador solar parabólico para almacenar la energía térmica en la sal fundida y después utilizar esta para generación eléctrica a partir de turbinas de vapor.
España	Manchasol 2 Solar Power Plant	50	7,5	Transmisión	El proyecto fue construido en 2011 por ACS/Cobra Group para Unión Fenosa en Alcazar de San Juan, Ciudad Real. El proyecto se construyó utilizando un concentrador solar parabólico para almacenar la energía térmica en la sal fundida y después utilizar esta para generación eléctrica a partir de turbinas de vapor.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.39 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
España	La Africana Solar Power Plant	50	7,5	Transmisión	El proyecto fue construido en 2012 por Ortiz/TSK/Magtel para Endesa en Posadas, Córdoba. El proyecto se construyó utilizando un concentrador solar parabólico para almacenar la energía térmica en la sal fundida y después utilizar esta para generación eléctrica a partir de turbinas de vapor.
Marruecos	NOOR I (Ouarzazate) CSP Solar Plant	160	3	Transmisión	El proyecto fue construido en 2015 por ACWA Power Ouarzazate para la Oficina Nacional de Electricidad (ONE) y la Agencia Marroquí para la Energía Solar (MASEN) en Ouarzazate, Souss-Massa-Drâa. El proyecto se construyó utilizando un concentrador solar parabólico para almacenar la energía térmica en la sal fundida y después utilizar esta para generación eléctrica a partir de turbinas de vapor.
Israel	Ashalim CSP Plant	121	4,5	Transmisión	El proyecto entrará en operación a finales del 2017, construido por BrightSource Energy, General Electric, NOY Infrastructure y el Fondo de Inversión Energética para Israel Electric Corporation en Ashalim, Ramat Hovav. El proyecto se construyó con el objetivo de gestionar el despacho de energía de la planta de energía solar concentrada construida en conjunto.

continúa en la página siguiente

Cuadro 2.39 viene de la página anterior

País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
China	Supcon Power Tower Solar Project	10	2,5	Transmisión	El proyecto fue construido en 2013 por Supcon Solar en Delingha Qinghai. Se construyó con el objetivo de gestionar el despacho de energético de la planta de energía solar concentrada construida en paralelo.
Italia	Archimede Solar Power Plant	4,72	8	Transmisión	El proyecto fue construido en 2010 por ENEL en Priolo Gargallo, Sicily. El proyecto se construyó con el objetivo de gestionar el despacho de energía de la planta de energía solar concentrada Archimede.

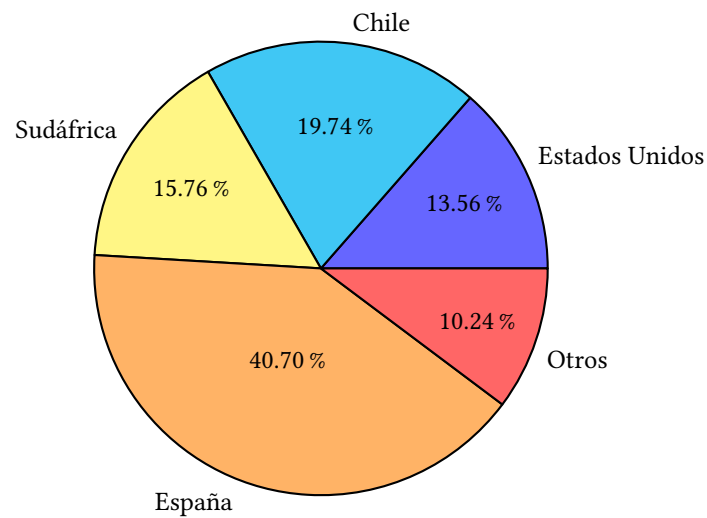


Figura 2.47: Distribución de potencia.

Cuadro 2.40: Características del almacenamiento térmico de hielo.

Almacenamiento térmico de hielo	
	Naturaleza: Térmica. Genera y almacena frío (hielo).
Descripción general de la tecnología:	<p>Funcionamiento: Utilizan el hielo para generar y almacenar frío cuando la demanda de frío o el precio de la energía es menor (principalmente por la noche), el cual es utilizado posteriormente por el sistema para el aire acondicionado o fines de procesamiento cuando el precio de la energía es alto (principalmente durante el día) (International Energy Agency 2014b).</p>
Eficiencia	75 - 90 % (International Energy Agency 2014b).
Costo por instalación \$/kW	6 000 - 15 000 (International Energy Agency 2014b).
Costo por energía \$/kWh	N.A.
Ciclo de vida aproximado	N.A.
Aplicación en el SEP	Sirve para reducir la demanda de potencia cuando las temperaturas son altas, y por lo tanto ayudan a aplanar la curva de demanda. Su implementación se ha centralizado en los Estados Unidos (International Energy Agency 2014b).
Nivel de avance	En proceso de demostración. Su utilización inició recientemente, y ya se pueden ver los primeros proyectos implementados (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017).
MW instalados mundialmente	102,394 (Department of Energy. USA Government 2017).

Cuadro 2.41: Resumen de proyectos de almacenamiento térmico de hielo (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	Ice Energy's proprietary Ice Bear system	25,6	6,0	Distribución	Ice Energy ganó 16 contratos recientemente de Southern California Edison para desarrollar 25,6 MW de almacenamiento térmico por hielo. Los proyectos se conectan a nivel comercial y se utilizan para enfriamiento en zoológicos con osos polares. El proyecto se utiliza para reducir el costo de la electricidad por enfriamiento.
	Sarasota County School District	20	8,0	Distribución	El proyecto ha funcionado por más de 20 años. Ubicado en la Escuela de la ciudad de Sarasota, el sistema de almacenamiento térmico de hielo ha logrado ahorrar más de \$2 millones de dólares. Lo anterior ha sido posible gracias a la reducción en el consumo energético del sistema eléctrico.

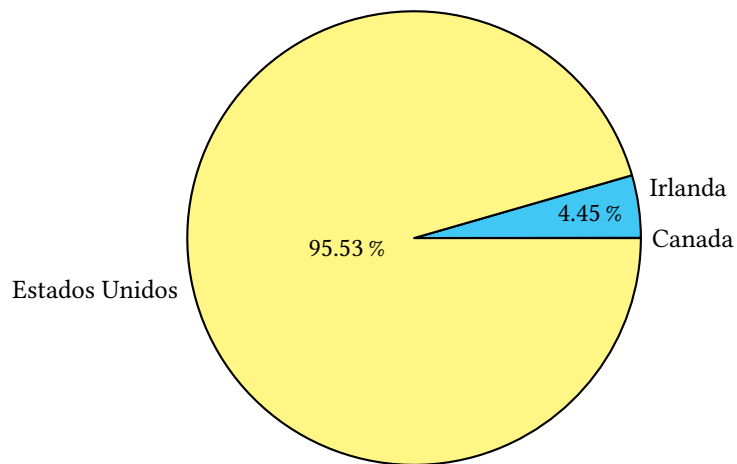


Figura 2.48: Distribución de potencia.

Cuadro 2.42: Características del almacenamiento de energía térmico con agua.

Almacenamiento de energía térmico con agua		
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza:	Térmica. Los sistemas de almacenamiento térmico con agua trabajan de acuerdo a un principio termodinámico, con la variación de la temperatura del líquido.
	Funcionamiento:	En este tipo de tecnología, la unidad de almacenamiento tiene la capacidad de almacenar la energía térmica con un incremento o una disminución de la temperatura del agua, de la que posteriormente se puede extraer la energía aplicando un principio análogo.
Eficiencia	50-95 % dependiendo de las dimensiones y la configuración del sistema (European Association for Storage of Energy 2016i).	
Costo por instalación \$/kW	20 - 50 (European Association for Storage of Energy 2016i).	
Ciclo de vida aproximado	Sin límite (European Association for Storage of Energy 2016i)	
Aplicación en el SEP	Este tipo de sistemas se utilizan a nivel de distribución para climatizar la temperatura (fría o caliente) de espacios, o bien como respaldos pequeños y medianos de generación.	
Nivel de avance	Su uso es bastante amplio y extendido, especialmente en lo referente al uso doméstico de tanques para agua caliente, pero tanto en los sistemas con agua caliente, como de agua fría, es posible la generación de energía a través de una turbina.	
MW instalados mundialmente	N.A.	

Cuadro 2.43: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía térmico con agua fría (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	University of Central Florida - DN Tanks	3	8	Distribución	Sistema de almacenamiento de energía térmica de agua fría que está integrado en el sistema de refrigeración del distrito existente para la universidad.
	Disney California Adventure	2	4	Distribución	Proyecto construido por Disney en mayo de 2011, para reducir la demanda de electricidad durante el pico.
India	Clique Solar Solar Thermal HVAC System	0,175	48	Distribución	El proyecto construido en junio de 2012, consiste en un sistema térmico solar (ST-HVAC), que utiliza la energía térmica del vapor para producir el efecto de enfriamiento. El tanque de almacenamiento puede almacenar hasta 2 días de enfriamiento.
Italia	Dal Molin Thermal Energy Storage	0,4	8	Distribución	El proyecto está localizado en Vicenza, Italia y fue construido para optimizar el uso de la energía, esperando reducir los costos totales de operación, permitiendo al sistema de almacenamiento reducir el pico de carga de electricidad.

Cuadro 2.44: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía térmico con agua caliente.

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Estados Unidos	Pennsylvania ATLAS	2,01	5	Distribución	El proyecto fue establecido por VCharge en East Stroudsburg, Pensilvania. Se incluyeron un total de 134 casas en las que se controlan sus calentadores térmicos de manera centralizada con el fin de regular la frecuencia de la red. La participación de cada hogar les significa un 25 % de descuento en sus facturas eléctricas relacionadas a calentamiento (Department of Energy. USA Government 2017).
	Dakota Electric Association and Great River Energy	0,2	N.A.	Distribución	Este proyecto consistió en la instalación de tanques calentadores de agua interactivos en hogares de Minneapolis, ya que este rubro representa el 40 % del uso de la energía.
España	Andasol 1-3	50	N.A	Distribución	Es un sistema de almacenamiento térmico con agua, que utiliza energía solar para calentar el líquido.

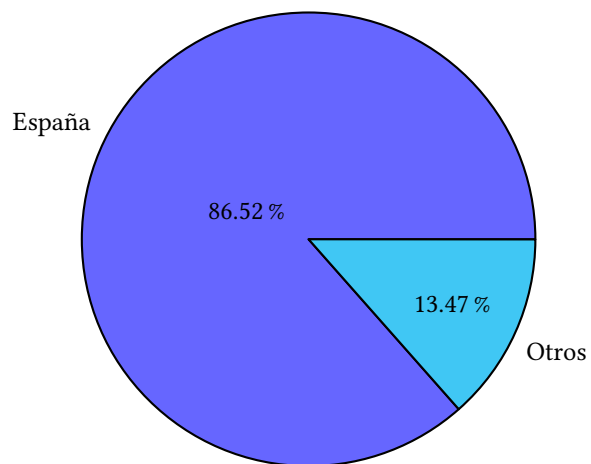


Figura 2.49: Distribución de potencia.

Cuadro 2.45: Características del almacenamiento de energía a base de calor rebombado.

Almacenamiento de energía a base de calor rebombado		
Descripción general de la tecnología:	Naturaleza:	Mecánica. Se almacena energía en forma de calor en 2 depósitos de roca triturada, desde -160 °C hasta 500 °C.
	Funcionamiento:	Se utiliza un gas monoatómico como el Argón. Dicho gas es comprimido y calentado por compresor utilizando la energía que se quiere almacenar. El gas caliente y comprimido entra al depósito de alta temperatura y calienta la roca, hasta salir del depósito de nuevo a temperatura ambiente pero aún comprimido. Luego, se expande el gas, enfriándose, y se lleva al tanque de baja temperatura, donde sube enfriando la roca hasta que sale de nuevo a temperatura ambiente. El proceso de descarga es el contrario, terminando en la expansión del gas caliente, lo que hace que se genere electricidad (European Association for Storage of Energy 2016f).
Eficiencia	70-75 % (European Association for Storage of Energy 2016f).	
Costo por instalación \$/kW	450 (European Association for Storage of Energy 2016f).	
Costo por energía \$/kWh	25 (European Association for Storage of Energy 2016f).	
Ciclo de vida aproximado	>15000 ciclos (European Association for Storage of Energy 2016f).	
Aplicación en el SEP	Está siendo desarrollada para que se compare en aplicación con las centrales de turbo-bombeo, en términos de altas horas de almacenaje y capacidad (Energy Storage Operators Forum 2014). Se utiliza primordialmente en gestión de la demanda y generación. (European Association for Storage of Energy 2016f).	
Nivel de avance	Se encuentra en desarrollo, únicamente en plantas de investigación piloto (European Association for Storage of Energy 2016f).	
MW instalados mundialmente	104 (Department of Energy. USA Government 2017).	

Cuadro 2.46: Resumen de proyectos del almacenamiento de energía a base de calor rebombado (Department of Energy. USA Government 2017).

Resumen de proyectos					
País	Proyecto	Potencia (MW)	Duración (h)	Nivel de conexión	Descripción
Reino Unido	Isentropic Demonstration Project	104	4	Distribución primaria	El proyecto viene siendo desarrollado desde el 2017 por la universidad de New Castle en Nottingham. Se espera que el proyecto funcione como experimentación de la tecnología en aplicaciones como integración de energía renovable y estabilización de la red.

Capítulo 3

Mejores Prácticas en el Almacenamiento de Energía

Las mejores prácticas en cuanto al almacenamiento de energía se han concentrado en el desarrollo y seguimiento de códigos de seguridad, estándares y regulaciones que permitan maximizar los beneficios que esta tecnología pueda brindar. En este capítulo se detallan las mejores prácticas de forma general.

3.1. Seguridad

La primera mejor práctica para integrar efectiva y eficientemente el almacenamiento de energía al sistema eléctrico es seguir los códigos de seguridad producidos y establecidos por instituciones internacionales durante la instalación, utilización, desinstalación y recuperación de los sistemas. En Department of Energy USA Government (2013) se presenta una serie de recomendaciones de seguridad, las cuales se listan a continuación.

1. Diseñar prácticas que incorporen los estándares de seguridad y procedimientos de prueba seguros para las diferentes tecnologías.
2. Elaborar programas de investigación y desarrollo enfocados en el estudio de los mecanismos de degradación y falla, y sus líneas de mitigación, y opciones para extender o mejorar la vida útil de las tecnologías de almacenamiento.
3. Desarrollar protocolos de pruebas estandarizadas y pruebas independientes de dispositivos de almacenamiento prototipos que sean aceptadas por los proveedores de almacenamiento.
4. Preparar un plan de contingencia ante incidentes, ya que los sistemas de almacenamiento son propensos a fallas que pueden resultar en la pérdida de bienes, y vidas humanas.
5. Los procedimientos de operación y mantenimiento deben estar escritos, accesibles y conocidos por todas las personas que estén relacionadas con el uso del sistema de almacenamiento.
6. Producir la documentación de ensayos de rendimiento y hacer los mismos disponibles para transferencia de conocimiento.

7. Los sistemas deben ser inspeccionadas regularmente, utilizando las técnicas de detección de problemas más recientes.

El DOE en (Eustis y Gyuk 2014) establece que la seguridad de un sistema de almacenamiento de energía se puede clasificar en tres componentes entrelazados:

1. Un sistema de almacenamiento debe estar diseñado y validado tomando en cuenta los más altos estándares de seguridad.
2. Se deben desarrollar procesos y técnicas para responder a incidentes si estos llegan a ocurrir.
3. Las mejores prácticas y requerimientos del sistema deben de reflejarse en códigos, estándares y regulaciones. Lo anterior es importante para que las acciones de los entes involucrados sean uniformes, consistentes, comprensibles y de carácter obligatorio cuando se diseñe, construya, pruebe e implemente un sistema de almacenamiento.

Cuando los componentes anteriores se toman en consideración, se logran las mejores prácticas para la seguridad del sistema.

Al día de hoy, grandes esfuerzos se han realizado para producir códigos de seguridad en el uso de sistemas de almacenamiento para baterías de vehículos eléctricos. Estos esfuerzos, aplicables a baterías de pequeña escala (no tan útil para aplicaciones del SEP) sirven, no obstante, como referencia para el desarrollo de códigos de seguridad en el almacenamiento de energía para aplicaciones sistémicas.

En Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems (2016), se presenta una guía de seguridad que las empresas de distribución pueden consultar para comprender los pasos necesarios para garantizar que cualquier sistema de almacenamiento de energía que adquieran e instalen se adhiera a los códigos, estándares y regulaciones aplicables. La información es aplicable al crear documentación de adquisición, incluidas las especificaciones, manuales de puesta en marcha, inspecciones de seguridad y planes de acción de emergencia. A continuación se presenta una breve descripción de esta guía.

1. Seguridad durante la planeación: Entre más temprano se considere la seguridad del proyecto, menos costoso será cumplir con los códigos, estándares y regulaciones. Abordar la seguridad en durante la planeación, incluso en un grado mínimo, sirve para garantizar que un proyecto sea más rentable y oportuno. Al evaluar la necesidad de servicios en un sistema eléctrico dado, la empresa puede considerar los entornos donde podría instalarse una tecnología de almacenamiento de energía. Factores como densidad de población, huella de carbono, clima local, restricciones de energía eléctrica, la proximidad a la estación de bomberos más cercana, y la disponibilidad de agua puede ser contabilizada cuando se evalúa un alimentador o sitio donde ubicar el almacenador. Si hay recursos insuficientes o condiciones no ideales en cualquier sitio, se pueden considerar sitios múltiples para sistemas más pequeños con funcionalidad agregada.
2. Seguridad durante la obtención: Junto con la información sobre las dimensiones físicas, el rendimiento y el costo del sistema, es importante que las empresas incluyan requisitos que garanticen que el sistema es seguro y que su funcionamiento a lo largo del tiempo sigue siendo seguro. Los requisitos también podrían abordar posibles incidentes relacionados con la seguridad y las acciones específicas que debe tomarse si algo llega a ocurrir. Para lo anterior, las empresas pueden solicitar al proveedor de almacenador un análisis de fallas (Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems 2016), que puede estudiarse a través de una de las siguientes dos metodologías:

- Modos de falla y análisis de efectos: Es una metodología para analizar la confiabilidad y el impacto de una falla en algún componente en el sistema. Sirve para estimar la probabilidad de falla de cada componente en el sistema.
 - Análisis de seguridad de sistemas: Metodología para determinar como un proyecto diseñado puede llegar a fallar. Sirve además para comunicar el grado o calidad de la seguridad del sistema a otros.
3. Seguridad en implementación e integración: Cuando se ha seleccionado un proveedor de almacenamiento de energía y comienza el desarrollo detallado del proyecto, es importante que este proceso se realice de una manera que garantice la seguridad. Hay muchas regulaciones relacionadas al transporte, seguridad de los empleados, inspección y puesta en marcha. Las empresas de servicios pueden aplicar los requisitos en estos documentos a las jurisdicciones, materiales y operaciones dentro de sus ámbitos. Sin embargo, donde los códigos, estándares y regulaciones no se han actualizado para abordar las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía, puede haber brechas que podrían retrasar los permisos del proyecto, por lo tanto, retrasar la implementación del proyecto.
 4. Seguridad en operación y mantenimiento: La empresa eléctrica podría establecer criterios para abordar la seguridad durante la operación y el mantenimiento del sistema. Estos criterios podrían incluir planes para inspeccionar, dar servicio, reparar y renovar, así como cualquier extensión al sistema (por ejemplo, instalación de capacidad de almacenamiento adicional). La empresa podría solicitar que el proveedor de almacenamiento de energía entregue un manual de operación y mantenimiento.
 5. Seguridad en la desinstalación: Una vez que el sistema ha llegado al final de su vida operativa, la empresa eléctrica puede desear retirarlo del sistema, eliminando o reciclando materiales. Por esta razón, se recomienda que la empresa solicite al proveedor del almacenador el desarrollo de un plan de desinstalación y eliminación. Este plan podría explicar el procedimiento para la clausura, incluidos los peligros que esto pueda ocasionar, así como los pasos para desconectar los sistemas de control automatizados externos.

3.2. Estándares

La segunda mejor práctica que existe para garantizar el buen funcionamiento de cualquier sistema tecnológico es seguir las normas y estándares relacionados con el sistema. En el caso de sistemas de almacenamiento, esta no es la excepción.

En Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems (2016), se presenta una lista de normas que cualquier instalación que implique almacenamiento de energía debe seguir. A continuación se presenta la lista de estos estándares:

1. **IEEE 519:** Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicas en sistemas de potencia eléctricos. Puesto que en muchos casos, la energía que se almacena tiene la forma de CD, es necesario convertir ese nivel continuo a uno alterno, de manera que se pueda interconectar con la red eléctrica. Para ello se suele utilizar inversores que, al ser dispositivos no lineales, pueden inyectar una gran cantidad de armónicos al sistema, degradando la calidad del servicio. Por ello es importante seguir una norma con la que se pueda regular este problema.
2. **IEEE 1547:** Estándar para la interconexión de fuentes distribuidas con el sistema de potencia. El propósito de este estándar es uniformar la interconexión de fuentes distribuidas con los sistemas de

potencia. Provee los requerimientos relevantes de desempeño, operación, prueba, consideraciones de seguridad y mantenimiento.

3. **IEC 61850:** Es la norma internacional para la comunicación en subestaciones. Define los requerimientos generales, sobretodo con respecto al diseño, construcción y condiciones ambientales para la comunicación y automatización de dispositivos electrónicos inteligentes y sistemas en subestaciones y plantas de generación eléctrica.
4. **NFPA 70:** Este estándar rige el diseño eléctrico de cualquier instalación. En el caso de Costa Rica, este estándar se adoptó como el código eléctrico nacional oficial mediante el Decreto Ejecutivo No. 36979 MEIC, Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad.
5. **NFPA 70B:** Prácticas recomendadas para el mantenimiento de equipos eléctricos. Detalla el mantenimiento preventivo que deben tener los sistemas y equipos eléctricos, electrónicos y de comunicaciones, de manera se prevenga fallas de los equipos y lesiones a los trabajadores.
6. **NFPA 70E:** Estándar para la seguridad eléctrica en el sitio de trabajo. Este estándar muestra los requerimientos para prácticas de trabajo seguras, para proteger al personal mediante la reducción a la exposición de peligros eléctricos.
7. **NFPA 400:** Código de materiales peligrosos. Este código consolida las medidas de seguridad para el almacenamiento, uso y manejo de materiales peligrosos para todas las instalaciones y ocupaciones, excepto para materiales de uso individual en habitaciones de una o dos familias.
8. **IEEE 979:** Guía para la protección de subestaciones contra el fuego. Esta guía ayuda en el diseño equipamiento y prácticas necesarias para la protección contra el fuego de las subestaciones.

3.3. Regulación

La tercera mejor práctica compete el apegiamiento al marco regulatorio de cada región o país. En (Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems 2016) y (Eustis y Gyuk 2014) se detalla como caso particular las mejores prácticas en cuanto a regulación que las empresas eléctricas de Estados Unidos pueden seguir. Se concluye en estos informes que el cumplimiento de la regulación se alinea cuando hay un cumplimiento de los códigos de seguridad y uso de estándares.

En el caso de Costa Rica, la regulación en cuanto al almacenamiento de energía es un área que está apenas en un proceso exploratorio. Existen diversas normas nacionales que deberán cumplirse para garantizar la viabilidad técnica, ambiental y regulatoria. Dentro de estas normas destacan:

- Norma técnica de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (POASEN) (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2014).
- Norma técnica de Supervisión de la Calidad del Suministro Eléctrico de Baja y Media Tensión (AR-NT-SUCAL) (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) 2015).
- Norma técnica de Supervisión de la Comercialización del Suministro Eléctrico en Baja y Media Tensión (AR-NT-SUCOM) (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) 2016).
- Ley 7200 – Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (Asamblea Legislativa 1995).

- Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables, Modelo de Contratación Neta Sencilla.
- INTE 12-01-06:2016.
- INTE 12-01-01:2009.
-

Las normas mencionadas anteriormente se describen en detalles en la Sección 5.2.1.

Capítulo 4

Estudios con Opciones de Almacenamiento de Energía

En el presente capítulo se describe, de manera general, el contenido de 11 estudios sobre las opciones de almacenamiento de energía. Los estudios presentan análisis concernientes a los tipos de tecnologías de almacenamiento disponibles, al mercado global y regional del almacenamiento y a los estándares y políticas de regulación que figuran como los más necesarios para el desarrollo de proyectos en este tema.

4.1. Ruta para el Desarrollo de la Tecnología Europea de Almacenamiento de Energía, actualización de 2017

El reporte es titulado en su idioma de publicación: *European Energy Storage Technology Development Roadmap, 2017 Update* y puede ser consultado en la referencia: (European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance 2017). Sin embargo, a continuación se detalla un resumen de su contenido:

Descripción General

La Asociación Europea para el Almacenamiento Energético, del inglés *European association for storage of energy* (EASE) y la Alianza Europea de Investigación Energética, del inglés *European energy research alliance* (EERA) publicaron en el mes de octubre de 2017 la actualización anual del reporte sobre el estudio de la ruta para el desarrollo de la tecnología europea concerniente al almacenamiento de energía, el cual ha sido desarrollado en conjunto por dichas instituciones desde el año 2013, como un esfuerzo para definir las prioridades de desarrollo tecnológico europeo en el área de almacenamiento energético.

El reporte se divide en 8 capítulos, donde los primeros 3 describen un resumen del mismo, la metodología y visión general del estudio y la misión y objetivos de la ruta de desarrollo planteada.

El capítulo 4 describe algunas de las políticas, tanto europeas como globales, que se perfilan como impulsoras de la demanda de almacenamiento de energía, tomando en consideración las perspectivas de cambio en el SEP europeo y las oportunidades de aplicación en el ámbito industrial.

El capítulo 5 por su parte, describe las necesidades existentes para el uso de almacenamiento energético; además, describe las aplicaciones de las tecnologías en los sectores de electricidad, y las aplicaciones

intersectoriales, como la utilización de recursos eléctricos en sectores de calentamiento, enfriamiento, gas y transporte; ampliando el ámbito de uso de los recursos renovables, por ejemplo.

En el capítulo 6 se realiza una descripción de las principales tecnologías de almacenamiento, de naturaleza química, electro-química, eléctrica, mecánica y térmica.

Finalmente el capítulo 7 describe una propuesta para el diseño del mercado y algunas recomendaciones para la instauración de políticas de desarrollo y; el capítulo 8, presenta recomendaciones generales finales y una línea de tiempo para la realización de actividades en el mercado europeo.

Regiones en Análisis

El estudio se realiza para el continente europeo, debido a que propone esquemas y políticas de investigación y desarrollo basadas en las características y necesidades del mercado de dicha región. Sin embargo, contiene información sobre las tecnologías de almacenamiento, como su nivel de avance y de comercialización, que es de interés global.

Principales Resultados

El estudio sienta sus bases en una descripción del marco político europeo en cuanto a temas energéticos. Principalmente destaca el incremento de interés en las tecnologías de almacenamiento como resultado de un cambio en el sistema de producción energética, el cual ha sido dirigido por una serie de políticas que impulsan la des-carbonización del SEP mediante la integración de recursos renovables variables.

Se establecen además los cambios esperados en el sistema eléctrico europeo, con el crecimiento de la demanda eléctrica en sectores de transporte, calentamiento y refrigeración. Consecuentemente, se establece el rol que tomará el almacenamiento de energía, sobre todo bajo el nuevo esquema de generación energética no centralizada, donde proveerá servicios a los sistemas de transmisión y distribución energética, mayoritariamente como un recurso para la garantía de la calidad de energía y estabilidad de los sistemas eléctricos.

