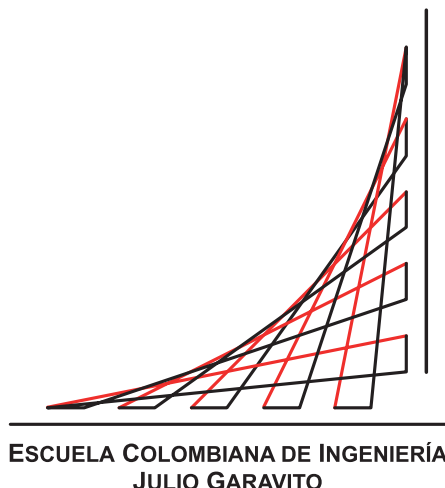


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Marco regulatorio para la incorporación de almacenamiento con baterías en centrales hidroeléctricas a filo de agua

Autor:

Andrea López González

Director:

Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD.

Asesor externo:

Jaime Dwaigh Pinzón Casallas, PhD.

Bogotá D.C, Colombia

Junio, 2021

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Marco regulatorio para la incorporación de almacenamiento con baterías en centrales hidroeléctricas a filo de agua

Andrea López González

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Mercados Eléctricos

Director:

Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD.

Asesor externo:

Jaime Dwaighth Pinzón Casallas, PhD.

Grupo de Investigación:

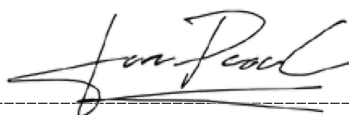
Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

Junio, 2021

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Marco regulatorio para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia**, presentado por **Andrea López González**, cumple con los requisitos establecidos por la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en mercados eléctricos.



Ing. Jaime Dawigth Pinzón Casallas, PhD

XM S.A. E.S.P

Jurado

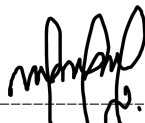


Econ. Jorge Andrés Amaya Montejo, MBA

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Comisión Reguladora de Energía y Gas

Jurado



Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Director

Bogotá D.C, Colombia

Octubre, 2021

Este trabajo está dedicado los niños del mundo, con la esperanza de que sean los primeros en vivir en una era posterior a los combustibles fósiles.

Agradecimientos

En primer lugar, expreso mis más sinceros agradecimientos al Doctor Agustín Rafael Marulanda Guerra, por su dedicación y apoyo durante el desarrollo del presente documento. En segundo lugar, agradezco al Doctor Jaime Dwight Pinzón Casallas por su compromiso, profesionalismo y orientación ante inquietudes presentadas en el desarrollo de la tesis.

En tercer lugar, resalto la organización, seguimiento y compromiso de la Escuela Colombiana de Ingenieros Julio Garavito para que el proyecto de grado cumpla con los estándares de calidad establecidos por la Universidad.

Finalmente, destaco el gran aporte de los ingenieros: Laura Osorio, Diana Cely, Sebastián Parra, Jairo Alejandro Rodríguez, Germán Corredor, Ricardo Ramírez, Carlos Gomero Rigacci, Rodrigo José Arenas, Michel de Oro, Alejandro Piñeros, Rodrigo Jimenez, Alberto Chevarría, Alan Cooper, Carlos Sgro, Miller Zuleta, Raúl Gutierrez, Danilo Barbosa, Du-ber Fernandez, Jorge Chacón, Ignacio Abel Arrazola, Michael Fink, Eric Hsia, Clay Koplín, Julian Jansen, Daniel Kelly Boakye, Anudeep Medam, Luis Munuera, por compartir documentación valiosa, generar críticas constructivas, sugerencias y recomendaciones durante el desarrollo de la metodología planteada.

Resumen

El presente documento analiza el potencial del almacenamiento de energía en centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia, con el objetivo de brindar flexibilidad y seguridad en la operación. La metodología utilizada inicia con el análisis de la tecnología de almacenamiento de energía más adecuada para incorporar en centrales hidroeléctricas a filo de agua. Posteriormente, se identifican las aplicaciones con baterías para el híbrido: central hidroeléctrica a filo de agua y sistema de almacenamiento de energía con baterías. Luego, se realiza el análisis comparado internacional para identificar las aplicaciones de almacenamiento con baterías, los mercados eléctricos asociados y mecanismos. También se revisa la regulación y proyectos en curso del híbrido en centrales nuevas de cinco países: Chile, Alemania, Francia, Estados Unidos (Interconexión Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland) y Australia.

El resultado del estudio arroja que la tecnología de almacenamiento más adecuada para incorporar en una planta hidroeléctrica a filo de agua es el sistema de almacenamiento de energía con baterías. Para el mercado Colombiano actual, el potencial del híbrido: sistema de almacenamiento de energía con baterías y planta hidroeléctrica a filo de agua se concentra en las plantas despachadas centralmente, particularmente para la aplicación regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia, regulación de tensión; así como para microredes. En el escenario de mercado futuro se proyectan otras aplicaciones como inercia, arranque en negro; bajo la condición de una ampliación del mercado de servicios complementarios. Adicionalmente, se planteó un marco regulatorio que sugiere la creación de una asociación de almacenamiento de energía que une a los interesados en el almacenamiento de energía para la formulación, financiamiento y promoción de proyectos híbridos en Colombia. También plantea la definición de los posibles híbridos de almacenamiento de energía con sus respectivas aplicaciones y mecanismos de mercado. Así mismo recomienda establecer los requisitos para otorgar licencias, tanto ambientales como técnicos, entre los aspectos más relevantes.

Abstract

This document analyzes energy storage potential of run of the river hydroelectric plants in Colombia, focus on providing flexibility and security in the electrical system. The methodology used begins with the analysis of the most suitable energy storage technology to incorporate at run of the river hydroelectric plants. Subsequently, battery applications for the run of the river hydroelectric plants and battery energy storage system hybrid are identified. Then, the international comparative analysis is carried out to identify the battery storage applications, the associated electricity markets and the most prominent mechanisms as references for the national context. The regulation and ongoing projects of run of the river hydroelectric plants battery energy storage hybrid are also reviewed in plants in five countries: Chile, Germany, France, the United States (Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection) and Australia.

The result of the study shows that the most suitable storage technology to incorporate in a run of the river hydroelectric plant is lithium ion batteries. For the current Colombian market, the potential of the run of the river hydroelectric plant and battery energy storage system focus on centrally dispatched plants, particularly for the application of primary frequency regulation, as well as rolling reserve in microgrids. In the future market scenario, other applications are projected such as voltage regulation, inertia, black start; under the condition of an expansion of the ancillary services market.

Additionally, a regulatory framework was developed which suggests the creation of an energy storage association that unites those interested in energy storage for the design, financing and promotion of hybrid projects in Colombia. It also raises the need to define possible hybrid projects with batteries, their respective applications and market mechanisms. It also recommends to the regulator, to establish environmental and technical requirements, and some incentives to speed up the inclusion of batteries in the Colombian electricity market.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VI
Abstract	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras	XIV
Lista de tablas	XV
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo General	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Alcance y limitaciones	5
1.4. Metodología de profundización	5
1.5. Estructura del documento	7
2. Marco Referencial	9
2.1. Tecnologías de almacenamiento de energía	9
2.2. Capacidad instalada global de almacenamiento	10
2.3. Mercados eléctricos	14
2.4. Factores regulatorios	16
2.5. Entidades líderes en almacenamiento	17
2.6. Servicios del almacenamiento de energía	18
2.7. Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía	19
2.7.1. Característica física de la energía	20
2.7.2. Características energéticas	27
2.7.3. Característica temporal	30
2.7.4. Característica de servicio	30
2.7.5. Características económicas	31

2.8. Comparación de las tecnologías	33
3. Aplicaciones del almacenamiento en centrales a filo de agua	35
3.1. Centrales hidroeléctricas a filo de agua en el contexto nacional	35
3.1.1. Clasificación y requisitos para la participación en el mercado eléctrico	36
3.1.2. Producción de energía anual	37
3.1.3. Producción de energía horaria	39
3.1.4. Restricciones técnicas y ambientales	40
3.1.5. Gestión comercial de la energía	40
3.1.6. Regulación vigente	41
3.2. Criterios para selección de tecnología de almacenamiento	43
3.3. Requisitos técnicos de las tecnologías de almacenamiento pre-seleccionadas .	45
3.3.1. Bombeo Hidroeléctrico	45
3.3.2. Barreras del almacenamiento de energía mediante bombeo hidroeléctrico	47
3.3.3. Sistema de almacenamiento con baterías ion litio	47
3.4. Comparación de tecnologías: Bombeo Vs Baterías ion litio	51
3.5. Híbrido central hidroeléctrica a filo de agua y sistema de almacenamiento con baterías	53
3.5.1. Aplicaciones del híbrido en frente del medidor	55
3.5.2. Aplicaciones del híbrido detrás del medidor	56
3.5.3. Aplicaciones del híbrido aisladas	56
4. Marco regulatorio	57
4.1. Análisis comparativo internacional	57
4.1.1. Chile	58
4.1.2. Estados Unidos (PJM)	63
4.1.3. Francia	68
4.1.4. Alemania	73
4.1.5. Australia	76
4.1.6. Resumen casos de éxito	78
4.2. Propuesta marco regulatorio para Colombia	80
4.2.1. Asociación de almacenamiento de energía	81
4.2.2. Proyectos de almacenamiento con baterías	83
4.2.3. Transformación de los mercados eléctricos	84
4.2.4. Definición requisitos para proyectos de almacenamiento con baterías .	85
4.2.5. Apoyo del gobierno a los proyectos de almacenamiento de energía . .	86
4.2.6. Acuerdos, tarifas y remuneración	87

<i>CONTENIDO</i>	XI
5. Conclusiones	89
5.1. Conclusiones	89
5.2. Aportes	91
5.3. Publicaciones	91
5.4. Trabajos futuros	91
Referencias	93

Lista de Figuras

1.1. Metodología para el desarrollo del marco regulatorio.	6
2.1. Porcentaje de la capacidad acumulada de almacenamiento de energía global por tecnología (2020 Q3).	11
2.2. Porcentaje de la capacidad acumulada mundial de almacenamiento de energía bajo la tecnología electroquímica (2000-2019)	12
2.3. Países líderes en el almacenamiento de energía eléctrica	12
2.4. Pronóstico global del almacenamiento de energía.	13
2.5. Zonas emergentes en el almacenamiento de energía.	14
2.6. Innovación para la integración de energía renovable.	15
2.7. Oportunidades de participación del almacenamiento en los mercados eléctricos.	16
2.8. Servicios del almacenamiento de energía eléctrica.	19
2.9. Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía.	20
2.10. Almacenamiento de energía por bombeo hidroeléctrico	23
2.11. Características energéticas de las centrales hidroeléctricas por bombeo.	27
2.12. Características energéticas del almacenamiento con baterías de ion litio 2016.	29
2.13. Características energéticas del almacenamiento con baterías de ion litio 2030.	29
2.14. Clasificación de las tecnologías por tipo de servicio y tiempo de almacenamiento.	31
2.15. Costo de almacenamiento en USD/kWh.	33
3.1. Producción de energía eléctrica durante el período de verano	38
3.2. Producción de energía eléctrica durante el período de lluvias.	38
3.3. Promedio de energía horaria enero 2017.	39
3.4. Promedio de energía horaria noviembre 2017.	39
3.5. Marco regulatorio para plantas hidroeléctricas en Colombia.	42
3.6. Criterios para la preselección de tecnologías de almacenamiento.	44
3.7. Componentes de un sistema de bombeo hidroeléctrico.	46
3.8. Diagrama de un sistema de almacenamiento con baterías de ion litio	48

3.9. Componentes de un sistema de almacenamiento de energía con baterías. . . .	48
3.10. Falla en sistema de almacenamiento de energía con baterías en Asia.	50
3.11. Configuración básica proyecto híbrido CH a filo de agua y BESS.	53
4.1. Capacidad instalada neta Chile a Feb.2021	60
4.2. Sistema de almacenamiento de baterías y planta a filo de agua Alfalfa I. . .	63
4.3. Ubicación del operador independiente PJM	64
4.4. Capacidad instalada de PJM por fuente a Diciembre de 2020.	65
4.5. Derechos de interconexión solicitados por tipo de fuente a 31 de diciembre de 2020	65
4.6. Operaciones de PJM.	66
4.7. Proyecto híbrido con baterías en las plantas Byllesby y Buck PJM.	68
4.8. Capacidad instalada en Francia 2019.	68
4.9. Almacenamiento de energía con baterías en la planta Vogelgrün.	72
4.10. Montaje del proyecto híbrido con baterías en la planta Vogelgrün.	72
4.11. Generación renovable y no renovable en Alemania en 2020.	73
4.12. Matriz energética de Alemania en el 2020.	74
4.13. Capacidad instalada por fuente. Enero 2021.	76
4.14. Participantes de la Asociación de almacenamiento de energía.	82
4.15. Estructura organizacional de la Asociación de Almacenamiento de Energía. .	83

Lista de tablas

2.1.	Categorías por característica física de la energía.	20
2.2.	Características generales de almacenamiento eléctrico.	21
2.3.	Características generales del almacenamiento mecánico	22
2.4.	Clasificación del almacenamiento electroquímico.	24
2.5.	Características de la tecnología de Hidrógeno	26
2.6.	Características generales del almacenamiento térmico.	26
2.7.	Comparación de las propiedades químicas de las baterías de litio.	28
2.8.	Comparación de las propiedades químicas de las baterías de litio.	28
2.9.	Costo de almacenamiento en USD por tipo de tecnología.	32
2.10.	Comparación de tecnología de almacenamiento de energía.	33
2.11.	Comparación aplicaciones probadas por tecnología de almacenamiento.	34
3.1.	Requisitos para las centrales hidroeléctricas a filo de agua.	37
3.2.	Comparación de tecnologías de acuerdo a los criterios de selección.	45
3.3.	Componentes de un sistema de bombeo hidroeléctrico.	45
3.4.	Criterios de selección de batería detrás del medidor.	49
3.5.	Comparación requisitos tecnologías Bombeo H. Vs. Baterías ion litio	52
3.6.	Características de baterías para Regulación Primaria de Frecuencia.	55
3.7.	Características de las baterías para el desplazamiento de carga.	56
4.1.	Capacidad instalada de Chile. Febrero 202.	59
4.2.	Capacidad por tecnología necesaria para atender los escenarios 1 y 2.	61
4.3.	Rampas de acuerdo con los escenarios de integración de ERNC.	61
4.4.	Híbrido BESS y planta a filo de agua Alfalfal I.	63
4.5.	Retos y beneficios del proyecto híbrido de PJM.	67
4.6.	Criterio de la capacidad de la batería de acuerdo al tipo de sistema BESS	74
4.7.	Capacidad instalada por fuente de combustible en cada región Ene. 2021.	76
4.8.	Resumen aplicaciones del híbrido de estudio	79

4.9. Servicios complementarios que puede proveer la planta Vogelgrün 80

Capítulo 1

Introducción

La tendencia mundial del sector eléctrico persigue la transformación energética , que consiste en la combinación de fuentes de energía que garanticen sostenibilidad, confiabilidad y menor impacto ambiental [1]. Para lograrlo, se requieren tres pilares fundamentales. El primero, consiste en la descarbonización de la matriz energética, a través de la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico. El segundo, es la descentralización de la energía, mediante la integración de recursos energéticos distribuidos. El tercero, es la digitalización apoyado en el aprovechamiento de los recursos energéticos, la optimización de la gestión de los activos y procesos operativos. [2, 3, 4]. Para que estos pilares se materialicen, se requiere incluir nuevas tecnologías, una transformación del diseño de mercado eléctrico, que habilite nuevos mecanismos de participación y eficiencia en la formación de precios. Adicionalmente, una regulación que incentive la transformación energética y el desarrollo económico sostenible.

Ahora bien, uno de los recursos energéticos distribuidos que mayor potencial tiene a nivel global es el almacenamiento de energía eléctrica, como complemento a las actividades tradicionales del sector , como son: la generación, transmisión, distribución y uso final de la energía, donde el almacenamiento representa una oferta de valor que radica en la flexibilidad en la generación de energía con fuentes renovables, descongestión de las líneas de alta y media tensión a nivel local y regional, mejora en la calidad de la potencia y gestión de la demanda, entre muchos beneficios[5, 6]. Es decir, el almacenamiento de energía eléctrica tiene el potencial para resolver muchos de los problemas técnicos que el sistema eléctrico global enfrenta como: el incumplimiento en la regulación de frecuencia, tensión, calidad de la potencia, así como la congestión en las líneas de transmisión, entre otros.

En el contexto Colombiano, desde el año 2012, se ha analizado la importancia del almacenamiento de energía eléctrica para el sector de la transmisión, mediante la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 078 de 2012 [7], la cual analizó y evaluó las restricciones en el mercado de electricidad y propuso los dispositivos de almacenamiento de

energía, dentro de las alternativas para mitigar el problema. Luego, se publicó la Comisión de Regulación de Energía y Gas 080 de 2012 [8], enfocada en almacenamiento para regulación secundaria de frecuencia y soporte de picos de demanda. Después, en el año 2014, se aprobó la ley 1715 [9], la cual mediante incentivos tributario, arancelarios y contables, facilitó la integración de las baterías al mercado eléctrico, destinadas a nuevas inversiones para la producción y utilización de energía renovable. Más adelante, la Unidad de Planeación Minero Energética, publicó el Plan de Expansión 2015-2029 [10], en el que indicó que se requiere un sistema de almacenamiento basado en tecnologías de baterías.

Posteriormente, aprobaron las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas: 127 de 2018 [11] y 098 de 2019 [12], donde se plantearon los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento al Sistema Interconectado Nacional, con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte al Sistema Interconectado Nacional. De esta manera, el panorama regulatorio Colombiano ha fomentado el uso del almacenamiento con baterías para el Sistema Interconectado Nacional, específicamente para aliviar las restricciones en la Costa del país. Adicionalmente, en el año 2020, el Ministerio de Minas y Energía, inició la hoja de ruta para la energía del futuro, en el que planteó recomendaciones en materia de mercado eléctrico, descentralización y marco regulatorio en los focos 1 [13], 3 [14] y 5 [15] para los próximos 6 años. Sin embargo, aún no se ha evaluado el potencial del almacenamiento de energía en aplicaciones para el sector de generación de energía, particularmente en plantas hidroeléctricas.