Con respecto a las tecnologías de almacenamiento, el reporte presenta un estudio detallado de cada tipo de tecnología, incluyendo: almacenamiento químico a partir de hidrógeno y algunos otros portadores de energía química como metano, metanol y amoníaco; almacenamiento electro-químico con la discusión de distintas baterías; almacenamiento eléctrico con capacitores de doble capa y superconductores magnéticos; almacenamiento mecánico a partir de aire comprimido, aire líquido, volantes de inercia y turbo-bombeo hídrico; y, finalmente, almacenamiento térmico a base de calor sensible, latente, y termo-químico. Para cada tecnología se describe su madurez técnica, aplicaciones, objetivos de investigación y desarrollo, recomendaciones para prioridades de investigación, financiamiento, infraestructura e incentivos.

Por otro lado, se presentan algunas acciones en el marco político que recomiendan primordialmente remover las barreras regulatorias que detienen los proyectos de demostración, los cuales aportan grandemente a la investigación de las tecnologías; además de establecer un marco político justo, que permita la inserción del almacenamiento en servicios de transmisión y distribución, reconociendo los aportes de la tecnología en la red, como un instrumento para alivianar sus funciones y aportar al desarrollo de la misma.

Finalmente se establecen recomendaciones de investigación y desarrollo en el sector de almacenamiento, donde se estable la reducción de costos de las tecnologías como una prioridad transversal y como segundo punto el desarrollo de proyectos híbridos que utilicen varias tecnologías, los cuales prometen ser una herramienta para un mayor y más rápido crecimiento del mercado.

4.2. Ruta para los Estándares de Almacenamiento de Energía

El reporte se titula originalmente en inglés: *Roadmap for Energy Storage Standards* y su información completa se puede consultar en la referencia: (Standards Australia 2017). A continuación se muestra un resumen de la información provista por el reporte:

Descripción General

El reporte sobre la ruta para los estándares de almacenamiento de energía fue publicado por Standards Australia en febrero de 2017. El documento es el resultado de la revisión de la información concerniente a estándares de almacenamiento obtenida a partir de tres actividades principales: la emisión de dos documentos de consulta y la realización de un fórum; ambas dirigidas hacia las partes interesadas en el tema: la industria, los consumidores y el gobierno. A partir del reporte se pretende establecer un camino para el desarrollo de los estándares eléctricos con el fin de integrar los sistemas de almacenamiento energético a la red.

El reporte se organiza en tres partes principales. Primero, se presenta la metodología seguida en los documentos de consulta y en el fórum, con la cual se obtuvo la información necesaria para la propuesta de ruta en el área de estándares. La segunda parte es la presentación de dicha información recopilada y; la tercera parte, es la propuesta de la ruta en sí y plan de acción para seguir la misma.

Regiones en Análisis

Los estudios efectuados para emitir el reporte fueron realizados en su totalidad en Australia. No obstante, las recomendaciones para inserción en la red pueden ser tropicalizadas a las necesidades del sistema eléctrico costarricense.

Principales Resultados

Como ya se mencionó, la ruta de estándares fue establecida siguiendo los resultados de dos documentos de consulta y un fórum de las partes interesadas. Los resultados de dichas interacciones con el mercado demarcaron las prioridades de estandarización en temas concernientes al almacenamiento energético, como: tecnología, tamaño y capacidad de los sistemas a instalar, requerimientos de instalación, la identificación de los productos disponibles, la conexión a la red, la manipulación, el transporte y reciclaje de los productos, el entrenamiento para la instalación de los sistemas, y la importancia del establecimiento de un comité de estandarización con colaboración internacional.

La ruta establecida y el plan de acción propuesto muestran que la mayor prioridad de estandarización radica en los lineamientos de seguridad para la instalación y operación de sistemas de almacenamiento a base de baterías. Además, se denota la necesidad de estandarizar la participación de los sistemas de almacenamiento en la red, para garantizar que se obtengan beneficios ligados al manejo conjunto de recursos renovables variables y oportunidades de control como la gestión de la demanda.

Finalmente, se muestra un interés alto en estandarizar también las medidas de reciclaje y manejo de los productos ya de desecho. Sin embargo, el transporte, entrenamiento y participación se muestran como temas comunes de interés, pero con caminos más lejanos hacia la estandarización.

4.3. Tendencias y Oportunidades del Almacenamiento de Energía en los Mercados Emergentes

El reporte titulado originalmente en inglés *Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets* puede consultarse en la referencia (Eller y Gauntlett 2017); no obstante, en la siguientes secciones, se muestra un resumen de los aspectos más relevantes de su información.

Descripción General

Este reporte fue publicado en 2017 bajo la supervisión de Programa de Asistencia de Gestión del Sector de la Energía, del inglés *Energy sector management assistance program* (ESMAP) e Corporación Internacional de Financiamiento, del inglés *International finance corporation* (IFC) con el fin de dar a conocer el estado del desarrollo del almacenamiento de energía en los mercados emergentes alrededor del mundo.

El reporte se divide en 4 vertientes de estudio principales. La primera repasa el estado de los mercados actuales, en términos de infraestructura de la red, marco regulatorio, tendencias de uso de la energía, arquitectura de la red y desempeño de la misma, impulsores del mercado, tendencias y barreras.

La segunda vertiente corresponde a un resumen de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en la red: a nivel de distribución, de uso industrial, comercial o residencial o en sistemas de potencia remotos.

El análisis de los mercados regionales emergentes se detalla en la tercera rama de estudio del reporte; y, por último, se analizan tres casos de estudio de la industria de almacenamiento de energía en Estados Unidos, Chile e Indonesia.

Regiones en Análisis

El reporte se basa principalmente en la descripción de los mercados emergentes presentes en las regiones: Asia del este y el pacífico, Asia del sur, Europa oriental y Asia central, América latina y el caribe, África subsahariana, el medio oriente y el norte de África.

Principales Resultados

El análisis de mercados comienza con el establecimiento de una serie de parámetros que los definen. Se establece la estructura de la red como uno de los puntos a estudiar, ya que dependiendo de su configuración se tendrán necesidades de almacenamiento distintas. Por otro lado, la determinación del marco regulatorio y la estructura del mercado se muestran como herramientas para la evaluación del nivel de competitividad del mismo y el potencial para el desarrollo de proyectos de almacenamiento.

Por otro lado, se denota que la tendencia del uso de la energía de los mercados caracteriza también la naturaleza de los sistemas de almacenamiento necesarios, cuando se analizan factores como la densidad de población, el crecimiento de la misma y la diversificación del uso de la energía en sectores como el transporte. Además, otros factores como el desempeño de la red en términos de estabilidad deben ser tomados en cuenta para definir las necesidad de almacenamiento.

Con respecto a los impulsores de mercado, se establece que la instalación de sistemas de almacenamiento siempre se basa en la mejora del servicio eléctrico desde distintas posiciones en el mercado. Para los operadores de las redes de transmisión y distribución, se logran mejoras de la red en términos de eficiencia, resiliencia, seguridad, costo-efectividad y sustentabilidad. Por otro lado, los sistemas en instalaciones

de usuarios ayudan a reducir los costos de consumo y a mejorar la resiliencia del servicio y; por último, los sistemas de almacenamiento permiten la creación de sistemas eléctricos aislados del SEP.

En cuanto a las barreras del mercado, el estudio concluye que se pueden analizar desde cuatro perspectivas principales, como lo son la falta de familiaridad con las tecnologías entre las distribuidoras, entes reguladores y de financiamiento; los altos costos de las tecnologías; la necesidad de personal calificado para la instalación y operación de los sistemas; y, regulaciones concernientes a la propiedad de algunos recursos renovables, y que previenen la participación activa de los sistemas de almacenamiento en la red.

Se presenta además un análisis de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en la red: en transmisión, en distribución y *detrás del medidor*. Se resumen 13 servicios principales: arbitraje de energía, reserva rodante, regulación de frecuencia, soporte de tensión, arranque en negro, adecuación de recursos, alivio de la congestión en transmisión, aplazamiento de mejoras en transmisión y en distribución, manejo de la factura eléctrica, reducción de cobros por demanda, incremento del consumo de energía generada por sistemas fotovoltaicos y energía de respaldo.

Referente al análisis de los mercados emergentes, se muestran como principales actuadores los mercados de Asia del este y el pacífico, y el sur de Asia, debido a que presentan los mayores pronósticos de crecimiento hasta el año 2025.

Finalmente, el reporte presenta tres casos de estudio: uno ubicado en Village of Minister, en Ohio, Estados Unidos, con un sistema de almacenamiento emparejado a un parque de generación solar; el segundo en Mejillones, Chile, integrado a un proyecto de generación a base de carbon y; el último, en la isla Sumba en Indonesia, el cual integra un proyecto de micro redes.

4.4. Recursos Energéticos Mundiales, Almacenamiento Eléctrico 2016

El reporte, titulado originalmente en inglés *World Energy Resources. E-Storage*, se puede consultar en su totalidad en la referencia (World Energy Council 2016). A continuación se encuentra un resumen del contenido del mismo.

Descripción General

El reporte fue publicado en 2016 por el Consejo Mundial de Energía, del inglés *World energy council* (WEC) con el fin de presentar el resultado de un estudio de los principales factores concernientes al almacenamiento energético.

El reporte se divide en 6 capítulos principales. En el primero se detallan las nuevas y emergentes tecnologías de almacenamiento de energía. En el segundo capítulo se discute el tema de la economía y los mercados de las tecnologías de almacenamiento.

El capítulo 3 por su parte, muestra un análisis de los impactos socio-económicos y los posibles beneficios de la incursión del almacenamiento de energía en el SEP. En el capítulo 4 se denotan los impactos ambientales de las tecnologías. El capítulo 5 muestra un panorama del mercado e investigación en el tema; y, el último capítulo, muestra un resumen de algunos proyectos de almacenamiento por país y por tecnología.

Regiones en Análisis

El reporte tiene como objetivo describir el almacenamiento desde una perspectiva global.

Principales Resultados

El inicio del reporte describe una brevemente serie de tecnologías establecidas y emergentes de almacenamiento energético; entre las cuales se encuentran: turbo-bombeo hídrico, aire comprimido, aire líquido, volantes de inercia, baterías, superconductor magnético, hidrógeno, supercapacitores, gas natural sintético y energía térmica. Para cada una de las tecnologías se describe su aplicación actual y futuro potencial, los costos de inversión y de operación y la expectativa de reducción de dichos costos.

Por otro lado, se describen los mercados de almacenamiento de energía, su crecimiento en los últimos años y la densidad de localización de mercados en el mundo. Se destaca que el almacenamiento de tipo térmico fue el que presentó un mayor crecimiento desde el año 2006 hasta el año 2015 y que los mercados con mayor desarrollo al 2016 son los ubicados en los Estados Unidos, España, Europa, el sur de Asia y Australia. Además, se presentan algunos factores impulsores de las tecnologías como las políticas de decarbonización de algunos países, la reducción de costos de algunos sistemas, el interés por la garantía de la estabilidad y la eficiencia del SEP, el aumento en el uso de recursos renovables; entre otros.

Con respecto a los impactos socio-económicos de la inserción de sistemas de almacenamiento, se mencionan principalmente algunos beneficios, entre los que se encuentran: la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, mejora de la calidad del aire, mejora de la resiliencia y la seguridad de las redes eléctricas locales, la electrificación de áreas rurales, creación de oportunidad de empleos, reducción de los costos de equilibrio del sistema en la integración de energías renovables variables; entre otros.

Referente a los impactos ambientales de las tecnologías, se mencionan los efectos que tienen algunas de ellas como el turbo-bombeo hídrico en términos de uso de la tierra, modificación de ecosistemas y uso del agua. También las emisiones nocivas, el uso de energía en la manufactura y el requerimiento de materiales especiales de algunos tipos de baterías.

Por último, se muestra en los restantes capítulos un panorama global para periodos cortos y medios sobre el desarrollo técnico de algunas tecnologías y la reducción de costos. Además del cambio comercial y regulatorio en los mercados. Y, finalmente, un resumen de algunos de los proyectos de almacenamiento instalados hasta la fecha en los mercados globales.

4.5. Almacenamiento de Energía Eléctrica

El reporte titulado originalmente en inglés: *Electrical Energy Storage*, puede ser consultado en su totalidad en la referencia (International Electrotechnical Commission 2011). Sin embargo, a continuación se muestra un resumen general de su contenido.

Descripción General

El reporte fue publicado en el año 2011 por la Comisión Electrotécnica Internacional, del inglés *International electrotechnical commission* (IEC) con el fin de establecer las necesidades presentes y futuras de la presencia de sistemas de almacenamiento de energía en los mercados. Además, efectúa una revisión de las características de las tecnologías y realiza recomendaciones para todas las partes interesadas en el mercado.

Específicamente, el reporte se divide en 5 secciones principales. En la primera se describen los roles de las tecnologías de almacenamiento de energía en el sector energético. La segunda sección muestra un listado de los tipos de tecnologías de almacenamiento y sus características.

En la sección 3 se describen los mercados para el almacenamiento de energía. La sección 4 por su parte, muestra los pronósticos para los mercados de almacenamiento hasta el año 2030. Finalmente, la sección 5 presenta una serie de conclusiones y recomendaciones producto del análisis de la información del reporte.

Regiones en Análisis

El reporte trata el tema de almacenamiento de manera global, por lo que la información no se detalla para una región específica.

Principales Resultados

El reporte inicia con una descripción de los roles del almacenamiento de energía en el uso de la electricidad. En la misma se detallan aplicaciones como el almacenamiento de energía en periodos de picos de generación, la necesidad de suministro energético continuo y flexible, manejo de los problemas resultantes de las grandes distancias entre generación y consumo, el alivianamiento de la congestión energética en el SEP y la integración de más fuentes de generación renovable no centralizada.

Una vez establecida la necesidad del almacenamiento, el reporte describe las diferentes alternativas de tecnologías de almacenamiento actuales y en desarrollo, como lo son: turbo-bombeo hídrico, el aire comprimido, los volantes de inercia, las baterías, el hidrógeno, el gas natural sintético, los capacitores de doble capa, los superconductores magnéticos y el almacenamiento térmico.

Por otro lado, se presentan los mercados de almacenamiento energético. Se evalúan las aplicaciones actuales, desde la perspectiva de las distribuidoras (generación de potencia, operación de la red y suministro de servicio), de los consumidores (fuentes de potencia ininterrumpibles). Además, se incluyen algunas de las tendencias de aplicación emergentes, como en la generación renovable, las redes inteligentes, las micro-redes, las casas inteligentes y los vehículos eléctricos.

Por último, se presenta una serie de aplicaciones potenciales en el mercado para estimaciones hasta el año 2030. Dichas aplicaciones son un resumen de distintos estudios ya realizados, en entidades como el Laboratorio Nacional Sandia de Estados Unidos, el grupo consultor Boston y el grupo Panasonic.

4.6. Manual de Almacenamiento de Electricidad en Colaboración con NRECA

El reporte fue publicado bajo el título: *Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*, y puede ser consultado en la referencia: (Akhil y col. 2013). No obstante, a continuación se presenta un resumen de su contenido:

Descripción General

El reporte fue publicado en el año 2013 por los Laboratorios Nacionales Sandia del Departamento de Energía del gobierno estadounidense, como resultado de un estudio patrocinado en conjunto con el Instituto de Investigación en Potencia Eléctrica, de Estados Unidos, del inglés *Electrical Power Research Institute* (EPRI) y la Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas Rurales, de Estados Unidos, del inglés *National Rural Electric Cooperative Association* (NRECA). Incluye, en esencia, un guía para las distribuidoras, ingenieros de las cooperativas rurales y planificadores del sector eléctrico para implementar proyectos de almacenamiento de energía.

El documento se divide en 4 capítulos principales. En el primero se realiza una descripción de los servicios y beneficios obtenidos a partir de la instalación de sistemas de almacenamiento energético en la red. Seguidamente en el segundo capítulo, se realiza una descripción de las tecnologías de almacenamiento más prominentes, incluyendo su costo, desempeño y madurez de desarrollo.

En el capítulo 3, se presentan una serie de métodos y herramientas necesarias para la evaluación de distintos proyectos de almacenamiento de energía y; finalmente en el capítulo 4, se muestra una descripción de los procesos de obtención e instalación de dichos sistemas.

Regiones en Análisis

El reporte se basa en el estudio de las condiciones del mercado eléctrico de Estados Unidos. Sin embargo, los análisis de tecnologías de almacenamiento son útiles para aplicaciones fuera de dicho país.

Principales Resultados

El reporte inicia con una descripción de los usos y beneficios del almacenamiento energético. Primeramente describe los usos en los sistemas de gran escala como el arbitraje de energía y la capacidad de suministro energético; además, describe los servicios auxiliares como regulación, reservas rodantes de energía, soporte de tensión y restablecimiento en negro. Por otro lado, menciona también los servicios que se pueden brindar a la infraestructura en transmisión y distribución, como los aplazamientos de mejoras y la descongestión energética.

Se desarrolla además en el reporte una descripción detallada del principio de funcionamiento, los costos, desempeño y madurez de las tecnologías de almacenamiento: turbo-bombeo hídrico; aire comprimido; diversas baterías como la de sodio-azufre, las zebra, las de flujo, las de ácido-plomo y las de litio; los volantes de inercia y un repaso de tecnologías emergentes como por ejemplo el almacenamiento con aire líquido, supercapacitores y algunas nuevas generaciones de las tecnologías actuales, como las baterías avanzadas ácido-plomo y de litio.

Con respecto a la evaluación de los proyectos de almacenamiento energético, se describen 4 pasos principales que deben seguirse para conocer el tipo de tecnología que es necesario en la red. Primeramente, se establece que deben conocerse las oportunidades mejora que presenta la red, con el fin de así conocer qué puede hacer el sistema de almacenamiento en pro del estado de la misma; tomando en consideración cuáles son los requerimientos de la red; es decir, en las oportunidades de mejora, ¿qué quiere lograrse?.

El segundo paso menciona que una vez conocidos los requerimientos de aplicación, deben buscarse varios casos de uso factibles, los cuales busquen que los proyectos sean adecuados tanto en términos técnicos como económicos. Seguidamente en el tercer paso, se analiza el impacto y los beneficios en la red que proporcionan cada uno de los casos de uso factible, en términos de costo, confiabilidad y factores externos como costos para el consumidor, flexibilidad del sistema e impactos ambientales. Finalmente, el último paso recomienda realizar una monetización de los beneficios obtenidos en la red gracias al almacenamiento, en la cual se considera únicamente el beneficio del propietario del sistema y además se toman en consideración las políticas de regulación y un análisis financiero más avanzado en detalles.

Por otro lado, el reporte presenta información concerniente a la adquisición e instalación de los sistemas de almacenamiento. En primer lugar se realiza un repaso de los modelos de negocio disponibles para la adquisición del equipo; desde servicios contratados a terceras partes hasta la compra directa de los mismos. Además, se especifica el rol que cumplen las regulaciones en los mercados de energía, en la recuperación del costo y la posibilidad de ser propietarios de los sistemas.

Además, se especifican algunos estándares de desempeño y protocolos de prueba de los sistemas y se recalcan los problemas de seguridad que se asocian a algunas instalaciones de sistemas de almacenamiento. Finalmente, se comentan otros temas concernientes a la instalación como las interacciones con las redes de comunicación de la red y procesos de construcción como estudios de impacto y permisos de establecimiento.

4.7. Opciones de Tecnología de Almacenamiento de Energía Eléctrica

El se publicó bajo el nombre en inglés: *Electricity Energy Storage Technology Options*, y puede ser consultado con más detalle en la referencia: (Rastler 2010). Sin embargo, a continuación se presenta un resumen de su contenido:

Descripción General

El EPRI publicó en el año 2010 el reporte sobre las opciones de tecnología de almacenamiento de energía eléctrica, como el fin de presentar un informe técnico sobre las aplicaciones, costos y beneficios de los sistemas de almacenamiento.

El reporte se divide en 5 secciones distintas. En la primera, se describen las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía y los beneficios que brindan a la red. La segunda sección, muestra un análisis del tamaño del mercado actual y del potencial que presenta el mismo para el futuro próximo.

La tercera sección, por su parte, presenta un listado de las opciones de tecnologías de almacenamiento en la actualidad, incluyendo sus aplicaciones y costos. En sección 4 se realiza un discusión sobre el costo y el valor que representan los sistemas de almacenamiento y una serie de conclusiones sobre lo estudiado en cada parte del reporte. La última sección detalla algunas recomendaciones para futuro trabajo en investigación y desarrollo de los sistemas.

Regiones en Análisis

El estudio integró el análisis del mercado de almacenamiento en Estados Unidos; sin embargo, la información presentada es valiosa para el conocimiento de las tecnologías de almacenamiento y los factores que afectan los mercados todas las regiones del mundo.

Principales Resultados

En el inicio del reporte se establecen las 10 aplicaciones claves del almacenamiento de energía en el soporte de generación, transmisión, distribución y en los consumidores finales. Dichas aplicaciones son:

- Servicios de venta de energía
- Integración de recursos renovables
- Almacenamiento estacionario para soporte de transmisión y distribución
- Almacenamiento transportable para soporte de transmisión y distribución
- Gestión de sistemas de generación distribuida
- Sistemas agregados por las compañías distribuidoras con gestión central para proporcionar beneficios a nivel de distribución
- Calidad y confiabilidad de la energía en aplicaciones comerciales e industriales
- Gestión del consumo de energía en aplicaciones comerciales e industriales
- Manejo de la energía en aplicaciones residenciales

- Energía de respaldo residencial

Además, el reporte detalla una serie de requerimientos de aplicación de la tecnología, con parámetros como tamaño del sistema, duración del suministro, ciclos y tiempo deseado de vida. Aunado a esto, se presenta una estimación del valor monetario de las aplicaciones de los sistemas, en términos de mejoras en la operación del sistema.

Con respecto al tamaño del mercado y su potencial, el reporte muestra un análisis de los mercados que existen para las aplicaciones del almacenamiento, incluyendo: las aplicaciones en el sistema, como la venta de energía, el arbitraje de energía, la reducción de la congestión en transmisión, reducción de precios y regulación de tensión y frecuencia; la integración del recurso de generación eólico y el fotovoltaico; las aplicaciones en distribución como el manejo de picos de demanda y el aplazamiento de mejoras en la red y; las aplicaciones industriales, comerciales y residenciales.

El análisis muestra el tamaño del mercado para cada aplicación, que actualmente se encuentra liderado por los sistemas de respaldo, venta de energía y aplazamiento de mejoras en la red. Además, da una descripción de algunas de las reglas existentes en el mercado y su impacto en el valor del almacenamiento energético.

En lo referente a opciones de tecnologías, el reporte incluye una descripción de las soluciones que ofrecen cada tecnología, su desempeño y de sus costos. Se incluyen en el análisis el almacenamiento por turbo-bombeo hídrico; por aire comprimido; volantes de inercia y con baterías como las de ácido-plomo, sodio-azufre, zebra, de flujo y de iones de litio. Además, se discuten algunas tecnologías emergentes como lo son las baterías de níquel-cadmio y níquel-metal-hidruro.

Por último, se incluye una discusión que toma lugar en la comparación entre el costo de las tecnologías y el valor que realmente tienen sus aplicaciones en la red. Además del rol que cumplen las políticas regulatorias y las empresas eléctricas en el mercado de almacenamiento energético.

4.8. Renovables y el Almacenamiento de Electricidad, una Hoja de Ruta Tecnológica para REmap 2030

El reporte, originalmente publicado bajo el título: *Renewables and Electricity Storage, a Technology Roadmap for REmap 2030* puede ser consultado en su totalidad en la referencia: (International Renewable Energy Agency 2015b). No obstante, a continuación se presenta un resumen de su contenido:

Descripción General

En el año 2015, la Agencia Internacional de Energía Renovable, del inglés *International renewable energy agency* (IRENA) publicó el reporte: *Renovables y el almacenamiento de electricidad, una hoja de ruta tecnológica para REmap 2030* como un esfuerzo para evaluar las rutas que deben seguirse en los países que cubren más del 80 % de la demanda eléctrica global, con el fin de doblar la capacidad instalada de recursos renovables en los SEP para el año 2030.

El reporte se encuentra dividido en 5 áreas de prioridad de estudio principales. La primer área realiza un análisis del sistema para el almacenamiento de energía. En la segunda área se estudia el papel del almacenamiento energético en islas y áreas remotas. La tercer área por su parte, analiza el almacenamiento energético para auto-consumo de energías renovables. La penúltima área da una visión del almacenamiento de energía acoplado a generación de energía con recursos renovables variables y; por último, el área 5, muestra el almacenamiento en las redes de transmisión y distribución.

Regiones en Análisis

El análisis se realiza en más de 40 países, los cuales en conjunto suman más del 80 % de la demanda de energía eléctrica en el mundo, por lo que corresponden a países con altos niveles de electrificación.

Principales Resultados

Primeramente, el reporte presenta un análisis del sistema para almacenamiento que inicia con la exaltación de la importancia de la incorporación y el compromiso de todas las partes interesadas en el almacenamiento de energía (reguladores, legisladores, operadores del sistema, distribuidoras, consumidores, organizaciones ambientales, industria e instituciones financieras) para lograr establecer un ambiente en el que se todos se beneficien del valor de los sistemas de almacenamiento. Además se especifica que en el análisis del sistema, es importante que se realice una evaluación de los beneficios de la instalación de cada proyecto de almacenamiento; debido a que el lugar de instalación, la capacidad y la tecnología hacen que se presentes diferentes efectos en la red; y, también, se resalta que es importante la evaluación del cambio que se tendrá en los SEP con la integración de mayor generación renovable variable y la extensión del sector eléctrico a otros sectores como el de transporte y al térmico.

Por otro lado, se presenta un análisis del uso e importancia de los sistemas de almacenamiento para la electrificación de islas y áreas remotas; ya que dichos lugares representan una oportunidad para incrementar la capacidad de generación renovable y disminuir la generación con combustibles fósiles, al mejorar la confiabilidad de su suministro eléctrico a través del uso de distintas tecnologías para almacenamiento energético. Se especifica que la facilitación de financiamiento, la creación de cadenas de valor locales y la exposición de ejemplos de proyecto prácticos son una herramienta para el incentivo y el desarrollo de proyectos de electrificación rural con almacenamiento.

Aunado a lo anterior, el reporte da a conocer algunos de los beneficios a nivel industrial, comercial y residencial de los sistemas de almacenamiento, principalmente para incrementar el auto-consumo de la generación distribuida renovable instalada detrás del medidor. Se establecen tres vertientes de incentivo para dicho uso, que son: disposición de información comparativa de tipos y aplicaciones de los sistemas y el etiquetado correcto de los mismos; la aceleración del desarrollo de estándares concernientes a la seguridad y reciclaje de los equipos y; la creación de marcos legales para los datos de propiedad y obligación de los propietarios de los sistemas.

Con respecto a los proyectos de almacenamiento emparejados a generación renovable, el reporte detalla sus beneficios de estabilización de la salida de potencia y la oportunidad que esto significa para una mayor integración de recursos renovables variables a la red. Para lograr una proliferación mayor de dichos sistemas se propone un mayor apoyo a la creación de regulaciones innovadoras que reconozcan los servicios brindados a la red y permitan que la instalación de equipos de almacenamiento se vuelva cada vez más viable, pues el apoyo técnico no es suficiente para su desarrollo, sino que el apoyo legal y económico también es necesario. Además, se recalca que la promoción de los sistemas de almacenamiento debe también ir de la mano con la promoción de sistemas de generación distribuida a partir de recursos renovables variables.