En Colombia, las plantas hidroeléctricas se clasifican en no despachadas centralmente; es decir que tienen una capacidad menor a 20 MW y las despachadas centralmente, cuya capacidad es igual o mayor a 20 MW [16]. Actualmente, se encuentran en funcionamiento 28 plantas hidroeléctricas despachadas centralmente, cuya capacidad asciende a 10.974 MW, y 115 no despachadas centralmente cuya capacidad es de 860,57 MW [17]. Las plantas hidroeléctricas que tienen menor impacto ambiental para participar en el mercado eléctrico son las plantas a filo de agua. Estas plantas captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la planta, donde se genera energía eléctrica y posteriormente devuelven el caudal restante al río. Al no contar con reservorio de agua, se enfrentan a la intermitencia del recurso hídrico, sujeto a cambios estacionales (período de lluvias/seco) y a fenómenos climáticos, como “el niño”, difíciles de predecir, que afectan su producción de energía y confiabilidad.

Además de los problemas de intermitencia de las plantas a filo de agua, existe otra dificultad para las plantas ubicadas en zonas de congestión, las cuales tienen limitaciones para crecer en capacidad debido a los extensos retrasos en los planes de expansión de infraes-

estructura eléctrica en la zona [18]. Ante este desafío, se desarrolla un estudio para analizar la tecnología de almacenamiento adecuada para las plantas a filo de agua, una revisión del mercado eléctrico tanto nacional como internacional y el desarrollo de un marco regulatorio para el contexto Colombiano.

1.1. Planteamiento del problema

La necesidad de descarbonizar la matriz energética global mediante la incorporación de energía renovable intermitente a la matriz energética, trae consigo el reto de brindar más flexibilidad y seguridad al sistema eléctrico. Parte de la solución está en el aumento de la capacidad instalada de almacenamiento de energía, la cual se estima que aumentará en proporción a la energía renovable intermitente y será aproximadamente 1.095 GW para el año 2040 [19], liderado por países como China, Estados Unidos, Corea del sur, entre los más representativos. Esta transformación energética mundial, habilita cambios en los mercados eléctricos, donde las plantas híbridas pueden participar no sólo con energía sino con nuevos servicios para uso particular o para la red eléctrica. Así mismo, surge la necesidad de ajustar el marco regulatorio, revisar los mecanismos de mercado y la creación de nuevos modelos de negocio , para fomentar el uso de tecnologías de almacenamiento [20, 21, 22].

En el contexto Colombiano, se ha identificado el potencial del almacenamiento a nivel de transmisión de energía para aliviar restricciones en el norte de la Costa Atlántica, mediante las resoluciones 127 de 2018 [11] y 098 de 2019 [12] de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Posteriormente, en el año 2020, la Unidad de Planeación Minero Energética, realizó la primera prepublicación de la convocatoria pública denominada “Selección de un inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de sistema de almacenamiento de energía eléctrica en el departamento del Atlántico” [23] .

Ahora bien, en cuanto a proyectos de almacenamiento de energía con baterías, solo existe un caso de éxito en Colombia, se trata del proyecto híbrido: sistema de almacenamiento de energía con baterías y central térmica Termozipa, propiedad de Emgesa S.A., inaugurado el pasado 21 de abril de 2021. Este sistema de almacenamiento de energía con baterías de ion litio, permite a la central térmica Termozipa incrementar su capacidad de generación al almacenar 7 MW de potencia y 3,9 MWh de energía, logrando así regular la frecuencia primaria de la planta y evitar el pago de multas por incumplimientos [24]. Este caso aunque representa un hito histórico para el país, a favor del almacenamiento, sigue siendo insuficiente

con respecto al gran potencial que la tecnología con baterías podría brindar para el sistema eléctrico nacional. Uno de los proyectos híbridos que aún no se ha explorado es la incorporación de almacenamiento de energía en centrales hidroeléctricas a filo de agua, las cuáles al no contar con reservorio de agua, se enfrentan a la intermitencia del recurso hídrico, sujeto a cambios estacionales (período de lluvias/ seco) y a fenómenos climáticos, como “el niño”, difíciles de predecir, que afectan su producción de energía y confiabilidad. Adicionalmente, estas plantas se enfrentarán a curvas de demanda de energía requieren tiempos de respuesta rápidos, cambios de carga frecuentes, regulación de frecuencia y amplios rangos de operación. Estos nuevos requisitos permiten explorar la pertinencia de incorporar nuevas tecnologías de almacenamiento en centrales a filo de agua.

La problemática planteada genera inquietudes de carácter tecnológico, de mercado eléctrico y regulatorio. A nivel tecnológico, existen retos asociados a la madurez y aplicaciones en conjunto con la generación de energía intermitente. A nivel de mercado eléctrico, los retos se relacionan con la habilitación de aplicaciones de almacenamiento y participación de proyectos híbridos en los mercados eléctricos. A nivel regulatorio, las recomendaciones de expertos en los focos: 1 [13], 3 [14] y 5 [15] de la Misión de transformación energética, no son suficientes por cuanto no hay acciones concretas que incentiven y regulen la participación de proyectos híbridos con almacenamiento de energía en plantas a filo de agua, entonces: ¿Cómo definir un marco regulatorio para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en plantas hidroeléctricas a filo de agua para el contexto Colombiano?.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Definir un marco regulatorio para la incorporación de sistemas de almacenamiento en centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia.

1.2.2. Objetivos específicos

- Caracterizar las tecnologías de almacenamiento de energía para su posible aplicación en centrales hidroeléctricas a filo de agua.
- Evaluar marcos regulatorios a nivel nacional e internacional relacionados con las centrales hidroeléctricas a filo de agua y el almacenamiento de energía para su implementación en el sistema eléctrico Colombiano.

- Definir un marco regulatorio para la incorporación de almacenamiento de energía en centrales hidroeléctricas a filo de agua con base en el estudio regulatorio internacional y el contexto Colombiano.

1.3. Alcance y limitaciones

El alcance de la profundización en mercados eléctricos contempla el análisis tecnológico, de mercado eléctrico y regulatorio del híbrido: planta a filo de agua y almacenamiento con baterías. La revisión internacional contempla sólo cinco países, como son: Chile, Alemania, Francia, Estados Unidos (Interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland).

Por otro lado, este trabajo no consideró la modificación de las resoluciones existentes relacionadas con almacenamiento de energía con baterías, por cuanto el principal interés del estudio fue el descubrimiento de las aplicaciones y posibilidades de participación del híbrido en el mercado eléctrico Colombiano. Por lo tanto, tampoco contempla un diseño de mercado de servicios complementarios.

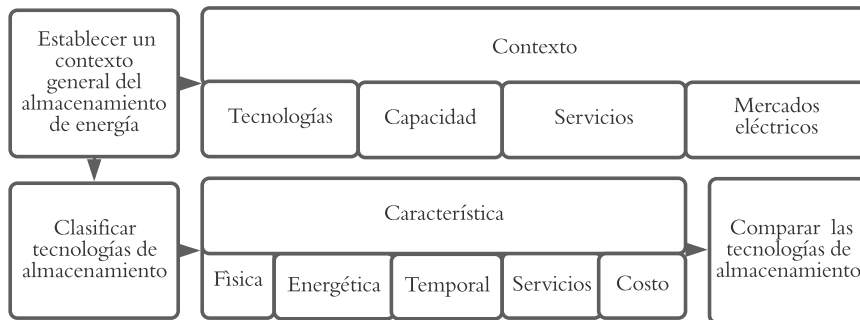
1.4. Metodología de profundización

La metodología utilizada para definir el marco regulatorio que incorpora el almacenamiento de energía en las centrales hidroeléctricas a filo de agua, se desarrolló en tres fases como se muestra en la figura 1.1. En la primera fase, se establece un contexto general del almacenamiento de energía a nivel global, contemplando las tecnologías, capacidad instalada, servicios y mercados eléctricos principalmente. Luego, se clasificaron las tecnologías de almacenamiento de acuerdo con las características físicas de la energía, energéticas, temporales y de servicio. También se incluyó la proyección del costo por tipo de tecnología, para posteriormente realizar una comparación general de las tecnologías de almacenamiento.

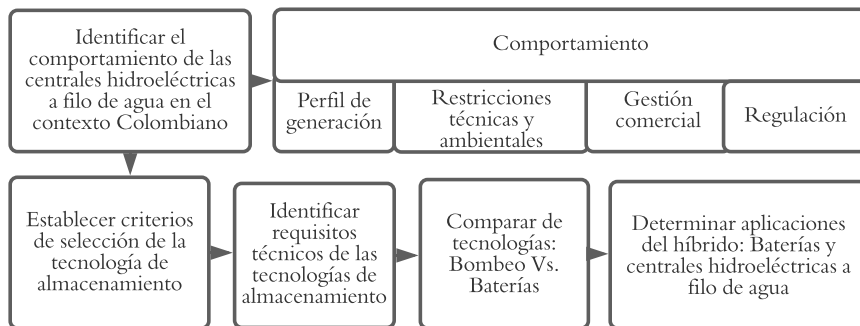
En la segunda fase, se identifica el comportamiento de las centrales a filo de agua en Colombia, revisando el perfil de generación, las restricciones técnicas y ambientales, gestión comercial y regulación vigente. También, se establecieron los criterios de selección de la tecnología más adecuada para las centrales a filo de agua, partiendo de la revisión de los requisitos técnicos y de la comparación de dos tecnologías: bombeo hidroeléctrico y baterías de ion litio. Este capítulo finaliza con las aplicaciones del híbrido baterías de ion litio y central hidroeléctrica a filo de agua.

En la tercera fase, se analizaron cinco países: Chile, Estados Unidos (Interconexión: Pen-

Fase I: Comparación de las tecnologías de almacenamiento de energía



Fase II: Determinación de las aplicaciones del híbrido: baterías y central hidroeléctrica a filo de agua



Fase III: Definir marco regulatorio para incorporar el almacenamiento de energía en centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia

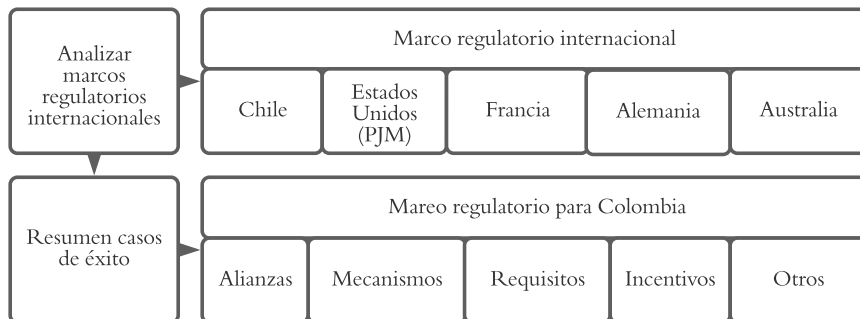


Figura 1.1: Metodología para el desarrollo del marco regulatorio.

silvania, Nueva Jersey, Maryland), Alemania, Francia y Australia con el objetivo de revisar la regulación relacionada con el almacenamiento con baterías, las políticas energéticas y los mercados eléctricos que han permitido que el híbrido: baterías y planta hidroeléctrica a filo de agua participe en el mercado eléctrico. Una vez revisados los casos de éxito del híbrido mencionado, se planteó un marco regulatorio para Colombia, que contempla una alianza clave para acelerar el aumento del almacenamiento en la matriz energética, nuevos mecanismos de participación en el mercado eléctrico, requisitos e incentivos para las plantas a filo de agua que incorporen almacenamiento con baterías.

1.5. Estructura del documento

El documento se organizó por capítulos distribuidos así: En el segundo capítulo se realiza el marco referencial, se contextualiza acerca del estado actual del almacenamiento a nivel mundial, los mercados eléctricos, factores regulatorios y servicios asociados. También se realiza una recapitulación de la clasificación del almacenamiento de energía por sus características físicas, energéticas, temporales, servicio, económicas y tecnológicas. El capítulo cierra con las entidades líderes en el almacenamiento.

En el tercer capítulo, se describen las generalidades de las centrales hidroeléctricas a filo de agua para comprender el perfil de generación, requisitos de participación en el mercado eléctrico, gestión comercial y regulación vigente. Luego, se plantean los criterios para la selección de la tecnología de almacenamiento más adecuada para incorporar en estas plantas, para posteriormente profundizar en los requisitos técnicos y escoger una sola tecnología. El capítulo concluye con las aplicaciones del híbrido centrales hidroeléctricas a filo de agua y sistema de almacenamiento de energía con baterías.

El cuarto capítulo , inicia con un análisis comparativo interancional de cinco países: Chile, Estados Unidos (Interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland), Francia, Alemania y Australia; se profundiza en la incorporación de almacenamiento con baterías, mercados eléctricos, proyectos de almacenamiento híbridos con baterías, política y regulación. Este capítulo finaliza con el marco regulatorio para incorporar sistemas de almacenamiento de energía con baterías en centrales hidroeléctricas a filo de agua despachadas centralmente en Colombia.

Por último, el capítulo quinto, destaca las conclusiones más relevantes del estudio, aportes y trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco Referencial

El almacenamiento de energía se ha convertido en una alternativa real para los agentes que intervienen en los mercados eléctricos. Identificar las oportunidades del almacenamiento y sus particularidades es fundamental para comprender la complejidad de estos sistemas. En este capítulo se realiza un contexto global del almacenamiento de energía, que comprende la descripción de las tecnologías de almacenamiento, la capacidad instalada, los mercados eléctricos relacionados, los factores regulatorios y las entidades líderes. Luego, se definen los servicios de almacenamiento de energía eléctrica y se expone la clasificación de las tecnologías de almacenamiento con base en las características físicas, energéticas, temporales, por tipo de servicio, económicas. Finalmente, se realiza la comparación de las tecnologías de almacenamiento en función de sus características principales.

2.1. Tecnologías de almacenamiento de energía

Diversas tecnologías de almacenamiento de energía se han instalado a nivel mundial para diferentes servicios en el sistema eléctrico como son: bombeo hidroeléctrico, baterías, aire comprimido e hidrógeno. Sin embargo, de todas las tecnologías se destacan dos: primero, el bombeo hidroeléctrico, por ser el más dominante en el mercado y contar con la mayor madurez tecnológica y en segundo lugar, las baterías, particularmente las de ion litio, que han demostrado evolución tecnológica y reducción de costos en los últimos 10 años. A continuación, una breve descripción de las tecnologías de almacenamiento más representativas, que permiten el almacenamiento por horas y días, de acuerdo con el alcance del estudio.

En la categoría de almacenamiento con baterías se destacan tres tipos. Primero, las baterías de plomo ácido. Esta tecnología está limitada por la cantidad de ciclos y su vida útil no supera los 8 años [25]. Segundo, las baterías de ion litio [26], que soportan varios ciclos de carga y descarga diarios y su tiempo de carga es bastante rápido comparado con las demás tecnologías. También, son más competitivas para aplicaciones de transmisión y distribución,

cuya inyección de energía a la red dura segundos o minutos. Tercero, las baterías de flujo [27], que permiten cargas y descargas profundas, pueden operar a temperaturas de hasta 50 °C y todos sus componentes se pueden reciclar y reutilizar.

En cuanto al almacenamiento a través de sistemas de bombeo hidroeléctrico, esta tecnología consiste en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior o río hasta un embalse superior [27, 28]. El bombeo del agua partiendo del embalse inferior al superior se da en las horas valle. Se utiliza la energía sobrante para activar la turbina y así subir el agua y almacenar la energía. Cuando la demanda de electricidad es mayor, la central actúa como una central hidroeléctrica convencional [29]. A pesar de que esta tecnología genera menos costos totales de inversión, requiere dos embalses lo cual representa una limitación física y genera un impacto ambiental.

En relación con la tecnología a través de aire comprimido [29], este tipo de plantas busca aprovechar la energía eléctrica sobrante para comprimir el aire en un almacenamiento subterráneo, y más tarde utilizarlo para alimentar una turbina generadora durante los periodos de alta demanda energética.

Otra categoría de almacenamiento es el hidrógeno, que representa una alternativa de solución para el almacenamiento por ser un elemento abundante, eficiente, y de múltiples aplicaciones [29]. A diferencia de las baterías, que usualmente no son capaces de mantener la carga almacenada por mucho tiempo, no pueden generar corrientes elevadas y necesitan pasar por ciclos tanto de carga como descarga completos y bien planificados para obtener el máximo de vida útil.

Finalmente, la revisión bibliográfica permite definir las características generales de las tecnologías de almacenamiento. Sin embargo, para elegir la tecnología óptima para incorporar en las plantas hidroeléctricas a filo de agua, se deben analizar las especificaciones de las aplicaciones del almacenamiento de energía.

2.2. Capacidad instalada global de almacenamiento

Según las estadísticas de la base de datos de proyectos de almacenamiento de energía global de la Alianza de almacenamiento de energía de China, la capacidad instalada que está en operación de proyectos de almacenamiento de energía global ascendió en 2019 a 184,6 GW, con un aumento del 1,9% en comparación con el año anterior, como se observa en la figura 2.1. El almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada abarcó la mayor parte

de la capacidad global con 171.0 GW, representando así el 92,7% del mercado actual y su crecimiento fue del 0.2% en comparación con el 2018. Así mismo, el almacenamiento de energía electroquímica alcanzó una capacidad total de 9.520,5 MW, es decir, alcanzó el 5,2% del mercado de almacenamiento a nivel global [30].

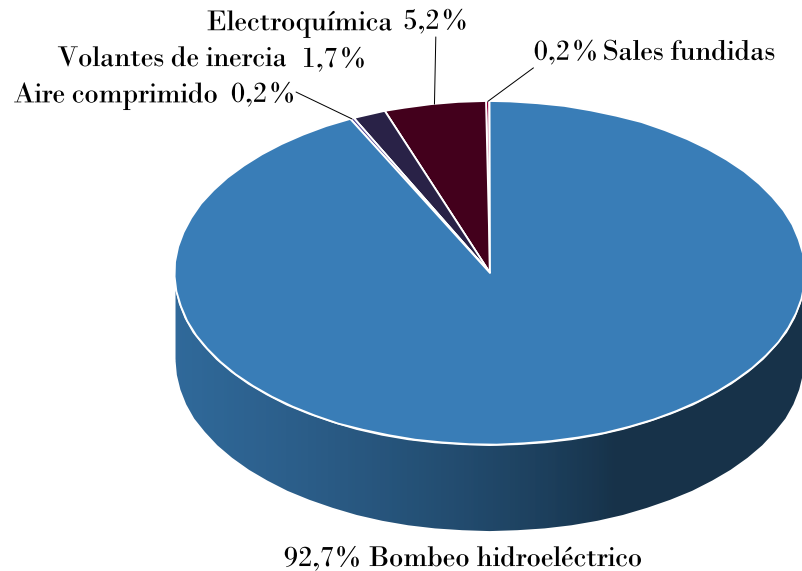


Figura **2.1**: Porcentaje de la capacidad acumulada de almacenamiento de energía global por tecnología (2000-2020) [30].