Por último, el reporte se refiere a los sistemas de almacenamiento conectados a redes de transmisión y distribución. Principalmente, se presenta un análisis de las tecnologías de almacenamiento por medio de turbo-bombeo hídrico y de aire comprimido. Y, finalmente, se recalca la importancia del apoyo a proyectos de demostración que sean utilizados para medir los impactos de los sistemas y realizar esfuerzos en la disminución de costos de las tecnologías con el fin de crear nuevos modelos de negocio para los sistemas de almacenamiento.

4.9. Visión General del Mercado Global de Almacenamiento de Energía e Informe Resumido Regional

El reporte es titulado originalmente en inglés: *Global Energy Storage Market Overview & Regional Summary Report*, y puede ser consultado en su totalidad en la referencia: (Energy Storage Council 2015). A continuación, se detalla un resumen de los aspectos más relevantes de su contenido:

Descripción General

En el año 2015, el Consejo de Almacenamiento de Energía, de Australia, del inglés *Energy storage council* (ESC) publicó el reporte *Visión general del mercado global de almacenamiento de energía e informe resumido regional* con el fin de introducir el campo concerniente al almacenamiento de energía e identificar las principales tendencias que se están presentando en dicho sector a escala global.

El reporte se divide en 2 áreas de estudio principales. La primera constituye una visión general de los tipos de tecnologías disponibles para almacenamiento energético y sus aplicaciones. En la segunda, se detalla una revisión de los mercados de almacenamiento, donde se presentan primeramente una visión general del mercado global y después se detallan 6 de los principales mercados regionales de almacenamiento.

Regiones en Análisis

El reporte realiza un esfuerzo para presentar una visión global de las tecnologías y mercados de almacenamiento; sin embargo, se detalla el estado de dichos sistemas en 6 países principales: Estados Unidos, China, Japón, India, Alemania y Australia.

Principales Resultados

El inicio del reporte establece una visión general de distintos tipos de tecnologías de almacenamiento, entre las que se incluyen el almacenamiento:

- Mecánico como el turbo-bombeo hídrico, aire comprimido, volantes de inercia, aire líquido y sistemas de agua caliente
- Electro-químico a partir de baterías avanzadas de ácido-plomo, de iones de litio, de sodio-azufre y de flujo
- Térmico a base de calor rebombeado y de energía solar concentrada y,
- Químico incluyendo el hidrógeno y las tecnologías de P2G

De manera general se discute que a pesar de que el turbo-bombeo hídrico contiene la mayoría de los proyectos de almacenamiento, se está presentando un gran cambio, sobre todo el crecimiento de la inserción de las tecnologías de baterías, consecuencia de la caída en los precios y su amplio rango de aplicaciones. Además, se denota el creciente interés técnico y político en el desarrollo de las tecnologías, dada la expansión del mercado hacia sectores de transporte y térmicos y, la tendencia de la emancipación energética.

Por otro lado, se definen 7 aplicaciones principales del almacenamiento de energía, entre las que se encuentra el ahorro del combustible en aplicaciones de transporte y servicios desconectados de la red; el arbitraje energético para consumir energía cuando existen precios bajos; la gestión de la red para balancear la carga, garantizar la calidad de energía e integrar recursos renovables; el aplazamiento de mejoras costosas

en la red; la gestión del consumo de energía industrial, residencial y comercial, desplazamiento de horas de consumo para evitar altas tarifas y; suministro de respaldo.

Por último, en lo referente al análisis de mercados, el reporte presenta un estudio de los 6 mercados principales en el almacenamiento energético, los cuales son: Estados Unidos, China, Japón, India, Alemania y Australia. Para cada país, se muestra una visión general de temas como el estado del marco de políticas legales para el desarrollo e integración a la red de sistemas de almacenamiento, el crecimiento de la energía renovable variable en el mercado, oportunidades claves de desarrollo e inserción de las tecnologías en el mercado, el desarrollo de los estándares relacionados con las tecnologías, algunos de los fabricantes líderes de equipos de almacenamiento, ejemplos de grandes proyectos realizados hasta la fecha, tipos de tecnologías claves en es desarrollo del mercado; entre otros.

4.10. Almacenamiento de Energía en Redes Eléctricas con Alta Penetración de Generación Variable

El reporte *Almacenamiento de energía en redes eléctricas con alta penetración de generación variable* titulado en su idioma de publicación: *Energy storage grids with high penetration of variable generation* puede ser consultado en la referencia: (Asian Development Bank 2017). Sin embargo, a continuación se detalla un resumen de su contenido:

Descripción General

El reporte se enfoca en el almacenamiento de energía y la electrónica de potencia necesaria para aplicaciones en redes eléctricas con alta penetración de energía renovable (eólica o solar). Las aplicaciones sobre las que se centra el reporte son:

- Regulación de frecuencia
- Regulación de tensión
- Aplanamiento de la demanda máxima
- Desplazamiento de carga
- Retraso en inversiones en transmisión

El reporte deja por fuera otras aplicaciones importantes como la integración del almacenamiento a nivel residencial, comercial o industrial (detrás del medidor). El reporte se enfoca en redes que tienen, o pronto tendrán, niveles de penetración altas de energía renovable.

El reporte pretende servir como medio de consulta para los inversionistas, desarrolladores, planificadores de la red, sector público, creadores de política, y otros que comprendan la importancia del almacenamiento de energía en las redes eléctricas del futuro. El reporte presenta una introducción técnica del almacenamiento de energía, el rol que muy probablemente logre al aumentar la penetración de renovables, y la política para utilizar el amplio rango de beneficios que tiene el almacenamiento de energía por turbo-bombeo.

Regiones en Análisis

El reporte se enfoca en las opciones de almacenamiento que tienen los países miembros del Banco de Desarrollo Asiático. Sin embargo, el análisis puede extrapolarse a otros países debido a las generalidades presentadas.

Principales Resultados

El reporte presenta una visión general de las tecnologías de almacenamiento, y brinda una perspectiva de sus aplicaciones. Se presenta además una estimación del costo de algunas (pocas) tecnologías de almacenamiento para distintas aplicaciones. Se concluye que el costo de cada tecnología varía con la aplicación, debido principalmente al tamaño del sistema requerido. Por ejemplo, se estima que las baterías de iones de litio tendrían un costo que oscila entre 347 \$/MWh a 739 \$/MWh para aplicaciones en el sistema de transmisión (sistemas muy grandes), pero entre 400 \$/MWh y 789 \$/MWh para aplicaciones en el sistema de distribución (sistemas de menor tamaño).

El reporte presenta también una detallada descripción de las aplicaciones que se potencian para el almacenamiento de energía. A diferencia de muchos otros informes, se discute las aplicaciones que se vislumbran para las tecnologías en el contexto de las redes inteligentes, y como éstas pueden contribuir en la gestión del sistema. Otro aspecto relevante del informe es su discusión sobre modelos financieros y económicos del almacenamiento de energía, y las políticas que deben tomarse en cuenta en la integración de estas tecnologías en el sistema (por ejemplo, en cuanto a tarifas y regulación).

4.11. Guía de Buenas Prácticas sobre Almacenamiento de Energía Eléctrica

El reporte se titula en su idioma original de publicación: *A Good Practice Guide on Electrical Energy Storage*, y puede ser consultado en la referencia: (Energy Storage Operators Forum 2014). No obstante, a continuación se detalla un resumen de su contenido:

Descripción General

Este informe tiene como fin brindar una herramienta de consulta para implementar proyectos de almacenamiento de energía en el sistema, particularmente a las empresas eléctricas del Reino Unido. La información suministrada se basa en las experiencias de los principales actores (empresas de distribución, regulador, inversionistas) en la integración de la tecnología. El alcance del informe se basa en los resultados de distintos proyectos pilotos ejecutados entre el 2010 y 2014. No obstante, se enfoca en la implementación de proyectos de almacenamiento por baterías.

El reporte presenta el estado del arte del almacenamiento de energía (enfocándose en baterías). Los resultados se basan en la información brindada por la Agencia Internacional de Energía, del inglés *International energy agency* (IEA) en el reporte (International Energy Agency 2014a), en la sección de almacenamiento de energía. Se discuten las necesidades de almacenamiento en el sistema eléctrico del Reino Unido, y se detallan algunos de los desafíos que afronta el sistema. En el contexto del reporte, se detallan las aplicaciones más prominentes de la tecnología de almacenamiento: Arbitraje, aplazamiento de la inversión, integración de fuentes de energía renovable, estabilidad del sistema, calidad de la energía, entre otros. El reporte brinda una visión global de los sistemas y de las capacidades. Además, presenta un resumen de los proyectos piloto en almacenamiento ejecutados y consultados para la producción del informe.

El reporte finalmente brinda algunas de los conocimientos adquiridos a través de la implementación de los proyectos pilotos. Se describen los escenarios técnicos y comerciales que se evaluaron y cuales fueron las principales conclusiones.

Regiones en Análisis

El reporte se enfoca en las experiencias en cuanto a la inserción del almacenamiento de energía en el Reino Unido. Sin embargo, las conclusiones pueden extrapolarse a otros países debido a las generalidades presentadas.

Principales Resultados

De los principales resultados presentados en el informe destaca la falta de regulación del almacenamiento de energía. La ausencia de códigos de operación y estándares (en el 2014) se vislumbraba como una de las barreras principales.

Además, se concluye en la necesidad de ejecutar proyectos piloto para comprender las necesidades del sistema, y principalmente, los casos en los que el almacenamiento de energía brinda soluciones reales.

Finalmente, el informe hace un hincapié en la necesidad de alianzas con la academia para realizar investigación aplicada de los potenciales escenarios donde el almacenamiento de energía puede ayudar al sistema eléctrico.

Capítulo 5

Metodologías e Indicadores de Viabilidad

5.1. Metodologías para Estudio de Opciones de Almacenamiento de Energía

En las siguientes secciones se presenta el resultado de una extensiva revisión bibliográfica sobre las metodologías de estudios de viabilidad de proyectos de almacenamiento de energía en el sector eléctrico. Para efectos de este reporte, se presentan diez estudios en total publicados en el tema. Las secciones 5.1.1, 5.1.2 y 5.1.3 inicialmente describen de forma detallada tres estudios que presentan distintas metodologías de evaluación de opciones de almacenamiento de energía. Estos tres trabajos se consideran como los principales exponentes del estudio de viabilidad de proyectos a gran escala conectados al sistema eléctrico en sus distintas etapas. Seguidamente, la sección 5.1.4 muestra un resumen de los restantes siete estudios que exponen algunos aspectos importantes a considerar sobre el estudio de opciones de almacenamiento de energía. El fin de estos últimos estudios es de ampliar el espectro de conocimiento sobre el tema y contar con referencias útiles para profundizar en el estudio de las metodologías de evaluación de viabilidad.

5.1.1. Comparación de las Opciones de Almacenamiento de Electricidad, Utilizando el Método de Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS)

En el año 2016, el grupo de análisis de sistemas de energía del Instituto Fraunhofer para Sistemas Solares de Energía, del inglés *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* (ISE), publicó en la revista *Applied Energy* el estudio titulado “*Comparison of Electricity Storage Options Using Levelized Cost of Storage (LCOS) Method*”, donde presenta una metodología de comparación de sistemas de almacenamiento, basada en el Costo Nivelado del Almacenamiento, del inglés *Levelized Cost of Storage* (LCOS), para 4 grupos de tecnologías distintos: turbo-bombeo, aire comprimido, baterías y P2G.

En el estudio se comparan las tecnologías para dos escenarios específicos: uno de almacenamiento a largo plazo (100 MW, 70 GWh) y otro a corto plazo (100 MW, 400 MWh); sin embargo, se especifica que la metodología permite el análisis de sistemas con diferentes diseños y modos de operación; es decir, diferentes capacidades de potencia y energía y horas de operación por año. A continuación, se presenta un detalle del desarrollo de la metodología propuesta. La totalidad de la información brindada por el estudio

puede ser consultada en (Jülch 2016).

Descripción y Aspectos Generales

El LCOS es derivado del concepto de Costo Nivelado de la Energía, del inglés *Levelized Cost of Energy* (LCOE), el cual establece cuál es el precio por kWh de un sistema, considerando los costos y entrega de energía del mismo durante toda su vida útil; por lo que análogamente, el LCOS establece cuál es el precio por kWh de la instalación y operación de un sistema de almacenamiento durante toda su vida útil (Jülch 2016).

El cálculo del LCOS se realiza siguiendo la relación:

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{entregada}}{(1+i)^t}}, \quad (5.1)$$

donde en el numerador de la expresión (5.1) se encuentra la suma del valor de Inversiones de Capital, del inglés *Capital Expenditures* (CAPEX) y de los costos anuales, A_t , del sistema de almacenamiento en cada punto de tiempo t durante la vida útil n , descontados con la tasa de descuento i . El valor de los costos anuales se calcula según:

$$A_t = OPEX_t + CAPEX_{re,t} + C_{el} \cdot W_{in} - R_t, \quad (5.2)$$

donde $OPEX_t$ son los costos de operación en el año t ; $CAPEX_{re,t}$ son los costos de re-inversión en componentes del sistema de almacenamiento; C_{el} y W_{in} son el precio de compra de la electricidad y el consumo de electricidad del sistema, respectivamente, multiplicados para calcular los costos por consumo energético; y R_t es el valor residual del sistema, contado únicamente al final de la vida útil del mismo. Los valores de $OPEX_t$ y $CAPEX_{re,t}$ son, por lo general, muy bajos (en comparación con otros gastos del sistema), por lo que suelen ser despreciados en las comparaciones de costo de almacenamiento de energía.

En el denominador de la expresión (5.1) por su parte, se encuentra la suma de la energía entregada por el sistema, $W_{entregada}$, de almacenamiento en cada año t durante la vida útil del sistema.

Es importante notar que la salida de energía del sistema también se descuenta con la misma tasa de descuento i de los costos anuales, esto como resultado de transformaciones contables que se basan en la idea que la salida de energía corresponde implícitamente a las ganancias de la venta de dicha energía, por lo que entre más hacia el futuro se desplacen dichas ganancias, menor será su valor; lo cual puede expresarse al ser transformado en una disminución virtual de la salida de energía en el tiempo.

El costo del almacenamiento dado por (5.1) es un valor presente, en el cual el valor de todos los gastos experimentados por el sistema durante su vida útil son descontados según una misma tasa de descuento, i , con respecto a una misma fecha de referencia.

La metodología insta a realizar el cálculo del LCOS para sistemas con distintas tecnologías de almacenamiento pero con similares características de potencia y de energía, con el fin de comparar el costo presente que tendría cada sistema en operación durante toda su vida útil. Dicho de otra forma, el LCOS es un indicador comparativo entre tecnologías. Además, debido al costo decreciente de algunas tecnologías, en especial de las baterías, se recomienda realizar los cálculos con precios estimados para futuras fechas, con el fin de considerar el potencial con que cuentan algunas tecnologías para formar parte del desarrollo de proyectos en algunos años.

5.1.2. Evaluación de Tecnologías de Almacenamiento de Energía para la Integración de Energía Eólica

La revista *Solar Energy* publicó en el año 2012 el estudio “*Evaluating Energy Storage Technologies for Wind Power Integration*” de la Universidad de Massachusetts en Estados Unidos. En el estudio se presenta una metodología de análisis económico de tecnologías de almacenamiento de energía para el sector eléctrico, cuando se utilizan en tres aplicaciones clave para la integración de parques eólicos a la red: desplazamiento de carga, soporte de frecuencia y calidad de la energía. Para la evaluación de cada aplicación en el sistema eléctrico, se especifica un diseño de capacidad energética y de potencia de los sistemas.

Se evalúan un total de once tecnologías, que incluyen: baterías sodio-azufre, ácido-plomo, níquel-cadmio y de ion de litio; baterías de flujo; superconductores magnéticos, capacitores electro-químicos, volantes de inercia, turbo-bombeo hídrico y aire comprimido. A continuación se presenta un detalle de la metodología de evaluación económica, de los sistemas de almacenamiento, presentado en el estudio. La totalidad de la información brindada en la publicación puede ser consultada en (Sundararagavan y Baker 2012).

Descripción y Aspectos Generales

La metodología de evaluación económica, según Sundararagavan y Baker, para encontrar el costo anual total de almacenamiento, CTA , se basa en la suma del costo capital anualizado del sistema de almacenamiento, CC_A , año, y del costo de operación y mantenimiento del mismo, $C_{O\&M}$, como muestra:

$$CTA = CC_{A, \text{año}} + C_{O\&M}. \quad (5.3)$$

El cálculo del costo capital del almacenamiento se muestra en:

$$CC_A = C_A + C_{CP} + C_{BP}. \quad (5.4)$$

Este se compone de tres ejes de inversión principales:

1. El costo del almacenamiento energético per se, C_A , el cual es proporcional a la capacidad energética de almacenamiento. Se calcula siguiendo:

$$C_A = \frac{(C_E \cdot E)}{\eta}, \quad (5.5)$$

donde C_E es el costo en \$/kWh de la energía, E es la capacidad de almacenamiento de energía del sistema y η es la eficiencia del sistema de almacenamiento.

2. El costo del sistema de conversión de potencia para conexión a la red, C_{CP} , que se encuentra relacionado directamente a la capacidad de potencia del sistema de almacenamiento, como se muestra en:

$$C_{CP} = C_P \cdot P, \quad (5.6)$$

donde C_P , en \$/kW, es el costo por potencia del sistema de almacenamiento y P es el valor de potencia eléctrica del sistema.

3. El costo de balance de planta, C_{BP} , asociado con el alojamiento, sistemas de control, conexiones eléctricas y demás dispositivos necesarios para la instalación y operación del sistema de almacenamiento. El C_{BP} puede ser expresado en términos de energía, \$/kWh, o de potencia, \$/kW; por lo que su valor puede calcularse según:

$$C_{BP} = C_{BP, kWh} \cdot E, \text{ o} \quad (5.7)$$

$$C_{BP} = C_{BP, kW} \cdot P, \quad (5.8)$$

donde $C_{BP, kWh}$ y $C_{BP, kW}$ son los costos de balance de planta proporcionales a energía y potencia, respectivamente.

Para encontrar el costo capital anualizado del almacenamiento, $CC_{A, año}$, se multiplica el CC_A por el factor de recuperación de capital, FRC , como se muestra en:

$$CC_{A, año} = CC_A \cdot FRC. \quad (5.9)$$

Dicho factor realiza la asignación del costo de capital inicial del sistema a lo largo de la vida útil del mismo, y se calcula siguiendo:

$$FRC = \frac{i(1+i)^L}{[(1+i)^L - 1]}, \quad (5.10)$$

en la cual se utiliza el valor de la tasa de descuento i y de la vida útil del sistema, L .

Finalmente, el costo anual por operación y mantenimiento, $C_{O\&M}$, se calcula siguiendo:

$$C_{O\&M} = C_{O\&M, año} \cdot P, \quad (5.11)$$

donde $C_{O\&M, año}$ es el costo anual de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento, expresado en \$/kW-año.

El estudio utiliza la metodología para comparar los precios anuales de las once tecnologías mencionadas considerando las aplicaciones descritas anteriormente. Los costos los calcula utilizando tres sistemas distintos con las especificaciones de potencia y energía necesarias para cada aplicación. Por último, Sundararagavan y Baker concluyen que las características que más afectan el costo del sistema de almacenamiento son: la tasa de descuento i , el costo por potencia, el costo por energía y la vida útil del sistema.

5.1.3. Viabilidad Tecno-económica del Almacenamiento en la Red: Mapeo de Servicios Eléctricos y Tecnologías de Almacenamiento de Energía

En el año 2015, el Laboratorio de Almacenamiento de Energía Renovable de la Universidad Dalhousie en Canadá, publicó en la revista *Applied Energy* el estudio titulado “*Technoeconomic feasibility of grid storage: Mapping electrical services and energy storage technologies*”; en el cual, se incluye el detalle de una metodología para evaluar la viabilidad tecno-económica del almacenamiento de energía en la red eléctrica.

El estudio realiza una caracterización de los servicios que se pueden brindar a la red eléctrica, a partir del uso de sistemas de almacenamiento, mediante la especificación de cuatro métricas principales: la duración, ciclos de ocurrencia, requerimientos de potencia y de energía del servicio. Por otro lado, se definen algunas métricas de caracterización importantes de cada tipo de tecnología de almacenamiento en estudio (turbo-bombeo hídrico, aire comprimido, baterías y volantes de inercia), como lo son sus posibles especificaciones de potencia y energía, eficiencia, rango de operación, disponibilidad, tiempo de vida útil y costo.

A partir de la información anterior, se muestra una metodología de evaluación de la viabilidad de proyectos de almacenamiento cuyo detalle se expondrá a continuación. La totalidad de la información brindada por el estudio se puede consultar en la referencia (Pearre y Swan 2015).

Descripción y Aspectos Generales

La metodología basa su funcionamiento en el análisis de las métricas de caracterización de los servicios a la red y de las tecnologías de almacenamiento, mostradas en trece figuras que pretenden ayudar a encontrar los puntos de coincidencia entre las necesidades de servicios y las capacidades de cada tecnología de almacenamiento.

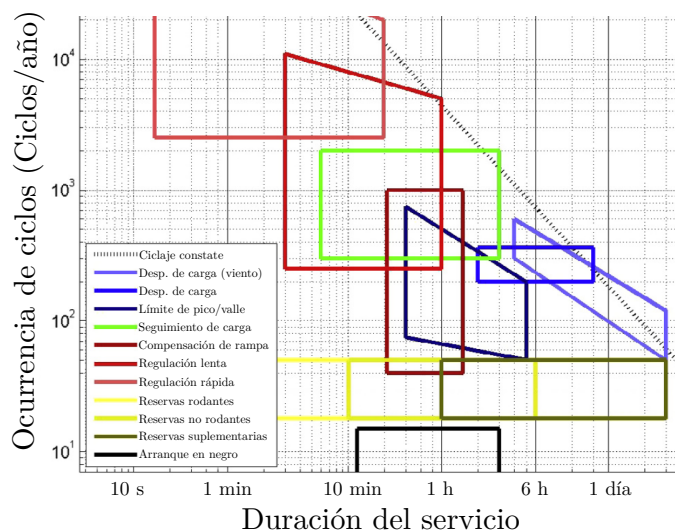


Figura 5.1: Gráfica para caracterizar los posibles servicios a brindar a la red (Pearre y Swan 2015).

A continuación se detallará la utilización de cada una de las figuras y la información que se obtiene de cada una de ellas.

- La metodología inicia con la caracterización de algunos de los servicios eléctricos que pueden ser ofrecidos a la red, a partir de la gráfica de la Figura 5.1, donde se muestra una envolvente del funcionamiento de una serie de servicios, originada a partir de la ocurrencia cíclica y la duración de los mismos.
- En segundo lugar, se consulta la Figura 5.2 para identificar la energía mínima que debe ser capaz de entregar un sistema de almacenamiento, con el fin de proveer un servicio eléctrico a la red, caracterizado a partir del conocimiento del requerimiento de potencia y de duración del mismo.
- Seguidamente, a partir de la Figura 5.3, se encuentra la cantidad de ciclos de vida necesarios en el sistema de almacenamiento, de acuerdo con los requerimientos de años de vida útil del mismo y la ocurrencia cíclica del servicio eléctrico que debe brindar.
- Con el fin de calcular la ganancia potencial anual por servicios de energía (como por ejemplo, desplazamiento de carga), se consulta la Figura 5.4, la cual toma en consideración la ocurrencia cíclica del servicio solicitado por la red y el precio diferencial promedio en el mercado de la compra y venta de energía eléctrica.

Aunado a lo anterior, con la utilización de la Figura 5.5, se calcula el potencial de ganancias económicas anuales por conceptos de servicios de potencia (por ejemplo, reservas rodantes), al conocer cuál es el precio del servicio en el mercado y las horas de disponibilidad anual con la que cuenta el sistema de almacenamiento.

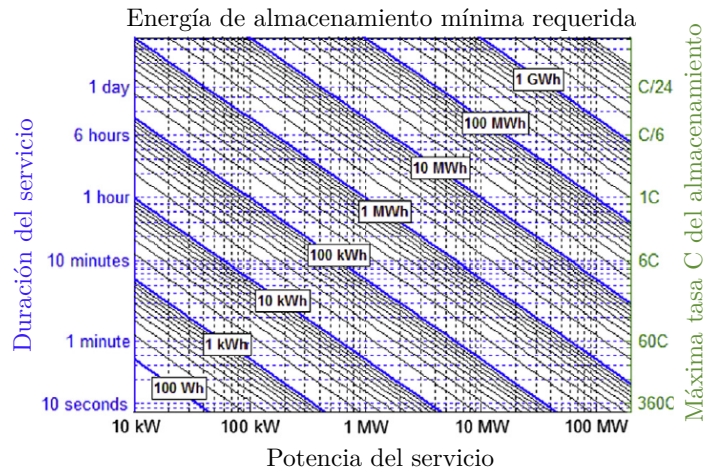


Figura 5.2: Gráfica para encontrar la mínima energía de almacenamiento requerida para un servicio específico (Pearre y Swan 2015).

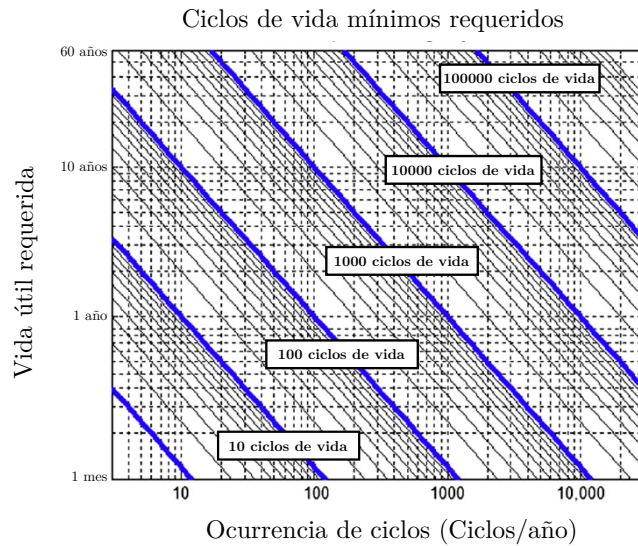


Figura 5.3: Mínimos ciclos de vida requeridos de un sistema de almacenamiento como función de la ocurrencia cíclica y años de vida útil (Pearre y Swan 2015).

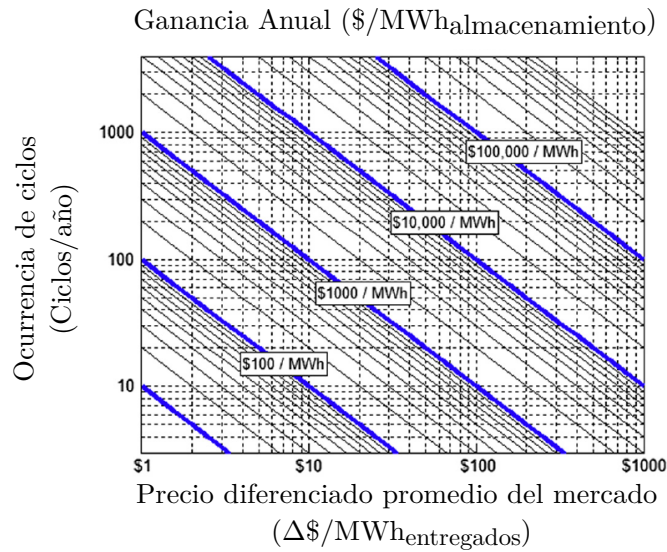


Figura 5.4: Potencial de ganancias anuales en términos de la ocurrencia cíclica del servicio de energía y del precio diferencial de compra y venta de energía en el mercado (Pearre y Swan 2015).