En cuanto al almacenamiento electroquímico, las baterías de ion de litio actualmente son las más representativas con 8.453,9 MW a nivel mundial [30]. En segundo lugar se destacan las baterías de plomo ácido y sodio azufre. Sin embargo, su participación es del 5,4% y 4,5% respectivamente, como se observa en la figura **2.2**.

Geográficamente, en el año 2019 los nuevos proyectos operativos de almacenamiento de energía electroquímica se distribuyeron principalmente en 49 países y regiones. Clasificándolos por capacidad instalada, se destacan 10 países, como son: China, Estados Unidos, Reino Unido, Alemania, Australia, Japón, Emiratos Árabes Unidos, Canadá, Italia y Jordania, que representan el 91,6% del nuevo almacenamiento de energía del mundo. China, Estados Unidos, Alemania, Japón y Canadá se han mantenido en los primeros lugares por su capacidad instalada, seguido de Reino Unido y Australia. A diferencia de los años anteriores, países como Emiratos Árabes Unidos, Italia y Jordania fueron nuevos participantes en implementar sistemas de almacenamiento. En relación a la capacidad instalada, los siete países principales, agregaron más de 100 MW de nueva capacidad en el 2019 [30]. En la figura **2.3**, se observa la ubicación de los países con mayor capacidad de almacenamiento instalada a nivel mundial.

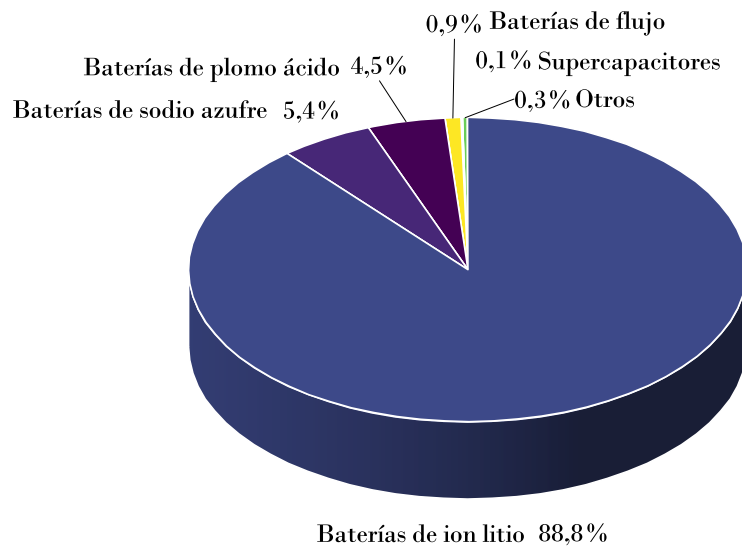


Figura 2.2: Porcentaje de la capacidad acumulada mundial de almacenamiento de energía bajo la tecnología electroquímica (2000-2019) [30].

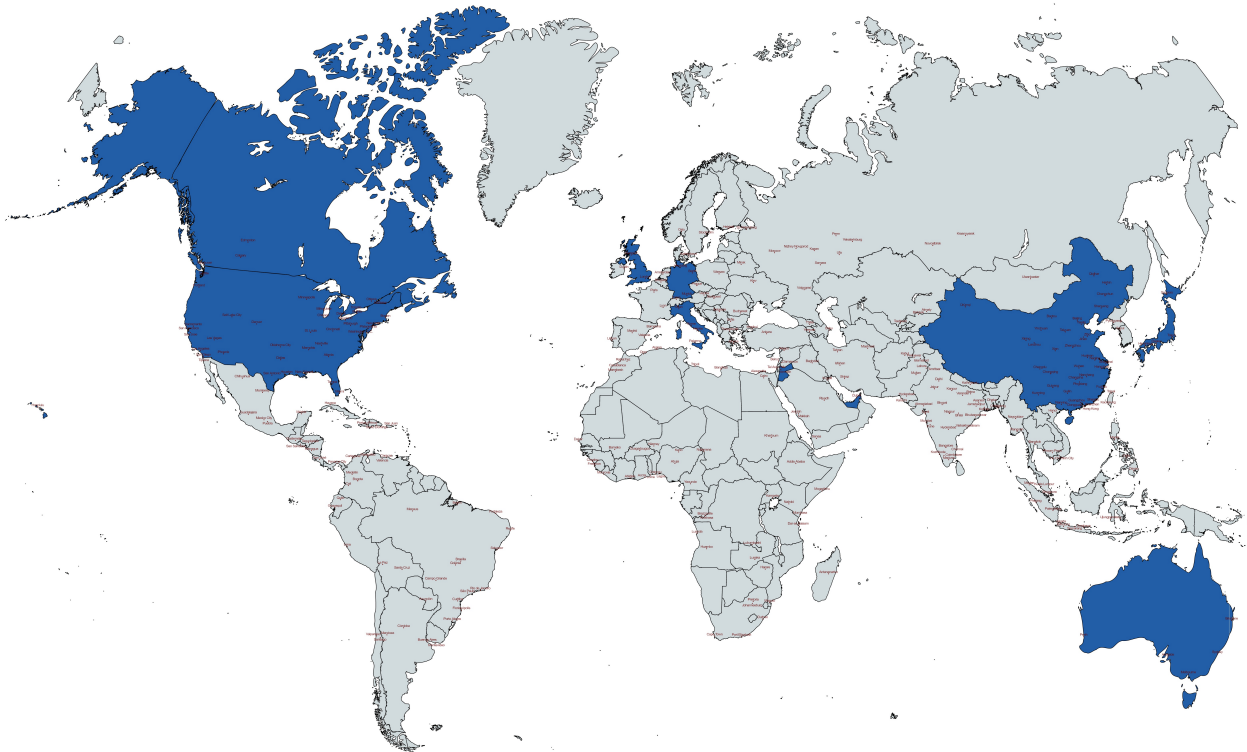


Figura 2.3: Países líderes en el almacenamiento de energía eléctrica.

De acuerdo con el pronóstico energético de almacenamiento de energía de Bloomberg del 2019 [19], el mercado global de almacenamiento de energía crecerá desde 9 GW/17 GWh en 2018 hasta 1.095 GW/2.850 GWh para 2040, como lo muestra la figura 2.4, atrayendo una inversión de USD \$662 mil millones de dólares en los próximos 22 años. Es decir, el almacenamiento de energía eléctrica hace parte de la transformación energética y económica mundial.

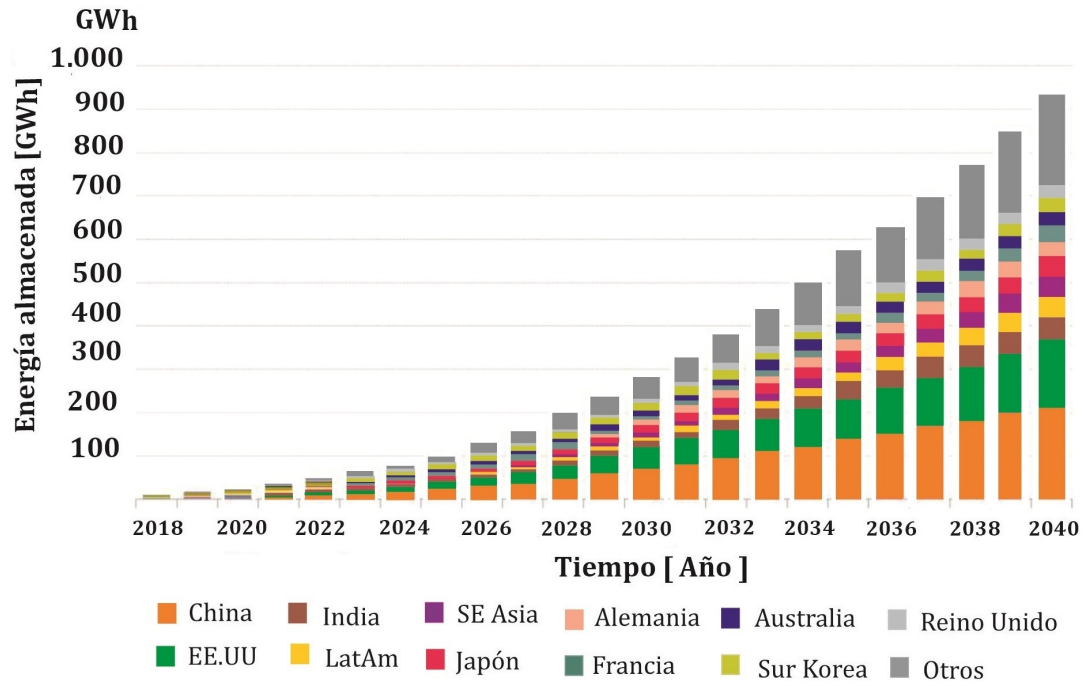


Figura 2.4: Pronóstico global del almacenamiento de energía. Modificado de [19].

En contraste, los mercados emergentes mostrados en la figura 2.5 están amenazados por varios riesgos causados por la crisis económica mundial del covid 19. La industria del almacenamiento de energía en los mercados emergentes (África, Oriente Medio, América Latina y el sudeste asiático) es sensible a las recesiones económicas y retrasos regulatorios. En este sentido, se evidencia la necesidad de que los mercados emergentes realicen cambios para permitir la adopción de tecnologías de almacenamiento, que a su vez contribuya con la reactivación económica. La compañía IHS Markit, uno de los proveedores de información y experiencia técnica, industrial y de mercado global, reconoce tres riesgos para estos mercados. En primer lugar los retrasos y posibles cancelaciones de nuevos proyectos regulatorios, riesgos financieros y logísticos para las electrificadoras y un impacto económico negativo por la caída del precio del petróleo [31].

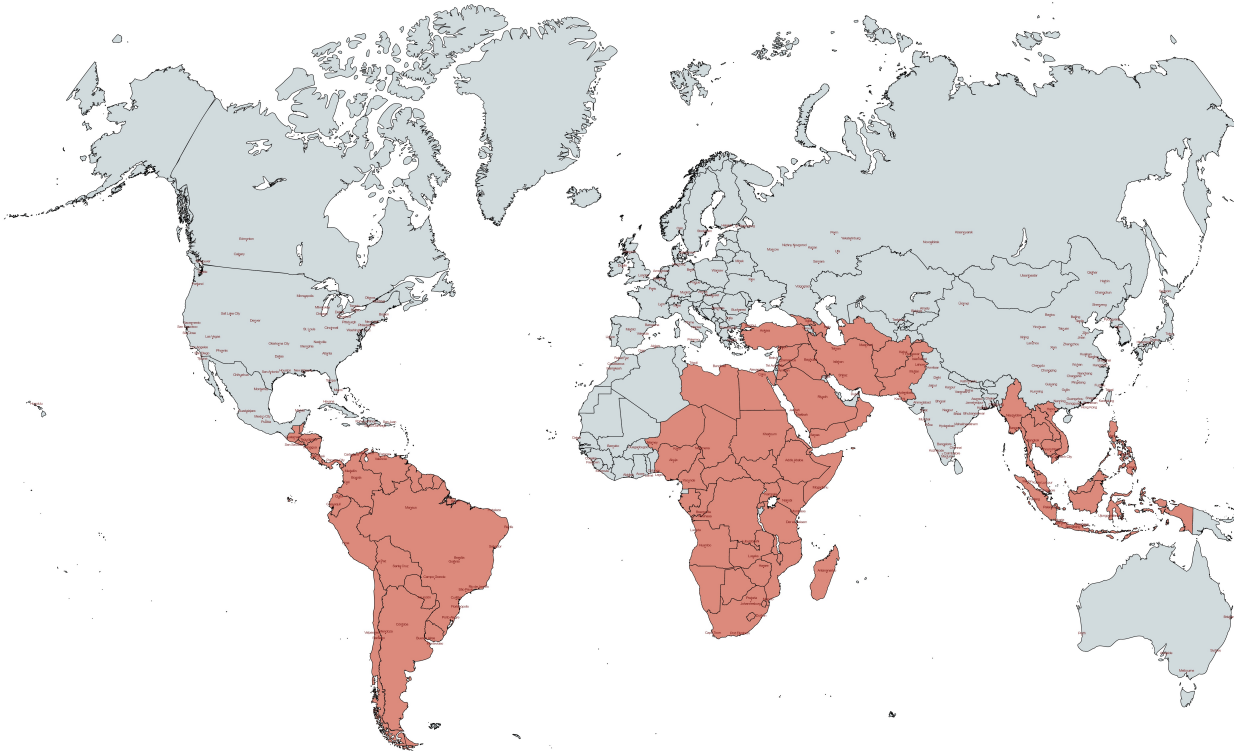


Figura 2.5: Zonas emergentes en el almacenamiento de energía [31].

2.3. Mercados eléctricos

Los mercados eléctricos han sido diseñados como sistemas donde se produce energía eléctrica para su consumo inmediato. Sin embargo, las tecnologías de almacenamiento de energía cambian este paradigma tradicional, ya que permiten en el tiempo intermedio entre la generación y el consumo, almacenar la energía, presentando múltiples beneficios en términos de desarrollo de mercado eléctrico. En este sentido, habilitar las tecnologías de almacenamiento contribuye a generar nuevas oportunidades para el sistema eléctrico, las cuáles deben estructurarse en el diseño regulatorio para así crear nuevos mercados eléctricos. De esta manera, el almacenamiento de energía puede participar en diferentes mercados a través de nuevos modelos de negocio, que a su vez facilitan nuevas fuentes de ingresos, como se observa en la figura 2.6.

Los sistemas de almacenamiento con baterías de ion litio, pueden contribuir en el mercado eléctrico de seis maneras. Primero, pueden participar en el mercado de energía a través del arbitraje, aprovechando las diferencias de costos marginales; es decir que el generador produce energía eléctrica a bajo costo, luego la almacena y posteriormente la inyecta a la

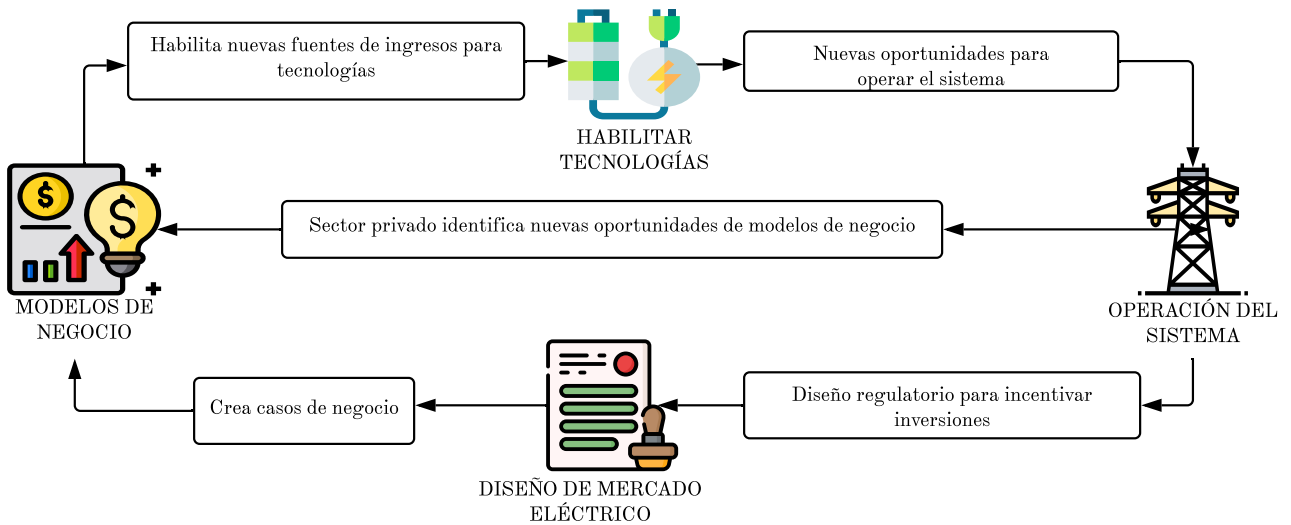


Figura 2.6: Innovación para la integración de energía renovable [20].

red cuando el sistema lo necesite como en horas pico, obteniendo un beneficio económico. Segundo, el almacenamiento con baterías proporciona capacidad y aporta potencia al sistema, especialmente en los picos de demanda. En tercer lugar, se puede co-localizar con energía renovable variable, por lo tanto el generador puede gestionar de mejor manera su perfil de generación de acuerdo con sus compromisos comerciales. En el cuarto lugar, presta servicios complementarios a la red, uno de los más representativos es el control de frecuencia. En quinto lugar, ofrece servicios de flexibilidad, los cuales se requieren cuando se presenta una alta penetración de energías renovables variables. Dos de estos servicios son la respuesta rápida y el seguimiento de rampas. En el sexto lugar, ayuda al refuerzo en transmisión, debido a que el almacenamiento de energía puede: aumentar la capacidad de la línea de transmisión, reemplazar el desarrollo de nuevos sistemas de transmisión, aliviar congestiones en transmisión, aplazar la instalación de nuevas líneas. Los beneficios de los sistemas de almacenamiento se describen en la figura 2.7.