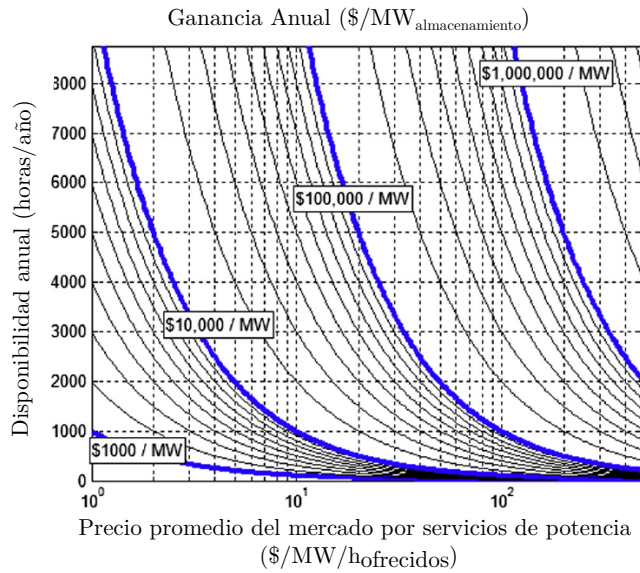


Figura 5.5: Gráfica de ganancias anuales por servicios de potencia (Pearre y Swan 2015).

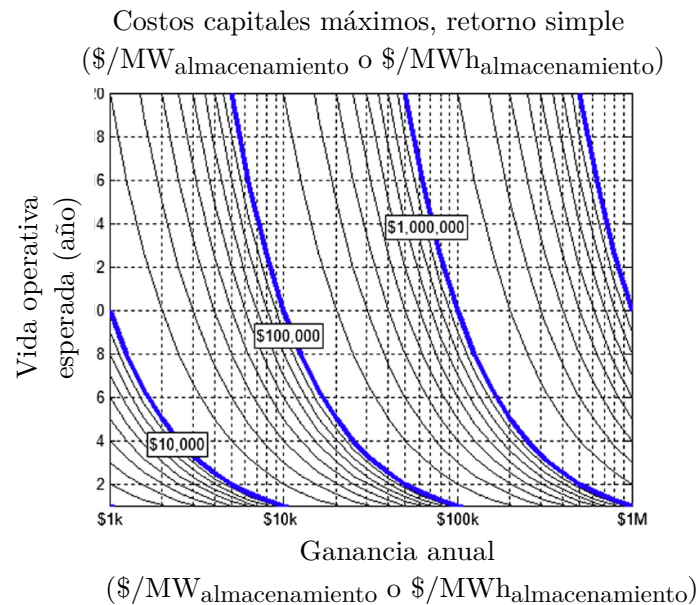


Figura 5.6: Gráfica de costos máximos de capital según la vida operativa esperada del sistema y las ganancias anuales (Pearre y Swan 2015).

- La Figura 5.6 muestra una evaluación de la vida operativa esperada del sistema de almacenamiento y las ganancias anuales estimadas a partir de las Figuras 5.4 y 5.5, con el fin de encontrar los costos capitales máximos del sistema de almacenamiento, que posicionan al mismo como uno viable, al considerar un retorno económico simple.

La gráfica anterior presenta la oportunidad de realizar una comparación preliminar del costo máximo de capital encontrado con los costos capitales por energía y potencia de algunas tecnologías de almacenamiento. Lo anterior con la finalidad de contar con una determinación previa de cuáles tecnologías figuran, desde este punto, como más probables a ser viables en términos económicos.

- Debido a que en el estudio se evalúa el uso de baterías como medio de almacenamiento, se expone el concepto de *energía entregable*, la cual se define como el porcentaje de energía que es realmente accesible con respecto a la energía total que puede almacenar el sistema. La Figura 5.7 muestra de forma gráfica el concepto anterior.

Por su lado, la Figura 5.8 muestra la importancia de la consideración del porcentaje de energía entregable, principalmente en las baterías, debido a que esta afecta en gran proporción los ciclos de vida de las tecnologías. En el eje vertical derecho de dicha gráfica se muestra un segundo concepto importante, el de *Equivalentes de ciclo completo*, los cuales corresponden a la razón de la energía entregable del sistema, durante toda su vida útil, normalizada por la energía nominal de almacenamiento.

Además de la consideración del porcentaje de energía entregable, en la metodología se considera el efecto de la eficiencia total del sistema, para lo cual se caracteriza la misma a partir de la Figura 5.9. En la anterior, se caracteriza la eficiencia a partir del porcentaje de energía entregable y de los

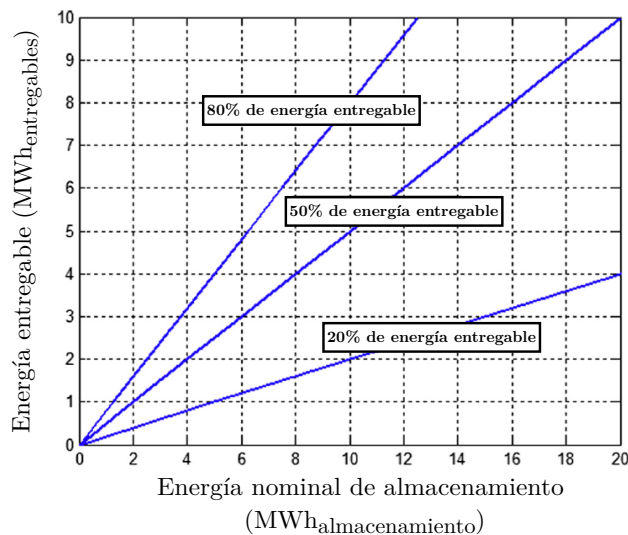


Figura 5.7: Gráfica de porcentaje de energía entregable con respecto a la energía que puede almacenar el sistema (Pearre y Swan 2015).

equivalentes de ciclo completo.

- Con respecto a los costos ocasionados por la operación del sistema de almacenamiento, se calcula primeramente los costos de desgaste por ciclaje, a partir de la Figura 5.10. En la misma se toman en consideración los equivalentes de ciclo completo y el costo capital del sistema por energía.

Seguidamente, se estiman los costos por ineficiencia del sistema de almacenamiento, a partir de la Figura 5.11; donde se considera la eficiencia total del sistema y el precio de la energía comprada a la red.

- Finalmente, en el estudio se proponen las últimas dos figuras con el fin de realizar una convergencia tecno-económica del análisis de servicios eléctricos y tecnologías de almacenamiento.

Primeramente en la Figura 5.12 se estima cuál es la mínima diferencia de precio que debe existir en el mercado de compra y venta de energía, para que, considerando los costos de desgaste por ciclaje y la eficiencia del sistema de almacenamiento, la instalación del mismo sea viable en términos de arbitraje de energía.

Y, por último, la Figura 5.13 muestra cuál es el máximo número de ciclos de operación, por año, del sistema de almacenamiento para que su operación sea económicamente viable. Para dicho cálculo se considera, de nuevo, el costo de desgaste por ciclaje, el precio que se paga en el mercado por servicios de potencia a la red y los costos por ineficiencia del sistema de almacenamiento.

Según Pearre y Swan el análisis integral de las figuras descritas con anterioridad, constituye una herramienta guía para la especificación y selección de tecnologías de almacenamiento en futuros proyectos de almacenamiento a gran escala.

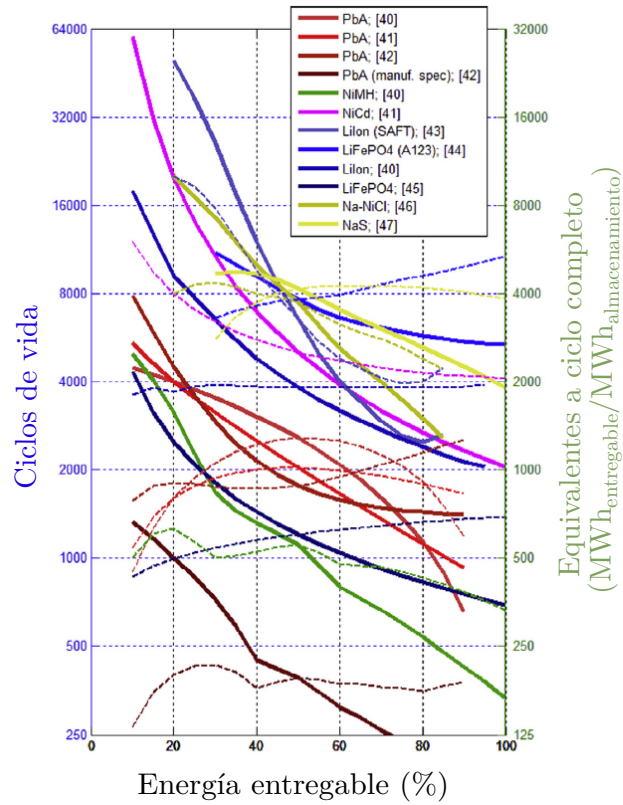


Figura 5.8: Gráfica de cambio en ciclos de vida en función del porcentaje de energía entregable (Pearre y Swan 2015).

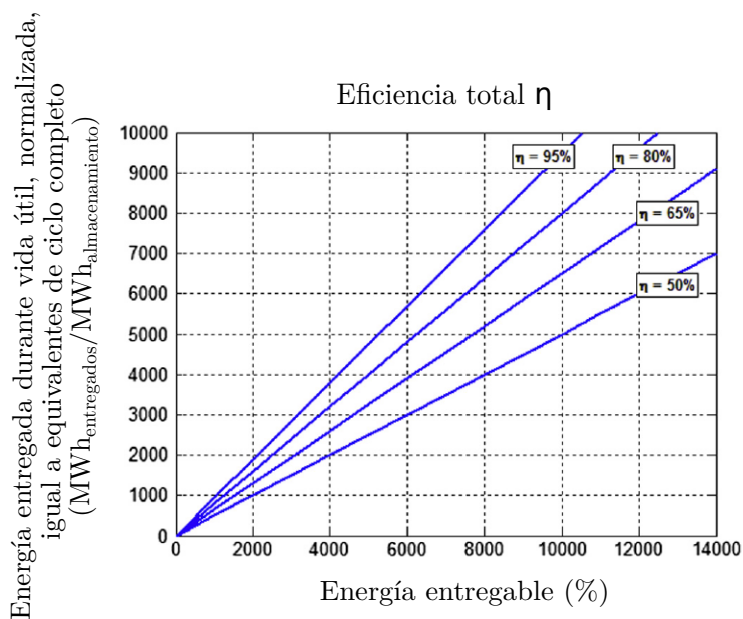


Figura 5.9: Eficiencia total del sistema de almacenamiento (Pearre y Swan 2015).

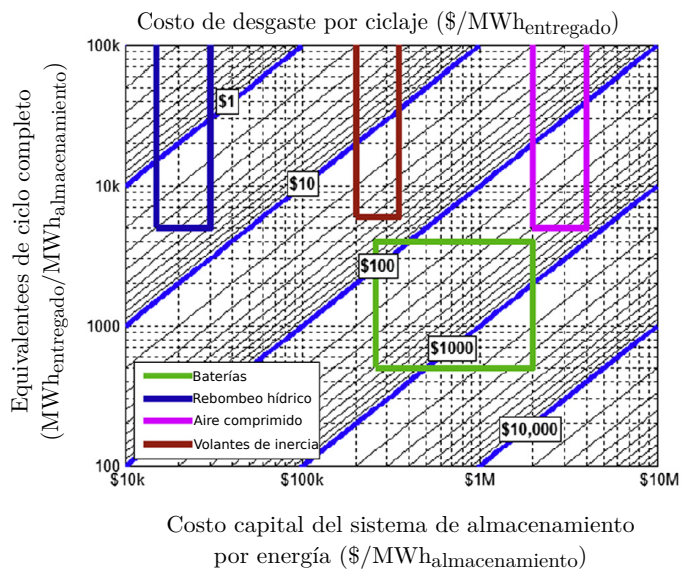


Figura 5.10: Costos de desgaste por ciclaje en la operación del sistema de almacenamiento (Pearre y Swan 2015).

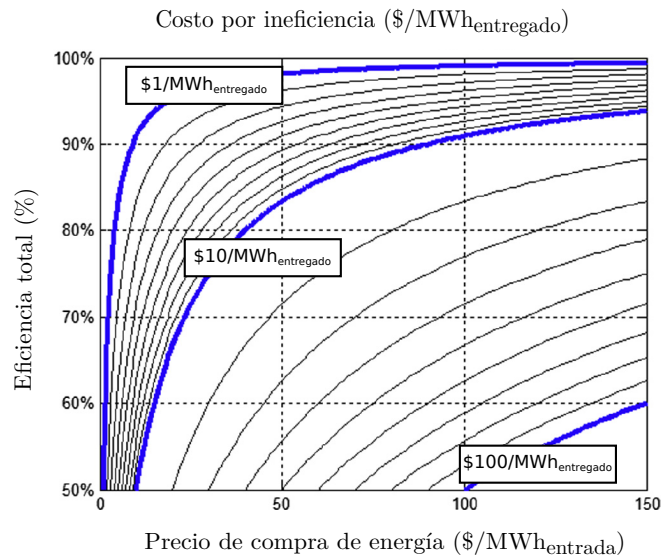


Figura 5.11: Costos por ineficiencia en la operación del sistema de almacenamiento (Pearre y Swan 2015).

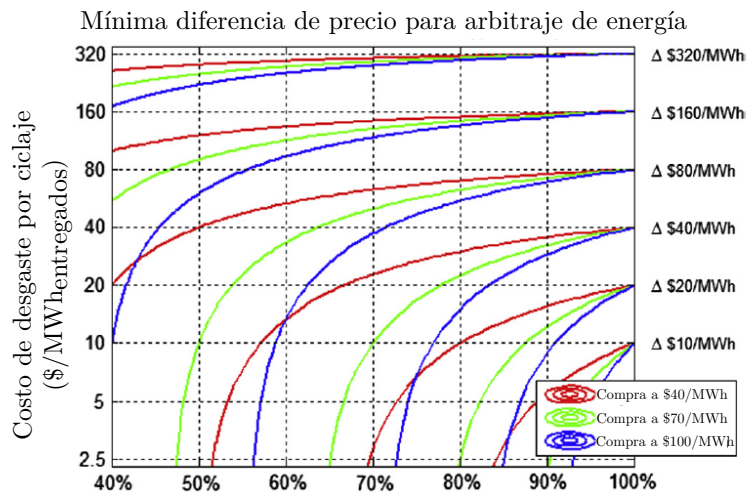


Figura 5.12: Mínimo diferencial de precios de compra y venta de energía en el mercado, para que el sistema de almacenamiento resulte viable (Pearre y Swan 2015).

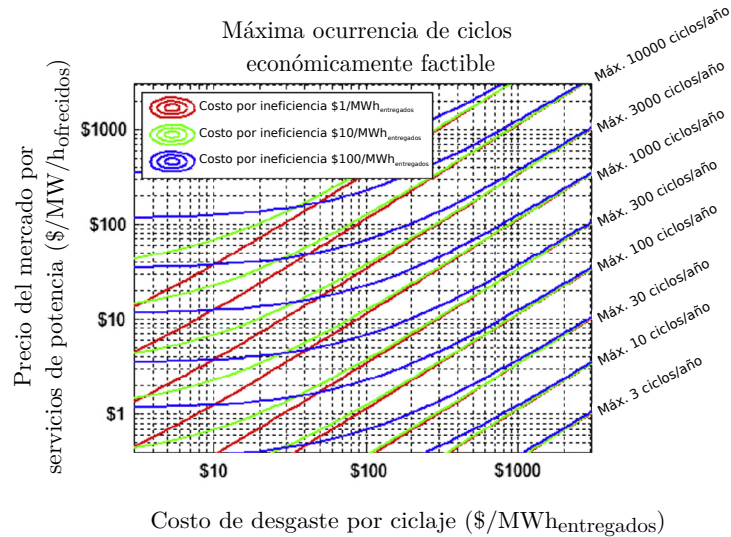


Figura 5.13: Gráfica de máxima ocurrencia de ciclos para viabilidad económica del sistema (Pearre y Swan 2015).

5.1.4. Otros Estudios sobre Viabilidad de Opciones de Almacenamiento

El estudio de la viabilidad de opciones de almacenamiento requiere el análisis de aspectos técnicos, económicos, sociales, ambientales y regulatorios, concernientes a la elección de la tecnología y el diseño adecuado de los proyectos de almacenamiento de energía. Es por esto, que esta sección incluye un resumen de algunos estudios adicionales que exponen dichos temas con el fin de realizar la elaboración de metodologías integrales de estudio de viabilidad.

- El estudio publicado por Kapila, Oni y Kumar, titulado “*The development of techno-economic models for large-scale energy storage systems*”, presenta el desarrollo de modelos tecno-económicos para las tecnologías de almacenamiento con turbo-bombeo hídrico y con aire comprimido.

Primeramente se realiza un modelo técnico de las tecnologías a partir de los datos constructivos y operacionales más importantes, con el fin de obtener la capacidad energética y de potencia de los mismos según dichos parámetros.

Seguidamente, se desarrollan los modelos económicos que incluyen: el costo total del equipo, el costo del almacenamiento (reserva de agua y almacenamiento de aire bajo el suelo), cálculo del costo total de inversión, costos por energía, potencia y balance de planta, costos de operación y mantenimiento, costos de ciclo de vida anual, costo nivelado de la energía (precio al que se debe vender la energía del sistema de almacenamiento para cubrir todos los costos durante el tiempo de vida del sistema) y el costo nivelado de almacenamiento, que es la diferencia entre el costo nivelado de energía y los gastos de electricidad para cargar el sistema.

- Por otro lado, el estudio publicado por Landry y Gagnon y titulado “*Energy Storage: Technology Applications and Policy Options*”, presenta una visión de cómo se encuentra el mercado y las políticas

concernientes al almacenamiento de energía en algunos países.

Especifica que el problema primordial es que no existe un marco regulatorio establecido que dé un valor a los servicios que pueden prestar los sistemas de almacenamiento, lo cual detiene la instalación de los mismos pues no son costo-efectivos únicamente bajo el arbitraje de energía. Se recalca que deben existir políticas que aborden las barreras regulatorias para los sistemas de almacenamiento.

Además, se especifican algunas opciones de políticas y ejemplos de gobiernos que las han implementado. Por ejemplo, el apoyo económico directo como asistencia de capital, subsidios y apoyo para Investigación, Desarrollo y Demostración, del inglés *Research, Development and Demonstration* (RD&D); mandato directo de adquisición; tarifas diferenciadas de acceso a la red; evolución del mercado y revisión regulatoria; documentación del desempeño y reducción de distorsión de precios.

- Seguidamente el estudio titulado “*A conceptual framework for understanding the social acceptance of energy infrastructure: Insights from energy storage*” y publicado por Devine-Wright y col. pretende establecer una agenda de investigación que realice la integración de aspectos de mercado, sociopolíticos y comunitarios sobre la aceptación social de las tecnologías de almacenamiento.

Los autores plantean que la investigación en la aceptación social debe seguir tres focos interdisciplinarios principales:

1. Gobernación y regulación.
2. Mercados e innovación.
3. Aspectos de aceptación pública y sociocultural del almacenamiento.

Los tres focos de estudios se detallan a nivel internacional, nacional, local y del papel de los actores medios.

- El siguiente estudio fue publicado por los autores Arbabzadeh, Johnson y Keoleian y es titulado “*Parameters driving environmental performance of energy storage systems across grid applications*”. El mismo presenta un método matemático basado en la emisión de dióxido de carbono para establecer el impacto ambiental de la producción y operación de varias tecnologías de almacenamiento.

Establece una metodología a base de dos ecuaciones principales que detallan el valor de las emisiones (en kg de CO₂/kWh) durante el desarrollo e implementación de un sistema de almacenamiento. Se utiliza información para encontrar las emisiones que incluye:

- la eficiencia del sistema,
- los años de vida útil del sistema,
- la degradación en la capacidad y eficiencia del sistema,
- la energía requerida para adquirir el estado de carga completa,
- la energía de la red desplazada por la descarga completa del sistema,
- las emisiones asociadas a la energía que carga el sistema,
- las tasas de calor de la carga del sistema y de la generación desplazada,
- el número de ciclos completos anuales,
- las emisiones de CO₂ durante la producción del sistema (emisiones por kW de capacidad),
- el tamaño del sistema en términos de capacidad de potencia y energía,

- los años de servicio del sistema, y
 - los años de estudio.
- Por otra parte, el estudio que se titula “*Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation*”, publicado por Castagneto Gissey, Dodds y Radcliffe, realiza un recuento de las barreras que históricamente se han mostrado en el mercado del almacenamiento, para la adquisición y operación de los sistemas, desde la perspectiva de los operadores de distribución y transmisión.

Se plantea una categorización de las barreras para el despliegue del almacenamiento de energía, en 16 puntos:

1. La falta de cualquier forma de apoyo directo para el almacenamiento, o la falta de incentivos a la inversión.
 2. La clasificación del almacenamiento como un activo de generación, aunque no produce un flujo neto positivo de electricidad.
 3. Tarifas dobles y / o inciertas para el acceso a la red.
 4. Una falta de reconocimiento de los beneficios del almacenamiento en todo el sistema.
 5. Incertidumbre con respecto a la propiedad de los activos de almacenamiento.
 6. Incertidumbre con respecto a la operación de los activos de almacenamiento.
 7. Una falta de equilibrio de respuestas ultra rápidas y de mercados auxiliares.
 8. Un proceso de permisos de operación incompleto, incierto y complejo.
 9. La ausencia del establecimiento de necesidades de almacenamiento declaradas oficialmente por algún ente gubernamental.
 10. La ausencia de funciones verificadas para el almacenamiento declarado por un funcionario oficial gubernamental, incluido el asesoramiento sobre modelos comerciales y viabilidad de estos, para cada dominio.
 11. La ausencia de marcos legales y regulatorios concluyentes y diferencias regulatorias entre mercados.
 12. Distorsiones en los mercados energéticos.
 13. La falta de reflexión política/regulatoria de la dependencia sustancial de almacenamiento para desarrollos más amplios del sistema eléctrico.
 14. La ausencia de rentabilidad y eficiencia de la planificación de transmisión energética debido a que el almacenamiento también depende de la evolución de la red.
 15. Competencia con otros activos compensadores y auxiliares.
 16. Actitudes públicas inciertas con respecto al almacenamiento.
- El estudio a exponer a continuación se titula “*Smart grid and energy storage: Policy recommendations*” y fue publicado por los autores Zame y col. como un análisis del papel de los sistemas de almacenamiento en la cadena de valor de las redes eléctricas. Establece, con base en esto, una serie de recomendaciones de políticas que podrían incentivar el despliegue de la tecnología de almacenamiento de energía.

Los autores definen las recomendaciones de políticas en tres puntos focales principales:

1. RD&D: en este punto se incluye el financiamiento para proyectos piloto de tecnologías emergentes; además de una continua investigación para mejorar las capacidades técnicas de las tecnologías ya existentes y aumentar sus capacidades para aplicaciones de gran escala. Se resalta que los proyectos piloto son importantes para demostrar el funcionamiento de las tecnologías y promover la inversión sin que se considere como un riesgo alto. Además, se especifica que la inversión principal para investigación debe ser en la eficiencia y en la reducción de costos capitales.
 2. Crédito de impuesto a la inversión: con la disminución de los impuestos, dichos créditos son un método muy efectivo para reducir los costos capitales de los sistemas de almacenamiento, con lo cual se disminuyen además los riesgos tecnológicos y capitales.
 3. Formación del mercado y soporte para el almacenamiento de energía: se establece que el principal problema que enfrentan los sistemas de almacenamiento en el mercado son las regulaciones que no explotan al máximo los servicios que pueden ofrecer los sistemas a la red; pues si se valora el sistema únicamente con arbitraje, la atracción al mercado es muy baja.
- El último estudio a destacar es titulado *“Profitability, risk, and financial modeling of energy storage in residential and large-scale applications”* y fue publicado por los autores Berrada, Loudiyi y Zorkani. El estudio presenta el análisis de la instalación de sistemas de almacenamiento con aire comprimido y turbo-bombeo hídrico a escala de la red. Presenta también un análisis de riesgos bajo los que se encuentran el desarrollo de proyectos de almacenamiento.

Los autores establecen que los beneficios que se pueden obtener de la instalación de sistemas de almacenamiento a escala de la red son a partir de: desplazamiento de carga (arbitraje) y del aplazamiento de mejoras en las redes de Transmisión y distribución (T&D).

Los costos de los sistemas de almacenamiento con aire comprimido y turbo-bombeo hídrico se facilitan en el estudio. Se consideran los costos por energía, y por potencia; además costos de operación y mantenimiento, de balance de planta, costos de reemplazo de componentes, la eficiencia y la vida útil.

Finalmente, los autores plantean que los principales riesgos externos en el desarrollo de los proyectos de almacenamiento son:

1. Riesgos financieros: como incertidumbres en las tasas de interés, inflación o complicaciones para adquirir financiamiento.
2. Riesgos políticos: como cambios inesperados en la legislación existente.
3. Riesgos de finalización: incluye el riesgo de no finalizar el proyecto dentro del tiempo o el presupuesto especificado.
4. Riesgo económico: como el incremento en los costos relacionados al proyecto o una mala administración de los fondos.
5. Riesgo geológico-ambiental: cuando la instalación de los sistemas incluye excavaciones importantes.
6. Riesgo de eventos de fuerza mayor: como por ejemplo incendios, inundaciones, huelgas u otros eventos naturales.
7. Riesgo sociocultural: como diferencias sociales o culturales entre los trabajadores de los proyectos.

5.2. Indicadores de Viabilidad

Un aspecto fundamental en el análisis de la viabilidad de un sistema de almacenamiento es el desarrollo de indicadores. Estos indicadores pueden ser cuantitativos (por ejemplo, indicadores financieros) o cualitativos (por ejemplo el cumplimiento con las normas y regulación existente). Independientemente del tipo, los indicadores de viabilidad brindan herramientas a los reguladores e instituciones rectoras para definir de forma objetiva los proyectos de almacenamiento que podrían ejecutarse.

Desde este punto de vista, los indicadores deben estar diseñados con una política pública en mente y un objetivo claro. Esta sección presenta una serie de indicadores para evaluar la viabilidad técnica, económica, ambiental, legal y social de un sistema de almacenamiento.

5.2.1. Indicadores Técnicos

Los indicadores de viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía se pueden extraer de las normas, los códigos, y los estándares existentes en el país e internacionalmente. Se puede decir que un sistema de almacenamiento de energía es viable técnicamente si el mismo cumple con las normas, códigos y estándares que se han establecido para el sistema eléctrico en Costa Rica.

Algunos aspectos importantes a tomar en cuenta en el estudio de la viabilidad técnica son:

- Relación del proyecto con los objetivos y lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) 2014) y del VII-PNE (Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) 2015).
- Estar identificadas las necesidades del sistema de almacenamiento.
- Conocer cuáles son los efectos negativos y positivos que se generan debido a la instalación del sistema de almacenamiento de energía.
- Las dimensiones, especificaciones técnicas y demás características son correctas.
- Las actividades y elementos que conforman la alternativa son suficientes y necesarias.
- Las actividades y componentes se pueden cuantificar y valorar.
- El tiempo considerado para cada actividad es razonable.

De acuerdo con la regulación costarricense, la instalación de un sistema de almacenamiento que vaya a interactuar con la red eléctrica deberá cumplir con la normativa técnica nacional a saber:

- Norma técnica de POASEN (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2014): La norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el SEN. Los indicadores cuantitativos detallados en esta norma deberán servir de estadísticas de viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía. Si un sistema de almacenamiento de energía mejora (relativamente) dichos indicadores, se podrá concluir que este sistema tiene viabilidad técnica. Por lo tanto, es recomendable determinar a través de estudios científico-técnicos el efecto de un sistema de almacenamiento de energía en dichos indicadores.