Ahora bien, existen dos segmentos principales del mercado de almacenamiento de energía: en frente del medidor, a escala de servicios públicos y detrás del medidor, cuya escala es el usuario final. El segmento de mercado en frente del medidor se refiere a sistemas instalados en redes de transmisión o distribución, que prestan servicios a operadores de redes o microrredes. En cuanto al segmento detrás del medidor, se refiere a los sistemas instalados en el lado del cliente final, es decir que cuenta con medidor de servicios públicos. Este último segmento ayuda a reducir costos y mejorar la capacidad de recuperación del sistema para clientes comerciales e industriales. Los servicios para el segmento en frente del medidor comúnmente son

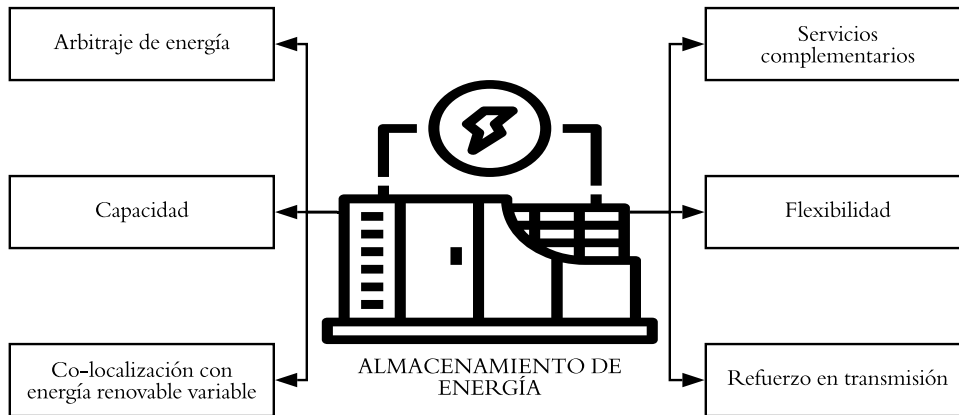


Figura 2.7: Oportunidades de participación del almacenamiento en los mercados eléctricos [32].

servicios de energía a gran escala, servicios complementarios, soporte de la red e integración de sistemas renovables. En relación a los servicios para el segmento detrás del medidor están directamente relacionados con la gestión energética del cliente [33].

2.4. Factores regulatorios

Países como Reino Unido y California han adoptado estrategias para la incorporación del almacenamiento de energía, que quizás podrían ser consideradas para el contexto Colombiano, cinco de estas son: las subastas por capacidad, el certificado de exención de impuestos, la clasificación del almacenamiento, el diseño de mercados y los subsidios.

La primera estrategia es el diseño de subastas por capacidad. De acuerdo con lo expuesto por el autor Giorgio Castagneto [34], a partir de la reforma del mercado eléctrico del Reino Unido, en el año 2014, se introdujeron las subastas por capacidad para mejorar la seguridad del suministro de electricidad del Reino Unido en el periodo 2020-2035, asegurando 500 MW de almacenamiento, es decir, un compromiso total de 3,2 GW (el 15 % de la capacidad total). En Colombia, aunque se manejan subastas para la asignación de obligaciones de energía en firme, aún no se ha incorporado el almacenamiento de energía para este fin. Entonces, evaluar este mecanismo puede ser de gran utilidad para el contexto Colombiano, que debe contemplar no solo el mecanismo sino la eficiencia de los precios.

La segunda estrategia que implementó Reino Unido fue el certificado de exención de impuestos, promueve tecnologías de generación basadas en energía renovable no convencional.

Entonces para el caso Colombiano esta alternativa podría ser estudiada para la política de recursos energéticos distribuidos, teniendo en cuenta que podrían existir varios certificados, como por ejemplo uno para corroborar que la energía proviene de fuentes renovables como la solar fotovoltaica o eólica y otro para el almacenamiento (carga o descarga).

La tercera estrategia es la clasificación del almacenamiento. Reino Unido tiene lecciones aprendidas, debido a que al clasificarla como un activo de generación se podría incurrir en un error, debido a que el almacenamiento no genera electricidad y deben depender de generadores para obtener ingresos. Por lo tanto, para el caso Colombiano es relevante evaluar si la definición correcta del almacenamiento de energía podría contribuir a reconocer el potencial para garantizar seguridad del suministro y la estabilidad del sistema [34].

La cuarta estrategia es adoptar un diseño de mercado para el almacenamiento de energía, teniendo en cuenta que este mercado debe cumplir con los principios como competencia, eficiencia económica, entre otros para que las tecnologías emergentes de almacenamiento se incorporen a los proyectos pero no solo por demostrar madurez tecnológica e innovación sino porque compiten con las tecnologías tradicionales. Un caso de éxito es el mercado de California [11], donde se promulgó una ley en octubre de 2010 que requiere la Comisión de Servicios Públicos de California para establecer adquisiciones apropiadas de almacenamiento de energía para 2015 y 2020, con la condición de que fueran rentables y comercialmente viables en octubre de 2013. Además, la Comisión de Servicios Públicos de California estableció objetivos específicos de almacenamiento para cada aplicación eléctrica y tipo de dominio (es decir, transmisión; distribución; usuario final), lo que ha llevado a una tasa de despliegue sin precedentes de almacenamiento en todo el mercado.

La quinta estrategia que adoptó Reino Unido y que podría evaluar Colombia se trata de los subsidios para el despliegue de almacenamiento de energía. Si bien Reino Unido se aleja del contexto económico Colombiano, el país tendría beneficios de nuevas tecnologías de almacenamiento ubicadas en ciertos puntos estratégicos de Colombia como por ejemplo las zonas congestionadas de Medellín y Caldas o cerca a la generación renovable como la Guajira. Los incentivos pueden jugar un papel importante en la creación de ese mercado.

2.5. Entidades líderes en almacenamiento

La Comisión de la Unión Europea introduce la obligación para los Estados miembros a establecer disposiciones sobre movilidad eléctrica y almacenamiento de energía. El nuevo diseño de mercado debería proporcionar condiciones técnicas y de mercado para el almacena-

miento de energía, incluyendo la introducción de redes y medidores inteligentes. Además, de planificar el desarrollo de la red, los operadores de sistemas de transmisión deben considerar el almacenamiento de energía, como una alternativa a la expansión de la red.

La Comisión Reguladora de Energía Federal de los Estados Unidos a través de la Orden 841, ordena a todas las Organizaciones Regionales de Transmisión y Operadores de Sistemas Independientes a implementar reglas que permitan la participación de almacenamiento de energía en los mercados de energía al por mayor, mercados de capacidad y mercados de servicios auxiliares. La Orden No. 845 reforma los acuerdos y procedimientos de interconexión para incluir el almacenamiento de energía en sus definiciones relevantes. Esta orden también permite a los clientes conectarse a menos de la capacidad indicada y aprovechar el exceso de capacidad de interconexión ya disponible en el sistema de transmisión. Se espera que ambos desarrollos beneficien a los recursos de almacenamiento de energía porque permitirán que esos recursos se unen con la generación existente a un menor costo [33].

La Oficina del Mercado de Electricidad y Gas, el regulador del Reino Unido publicó en 2017, el Plan de Flexibilidad y Sistemas Inteligentes y una actualización en octubre de 2018, propone información sobre la eliminación de barreras para tecnologías inteligentes como el almacenamiento de energía y la creación de un mercado de recursos flexibles. Algunos de los pasos realizados como parte de la intervención son: incluir una definición de almacenamiento de energía como un subconjunto de la clase de activos de generación, modificación de la licencia para proporcionar incentivos y hacer viable el almacenamiento de energía [34].

2.6. Servicios del almacenamiento de energía

De acuerdo con el Marco de Valoración del Almacenamiento de Electricidad, creado por la Agencia Internacional de Energía Renovable [35], los servicios que puede proveer el almacenamiento de energía para ayudar a la integración de energías renovables en el sistema de potencia se muestran en la figura 2.8. Estos servicios cambian de país en país dependiendo de la infraestructura, diseño de mercado y regulación [6].

Ahora bien, cabe mencionar que los servicios de las categorías: energía a gran escala, servicios auxiliares, servicios de infraestructura en transmisión y distribución, se refieren a instalaciones conocidas como en frente del medidor. Mientras que las categorías de administración de servicios para clientes y sistemas aislados de almacenamiento de energía detrás del medidor, se refieren a instalaciones para beneficio de un cliente en particular [33]. Estas instalaciones pueden admitir tanto la integración de fuentes de energía distribuidas como

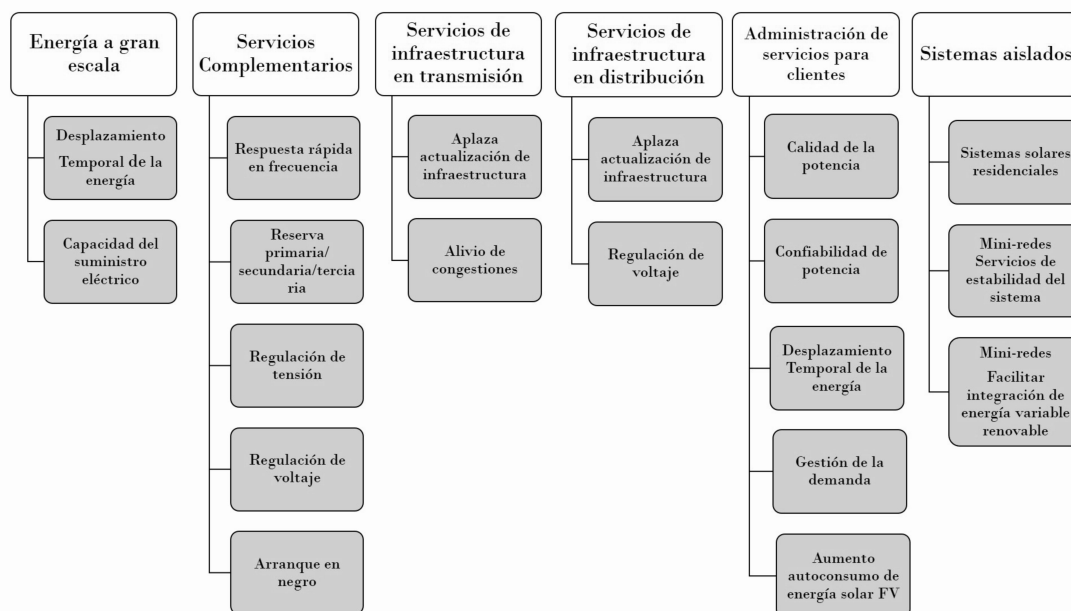


Figura 2.8: Servicios del almacenamiento de energía eléctrica. Modificado de [35].

la participación activa de prosumidores en la gestión energética general [36]. Sin embargo, para que esto se masifique, el operador del sistema de distribución necesita tener un rol más activo y los prosumidores deben estar autorizados para participar en los diversos mercados energéticos a través de una serie de mecanismos, como en el caso de los agregadores [37, 38].