- Norma técnica de AR-NT-SUCAL (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) 2015): La AR-NT-SUCAL establece las características físicas principales de la tensión eléctrica con que debe suministrarse la energía eléctrica, en el punto de entrega a los abonados o usuarios, desde una red de distribución a baja y media tensión. La norma además detalla los límites de las distorsiones en la tensión introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios, en las redes de distribución a baja y media tensión; así como las condiciones bajo las cuales se evaluará la calidad en la continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución del negocio eléctrico tanto en baja como en media tensión. Por lo tanto, es vital que la conexión de un sistema de almacenamiento de energía conectado en baja o media tensión garantice la no afectación de la calidad del suministro eléctrico en las redes de distribución. La AR-NT-SUCAL presenta diversos índices de la continuidad del suministro y brinda varios indicadores técnicos que deberán de servir de estadísticas de viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía. Si un sistema de almacenamiento de energía mejora (relativamente) dichos indicadores, se podrá concluir que este sistema tiene viabilidad técnica.
- Norma técnica de AR-NT-SUCOM (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) 2016): La AR-NT-SUCOM establece las condiciones bajo las cuales se brindará el servicio eléctrico en sus etapas de distribución y de comercialización. Se detallan los aspectos técnicos de la prestación del servicio. Por tal razón, todo sistema de almacenamiento de energía deberá cumplir con las condiciones técnicas que se detallan en sus artículos. La AR-NT-SUCOM presenta diversos indicadores de gestión técnica, los cuales deberán de servir de estadísticas de viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía. Si un sistema de almacenamiento de energía mejora (relativamente) dichos indicadores, se podrá concluir que este sistema tiene viabilidad técnica.
- Ley 7200 – Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (Asamblea Legislativa 1995): Debido a que un sistema de almacenamiento de energía tiene la capacidad de inyectar potencia al SEN, es importante contemplar lo establecido en la Ley 7200.
- Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables, Modelo de Contratación Neta Sencilla: Los sistemas de almacenamiento a nivel de distribución podrán conectarse en las premisas de los clientes de media y baja tensión. Por lo tanto, es importante contemplar lo establecido en este reglamento.
- IEEE 1547: Estándar ampliamente utilizado para regular la interconexión de sistemas de energía distribuidos al sistema eléctrico de potencia. Contempla la posibilidad de conectar sistemas de almacenamiento a nivel de distribución.

Además del cumplimiento de las normas, códigos y estándares, existe una serie de indicadores técnicos que deben también tomarse en cuenta a la hora de evaluar la viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía. Dentro de esta lista destacan:

- Eficiencia del sistema de almacenamiento: Se refiere a la eficiencia del ciclo completo de recarga y descarga. Un sistema con mayor eficiencia, y de la misma capacidad, con mayor eficiencia tendrá una viabilidad técnica superior ya que será capaz de brindar mayor beneficio (en términos de la energía a inyectar al SEN).
- Densidad de energía ($\frac{Wh}{kg}$): Se refiere a la cantidad de energía por unidad de masa del sistema de almacenamiento de energía. Un sistema con mayor densidad de energía tendrá mayor viabilidad técnica ya que es capaz de brindar mayor respaldo energético con una menor masa.

- Madurez de la tecnología: Debido a que las tecnologías de almacenamiento de energía evolucionan constantemente, es importante que durante la evaluación de la viabilidad técnica se tome en cuenta la madurez de la tecnología. Un sistema con mayor madurez tenderá a tener un menor precio (por unidad energética), tendrá menos inconvenientes de implementación, y las experiencias en el uso de la tecnología serán mayores. Esta característica es fundamental en la metodología propuesta (ver sección 6.1).
- Tiempo de vida útil: La vida útil de una tecnología es un factor importante ya que permite determinar la viabilidad financiera del sistema.

5.2.2. Indicadores Económicos

En esta sección se presentan algunos indicadores para comprender la viabilidad económica y financiera de un proyecto de almacenamiento de energía. Antes de describir los indicadores, es importante mencionar los pasos fundamentales en el análisis financiero necesarios para determinar la viabilidad económica:

- Analizar las fuentes y usos de los fondos: brinda un desglose partida por partida de la inversión inicial requerida para poder ejecutar el proyecto.
- Proyectar los ingresos y gastos, así como el flujo de efectivo: se deben preparar para la duración del proyecto de almacenamiento. Para cada año, se deben indicar los detalles de los cálculos y los supuestos realizados.
- Analizar del "*Break-even-point*": Fundamental para determinar el nivel de ventas que se requiere para cubrir todos los gastos relacionados al proyecto y tener una ganancia de cero.
- Estimar el período de repago (Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI)): es el tiempo requerido para recobrar la inversión inicial, dado el nivel de ingreso neto proyectado.
- Estimación del rendimiento sobre la inversión (Tasa Interna de Retorno (TIR)): representa la tasa de ganancias en relación con el capital invertido.

Los indicadores más comunes en la evaluación de la viabilidad económica son:

- Valor Actual Neto (VAN): calcula el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. El VAN se calcula de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5.12)$$

donde:

- V_t representa los flujos de caja en cada periodo t ;
- I_0 es el valor de la inversión inicial;
- n es el número de períodos considerado (duración del proyecto); y

- k es el tipo de interés.

Si el VAN es positivo, el proyecto es rentable.

- TIR: La TIR representa la tasa de retorno del proyecto. Se obtiene a partir de (5.12) tomando en cuenta que $VAN = 0$ y $k = TIR$:

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} \quad (5.13)$$

Al resolver (5.13) para la variable TIR se obtiene la tasa de retorno del proyecto.

- TRI: El TRI indica el tiempo que se requiere para que los flujos netos de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.
- Financiamiento y aseguramiento del proyecto: Es importante que el proyecto cuente con financiamiento y esté asegurado. Por lo tanto, un indicador común es el visto bueno en cuanto a la disponibilidad de este aspecto.
- LCOE: indica el costo total del proyecto por unidad de energía producida. El costo total del proyecto se cuantifica utilizando el valor presente del CAPEX y Inversiones de Operación, del inglés *Operational Expenditures* (OPEX). Una ventaja de este indicador es que permite comparar diferentes tecnologías de distintas vidas útiles, tamaño, costo capital, riesgo. El LCOE se puede calcular de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + OM_t + F_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}} \quad (5.14)$$

donde:

- I_t costos de inversión en el año t ;
 - OM_t costos de operación y mantenimiento en el año t ;
 - F_t costos de combustible en el año t ;
 - E_t generación de electricidad en el año t ;
 - k tasa de descuento; y
 - n vida útil del sistema de interés.
- LCOS: ver Sección 5.1.1.
 - Costo Medio Ponderado de Capital, del inglés *Weighted Average Cost of Capital* (WACC): El WACC representa la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para evaluar un proyecto utilizando el descuento de fondos. El WACC representa el retorno mínimo que una compañía debe ganar en un proyecto con el fin de satisfacer su creditarios. El mismo se calcula tomando en consideración pesos relativos de las distintas componentes del capital. En general, el WACC se calcula de la siguiente manera:

$$WACC = \frac{MV_e}{MV_d + MV_e} \cdot R_e + \frac{MV_d}{MV_d + MV_e} \cdot R_d \cdot (1 - t) \quad (5.15)$$

donde:

- MV_e Valor total en el mercado del proyecto;
- R_e Tasa de costo de equidad financiera;
- MV_d Valor total de deuda adquirida;
- R_d Tasa de la deuda financiera; y
- t Tasa de impuestos.

5.2.3. Indicadores Ambientales

De acuerdo con la ley 7554, la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) es la encargada de evaluar el impacto ambiental de los proyectos constructivos y productivos del país. Si de antemano se sabe que alguna tecnología o proyecto no cumple con estas condiciones, se tendría por no viable. Para iniciar el proceso de evaluación ambiental, los interesados deben llenar los formularios D1 y D2 de acuerdo con lo especificado en los decretos 31849-MINAE-SALUD-MOPT-MAG-MEIC de 2004 y los instructivos publicados como decretos 32712-MINAE y 32079-MINAE (Campos y Vargas 2016).

Para Costa Rica, las actividades, obras o proyectos que requieren una evaluación del impacto ambiental incluyen la actividad minera; la ejecución de obra pública; la generación y transmisión de electricidad; la exploración y explotación de hidrocarburos; proyectos a realizar dentro de reservas indígenas, construcción de carreteras, aeropuertos, clínicas y hospitales; Actividades que requieran autorización para la explotación de un servicio público definidas en la Ley de la ARESEP entre otras.

La información que se debe indicar en los formularios está incluida en el artículo 9 del decreto 31849-MINAE-SALUD-MOPT-MAG-MEIC: Nombre de la actividad, obra o proyecto, categoría de la actividad, localización administrativa y geográfica del terreno, nombre e información del desarrollador, descripción del proceso, marco jurídico que regula la actividad, descripción general de la situación ambiental del sitio donde se realizará la actividad, obra o proyecto. Además se debe adjuntar una matriz básica de identificación de impactos ambientales acumulativos que se generarían así como otros estudios técnicos básicos elaborados en el terreno en que se desarrollará la actividad. Estos formularios deben ir firmados por el desarrollador y un consultor ambiental.

Con respecto a la categoría ambiental, se tienen las siguientes:

1. Categoría A: Alto impacto ambiental potencial.
2. Categoría B: Moderado impacto ambiental. Esta se subdivide en:
 - a) Subcategoría B1: Moderado-Alto impacto ambiental
 - b) Subcategoría B2: Moderado Bajo impacto ambiental
3. Categoría C: Bajo impacto ambiental.

Dentro de los aspectos que se toman en cuenta para esta categorización se incluyen:

1. Criterios de dimensión: que incluyen el tamaño de la actividad, obra o proyecto, en función del número de empleados, las unidades de dimensión que lo caracterizan como el número de casas, habitaciones de hotel, camas de hospital, unidades de transporte, kilowatts-hora a generar, etc. También se toma en cuenta el número de metros cuadrados que cubriría.
2. Aspectos ambientales: en este caso se toman en cuenta conceptos como: manejo de sustancias peligrosas; emisiones al aire; generación de desechos sólidos ordinarios, especiales o peligrosos; producción de aguas residuales, potencial afectación del suelo y las aguas subterráneas; el potencial impacto en la flora y la fauna y los recursos biológicos en general; efectos sobre los recursos hídricos; posible afectación a la salud humana y por último los posibles efectos en los recursos socioculturales y el paisaje.

Es muy importante destacar que los estudios de impacto ambiental deben ser realizados por un equipo consultor inter y multidisciplinario de profesionales debidamente inscritos y al día en el registro de la SETENA.

El decreto 32079-MINAE contiene además, en su anexo 2, un código de buenas prácticas ambientales con las políticas generales que deben seguirse. A continuación se citan algunas de las políticas enumeradas en el decreto, más relacionadas con el tema de proyectos de almacenamiento de energía eléctrica, para que se tenga una idea de los lineamientos ambientales que le darían viabilidad a un proyecto:

1. En general se indica asimismo que toda actividad, obra o proyecto deberá contar siempre con un responsable que vele por el cumplimiento de la política ambiental.
2. En lo que respecta a la calidad del aire:
 - a) Toda actividad, durante su fase de planeamiento, deberá considerar las condiciones del ambiente atmosférico, para que se tomen medidas de manera que no se generen impactos ambientales negativos en el aire.
 - b) Como parte del plan de construcción, se debe integrar un plan para el control y prevención de la contaminación del aire, incluyendo el polvo y la liberación de partículas y gases excesivas por parte de la maquinaria. Además se indica que se deberá humedecer el área de desarrollo de las obras para evitar contaminación excesiva por polvo.
3. En lo que respecta al manejo de desechos sólidos:
 - a) Toda actividad, obra o proyecto deberá contar con un plan integral de manejo de desechos sólidos. Para crear este plan, en la etapa de planificación, se debe tener una idea de la cantidad y tipo de desecho que se producirá en cada etapa.
 - b) Todos los trabajadores deberán conocer y cumplir la política de manejo de desechos. Así mismo, deberán intentar la menor cantidad de desechos y se promoverá el uso de materiales no contaminantes.
 - c) La política de manejos de desechos sólidos deberá tomar en cuenta un procedimiento de separación de desechos.
4. En lo que respecta a aguas residuales:
 - a) Al igual que en los casos anteriores, se deben tomar en cuenta las aguas residuales dentro de las políticas ambientales de la actividad, obra o proyecto.

- b) No se deberá promover el estancamiento de aguas en lagunas no planificadas o controladas.
 - c) En caso que las aguas residuales superen los límite de turbidez definidas, se deberá contar con un mecanismo de sedimentación para que las aguas recolectoras (ríos, lagos o el mar) no sufra efectos ambientales negativos.
 - d) Todos los hidrocarburos de desecho (aceites y lubricantes por ejemplo), deberán ser almacenados en recipientes herméticos, para que sean entregados a su reciclado o uso como combustible en incineradores de alta temperatura. El material se deberá almacenar a una distancia mínima de 20 m de los cuerpos de agua. Así mismo, se deberá llevar un registro y contar con los equipos necesarios para tratar incendios de estos productos.
5. En lo que respecta al uso racional de los productos:
- a) Dentro de las buenas prácticas se indica que se debe tomar como premisa fundamental que “todo desperdicio es contaminación”.
 - b) Se debe capacitar y sensibilizar a todos los trabajadores sobre el tema de ahorro energético y la forma de evitar desperdicios.
 - c) En todas las fases de la actividad, obra o proyecto, se deberá promover el uso racional del agua.
 - d) Cuando sea necesario eliminar cobertura vegetal, se deberá promover el uso racional de los desechos biogénicos, para que luego se puedan utilizar en las labores de recuperación o restauración ambiental.

Estos puntos, por supuesto, no es una lista exhaustiva de las políticas que se deben seguir en lo que corresponde a regulación ambiental. Por ello, se recomienda que las personas encargadas de los proyectos cuenten con el conocimiento o con el apoyo de profesionales capacitados en temas de planificación ambiental. Por ejemplo, los autores consideran que para que un proyecto de almacenamiento de energía eléctrica cuente con viabilidad ambiental, el profesional encargado de planear las políticas ambientales deberá conocer y aplicar la norma INTE 12-01-01:2009 que trata sobre la gestión ambiental, su análisis y la evaluación del riesgo ambiental.

Por otro lado, con el acuerdo de París firmado en 2016, Costa Rica se comprometió a tener cero emisiones netas de dióxido de carbono para el año 2085, pero mantiene su intención de convertirse en carbono neutro para el año 2021, de manera que se llegue a reducir las emisiones a un nivel comparable al del 2005. De acuerdo con su carta de intenciones¹, para ello se compromete a conseguir una emisión anual de 1,73 toneladas de CO₂ per capita para el año 2030, 1,19 toneladas para el 2050 y -0,27 para el año 2100.

Es claro que, para que en Costa Rica un proyecto de almacenamiento de energía sea viable, éste debe estar dirigido a conseguir la meta de carbono neutralidad que se ha fijado el país. Existe en Costa Rica la norma INTE 12-01-06:2016 que establece los requisitos que debe cumplir una organización para demostrar la Carbono Neutralidad.

En otros países, las tecnologías de almacenamiento de energía son muy importantes para ser capaces de incorporar FER en la matriz energética. Por eso, en algunos casos, aunque el precio de generación pueda ser más alto, la ganancia está en el sentido ambiental. El caso de Costa Rica es distinto.

Dado que en Costa Rica un gran porcentaje de la energía eléctrica generado proviene de hecho de FER, el interés en sistemas de almacenamiento se debe concentrar principalmente en dos puntos: mitigar el efecto de las FER intermitentes y llevar al país a alcanzar la carbono neutralidad.

¹<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Costa%20Rica/1/INDC%20Costa%20Rica%20Version%202%200%20final%20ENG.pdf>

5.2.4. Indicadores Regulatorios

La construcción y puesta en marcha de proyectos de almacenamientos de energía en Costa Rica, es un área que está apenas en un proceso exploratorio. Dada la envergadura de este tipo de proyectos, los primeros intentos de instalación y puesta en marcha serán posiblemente dirigidos por el ICE y distribuidoras como la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

No obstante, existen ciertas normativas nacionales que deberán cumplirse para que el proyecto tenga viabilidad ambiental:

- Viabilidad ambiental de SETENA.
- Uso de suelo en función del plan regulador cantonal.
- Normativa relacionada con la construcción sostenible.
- Leyes y reglamentos de construcción y operación.

Sumado a la regulación ambiental que se comentó en la página 166, también se debe cumplir con ciertas reglas definidas por los distintos municipios del país. Cuando un proyecto constructivo se inicia, es necesario conseguir el otorgamiento del uso de suelo por parte de la municipalidad que dependen a su vez del plan regulador de cada localidad. En Campos y Vargas (2016), se puede encontrar una lista de los reglamentos y leyes relacionados con la obtención del uso del suelo. En el caso específico de los proyectos de almacenamiento de energía, la legislación asociada sería:

- Ley 7794 (“Código Municipal”): Promulgada en 1998 con varias reformas a lo largo del tiempo, esta ley define las competencias de las municipalidades, las labores de los alcaldes y alcaldesas así como de los regidores y del consejo municipal.
- Ley 4240 y sus reformas (“Ley de Planificación Urbana”): Esta ley fue promulgada en 1968 y la última versión es de 2010. Su objetivo es dar un sustento legal al proceso de análisis y formulación de planes de desarrollo urbano de manera que se pueda promover la expansión ordenada de los centros urbanos, el equilibrio entre el desarrollo urbano y rural, el desarrollo eficiente de las zonas urbanas y la inversión orientada a mejoras públicas.
- Ley 833 (“Ley de Construcciones”): Esta ley data de 1949 y la última versión es de setiembre de 2017. Esta ley define los conceptos básicos de espacio público y propiedad, y pone a las municipalidades como las encargadas de que las ciudades y demás poblaciones reúnan las condiciones de seguridad, salubridad, comodidad y belleza en sus vías públicas y en los edificios y construcciones.
- Ley 7779 (“Ley de Uso, Manejo y Conservación de Suelos”): Propuesta en 1998, su última versión es del año 2012. El fin de la ley es proteger, conservar y mejorar los suelos en gestión integrada y sostenible con los demás recursos naturales, mediante el fomento y la planificación ambiental adecuada.
- Ley 6043 (“Ley sobre la Zona Marítimo Terrestre”)
- Leyes 7495, 9268 y 9462 (“Ley de Expropiaciones”): La ley 7495 fue propuesta en 1995 y la última reforma es de julio de 2017. Estas leyes regulan la expropiación forzosa por causa de interés pública mediante un pago como indemnización.

- Ley 7554 (“Ley Orgánica del Ambiente”): Esta ley fue promulgada en 1995 y su objetivo es dotar, a los costarricenses y al Estado, de los instrumentos necesarios para conseguir un ambiente sano y ecológicamente equilibrado. En el caso de los proyectos constructivos es importante lo referente a impacto ambiental, el ordenamiento territorial, recursos energéticos,

Dado que el área de la ingeniería siempre es muy dinámica, se recomienda revisar el portal <http://www.tramitesconstruccion.go.cr/>, en donde se encuentra un listado de toda la documentación necesaria para llevar a cabo un proyecto de construcción.

En lo que respecta a la construcción sostenible, un buen punto donde iniciar es la norma voluntaria INTE 06-12-01:2014 para cumplir con los requisitos para edificaciones sostenibles en el trópico (RESET). Esta norma establece los requisitos que debe cumplir una edificación en el trópico para que sea considerada sostenible, tanto en los edificios en sí, como al ciclo de vida de la edificación y de la obra de construcción.

Desde el punto de vista de posibles reglamentos y estándares que deberían seguirse para proyectos de almacenamiento de energía, los que publica el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, del inglés *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) son muy importantes de ser revisados. Entre ellos se encuentra la norma IEEE 1547 (IEEE 2003) cuyo propósito es proveer un estándar uniforme para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas de potencia eléctricos. Además detalla los requerimientos relevantes para el desempeño, operación, prueba, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. También incluye la respuesta a condiciones anormales, calidad de la energía, funcionamiento en isla y especificaciones de procedimientos de prueba periódicos.

La IEEE 1547 contempla la posibilidad de conectar sistemas de almacenamiento al nivel de distribución, sin embargo, actualmente se encuentra en revisión el nuevo estándar del IEEE con título provisional “Guía para el diseño, operación y mantenimiento de sistemas de baterías para almacenamiento de energía, tanto estacionarios como móviles y aplicaciones integradas con sistemas de potencia eléctricos” (IEEE 2017). Este documento provee enfoques alternativos y prácticas para el diseño, mantenimiento, integración e interoperabilidad de sistemas de almacenamiento de energía con base en baterías con el sistema de potencia eléctrico, a nivel de consumidor, distribución y generación. Se espera que este documento sea utilizado por diseñadores, operarios, integradores de sistemas, y en la manufactura de equipos. Cuando este estándar esté terminado, deberá convertirse en una guía de diseño que condicionará la viabilidad de los proyectos de almacenamiento de energía en Costa Rica.

5.2.5. Indicadores Sociales

La viabilidad social de un sistema de almacenamiento de energía evalúa los impactos positivos del sistema en los usuarios. La misma busca medir el grado de aceptabilidad de la instalación del sistema de almacenamiento sobre el circuito eléctrico que supe a los consumidores conectados al mismo.

Dicha viabilidad se puede estimar calculando distintos índices de continuidad, así como haciendo uso de indicadores sociales relacionados a la percepción del usuario y el grado de satisfacción sobre la instalación del sistema. Algunos de los indicadores sociales encontrados en la literatura son:

- Incapacidad temporal: Estima (usando datos de previas instalaciones) el número de personas afectadas con incapacidad temporal causadas por la instalación del sistema de almacenamiento.
- Incapacidad permanente: Estima (usando datos de previas instalaciones) el número de personas afectadas con incapacidad permanente causadas por la instalación del sistema de almacenamiento.
- Número de empleos durante la construcción: Indica el número de personas de la localidad aledaña a la ubicación del sistema de almacenamiento que serán contratados durante la construcción del

sistema de almacenamiento. Brinda un impacto positivo sobre la economía de la región.

- **Número de empleos durante la operación:** Indica el número de personas de la localidad aledaña a la ubicación del sistema de almacenamiento que serán contratados durante la operación del sistema de almacenamiento. Brinda un impacto positivo sobre la economía de la región.
- **Exposición al ruido:** Mide el nivel de contaminación sonora al cual los usuarios están expuestos durante la construcción y operación del sistema de almacenamiento de energía. Se debe mencionar que algunos sistemas de almacenamiento producen ruidos altos.
- **Exposición a contaminantes:** Algunas tecnologías de almacenamiento producen niveles de contaminación severos, que podrían incluso repercutir en la salud de las personas. Por tal motivo, es importante considerar un indicador de exposición a contaminantes.
- **Educación:** Un proyecto de almacenamiento de energía podría resultar en nuevas poblaciones cercanas a la ubicación del sistema. Por tal motivo, la instalación del sistema de almacenamiento podría contribuir en la educación de los ciudadanos.

Aunque distintos indicadores sociales se han descrito en la literatura, se ha llegado a observar que la viabilidad social de un sistema de almacenamiento puede ser satisfecha si las leyes y estándares relacionados con la viabilidad ambiental y regulatoria se cumplen a cabalidad. Esto se debe a que dicho cumplimiento previene directamente un impacto negativo sobre la percepción de la tecnología.

5.3. Códigos de Seguridad y Estándares Internacionales

En las siguientes subsecciones, se encuentran una serie de estándares internacionales relacionados con los componentes (5.3.1), con la totalidad (5.3.2) y la instalación (5.3.3) de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

5.3.1. Estándares Relacionados con los Componentes del Sistema de Almacenamiento

Cuadro 5.1: Resumen de algunos estándares internacionales relacionados con los componentes de los sistemas de almacenamiento (Cole y Coover 2016).

Estándar	Indicador	Descripción breve
CENELEC Workshop Agreement (CWA) 50611	Técnico	Constituye una guía para la especificación, instalación y operación de las baterías de flujo. Permite la comparación de dichas baterías, con otras baterías de su misma naturaleza base y con otras tecnologías de almacenamiento.
EN 50272-2 2	Técnico	Muestra los requerimientos de seguridad para las baterías de ácido-plomo y las de níquel y su instalación, en operación estacionaria. Aplica para límites de 1500 V DC, protección contra electricidad, emisión de gases y electrolitos. Además, sus aplicaciones engloban, sistemas fotovoltaicos, UPS, estaciones de potencia, entre otros.
IEC 61427-1	Técnico	Especifica los requerimientos generales y métodos de pruebas de desempeño para baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos de energía; como lo son: baterías de ácido-plomo y de níquel-cadmio.
IEC 62485-2	Técnico	Es una guía sobre los requerimientos de seguridad para el uso e instalación de baterías, en una tensión máxima de 1500 V DC. Describe las principales medidas para protección contra los riesgos generados por la manipulación eléctrica, de electrolitos y la emisión de gases.
IEEE 484	Técnico	Recomienda prácticas para el diseño de instalación (ubicación, montaje, ventilación, instrumentación) y la instalación de baterías ácido-plomo ventiladas, para aplicaciones estacionarias. Además, incluye las prácticas de seguridad requeridas en la instalación y operación de las baterías.

continúa en la página siguiente

Cuadro 5.1 viene de la página anterior

Estándar	Indicador	Descripción breve
IEEE 1361	Técnico	Contiene una guía para la elección, carga, prueba y evaluación de baterías de ácido-plomo en sistemas fotovoltaicos aislados de la red. Incluye además un tutorial sobre baterías de ácido-plomo, sobre las características de carga de las mismas y un procedimiento de laboratorio para evaluar los parámetros de carga y el desempeño de la batería.
IEEE 1660	Técnico	Constituye una guía para la aplicación y gestión de baterías estacionarias en servicios de ocurrencia cíclica. Espera proveer asistencia a los usuarios para establecer las estrategias apropiadas de gestión de las baterías, al abordar las similitudes y diferencias en el diseño de baterías para aplicaciones cíclicas y no cíclicas.
IEEE 1661	Técnico	Es una guía para prueba y evaluación de baterías ácido-plomo utilizadas en sistemas de potencia híbridos, con presencia de sistemas fotovoltaicos. Se pretende evaluar la capacidad de la batería y los requerimientos de carga.

5.3.2. Estándares Relacionados con la Totalidad del Sistema de Almacenamiento

Cuadro 5.2: Resumen de algunos estándares internacionales relacionados con la totalidad los sistemas de almacenamiento (Cole y Conover 2016).

Estándar	Indicador	Descripción breve
IEC 62897	Técnico	Contiene los requerimientos de seguridad para sistemas de almacenamiento utilizando baterías de litio. El objetivo del estándar es asegurar que los riesgos para el operador, usuario y los alrededores de las baterías, se reduzcan a niveles tolerables.
IEC 62933	Técnico	En el estándar se definen los términos aplicables a los sistemas de almacenamiento de energía.
IEC 62936	Ambiental	La regulación expone los problemas ambientales de algunas tecnologías de baterías. En la misma se especifican algunos de los requerimientos generales y específicos en el ámbito ambiental de los sistemas de almacenamiento.
IEC NP 62937	Técnico	Incluye las consideraciones de seguridad que se relacionan con la instalación de sistemas de almacenamiento energético integrados a la red.
IEEE 1375	Técnico	Especifica una guía para la protección de sistemas de baterías estacionarios. En el mismo se presentan recomendaciones para el diseñador del sistema de protección, basadas en las opciones de protección disponibles.
IEEE 1679	Técnico	El estándar presenta la recomendación de una práctica para la caracterización y evaluación de las tecnologías de almacenamiento emergentes, para aplicaciones estacionarias; a partir de una sugerencia de información, con el fin de realizar un estudio más objetivo de las tecnologías.

continúa en la página siguiente

Cuadro 5.2 viene de la página anterior

Estándar	Indicador	Descripción breve
UL 1741	Técnico	Está conformado por una serie de requerimientos para los inversores, convertidores, controladores y equipos del sistema de interconexión, para la operación de recursos de energía distribuidos (entre ellos, sistemas de almacenamiento) conectados o no conectados a la red eléctrica.
UL 9540	Técnico	Se presenta un esquema para la investigación de la seguridad de sistemas de almacenamiento de energía y equipo relacionado (como equipos de control, de protección, de comunicación; entre otros).

5.3.3. Estándares Relacionados con la Instalación del Sistema de Almacenamiento

Cuadro 5.3: Resumen de algunos estándares internacionales relacionados con la instalación de los sistemas de almacenamiento (Cole y Conover 2016).

Estándar	Indicador	Descripción breve
AS 4777.1-2005	Técnico	El estándar presenta los requerimientos para la instalación de sistemas de energía que utilizan inversores y sistemas de protección para interconexión con la red eléctrica.
IEC 62935	Técnico	La intención del estándar es brindar una guía para la planificación e instalación de sistemas de almacenamiento de energía, que pueda ser utilizada por los planificadores del SEP, integradores de sistemas y personal de puesta en marcha.
IEEE 519-1992	Técnico	Se exponen prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicos en el SEP, que son aplicables a todos los tipos de convertidores de potencia. Además, se recomiendan límites para las perturbaciones que ocurren en los sistemas de distribución.

continúa en la página siguiente

Cuadro 5.3 viene de la página anterior

Estándar	Indicador	Descripción breve
IEEE 1145-1999	Técnico	Se muestra una recomendación de prácticas para la instalación y mantenimiento de baterías de níquel-cadmio, para sistemas fotovoltaicos. Se incluyen precauciones de seguridad, consideraciones para diseño e instalación y procedimientos para la correcta operación de las baterías.
IEEE P2030.2.1	Técnico	Este estándar incluye una guía para el diseño, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento con baterías, en aplicaciones móviles, estacionarias e integradas a la red eléctrica.
IEEE 937	Técnico	Muestra una práctica recomendada para la instalación y mantenimiento de baterías ácido-plomo, para sistemas fotovoltaicos. Incluye consideraciones sobre la localización, montaje, ventilación; además, precauciones de seguridad y consideraciones para equipo de instrumentación.
IEEE/ASHRAE 1635-2012	Técnico	El estándar está compuesto por una guía para la ventilación y la gestión térmica de las baterías ventiladas y de válvula regulada de ácido-plomo y las de níquel-cadmio, utilizadas en aplicaciones estacionarias. Incluye información sobre el diseño de la calefacción, ventilación y aire acondicionado con el fin de instalar soluciones de acondicionamiento costo-efectivas.
NFPA 2	Técnico	Código para seguridad del hidrógeno. Provee consideraciones fundamentales de protección para la generación, instalación, almacenaje, tubería, uso y manejo del hidrógeno como gas comprimido o como líquido criogénico.

continúa en la página siguiente

Cuadro 5.3 viene de la página anterior

Estándar	Indicador	Descripción breve
NFPA 55	Técnico	El estándar establece criterios de protección contra los riesgos fisiológicos, de sobrepresurización, explosivos e inflamatorios, asociados con el uso de gases comprimidos y fluidos criogénicos. Además, se incluyen recomendaciones de criterios para la instalación, almacenamiento, uso y manejo de las sustancias y cilindros, tanques u otros sitios de ocupación.
NFPA 70-2014	Técnico	Código eléctrico nacional, el cual incluye el punto de referencia para el diseño, instalación e inspección de las instalaciones eléctricas, para la protección de personas y bienes de riesgos eléctricos.
NFPA 853-2010	Técnico	Estándar para la instalación de sistemas de potencia de celdas de combustible estacionarios. Incluye recomendaciones de prevención para salvaguardar la seguridad de las vidas y bienes en contacto con celdas de combustible. Se discuten criterios sobre el diseño, requerimientos de construcción e instalación, configuración general de equipo, ventilación, escape y protección contra fuego de sistema con dichas celdas.
IEC 62485-2	Técnico	Requerimientos de seguridad para las baterías y su instalación. Incluye medidas de protección contra riesgos eléctricos, por emisión de gases y por electrolitos. Además, se discuten los requerimientos para la construcción, uso, inspección, mantenimiento y desecho de las baterías.

Capítulo 6

Metodología Propuesta para Evaluar la Viabilidad del Almacenamiento en Costa Rica

6.1. Metodología

En esta sección se detalla la metodología propuesta para evaluar la viabilidad de un sistema de almacenamiento en Costa Rica. El diagrama de flujo correspondiente se puede observar en la Figura 6.1.

1. En primera instancia, se propone descartar las tecnologías de almacenamiento de energía con un nivel de avance de demostración o investigación (ver Sección 2.8), de tal forma que se deberá considerar únicamente aquellas tecnologías en fase de comercialización. Considerar tecnologías maduras minimiza los riesgos de instalación y operación del sistema de almacenamiento. La metodología propuesta plantea además descartar las tecnologías que no podrían implementarse en Costa Rica debido a limitaciones físicas, geográficas, entre otras. Por ejemplo, una tecnología que requiera excavaciones en zonas protegidas no tendría actualmente viabilidad. Este primer análisis se denomina “viabilidad de madurez”. El mismo tiene como fin primordial limitar el número de tecnologías a ser evaluadas.
2. Definidas las tecnologías de almacenamiento maduras y potenciales para el país, se propone evaluar la viabilidad técnica de la tecnología de almacenamiento de energía. Para dicha evaluación, se deberá tomar en cuenta las normas, códigos y estándares del país descritas en la Sección 5.2.1. Las tecnologías deberán garantizar cumplimiento con la AR-NT-SUCAL, AR-NT-SUCOM, POASEN, y otras. Se deberá analizar las características técnicas del sistema para asegurar que podrá ser integrado en la etapa de interés. Este segundo análisis se denomina “viabilidad técnica”, y tiene como fin primordial evaluar la pertinencia técnica de las tecnologías que restan.
3. Si la tecnología de almacenamiento de energía cumple con las viabilidades anteriores, se plantea evaluar su viabilidad económica. Dicha evaluación consiste en determinar si la tecnología brinda réditos para el inversionista. Por lo tanto, se deberá calcular los indicadores económicos descritos en la Sección 5.2.2. Para fines de evaluación de una tecnología específica, los indicadores económicos

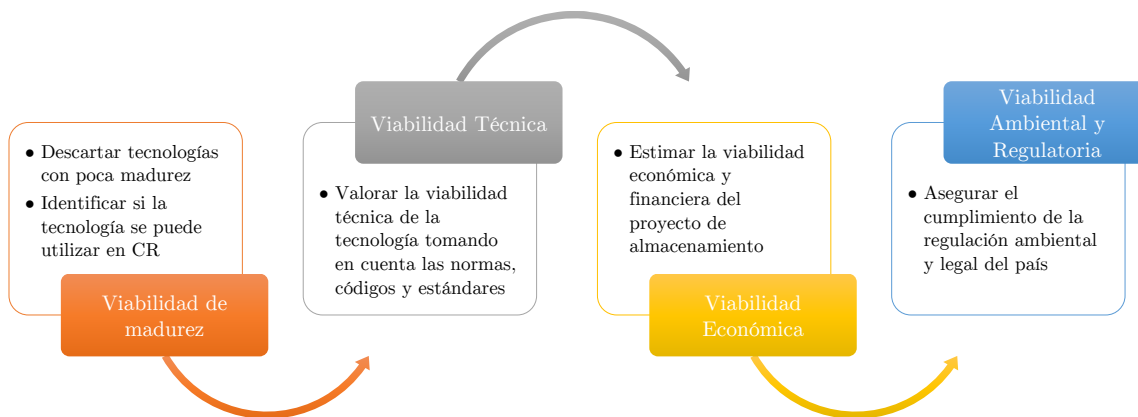


Figura 6.1: Diagrama de flujo de metodología propuesta para evaluación de viabilidad del almacenamiento en Costa Rica.

tradicionales (VAN, TIR y TRI) brindan información valiosa para la toma de decisiones. Los indicadores comparativos (LCOE, LCOS y WACC) permiten contrastar los beneficios y limitaciones de tecnologías similares (por ejemplo, baterías de ácido-plomo contra baterías de iones de litio). Este análisis se denomina “viabilidad económica”, y tiene como fin determinar la tecnología que brinda mayores ganancias. En la Sección 6.1.1 se detallan los procedimientos para estimar las ganancias de las tecnologías de almacenamiento por etapa.

4. Para que un proyecto sea viable en Costa Rica, se deberá finalmente asegurar el cumplimiento con la regulación nacional. Por lo tanto, se plantea evaluar su viabilidad ambiental y legal (regulatoria). Para ello se deberá revisar los reglamentos, leyes, y decretos descritos en las Secciones 5.2.3 y 5.2.4. A su vez, esta cuarta etapa deberá analizar los impactos positivos del sistema de almacenamiento en los usuarios (ver Sección 5.2.5). Esta evaluación se denomina “viabilidad ambiental y regulatoria”, y tiene como fin determinar si la tecnología cumple con el marco legal en Costa Rica y no afecta negativamente a la población costarricense.

6.1.1. Estimación de Ganancias

Etapa de Generación

La generación de energía eléctrica en Costa Rica proviene mayoritariamente de fuentes renovables. Sin embargo, según el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035 del ICE (Instituto Costarricense de Electricidad 2017) en el país aún se proyecta un uso importante de combustibles fósiles como Búnker

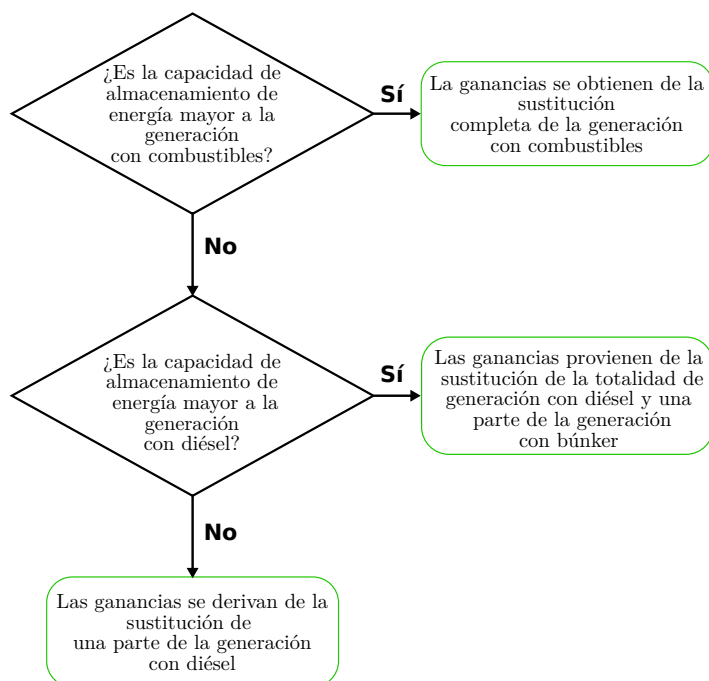


Figura 6.2: Diagrama de flujo de la estimación de generación térmica que puede sustituir el sistema de almacenamiento.

y Diésel para la generación de energía eléctrica. Dado este escenario, se plantea la posibilidad de almacenar energía renovable y evitar la generación a partir de dichos combustibles fósiles. Las ganancias se considerarían a partir de la energía que se evitó generar a partir de esta última fuente.

En la Figura 6.2 se muestra un diagrama de flujo que ejemplifica el procedimiento de estimación de las ganancias de los sistemas de almacenamiento, al utilizarlos como reemplazo de la generación con combustibles. Su fin principal es comparar la capacidad de almacenamiento energético anual con la generación de energía a partir de Diésel y Búnker que se pronostica en Instituto Costarricense de Electricidad (2017), para estimar la cantidad de kWh que pueden dejar de ser generados con combustibles fósiles al ser almacenados desde otras fuentes renovables en los sistemas de almacenamiento. Es importante notar que se prioriza el reemplazo de la generación a partir de Diésel, debido a que este combustible presenta mayores costos en comparación con el Búnker.

El procedimiento de estimación de reemplazo de generación con combustibles de la Figura 6.2 se repite de manera anual. Para establecer las ganancias del sistema de almacenamiento, que corresponden al ahorro del ICE al no tener que generar con las plantas térmicas, se estima el costo por kWh de generación térmica, a partir de la ecuación para generación con Diésel y Búnker que se muestra en la Figura 6.3.

Los valores anuales de los costos de generación térmica, mostrados en la Figura 6.3 corresponden a una estimación a partir de los datos que se presentan en Instituto Costarricense de Electricidad (2017), sobre la cantidad de litros de Búnker y Diésel que se estima utilizar en cada año desde el 2016 hasta el 2035, sobre el precio que tendrán dichos combustibles en el mismo periodo y finalmente, sobre los kWh que se generarán con dichos combustibles.

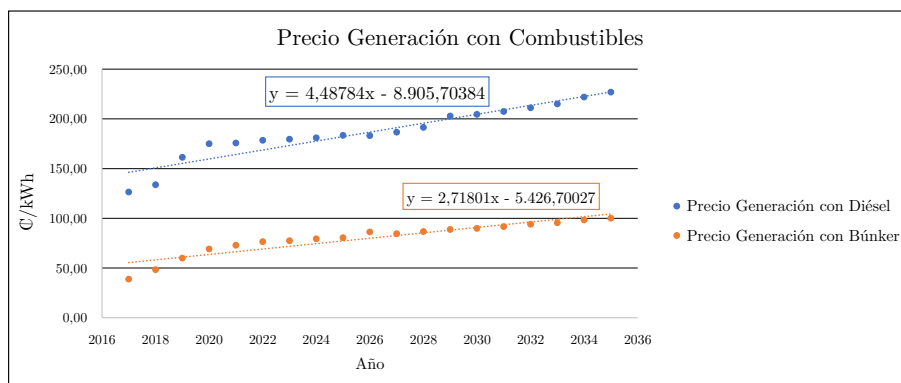


Figura 6.3: Gráfica para caracterizar el precio de generación térmica con Búnker y Diésel (Instituto Costarricense de Electricidad 2017).

Una vez que se tiene el valor del costo de generación, se calculan las ganancias por almacenamiento de energía, al multiplicar dicho costo por los kWh a reemplazar con el sistema de almacenamiento, estimados con el procedimiento de la Figura 6.2.

Etapas de Transmisión

De acuerdo con Fang Zhang, Hu y Song (2013), las aplicaciones potenciales del almacenamiento de energía en la etapa de transmisión corresponde al mejoramiento de la estabilidad del sistema, la regulación de tensión y el aplazamiento de renovación de activos.

En el caso del aplazamiento de activos, hace varios años que se llevan haciendo estudios al respecto (Eyer 2009; Eyer, Iannucci y Butler 2005). Específicamente en Eyer (2009) se indica que los indicadores de viabilidad de almacenamiento de energía en la etapa de transmisión son:

- Costos altos de los equipos de transmisión.
- Una razón alta entre el pico y el valor promedio de la demanda.
- Sobrecarga proyectada moderada.
- Crecimiento lento de la demanda.
- Incertidumbre sobre el tiempo o la probabilidad de que se adicionen bloques de carga.
- Retrasos o restricciones en la construcción de infraestructura de transmisión.
- Las mejoras en la infraestructura de transmisión compite con otros proyectos por financiamiento.
- El mismo equipo de almacenamiento de energía es usado para proveer otros beneficios adicionales.

En este documento se estudiará el caso del aplazamiento de la renovación de equipos para la parte de transmisión, aunque perfectamente se podría utilizar una metodología parecida para analizar el caso de la distribución.

De acuerdo con Eyer (2009), el beneficio de aplazar una actualización del equipo vendría dado por:

$$\text{Beneficio} = \frac{C_{ei} \cdot (1 + \delta_m) \cdot T_f}{P_{str}}, \quad (6.1)$$

donde:

- C_{ei} es el Costo del equipo que se instalaría (en \$/kW),
- δ_m es el Factor de mejora y refleja la capacidad del sistema que aumentaría si se hiciera el cambio, con respecto a la potencia instalada,
- T_f es la tasa de cargo fija que sirve para estimar el costo anualizado del equipo instalado,
- P_{str} es la Potencia del sistema de almacenamiento que se quiere instalar para aplazar la compra de un equipo de transmisión. Para efectos de esta fórmula, P_{str} se expresa como la razón de la potencia del almacenamiento y la capacidad instalada.
- El Beneficio vendría dado en \$/kW de almacenamiento.

Para clarificar el uso de la fórmula, Eyer (2009) también presenta un ejemplo que se utiliza en este documento. Supongamos que se tiene un nodo en el sistema cuya capacidad nominal es de 12 MW y cuyo de demanda es de 11,85 MW y la demanda está creciendo a un 2 % anual. Esto implica que para el siguiente año, la demanda alcanzaría 12,087 MW, lo que haría que se sobrecargue el sistema. A partir de esto, los ingenieros encargados de la expansión del sistema deciden que es necesario incrementar la capacidad del sistema a 16 MW, dadas las condiciones de crecimiento de la demanda y los equipos disponibles en el mercado. Dado que se aumentaría la capacidad del sistema en 4 MW, el factor de mejora vendría dado:

$$\delta_m = \frac{4,0 \text{ MW}}{12 \text{ MW}} = 0,33.$$

Ahora bien, supongamos que se desea aplazar la compra del nuevo equipo y para ello se diseña un sistema de almacenamiento que permitiría disminuir el pico de demanda, que se supone tiene una capacidad de 360 kW. Esta capacidad se debe indicar como la razón con respecto a la capacidad instalada por ello:

$$P_{str} = \frac{0,360}{12} = 0,03 = 3 \%$$

La tasa de cargo fija depende de la empresa dueña de los activos y está relacionada con la cantidad de ganancias anuales requeridas para cubrir los costos incurridos en un año dado. Para obtener este valor, se multiplica el costo del equipo instalado por la tasa de cargo fija que refleja todos los cargos asociados: pagos anuales por el principal y los intereses, impuestos, seguros, etc., tomando en cuenta la vida útil del equipo. De acuerdo con Eyer (2009) el valor de T_f se encuentra entre 0,08 y 0,15, se utiliza un valor de $T_f = 0,11$ para este ejemplo en particular. Por último, si el costo del equipo que se quiere instalar es de $C_{ei} = 100$ \$/kW, por lo tanto, cambiando todos los valores en (6.1), el beneficio de cambiar la compra del equipo nuevo por uno de almacenamiento de un solo año, vendría dado por:

$$\text{Beneficio} = \frac{100 \cdot (1 + 0,33) \cdot 0,11}{0,03} = 487,67 \text{ $/kW},$$

y en el caso del ejemplo, como la potencia del sistema de almacenamiento es de 360 kW, el beneficio de un año sería de \$175 561,2. Si el costo del almacenamiento es menor al beneficio, entonces realizar el aplazamiento sería viable.

Cuadro 6.1: Ejemplo multianual del beneficio

Año	Capacidad (kW)	Beneficio (\$/kW)
1	150	880
2	500	264
3	850	155,29
4	1250	105,6
5	1650	80

Para llevar a cabo un estudio de múltiples años, sería necesario saber la cantidad de potencia de almacenamiento extra que habría que instalar cada año. Dado que con cada año se esperaría que la demanda aumente, así también lo haría la potencia requerida y por lo tanto P_{str} en (6.1) también aumentaría, disminuyendo los beneficios. Por lo tanto, después de un par de años, es muy probable que sea mejor hacer el cambio en los equipos de transmisión que continuar aumentando la capacidad de almacenamiento. Así por ejemplo, si se tiene el mismo nodo que en el ejemplo tratado hasta ahora, pero el costo del equipo es de 75 \$/kW y se instala capacidad anualmente como se presenta en el cuadro 6.1.

Para un análisis más completo, sería necesario tomar en cuenta varios puntos:

- Si el equipo de almacenamiento es móvil, se podría utilizar en otros nodos del sistema y aumentar así los beneficios.
- El sistema de almacenamiento podría dar otros beneficios además de aplazar la compra de nuevos equipos.
- Cuando se cambia el equipo, si este no ha cumplido su vida útil, se podría seguir utilizando en otra parte del sistema.

Etapa de Distribución

Los sistemas de almacenamiento instalados en la etapa de distribución del SEP han sido principalmente utilizados, según Pearre y Swan (2015), en servicios de:

- aplazamiento de inversión en reemplazo de activos,
- arbitraje de energía,
- limitación del pico de potencia y,
- como equipos de soporte en situaciones de corte del servicio de energía.

En el presente estudio, la estimación de las potenciales ganancias económicas de los sistemas de almacenamiento, instalados en la etapa de distribución, se realiza bajo la suposición de que la totalidad de su capacidad instalada y energía se utilizan en servicios de arbitraje de energía y recorte del pico de potencia en la subestación; al ser estos servicios los más probables a ser requeridos por las empresas distribuidoras en Costa Rica, con la finalidad de disminuir sus facturas de compra de energía y potencia.

Primeramente, se evalúan cuáles son las ganancias en un día por concepto de compra y venta de energía, $G_{energía}$, siguiendo:

$$G_{energía} = E_{entregada} \cdot p_{energía, punta} - E_{consumida} \cdot p_{energía, noche}, \quad (6.2)$$

donde $E_{entregada}$ es la energía entregada por la batería durante el periodo de punta; $p_{energía, punta}$ y $p_{energía, noche}$ son las tarifas por cada kWh de venta de energía al negocio de distribución del ICE y CNFL en periodo de punta y de noche, respectivamente, establecido por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) para el primer trimestre del año 2018. Finalmente, $E_{consumida}$ es la energía consumida por el sistema de almacenamiento en el periodo de noche.

Es importante recalcar que, $E_{entregada}$ y $E_{consumida}$ se relacionan de acuerdo con la eficiencia total del sistema de almacenamiento, η , según:

$$E_{entregada} = E_{consumida} \cdot \eta. \quad (6.3)$$

Seguidamente se estiman cuáles son las ganancias en un mes, por concepto de recorte de potencia, $G_{potencia}$. Estas ganancias representan el ahorro que experimenta la empresa distribuidora al reducir su factura mensual de pico de potencia durante el periodo de punta. Las $G_{potencia}$ se calculan siguiendo:

$$G_{potencia} = P_{entregada} \cdot p_{potencia, punta} \cdot F_{almacenamiento}, \quad (6.4)$$

donde $P_{entregada}$ corresponde a la capacidad nominal del sistema de almacenamiento; $p_{potencia, punta}$ es la tarifa por cada kW vendido al sistema de distribución del ICE y CNFL en periodo de punta, establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) (2018); por último, $F_{almacenamiento}$ es un valor entre 0 y 1 que representa la reducción de potencia consumida por el circuito de distribución debido al uso del almacenamiento. Por ejemplo, si la demanda máxima en un circuito de distribución es de 20 MW y se instala un sistema de 10 MW que durante el registro de la demanda máxima operó a 8 MW, el $F_{almacenamiento} = \frac{8}{10} = 0,8$.

El cálculo de las ganancias totales anuales se efectúa al suponer que las ganancias diarias por concepto de venta de energía, $G_{energía}$, son iguales durante todos los días del año, y que las ganancias por cobro de potencia mensuales, $G_{potencia}$ son iguales durante todos los meses del año. Finalmente, se suman dichas cifras diarias y mensuales para obtener las ganancias totales.

Para estimar el cambio de las ganancias anuales a través de la vida útil del sistema de almacenamiento, se supuso una tasa de aumento del costo de la electricidad anual, la cual a su vez, establece un aumento anual de las ganancias totales.

Es importante mencionar que si se supone que el sistema de almacenamiento se encuentra conectado a un proyecto de generación distribuida propiedad de la empresa distribuidora, entonces las ganancias se calculan siguiendo el mismo procedimiento expuesto anteriormente, pero tomando el supuesto de que el precio de la energía de carga de los dispositivos de almacenamiento, $p_{energía, noche}$, es nulo.

6.1.2. Herramienta de Viabilidad Financiera

Con el fin de evaluar la viabilidad financiera de las tecnologías de almacenamiento, se ha desarrollado una herramienta que permite estimar los indicadores económicos de interés: el VAN, el TIR y el TRI. A continuación se detalla su funcionamiento para cada uno de las etapas del sistema eléctrico.

Generación

La herramienta de viabilidad financiera estima los indicadores económicos de proyectos de almacenamiento instalados en la etapa de generación, siguiendo los pasos que se muestran encerrados en círculos en la Figura 6.4, y que se detallan a continuación.

1. Indicar que se evaluará un proyecto en la etapa de generación seleccionando la opción correspondiente.

2. Especificar los datos técnicos del proyecto; a saber:

- Tipo de tecnología de almacenamiento, la cual se elije de una lista desplegable en la celda correspondiente.
- Capacidad de potencia del proyecto, la cual debe ser digitada manualmente por el usuario en la celda respectiva.
- Energía de almacenamiento del proyecto, la cual debe ser digitada manualmente por el usuario en la celda correspondiente.

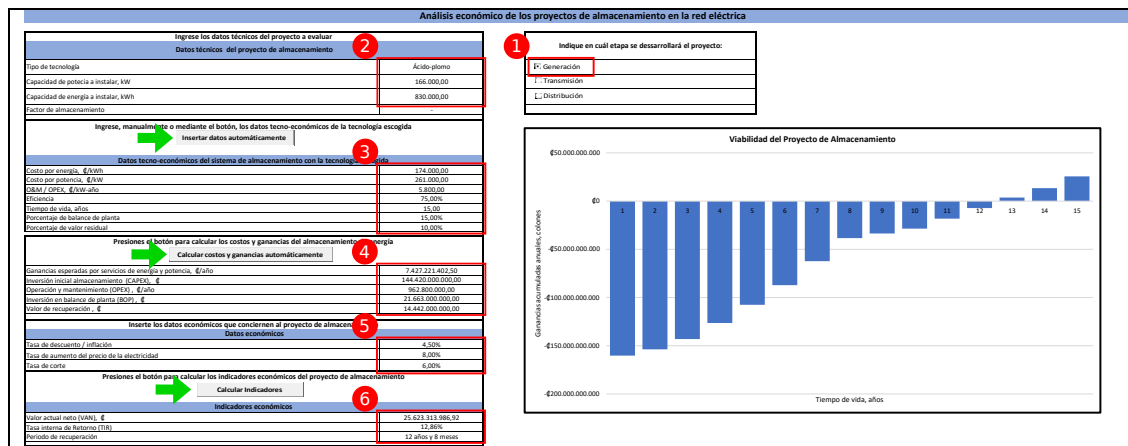


Figura 6.4: Secuencia de pasos para el uso de la herramienta en evaluación de proyectos en la etapa de generación.

3. Introducir la información de los datos tecno-económicos del proyecto de almacenamiento. Lo anterior se puede realizar de dos maneras: digitando manualmente los valores en las celdas respectivas o extrayendo automáticamente los valores desde la base de datos integrada de la herramienta (hoja de cálculo oculta llamada “Datos”), al presionar el botón “Insertar datos automáticamente”. Los datos necesarios son:

- El costo por kWh del dispositivo de almacenamiento.
- El costo por kW del dispositivo de almacenamiento.
- El costo anual por kW que resultaría de la operación y mantenimiento del proyecto.
- La eficiencia total del sistema de almacenamiento.
- El tiempo de vida del proyecto de almacenamiento.
- El porcentaje del costo de inversión en dispositivos de almacenamiento que representa los gastos de balance de planta (instalación del equipo, equipos de acondicionamiento de potencia, de control, de seguridad, alojamiento, entre otros).
- El porcentaje del costo de inversión en dispositivos de almacenamiento que representa el valor residual de los mismos al final de su vida útil.

4. Calcular los costos y ganancias del proyecto de almacenamiento presionando el botón “Calcular costos y ganancias automáticamente”. Es importante destacar que el cálculo de ganancias se realiza siguiendo el procedimiento especificado en la página 179, para proyectos desarrollados en la etapa de generación.
5. Indicar los datos económicos que conciernen al proyecto de almacenamiento, los cuales son:
 - La tasa anual de inflación.
 - La tasa anual del aumento del precio de la electricidad.
 - La tasa anual de corte (tasa de oportunidad del inversionista).
6. Presionar el botón “Calcular Indicadores” con el fin de estimar los indicadores económicos y obtener una gráfica de las ganancias netas anuales del proyecto, como la que se muestra en la Figura 6.4.

Transmisión

La Figura 6.5 muestra la serie de pasos en la herramienta para estimar los indicadores económicos de un proyecto de almacenamiento instalado en la etapa de transmisión.

1. Indicar que se evaluará un proyecto en la etapa de transmisión seleccionando la opción correspondiente.
2. Especificar los datos técnicos del proyecto; a saber:
 - Tipo de tecnología de almacenamiento, la cual se elige de una lista desplegable en la celda correspondiente.
 - Capacidad de potencia del proyecto, la cual debe ser digitada manualmente por el usuario en la celda respectiva.
 - Energía de almacenamiento del proyecto, la cual, de igual manera, debe ser digitada manualmente por el usuario en la celda correspondiente.
3. Introducir la información de los datos tecno-económicos del proyecto de almacenamiento. Lo anterior se puede realizar de dos maneras: digitando manualmente los valores en las celdas respectivas o extrayendo automáticamente los valores desde la base de datos integrada de la herramienta (hoja de cálculo oculta llamada “Datos”), al presionar el botón “Insertar datos automáticamente”. Los datos necesarios son:
 - El costo por kWh del dispositivo de almacenamiento.
 - El costo por kW del dispositivo de almacenamiento.
 - El costo anual por kW que resultaría de la operación y mantenimiento del proyecto.
 - La eficiencia total del sistema de almacenamiento.
 - El tiempo de vida del proyecto de almacenamiento.
 - El porcentaje del costo de inversión en dispositivos de almacenamiento que representa los gastos de balance de planta (instalación del equipo, equipos de acondicionamiento de potencia, de control, de seguridad, alojamiento; entre otros).

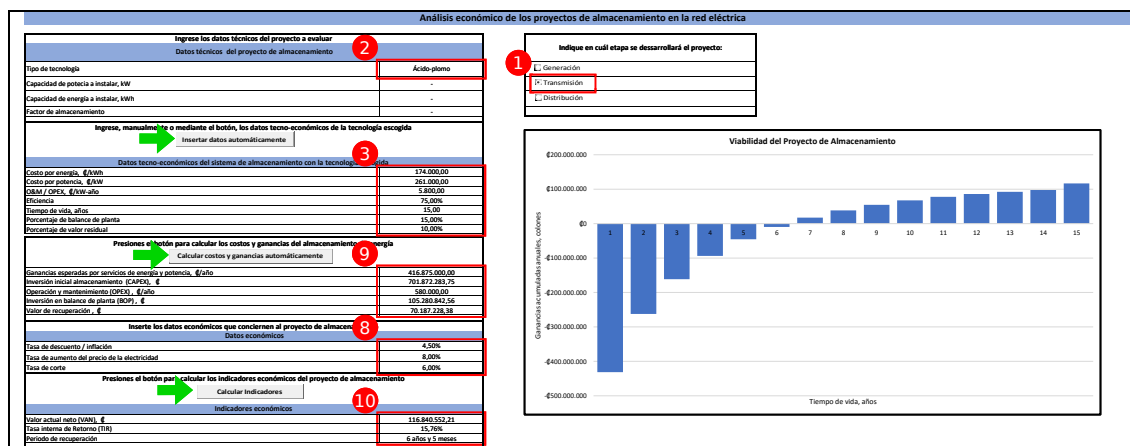


Figura 6.5: Secuencia de pasos para el uso de la herramienta en evaluación de proyectos en la etapa de transmisión.

- El porcentaje del costo de inversión en dispositivos de almacenamiento que representa el valor residual de los mismos al final de su vida útil.

Antes de continuar con los pasos 4, 5, 6 y 7, el usuario deberá cambiarse a la hoja llamada “Ganancias_transmisión” mostrada en la Figura 6.6, en la cual se calculan las ganancias del proyecto siguiendo el procedimiento descrito en la página 181.

- Especificar la capacidad instalada del activo a ser reemplazado y la capacidad nueva del activo que se instalaría en su lugar; ambas en kVA .
- Ingresar los datos económicos del activo a remplazar: el costo, y la tasa de cargo fijo (ver Sección 6.1.1).
- Ingresar la cantidad de horas de operación del sistema de almacenamiento a instalar.
- Especificar las capacidades instaladas del sistema de almacenamiento que será agrandado cada año.

Una vez completados los pasos anteriores, el usuario deberá regresar a la hoja principal de la herramienta, llamada “Viabilidad”, para proseguir con los últimos pasos, como se muestra en la Figura 6.5.

- Ingresar los datos económicos (tasa de inflación, de aumento del precio de la electricidad y de corte) con el fin de poder obtener el valor presente de las inversiones futuras en dispositivos de almacenamiento.
- Calcular los costos y ganancias del proyecto presionando el botón “Calcular costos y ganancias automáticamente”.
- Calcular los indicadores y la gráfica de ganancias netas anuales presionando el botón “Calcular Indicadores”.

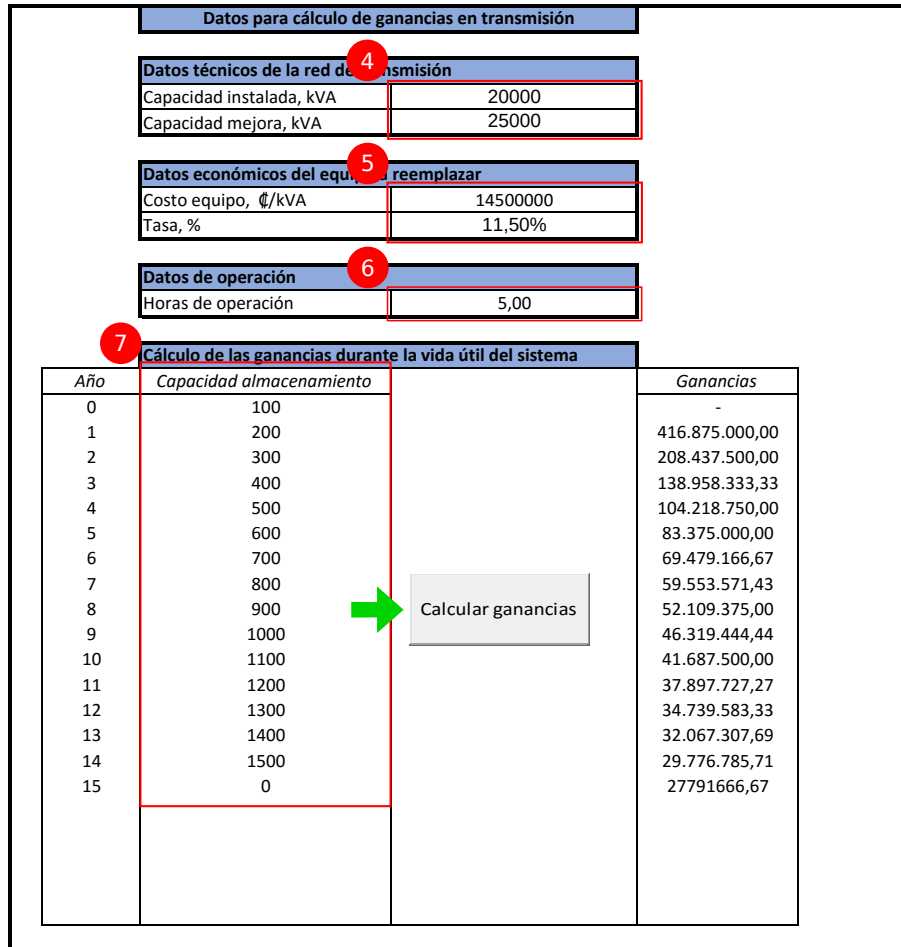


Figura 6.6: Secuencia de pasos para el uso de la sección de cálculo de ganancias en transmisión, de la herramienta en evaluación de proyectos en la etapa de transmisión.

Distribución

La evaluación de los indicadores económicos para proyectos de almacenamiento en la etapa de distribución sigue los pasos mostrados en la Figura 6.7.

1. Indicar que se evaluará un proyecto en la etapa de distribución seleccionando la opción correspondiente.
2. Especificar los datos técnicos del proyecto; a saber:
 - Tipo de tecnología de almacenamiento, la cual se elije de una lista desplegable en la celda correspondiente.
 - Capacidad de potencia del proyecto, la cual debe ser digitada manualmente por el usuario en la celda respectiva.
 - Energía de almacenamiento del proyecto, la cual, de igual manera, debe ser digitada manualmente por el usuario en la celda correspondiente.
 - Factor de Almacenamiento (ver página 183).
3. Introducir la información de los datos tecno-económicos del proyecto de almacenamiento. Lo anterior se puede realizar de dos maneras: digitando manualmente los valores en las respectivas celdas o extrayendo automáticamente los valores desde la base de datos integrada de la herramienta (hoja de cálculo oculta llamada “Datos”), al presionar el botón “Insertar datos automáticamente”. Los datos necesarios son:
 - El costo por kWh del dispositivo de almacenamiento.
 - El costo por kW del dispositivo de almacenamiento.
 - El costo anual por kW que resultaría de la operación y mantenimiento del proyecto.
 - La eficiencia total del sistema de almacenamiento.
 - El tiempo de vida del proyecto de almacenamiento.
 - El porcentaje del costo de inversión en dispositivos de almacenamiento que representa los gastos de balance de planta (instalación del equipo, equipos de acondicionamiento de potencia, de control, de seguridad, alojamiento; entre otros).
 - El porcentaje del costo de inversión en dispositivos de almacenamiento que representa el valor residual de los mismos al final de su vida útil.
4. Calcular los costos y las ganancias del proyecto presionando el botón “Calcular costos y ganancias automáticamente”. Las ganancias en distribución se calculan según el procedimiento propuesto en la página 183.
5. Indicar los datos económicos que conciernen al proyecto de almacenamiento, los cuales son:
 - La tasa anual de inflación.
 - La tasa anual del aumento del precio de la electricidad.
 - La tasa anual de corte (tasa de oportunidad del inversionista).
6. Presionar el botón “Calcular Indicadores” con el fin de estimar los indicadores económicos y obtener una gráfica de las ganancias netas anuales del proyecto, como la que se muestra en la Figura 6.4.

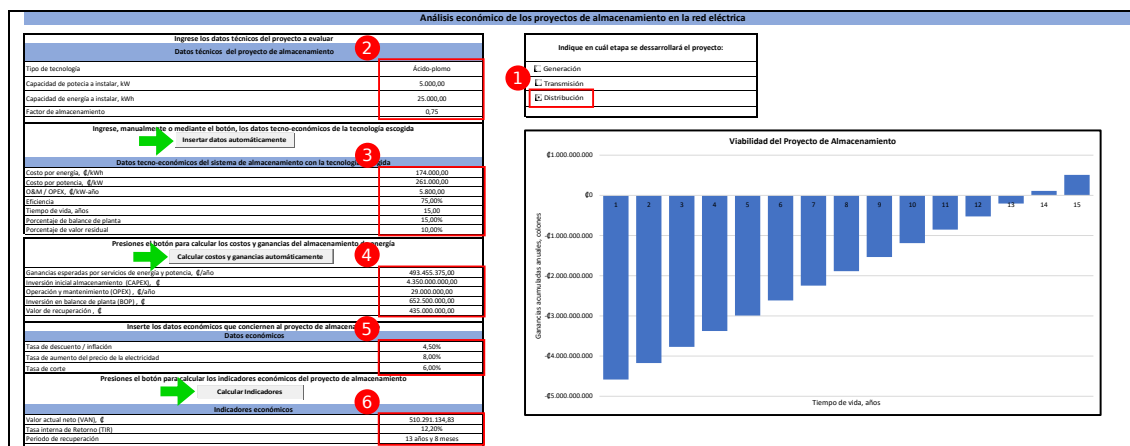


Figura 6.7: Secuencia de pasos para el uso de la herramienta en evaluación de proyectos en la etapa de distribución.

6.2. Almacenamiento por Etapa

En esta sección se analiza la viabilidad de las tecnologías de almacenamiento de energía. En primera instancia, se descartan las opciones con poca madurez tecnológica. Tanto para generación, transmisión, y distribución, las 10 tecnologías de almacenamiento que se comercializan a nivel internacional se codificaron de la siguiente manera:

- BAP: Baterías de Ácido-Plomo.
- BSA: Baterías de Sodio-Azufre.
- BSC: Baterías de Sodio-cloruro de Níquel.
- BNC: Baterías de Níquel-Cadmio
- BHM: Baterías de Hidruro de níquel-metal.
- BF: Baterías de Flujo.
- BIL: Baterías de Ión-Litio.
- TB: Turbo-bombeo.
- VI: Volantes de Inercia.
- AC: Aire Comprimido

En cuanto a su viabilidad técnica, se parte de la premisa que las tecnologías cuentan con las características necesarias, o bien que pueden ser adaptadas, para satisfacer las normas, códigos y estándares existentes en el país. En cuanto a la viabilidad financiera, las Secciones 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 presentan diferentes escenarios que permiten concluir las condiciones bajo las cuales se hace financieramente más viable

un proyecto de almacenamiento de energía. La viabilidad ambiental y regulatoria se alcanzaría cumpliendo con las regulaciones existentes en Costa Rica en el tema (ver Secciones 5.2.3 y 5.2.4).

A continuación se presentan los resultados de la aplicación de la herramienta con distintos casos.

6.2.1. Etapa de Generación

En el caso de la Generación, los casos que se estudiaron corresponden a:

- Caso G1: Potencia de 20 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada supuesta en un parque eólico/solar conectado en generación (se excluyen las tecnologías: TB y AC).
- Caso G2: Potencia de 30 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada supuesta en un parque eólico/solar conectado en generación (se excluyen las tecnologías: TB y AC).
- Caso G3: Potencia de 40 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada supuesta en un parque eólico/solar conectado en generación (se excluyen las tecnologías: TB y AC).
- Caso G4: Potencia de 140 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada del Proyecto hidroeléctrico Pirrís.
- Caso G5: Potencia de 159 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada del Proyecto hidroeléctrico Cachí.
- Caso G6: Potencia de 166 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada del Proyecto hidroeléctrico Arenal .
- Caso G7: Potencia de 174 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada del Proyecto hidroeléctrico Corobicí.
- Caso G8: Potencia de 180 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada del Proyecto hidroeléctrico Angostura.
- Caso G9: Potencia de 306 000 kW, que correspondería a la capacidad instalada del Proyecto hidroeléctrico Reventazón.

En todos los casos, se supuso que el sistema de almacenamiento podría trabajar durante 5 horas entregando energía, una tasa de descuento de 4,5 %, una tasa de aumento del precio de la electricidad de 8,00 % y una tasa de corte de 6,00 %.

Al utilizar la herramienta para todos los casos y todas las tecnologías mencionadas, los resultados son como se muestran en el Cuadro 6.2. Como se puede observar, hay casos como la de las baterías de Sodio-Azufre o las de Sodio-Cloruro de Níquel en las que en ningún caso se obtuvo que el uso de esa tecnología fuera rentable.

Además de realizar estos casos, se analizó la sensibilidad a los parámetros que se supusieron. En el caso de la generación, se probó la variación si se aumentaba o disminuía en una hora el tiempo de operación del sistema así como la variación de ± 1 % en las tasas de inflación y de corte. Los resultados se presentan en los Cuadros del 6.3 al 6.5

Cuadro 6.2: Retabilidad de los diferentes casos de acuerdo con la tecnología de almacenamiento para generación

Casos	Tecnología									
	BAP	BSA	BSC	BNC	BHM	BF	BIL	TB	VI	AC
Caso G1	✓					✓	✓			
Caso G2	✓					✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9							✓	✓		

Cuadro 6.3: Sensibilidad con respecto al tiempo de descarga para generación

Casos	Tecnología									
	BAP	BSA	BSC	BNC	BHM	BF	BIL	TB	VI	AC
+1 hora										
Caso G1	✓	✓				✓	✓			
Caso G2	✓	✓				✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9								✓		
-1 hora										
Caso G1	✓			✓		✓	✓			
Caso G2	✓					✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9								✓		

Cuadro 6.4: Sensibilidad con respecto a la tasa de inflación para generación

Casos	Tecnología									
	BAP	BSA	BSC	BNC	BHM	BF	BIL	TB	VI	AC
+1 %										
Caso G1	✓					✓	✓			
Caso G2	✓					✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9								✓		
-1 %										
Caso G1	✓	✓		✓		✓	✓			
Caso G2	✓	✓		✓		✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9								✓		

Cuadro 6.5: Sensibilidad con respecto a la tasa de corte para generación

Casos	Tecnología									
	BAP	BSA	BSC	BNC	BHM	BF	BIL	TB	VI	AC
+1 %										
Caso G1	✓					✓	✓			
Caso G2	✓					✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9								✓		
-1 %										
Caso G1	✓	✓		✓		✓	✓			
Caso G2	✓	✓		✓		✓	✓			
Caso G3	✓					✓	✓			
Caso G4	✓					✓	✓	✓		
Caso G5	✓					✓	✓	✓		
Caso G6	✓					✓	✓	✓		
Caso G7	✓					✓	✓	✓		
Caso G8	✓					✓	✓	✓		
Caso G9								✓		

Cuadro 6.6: Sensibilidad con respecto un crecimiento de $-1,5\%$ en la demanda para transmisión

Casos	Tecnología							
	BAP	BSA	BSC	BNC	BHM	BF	BIL	VI
Caso T1	✓						✓	
Caso T2								
Caso T3								

6.2.2. Etapa de Transmisión

En el caso de la Transmisión, se analizaron 3 casos:

- Caso T1: Potencia de transformador a reemplazar de 20 000 kVA con una potencia de transformador nuevo de 25 000 kVA.
- Caso T2: Potencia de transformador a reemplazar de 30 000 kVA con una potencia de transformador nuevo de 37 500 kVA.
- Caso T3: Potencia de transformador a reemplazar de 50 000 kVA con una potencia de transformador nuevo de 60 000 kVA.

En todos los casos, la tasa fue de 0,115, el costo del equipo de 25 000 \$/kVA y un crecimiento de la demanda de 2%. En todos los casos, el aplazamiento de compra de equipo no dio rentabilidades factibles.

Al hacer un análisis de sensibilidad, se encontró que ante variaciones de la tasa de cargo fija de $\pm 1\%$ no hubo variación en la rentabilidad. Al variar la tasa de inflación en $\pm 1\%$, tampoco se encontró una diferencia en los resultados de rentabilidad. El mismo resultado se encontró al variar $\pm 1\%$ la tasa de corte.

Sin embargo, al variar el crecimiento de la demanda en $-1,5\%$; es decir, a un valor de $0,5\%$, se encontró los resultados que se presentan el Cuadro 6.6. Cuando la tasas de crecimiento se reduce un $1,5\%$, para el caso T1, el proyecto de aplazamiento se vuelve rentable para las baterías de Ácido-plomo y las de Ion-Litio.

6.2.3. Etapa de Distribución

En el caso de la distribución, se realizó un barrido de potencias de almacenamiento desde 1000 kW para el Caso D1, hasta 10 000 kW del caso D10 distribuidos linealmente. Además se supuso cinco horas de uso del equipo de almacenamiento con un factor de almacenamiento de 0,75. Se supone que para el caso de distribución no se podría contar con las tecnologías de Turbo-bombeo ni Aire comprimido, debido a sus necesidades de espacio.

Cuando se considera solamente el caso de arbitraje y reducción de la factura por demanda, ninguna tecnología resultó rentable. Sin embargo, cuando se considera que la energía que se almacena corresponde a la que produce la misma distribuidora (es decir, cuando se tiene el caso de la presencia de generación distribuida), sí existen casos en los que el uso de una tecnología de almacenamiento se vuelve rentable, tal y como se muestra en el Cuadro 6.7.

Además de los casos anteriores, se realizaron estudios de sensibilidad, en los que se varió el factor de almacenamiento, la tasa de inflación, el aumento del precio de la electricidad y la tasa de corte. En el caso del factor de almacenamiento, se varió este a un valor igual a uno, sin que la rentabilidad variara. La tasa de inflación, la tasa de crecimiento del precio de la electricidad y la tasa de corte se variaron $\pm 1\%$, y tampoco cambió el resultado de rentabilidad.

Cuadro 6.7: Retabilidad de los diferentes casos de acuerdo con la tecnología de almacenamiento para distribución

Casos	Tecnología							
	BAP	BSA	BSC	BNC	BHM	BF	BIL	VI
Caso D1	✓					✓	✓	
Caso D2	✓					✓	✓	
Caso D3	✓					✓	✓	
Caso D4	✓					✓	✓	
Caso D5	✓					✓	✓	
Caso D6	✓					✓	✓	
Caso D7	✓					✓	✓	
Caso D8	✓					✓	✓	
Caso D9	✓					✓	✓	
Caso D10	✓					✓	✓	

Cuadro 6.8: Resumen de tecnologías de almacenamiento recomendadas para Costa Rica en cada etapa.

Etapa	Tecnologías de almacenamiento recomendadas
Generación	Baterías de ácido-plomo
	Baterías de flujo
	Baterías de ion de litio
	Turbo-bombeo
Transmisión	Baterías de ácido-plomo
	Baterías de ion de litio
Distribución	Baterías de ácido-plomo
	Baterías de flujo
	Baterías de ion de litio

6.3. Resumen de tecnologías viables para Costa Rica

A continuación, en el Cuadro 6.8 se muestra un resumen de las tecnologías de almacenamiento viables para Costa Rica y la etapa del SEP (generación, transmisión, distribución) en la que pueden ser instaladas.

Capítulo 7

Perfil del Proyecto de Almacenamiento por Etapa

En este capítulo se establecen los perfiles de proyectos de almacenamiento que cuentan con mayor viabilidad en las etapas de generación, transmisión y distribución. Para la creación del perfil se considera principalmente la viabilidad financiera según los resultados de las secciones 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3. La viabilidad técnica, ambiental, regulatoria y social deberán ser evaluadas para los proyectos específicos, pero debido a la madurez y opciones tecnológicas del almacenamiento de energía, es altamente probable que las tecnologías evaluadas anteriormente cumplan con la viabilidad técnica, ambiental, regulatoria y social.

El perfil de los proyectos está constituido por:

- La elección de la tecnología de almacenamiento con mayor viabilidad;
- El rango de potencia (en MW) instalada con viabilidad financiera; y
- Los usos que deben tener en la red eléctrica para su viabilidad.

7.1. Etapa de Generación

En la etapa de generación se recomiendan dos perfiles, que responden a dos usos diferentes de los proyectos de almacenamiento:

- La conexión del mismo a un parque de generación con recursos eólicos o solares; y
- La conexión a un proyecto hidroeléctrico.

En el caso del uso del proyecto de almacenamiento conectado a un parque de generación eólica o solar (Casos G1, G2 y G3 el Cuadro 6.2), resultaron viables tres tecnologías:

- las Baterías de Ácido-Plomo,
- las Baterías de Flujo y,
- las Baterías de Ion de Litio.

Cuadro 7.1: Valores de los indicadores económicos de los proyectos de almacenamiento de 30 MW conectados a un proyecto solar o eólico, bajo el escenario base de evaluación (ver Subsección 6.2.1).

Tecnología	VAN	TIR	TRI
Ácido-Plomo	26.719.668.686	21,97 %	6,61
Baterías de Flujo	33.805.453.224	21,51 %	7,15
Baterías de Ion de Litio	28.683.152.652	23,42 %	6,18

Cuadro 7.2: Valores de los indicadores económicos de los proyectos de almacenamiento conectados a un proyecto hidroeléctrico de 166 MW, bajo el escenario base de evaluación (ver Subsección 6.2.1).

Tecnología	VAN	TIR	TRI
Ácido-Plomo	25.623.313.987	12,86 %	12,66
Baterías de Flujo	44.917.714.773	13,54 %	14,04
Baterías de Ion de Litio	36.487.925.269	13,89 %	11,65
Turbo-bombeo	151.115.521.638	18,53 %	9,41

A partir de la información presente en el Cuadro 7.1¹, es posible concluir que las Baterías de Flujo son la tecnología más apta para los proyectos en la etapa de generación, cuando se conectan a un parque de generación solar o eólico, debido a que aunque su TIR es menor con respecto a las otras tecnologías, presenta un mayor VAN y un TRI menor relativo a su vida útil. Los rangos analizados para estas aplicaciones variaron de 20 MW a 40 MW, y se logró concluir que las ganancias (en términos del VAN) aumentaban con el tamaño del proyecto. Por lo tanto, la escala del proyecto recomendada para una tecnología de almacenamiento varía con la dimensión del proyecto eólico/solar.

Por otro lado, para el caso de la conexión de un sistema de almacenamiento en la etapa de generación directamente a un proyecto hidroeléctrico (Casos G4, G5, G6, G7, G8 y G9 en el Cuadro 6.2), se obtuvieron cuatro tecnologías viables:

- las Baterías de Ácido-Plomo,
- las Baterías de Flujo,
- las Baterías de Ion de Litio y,
- el Turbo-bombeo.

Tras la comparación de los indicadores económicos mostrados en el Cuadro 7.2¹, se puede concluir que la utilización de Turbo-bombeo en el tipo de proyecto en cuestión es la opción más viable; debido a que presenta una vida útil mucho mayor a las demás tecnologías, un VAN superior y una TIR al menos 4 % mayor a las restantes opciones. También puede observarse en el mismo cuadro, que con respecto a las baterías, la opción más viable continúan siendo las Baterías de Flujo.

¹Los datos del Cuadro se pueden consultar en el archivo *UCR_Grupo_ICE_SEPSE_Evaluacion_Tecnologias_en_Etapas.xlsx*, en la hoja de cálculo llamada *Resultados_caso_base* en el apartado de Generación.

Cuadro 7.3: Valores de los indicadores económicos de los proyectos de almacenamiento conectados a la etapa de transmisión, bajo el escenario de aumento de la demanda anual en 0,5 % (ver Subsección 6.2.2).

Tecnología	VAN	TIR	TRI
Ácido-Plomo	116.840.552,21	15,76 %	6,36
Baterías de Ion de Litio	169.641.892,28	18,64 %	4,83

7.2. Etapa de Transmisión

Los proyectos instalados en la etapa de transmisión, resultaron ser los menos viables en todo el SEP según la evaluación financiera llevada a cabo en la sección 6.2.2.

Para el escenario base, en el cual se consideró que la demanda eléctrica del circuito de transmisión crecía 2 % anual, se obtuvo que ninguna de las tecnologías era viable para utilizar en el aplazamiento de la inversión en mejora de activos. Sin embargo, cuando se disminuyó el porcentaje supuesto de aumento de la demanda a un 0,5 %, se obtuvieron dos tecnologías viables para el Caso T1 (aplazamiento del reemplazo de un transformador de subestación de 25 MW, ver Cuadro 6.6):

- las Baterías de Ácido-Plomo y,
- las baterías de Ion de Litio.

De los datos del Cuadro 7.3² es posible concluir que las Baterías de Ion de Litio son las recomendadas para los proyectos de almacenamiento en transmisión; debido a que cuentan con un mayor VAN, una mayor TIR y un menor TRI. Además, se recomienda que los bloques de almacenamiento a instalar año con año durante la vida útil del proyecto, sean de aproximadamente 100 kW, hasta llegar a contar con un sistema de almacenamiento de aproximadamente 2 MW; pues si el tamaño de los bloques o del sistema en total aumenta, la viabilidad de los proyectos disminuye.

7.3. Etapa de Distribución

Para la etapa de distribución, se evaluaron dos tipos de proyectos de almacenamiento, utilizados para dos funciones en la red:

- Arbitraje de energía y reducción de la factura por demanda, y
- Almacenamiento de energía renovable y abastecimiento de energía en el periodo de punta (proyecto conectado a un proyecto de generación distribuida).

Para la primera función en la red se obtuvo que ninguna tecnología de almacenamiento resultaba viable, por lo que no se propone ningún perfil de proyecto en este caso. Sin embargo, para la segunda se obtuvieron tres tecnologías viables:

- las Baterías de Ácido-Plomo,
- las Baterías de Flujo, y

²Los datos del Cuadro se pueden consultar en el archivo *UCR_Grupo_ICE_SEPSE_Evaluacion_Tecnologias_en_Etapas.xlsx*, en la hoja de cálculo llamada *Resultados_sensibilidad_trans* en el apartado de Crecimiento de la demanda.

Cuadro 7.4: Valores de los indicadores económicos de los proyectos de 5 MW almacenando energía renovable conectada en distribución, bajo el escenario base de evaluación (ver Subsección 6.2.3).

Tecnología	VAN	TIR	TRI
Baterías de Ácido-Plomo	510.291.135	12,20 %	13,65
Baterías de Flujo	1.311.456.756	13,34 %	15,48
Baterías de Ion de Litio	1.254.984.064	14,40 %	11,56

- las Baterías de Ion de Litio.

En los indicadores económicos mostrados en el Cuadro 7.4³ es posible observar que las Baterías de Flujo y las de Ion de Litio pueden utilizarse en proyectos de almacenamiento bajo las condiciones en cuestión, debido a que cuentan con desempeños económicos muy similares.

Es además importante agregar que se recomienda que los proyectos instalados sean de capacidades altas (alrededor de 10 MW) pues se obtienen VAN mayores, con similares TIR.

³Los datos del Cuadro se pueden consultar en el archivo *UCR_Grupo_ICE_SEPSE_Evaluacion_Tecnologias_en_Etapas.xlsx*, en la hoja de cálculo llamada *Resultados_caso_base* en el apartado de distribución, con conexión a recursos de generación distribuida.

Capítulo 8

Conclusiones

El almacenamiento de energía se proyecta como una de las tecnologías que brindará mayores beneficios para el sector electricidad. Su utilización no solo mejora la calidad del servicio, sino que además facilita la integración efectiva de las fuentes de energía renovable e intermitente como el eólico y solar. El almacenamiento de energía permite también brindar nuevos servicios que en el pasado no se podían debido a la poca flexibilidad que brindaban los sistemas; por ejemplo el arbitraje, gestión de la demanda, minimización de energía de plantas eólicas recortada. Mucho más importante, el almacenamiento de energía tiene el gran potencial de ayudar a los gobiernos a alcanzar las metas establecidas en los acuerdos internacionales para reducir las emisiones antropogénicas del sector electricidad.

La posibilidad de tener un sistema eléctrico más eficiente, limpio, confiable, continuo y potencialmente más económico ha sido posible gracias a la creciente costo-efectividad de los sistemas de almacenamiento, que según estimaciones internacionales ha alcanzado más de 180 GW de capacidad instalada en el 2016.

En este informe se presentan los resultados de la consultoría titulada “Estudio sobre viabilidad de opciones para el almacenamiento de energía que señale prioridades de investigación.” Los objetivos específicos de la contratación fueron:

1. Elaborar un estudio de opciones para sistemas de almacenamiento de energía (hidrógeno, baterías, generación bombeo, aire comprimido, biomasa, entre otros) para las etapas de generación, transmisión y distribución;
2. Realizar estudios de viabilidad legal, ambiental, técnica, financiera, económica y social de las opciones para sistemas de almacenamiento de energía en Costa Rica en las etapas de generación, transmisión y distribución; y
3. Determinar el perfil de los proyectos de almacenamiento de energía de mayor viabilidad para Costa Rica.

Las actividades planteadas dentro de cada objetivo específico han sido cumplidas satisfactoriamente, y se destacan los siguientes resultados:

- Una exhaustiva revisión bibliográfica permitió identificar las tecnologías de almacenamiento de mayor prominencia a nivel internacional (Capítulo 2). Luego de presentar una visión general del almacenamiento de energía, y de detallar las aplicaciones más comunes en el SEP, las opciones de almacenamiento se clasificaron en cinco categorías según su naturaleza: electro-químicas, químicas,

mecánicas, eléctricas-magnéticas, y térmicas. Para cada categoría, se presentaron las opciones de almacenamiento, sus aplicaciones, la capacidad instalada mundial, costos, beneficios, impacto, aspectos legales y ambientales.

- Se encontró que el almacenamiento de energía por rebombeo abarca aproximadamente el 96 %. A lo anterior le sigue el almacenamiento térmico (1.75 %) y electro-químico (1.44 %). No obstante, este último ha tomado tanta importancia en los últimos 10 años, que la cantidad de proyectos a nivel internacional supera el 55 % del total de proyectos registrados en la base de datos del DOE. Se determinó que los Estados Unidos, China, Japón y Alemania son los países con mayor cantidad de proyectos de almacenamiento de energía, aunque varía dependiendo de la categoría. Por lo tanto, se torna importante darle seguimiento a los avances en almacenamiento de energía que estos países realicen.
- El almacenamiento de energía ha sido utilizado para diferentes aplicaciones. Destacan el arbitraje en mercados abiertos, la integración efectiva de las fuentes de energía renovable, regulación de frecuencia, arranque negro, aplazamiento de la inversión y respuesta de la demanda. Las aplicaciones específicas de las tecnologías se detallan para cada una en el Capítulo 2.
- De las mejores prácticas en el uso del almacenamiento se destacó la consulta y cumplimiento de códigos, estándares y la regulación; siendo esta última una de las más importantes y difíciles de superar. Aspectos de seguridad y manejo de desechos son vitales para la introducción adecuada del almacenamiento en el sistema. Sin embargo, se encontró que debido a la madurez de las tecnologías, aún hace falta que se definan las mejores prácticas en muchas de las tecnologías de almacenamiento.
- Diferentes artículos y reportes técnicos a nivel internacional se analizaron para recopilar satisfactoriamente los resultados de distintos estudios de opciones en cuanto al almacenamiento de energía. Se consideraron estudios en Asia, Europa y América del Norte, aunque muchos de las conclusiones principales de estos estudios pueden extrapolarse a otras regiones debido a las generalidades expuestas. Se identificó que regiones como Europa han definido sus hojas de ruta para alcanzar metas establecidas para el 2030.
- Una revisión exhaustiva permitió identificar 10 metodologías para evaluar la viabilidad de las opciones de almacenamiento de energía. Dicha revisión permitió también la recopilación de indicadores de viabilidad que permiten decidir entre las opciones tecnológicas. Los resultados de este análisis se presentan en el Capítulo 5. Un aspecto importante a resaltar de esta revisión es el cumplimiento con los códigos, estándares y normas para asegurar la viabilidad técnica, ambiental, regulatoria y social del proyecto de almacenamiento.
- Tomando como base la revisión bibliográfica y el conocimiento de la realidad del país fue posible luego desarrollar una metodología de evaluación de la viabilidad de las tecnologías de almacenamiento de energía para Costa Rica. Se definió además aplicaciones de la tecnología que permiten estimar las ganancias del proyecto. La metodología de estimación de ganancias se implementó en una herramienta computacional en Microsoft Excel que permite evaluar la viabilidad financiera de una tecnología. La herramienta cuenta con una interfaz amigable y posee valores por defecto que facilitan su uso. El usuario puede además variar los datos de entrada a conveniencia. La herramienta es versátil y permite estudiar las 10 tecnologías con suficiente madurez tecnológica para Costa Rica. El uso de la herramienta permitió analizar diferentes proyectos de almacenamiento en cada etapa del sector eléctrico. Diferentes escenarios se realizaron y se determinaron las tecnologías por cada etapa, y las condiciones necesarias, que presentan viabilidad financiera.

- Finalmente fue posible utilizar los resultados de los estudios para definir el perfil del proyecto de almacenamiento de energía por etapa. Los perfiles de los proyectos se detallan en el Capítulo 7.
 - En la etapa de generación se recomendaron dos perfiles: el uso de baterías de flujo para proyectos de almacenamiento conectados a proyectos de generación renovable, con capacidades instaladas del orden de 20 MW a 40 MW y, el uso de proyectos de turbo-bombeo para proyectos hidroeléctricos del orden de 140 MW a 180 MW. En ambos se recomendó que sean utilizados para reemplazar la generación con combustibles fósiles.
 - En la etapa de transmisión, se recomendó un perfil de proyecto de almacenamiento utilizando baterías de ion de litio, para el aplazamiento del cambio de transformadores de subestación de hasta 25 MV A, al instalar bloques de capacidad de almacenamiento de 100 kW anuales, hasta un máximo aproximado de 2 MW al final de la vida útil de las baterías.
 - En la etapa de distribución, se recomendó un perfil de un sistema de almacenamiento del orden de 10 MW que puede utilizar baterías de flujo o de ion litio, conectado a un proyecto de generación distribuida, para almacenar energía renovable excedente en periodo de noche, y utilizar la energía en periodo de punta, reduciendo así el consumo del sistema.

A pesar de haber cumplido todos los objetivos planteados anteriormente, surgen nuevas interrogantes que están fuera del alcance del estudio aquí presentado. Por lo tanto, el MINAE/SEPSE deberá a futuro considerar los siguientes aspectos:

- Estudiar la factibilidad de los proyectos a ser instalados en el SEP.
- Realizar estudios avanzados de impacto del almacenamiento de energía en cada una de las etapas del SEP.
- Ejecutar un plan piloto que permita evaluar los beneficios y limitaciones de un sistema de almacenamiento. En particular, se recomienda un sistema en la etapa de distribución ya que la gama de aplicaciones es mucho más amplia que en las otras etapas, lo que probablemente brinde mayores beneficios para el sistema.

Bibliografía

- Abdi, Hamdi y col. (2017). *Energy Storage Systems*. Elsevier Inc., págs. 333-368. ISBN: 9780128042083. DOI: 10.1016/B978-0-12-804208-3.00007-8. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128042083000078>.
- Akhil, Abbas A y col. (2013). *DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA*. Inf. téc. Sandia National Laboratories, pág. 340. DOI: SAND2013-5131. URL: <http://www.emnrd.state.nm.us/ECMD/RenewableEnergy/documents/SNL-ElectricityStorageHandbook2013.pdf>.
- Aneke, Mathew y Meihong Wang (2016). “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review”. En: *Applied Energy* 179, págs. 350-377. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>.
- Arbabszadeh, Maryam, Jeremiah X. Johnson y Gregory A. Keoleian (2017). “Parameters driving environmental performance of energy storage systems across grid applications”. En: *Journal of Energy Storage* 12, págs. 11-28. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2017.03.011. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.03.011>.
- Asamblea Legislativa (1995). *Ley 7200 – Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela*. Inf. téc. Asamblea Legislativa.
- Asian Development Bank (2017). *Energy storage in grids with high penetration of variable generation*. Inf. téc. Asian Development Bank.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2014). *Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional*. Inf. téc. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) (2015). *Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL)*. Inf. téc. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).
- (2016). *Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM)*. Inf. téc. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).
- (2018). *Tarifas eléctricas históricas y vigentes*. Inf. téc.
- Barthelemy, H., M. Weber y F. Barbier (mar. de 2017). “Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives”. En: *International Journal of Hydrogen Energy* 42.11, págs. 7254-7262. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916305559>.
- Becherif, M. y col. (2015). “Hydrogen Energy Storage: New Techno-Economic Emergence Solution Analysis”. En: *Energy Procedia* 74.0, págs. 371-380. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.629. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.629>.
- Berrada, Asmae, Khalid Loudiyi e Izeddine Zorkani (2017). “Profitability, risk, and financial modeling of energy storage in residential and large scale applications”. En: *Energy* 119, págs. 94-109. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.12.066.

- Blanco, Herib y André Faaij (2018). "A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81.July 2017, págs. 1049-1086. ISSN: 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2017.07.062. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>.
- Breeze, Paul (2017). "The Hydrogen Economy". En: *Electricity Generation and the Environment*. Academic Press. Cap. 7, págs. 71-75. ISBN: 978-0-08-101044-0. DOI: 10.1016/B978-0-08-101044-0.00007-X.
- Bussar, R y col. (2013). *Battery Energy Storage for Smart Grid Applications*. Inf. téc. Association of European Automotive e Industrial Battery Manufacturers (EUROBAT).
- Campos, Luis Guillermo y Olman Vargas (2016). *Guía de normativa y consideraciones aplicables a la construcción*. Inf. téc. San José, Costa Rica: Colegio Federado de Ingenieros y de Arquitectos, págs. 1-80. URL: <http://cfia.or.cr/descargas/2016/guiaNormativa2016.pdf>.
- Carnegie, R y col. (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems: Benefits, Applications, and Technologies*. Inf. téc. State Utility Forecasting Group.
- Castagneto Gisse, Giorgio, Paul E. Dodds y Jonathan Radcliffe (2018). "Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82.May 2017, págs. 781-790. ISSN: 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.079.
- Cole, P C y David Conover (2016). *Energy Storage System Guide for Compliance with Safety Codes and Standards*. Inf. téc. June. Sandia National Laboratories.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2016). *Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA): Datos preliminares a 2015*. Inf. téc. CEPAL.
- Department of Energy. USA Government (2017). *Global Energy Storage Database*. URL: <http://www.energystorageexchange.org/projects> (visitado 27-10-2017).
- Department of Energy USA Government (2013). *Grid Energy Storage*. Inf. téc. Department of Energy, págs. 1-67.
- (2017). *DOE Global Energy Storage Database, Hidrogen*. URL: http://www.energystorageexchange.org/projects?utf8=%E2%9C%93%7B%5C%26%7Dtechnology_type_sort_eqs=Hydrogen+Storage%7B%5C%26%7Dtechnology_type_sort_eqs_category=Hydrogen+Storage%7B%5C%26%7Dtechnology_type_sort_eqs_subcategory=%7B%5C%26%7Dcountry_sort_eq=%7B%5C%26%7Dstate_sort_eq=%7B%5C%26%7DkW=%7B%5C%26%7DkWh=%7B%5C%26%7Dservice_use_case_inf=%7B%5C%26%7DDownershi (visitado 28-11-2017).
- Devine-Wright, Patrick y col. (2017). "A conceptual framework for understanding the social acceptance of energy infrastructure: Insights from energy storage". En: *Energy Policy* 107.January, págs. 27-31. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.04.020. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.020>.
- Dunn, Rebecca I., Patrick J. Hearps y Matthew N. Wright (2012). "Molten-salt power towers: Newly commercial concentrating solar storage". En: *Proceedings of the IEEE* 100.2, págs. 504-515. ISSN: 00189219. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2163739.
- Dustmann, Cord H. (2004). "Advances in ZEBRA batteries". En: *Journal of Power Sources* 127.1-2, págs. 85-92. ISSN: 03787753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.039.
- Dutta, Suman (2014). "A review on production, storage of hydrogen and its utilization as an energy resource". En: *Journal of Industrial and Engineering Chemistry* 20.4, págs. 1148-1156. ISSN: 22345957. DOI: 10.1016/j.jiec.2013.07.037. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jiec.2013.07.037>.
- Electric Power Research Institute (2010). *Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*. Inf. téc. Electric Power Research Institute.
- Electricidad, Instituto Costarricense de (2016). *Generación y demanda: Informe anual*. Inf. téc. Centro Nacional de Control de Energía.
- Eller, Alex y Dexter Gauntlett (2017). *Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets*. Inf. téc. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). URL: <https://www.ifc.org/wps/wcm/>

- [connect/ed6f9f7f-f197-4915-8ab6-56b92d50865d/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf?MOD=AJPERES%7B%5C%7D0Ahttp://prism.talis.com/sussex-ac/items/1112426%7B%5C%7D5Cnhttp://suss.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=588991](http://connect.ed6f9f7f-f197-4915-8ab6-56b92d50865d/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf?MOD=AJPERES%7B%5C%7D0Ahttp://prism.talis.com/sussex-ac/items/1112426%7B%5C%7D5Cnhttp://suss.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=588991).
- Energy Storage Association (ESA) (2017a). *Electrochemical Capacitors*. URL: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/electrochemical-capacitors> (visitado 13-03-2017).
- (2017b). *Flow Batteries*. URL: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/flow-batteries> (visitado 11-08-2017).
- Energy Storage Council (2015). *Global Energy Storage Market Overview & Regional Summary Report*. Inf. téc. Energy Storage Council, Australia, pág. 26.
- Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems (2016). *Energy Storage Safety: 2016*. Inf. téc. Palo Alto, California: EPRI. URL: <https://www.epri.com/#/pages/product/00000003002008308/>.
- Energy Storage Operators Forum (2014). *A Good Practice Guide on Electrical Energy Storage*. Inf. téc. Energy Storage Operators Forum (ESOF).
- European Association for Storage of Energy (2016). *Chemical energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Hydrogen.pdf (visitado 12-11-2017).
- European Association for Storage of Energy (201). *Liquid Air Energy Storage. Mechanical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_LAES.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016a). *Electrochemical Double Layer Capacitor Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_EDLC.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016b). *Flow Battery. Electrochemical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_FlowBattery.pdf%7B%5C%7D5Cnhttps://books.google.ro/books?id=6s_NBgAAQBAJ (visitado 27-10-2017).
- (2016c). *Lead Acid Battery. Electrochemical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Electrochemical_LeadAcid.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016d). *Nickel Cadmium Battery. Electrochemical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Electrochemical_NiCd.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016e). *Nickel Metal Hydrate Battery. Electrochemical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_NiMH.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016f). *Pumped Heat Energy Storage. Mechanical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHEs.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016g). *Sodium Sulphur Battery. Electrochemical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_NaS.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016h). *Sodium-Nickel chloride Battery. Electrochemical Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Electrochemical_NaNiCl2.pdf (visitado 27-10-2017).
- (2016i). *Thermal Hot Water Storage. Thermal Energy Storage*. URL: http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_HotWater.pdf.
- European Association for Storage of Energy y European Energy Research Alliance (2017). *European Energy Storage Technology Development Roadmap 2017 Update*. Inf. téc. European Association for Storage of Energy (EASE), pág. 108.
- Eustis, Conrad e Imre Gyuk (2014). *Energy Storage Safety Strategic Plan*. Inf. téc. Department of Energy, págs. 2-82.
- Eyer, Jim (2009). *Electric Utility Transmission and Distribution Upgrade Deferral Benefits from Modular Electricity Storage*. Inf. téc. June. Sandia National Laboratories. URL: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2009/094070.pdf>.

- Eyer, Jim, Joe Iannucci y Pc Butler (2005). *Estimating electricity storage power rating and discharge duration for utility transmission and distribution deferral*. Inf. téc. November. Sandia National Laboratories. URL: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2005/057069.pdf>.
- Faramawy, S., T. Zaki y A. A.E. Sakr (2016). "Natural gas origin, composition, and processing: A review". En: *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 34, págs. 34-54. ISSN: 18755100. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.030. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>.
- Fuchs, Georg y col. (2014). *Overview of Nonelectrochemical Storage Technologies*. Elsevier B.V., págs. 89-102. ISBN: 9780444626103. DOI: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00007-3. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00007-3>.
- Guti, F (2016). "Power-to-SNG technology for energy storage at large scales". En: 1. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.097.
- Hanley, Emma S., JP Deane y BP Ó Gallachóir (2017). "The role of hydrogen in low carbon energy futures—A review of existing perspectives". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. July. Elsevier Ltd. Cap. 7, págs. 1-19. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.034. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117314089>.
- Hatta, Tetsuya (2012). "Applications of Sodium-Sulfur Batteries". En: *2012 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, págs. 5-7. ISSN: 21608555. DOI: 10.1109/TDC.2012.6281442.
- IEEE (2003). "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems". En: *IEEE Std 1547-2003*, págs. 1-28. DOI: 10.1109/IEEESTD.2003.94285.
- (2017). *IEEE Draft Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems*. Inf. téc. IEEE. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8075189>.
- Instituto Costarricense de Electricidad (2017). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2035*. Inf. téc. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Proceso Expansión del Sistema.
- International Electrotechnical Commission (2011). *Electrical Energy Storage*. Inf. téc. International Electrotechnical Commission (IEC), págs. 11-12. DOI: 10.1016/j.icrp.2009.12.007.
- International Energy Agency (2014a). *Energy Technology Perspectives 2014 - Harnessing Electricity's Potential*. Inf. téc. Paris: International Energy Agency, págs. 1-382.
- (2014b). *Technology Roadmap: Energy storage*. Inf. téc. International Energy Agency (IEA), pág. 64. DOI: 10.1007/SpringerReference_7300. arXiv: arXiv:1011.1669v3. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>.
- (2017). *Tracking Clean Energy Progress 2017*. Inf. téc. International Energy Agency (IRENA), págs. 1-82. DOI: 10.1787/energy_tech-2014-en. arXiv: [arXiv:1011.1669v3](https://arxiv.org/abs/1011.1669v3). URL: http://www.iea.org/media/etp/Tracking_Clean_Energy_Progress.pdf.
- International Renewable Energy Agency (2015a). *Battery Storage for Renewables for Renewable: Market Status and Technology Outlook*. Inf. téc. January. International Renewable Energy Agency (IRENA), pág. 60.
- (2015b). *Renewables and Electricity Storage, a Technology Roadmap for REmap 2030*. Inf. téc. June. International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Jülch, Verena (2016). "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method". En: *Applied Energy* 183, págs. 1594-1606. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.165.
- Kapila, Sahil, Abayomi Olufemi Oni y Amit Kumar (2017). "The development of techno-economic models for large-scale energy storage systems". En: *Energy* 140, págs. 656-672. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.08.117. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.117>.
- Kavadias, K. A., D. Apostolou y J. K. Kaldellis (2017). "Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network". En: *Applied Energy* June, págs. 0-1. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.050. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.050>.

- Kotowicz, Janusz y col. (2017). "Hydrogen generator characteristics for storage of renewably-generated energy". En: *Energy* 118, págs. 156-171. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.11.148.
- Landry, Mathieu e Yves Gagnon (2015). *Energy Storage: Technology Applications and Policy Options*. Vol. 79. Elsevier B.V., págs. 315-320. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.11.494. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.494>.
- Liu, Yang y col. (2017). "Techno-economic and environmental analysis of coal-based synthetic natural gas process in China". En: *Journal of Cleaner Production* 166, págs. 417-424. ISSN: 0959-6526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.08.011. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.011>.
- Luo, Xing y col. (2015). "Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation". En: *Applied Energy* 137, págs. 511-536. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- McKeon, Brian B., Jun Furukawa y Scott Fenstermacher (2014). "Advanced lead-acid batteries and the development of grid-scale energy storage systems". En: *Proceedings of the IEEE* 102.6, págs. 951-963. ISSN: 00189219. DOI: 10.1109/JPROC.2014.2316823.
- Meijden, Christiaan M Van Der, Hubert J Veringa y Luc P L M Rabou (2010). "The production of synthetic natural gas (SNG): A comparison of three wood gasification systems for energy balance and overall efficiency". En: *Biomass and Bioenergy* 34.3, págs. 302-311. ISSN: 0961-9534. DOI: 10.1016/j.biombioe.2009.11.001. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.11.001>.
- Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) (2015). *VII Plan Nacional de Energía 2015 - 2030*. Inf. téc. Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).
- Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) (2014). *Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018*. Inf. téc. Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN).
- Niaz, Saba, Taniya Manzoor y Altaf Hussain Pandith (2015). "Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, págs. 457-469. ISSN: 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2015.05.011.
- Ozarslan, Ahmet (2012). "Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 37.19, págs. 14265-14277. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.111. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.07.111>.
- Pearre, Nathaniel S. y Lukas G. Swan (2015). "Technoeconomic feasibility of grid storage: Mapping electrical services and energy storage technologies". En: *Applied Energy* 137, págs. 501-510. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.050.
- Rastler, Dan (2010). *Electricity Energy Storage Technology Options*. Inf. téc. Electrical Power Research Institute (EPRI), pág. 170.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2017). *Renewables 2017: Global Status Report*. Inf. téc. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- Schulze, Paula y col. (2017). *Power-to-gas in a decarbonized European energy system based on renewable energy sources*. Inf. téc. Høvik, Norway: DNV GL, págs. 1-27. URL: http://www.europeanpowertogas.com/media/files/European%20Power%20to%20Gas_White%20Paper.pdf.
- Smolinka, Tom, Emile Tabu Ojong y Jürgen Garche (2015). "Hydrogen Production from Renewable Energies-Electrolyzer Technologies". En: *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Amsterdam: Elsevier. Cap. 8, págs. 103-128. ISBN: 978-0-444-62616-5. DOI: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00008-5.
- Standards Australia (2017). *Roadmap for Energy Storage Standards*. Inf. téc. February. Standards Australia.
- Sundararagavan, Sandhya y Erin Baker (2012). "Evaluating energy storage technologies for wind power integration". En: *Solar Energy* 86.9, págs. 2707-2717. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2012.06.013.

- Tichler, Robert y Stephan Bauer (2016). "Power-to-Gas". En: *Storing Energy*. Elsevier Inc., págs. 373-389. ISBN: 9780128034408. DOI: 10.1016/B978-0-12-803440-8/00018-X. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8/00018-X>.
- Valenti, G. (2016). "Hydrogen liquefaction and liquid hydrogen storage". En: *Compendium of Hydrogen Energy*. Vol. 23. Elsevier Ltd., págs. 27-51. ISBN: 9781782423621. DOI: 10.1016/B978-1-78242-362-1.00002-X. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B978178242362100002X>.
- Viswanathan, Balasubramanian (2017). "Fuel Cells". En: *Energy Sources*. Elsevier. Cap. 14, págs. 329-356. ISBN: 9780444563538. DOI: 10.1016/B978-0-444-56353-8.00014-9. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780444563538000149>.
- Wolf, Erik (2015). "Large-Scale Hydrogen Energy Storage". En: *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Elsevier, págs. 129-142. ISBN: 9780444626165. DOI: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00009-7. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780444626165000097>.
- World Energy Council (2016). *World Energy Resources - E-Storage 2016*. Inf. téc. World Energy Council (WEC), pág. 468. DOI: http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf. URL: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WERResources_E-storage_2016.pdf %7B%5C%%7D0Ahttp://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf.
- Zame, Kenneth K. y col. (2017). "Smart grid and energy storage: Policy recommendations". En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82.May 2017, págs. 1646-1654. ISSN: 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2017.07.011. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.011>.
- Zhang, Fang, Zechun Hu y Yonghua Song (2013). "Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems". En: *IET Generation, Transmission Distribution* 7.8, págs. 919-928. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0666.
- Zhang, Fan y col. (2016). "The survey of key technologies in hydrogen energy storage". En: *International Journal of Hydrogen Energy* 41.33, págs. 14535-14552. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.293. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916318171>.