2.7. Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía

Existen diversas formas de clasificar los sistemas de almacenamiento de energía, de acuerdo con la forma de la energía almacenada, las características energéticas, la duración, el precio, los servicios detrás del medidor y la madurez tecnológica, como se observa en la figura 2.9. La selección de la tecnología dependerá de un criterio multivariable ya que una sola clasificación es insuficiente para determinar la mejor opción de acuerdo con las necesidades de almacenamiento. Es claro que la selección de una tecnología no depende solamente de sus características técnicas, ya que a pesar de su importancia, existen otros factores como la tendencia del precio a 2030 y madurez tecnológica que facilitan o impiden un esquema de financiación. Adicionalmente, todas las tecnologías de almacenamiento generan impactos ambientales, así como riesgos técnicos, responsabilidades contractuales y legales que deben

ser analizados de forma complementaria a la clasificación general de estos sistemas de almacenamiento.

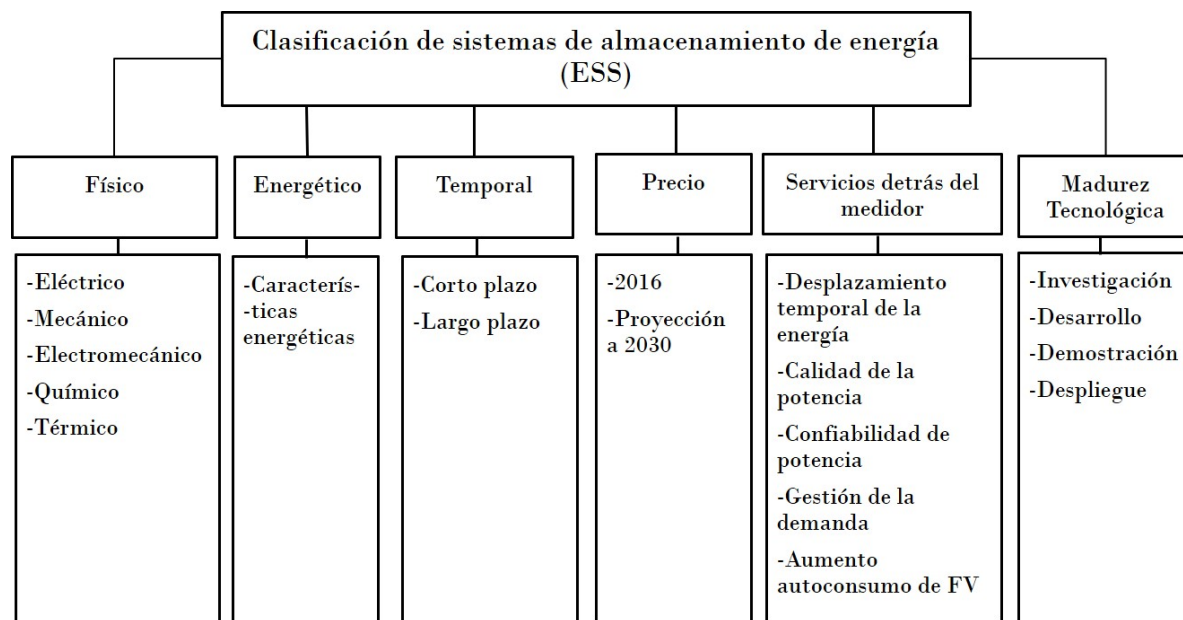


Figura 2.9: Clasificación de sistemas de almacenamiento de energía. Modificado de [39].

2.7.1. Característica física de la energía

Reportes [22, 39, 40, 41, 42] clasifican el almacenamiento de energía, de acuerdo con las formas físicas de la energía, es decir: eléctrica, mecánica, electromecánica, química y térmica. De estas formas de energía se desprenden los subgrupos de tecnologías de almacenamiento como se muestra en la tabla 2.1. A pesar de ser la clasificación más común encontrada en la literatura es discutible, ya que la característica física de la energía no es la definitiva, es decir; por ejemplo: el almacenamiento electroquímico así como el bombeo hidroeléctrico se convierte en eléctrico para su uso final.

Tabla 2.1: Categorías por característica física de la energía [22].

Eléctrica	Mecánica	Electroquímica	Química	Térmica
-Supercapacitores -Energía magnética superconductora	-Bombeo hidroeléctrico -Aire comprimido -Volantes de inercia	-Baterías (ion litio, sodio, azufre, flujo, níquel cadmio, plomo ácido).	-Hidrógeno	-Sales fundidas

De todas las tecnologías, el bombeo hidroeléctrico sobresale por ser la más madura en el mercado y con mayor capacidad instalada a nivel mundial, satisfaciendo el 95 % del almacenamiento mundial a gran escala. Los países con mayor capacidad instalada están ubicados en Europa, China, Japón y Estados Unidos [43]. En cuanto a la categoría electroquímica, constituida por las baterías, las de plomo ácido han sido fundamentales en la integración de energía renovable, específicamente en proyectos aislados fotovoltaicos y eólicos. Adicionalmente, las baterías de ion litio han aumentado su participación en el mercado, debido principalmente a la reducción en el costo desde el 2011 hasta la actualidad, así mismo sus proyecciones en capacidad instalada son representativas con una tendencia a la alza hasta 2040.

La categoría del almacenamiento eléctrico [22, 39, 40, 42], la componen dos tecnologías : los supercapacitores y los sistemas de almacenamiento de energía magnética por superconducción, sus principales características se resumen en la tabla **2.2**.

Tabla 2.2: Características generales de almacenamiento eléctrico. Modificado de [22].

Tecnología	Supercapacitores	Energía magnética
Eficiencia	90-95 %	95-98 %
Tiempo de respuesta	milisegundos	<100 milisegundos
Vida útil en años	20	20
Tiempo de carga	segundos-horas	segundos-horas
Tiempo de descarga	milisegundos-60 minutos	milisegundos-8 segundos

La primera tecnología es la de supercapacitores, dispositivos capaces de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas. Se caracterizan por su alta capacitancia, densidad de potencia y un ciclo largo de carga. Están formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. Los supercondensadores comerciales actuales funcionan a través de electrodos de carbón activado, sumergidos en un electrolito líquido [22, 44].

A pesar de que los supercapacitores alcanzan densidades de energía de hasta los 60 Wh/kg, y densidades de potencia de 100.000 W/kg y de su alta eficiencia alrededor del 95 % [45], el tiempo de descarga es muy limitado para aplicaciones como desplazamiento de carga donde se requiere almacenamiento por horas. Lo mismo sucede con el almacenamiento de energía magnética por superconducción, ya que aunque permite operar a densidades energéticas muy altas a una eficiencia hasta de 95 %, su alcance de tiempo de descarga es muy corto, por lo

tanto se descartan para el estudio.

En cuanto a la categoría de almacenamiento mecánico, se destacan tres tecnologías: hidroelectricidad por bombeo hidroeléctrico, aire comprimido y volantes de inercia, sus principales características se resumen en la tabla **2.3**.

Tabla 2.3: Características generales del almacenamiento mecánico [22].

Tecnología	Bombeo H.	Aire comprimido	Volantes de Inercia
Eficiencia	75-85 %	70-89 %	93-95 %
Tiempo de respuesta	segundos-minutos	minutos	milisegundos-segundos
Vida útil en años	40-60	20-40	15
Tiempo de carga	horas-meses	horas-meses	segundos-minutos
Tiempo de descarga	1-24 horas	1-24 horas	milisegundos-15 minutos

El bombeo hidroeléctrico utiliza dos reservorios de agua separados verticalmente a diferentes alturas como se muestra en la figura **2.10**. Estos reservorios están conectados por tuberías y la planta es generalmente subterránea. El proceso de carga se realiza a través de una bomba eléctrica cuyo motor mueve el agua de un depósito o reservorio inferior a uno superior. El reservorio superior almacena energía potencial, que depende de la cantidad de agua almacenada y la diferencia de elevación entre los dos reservorios, es decir el superior y el inferior. Este proceso de carga se realiza durante los períodos de baja demanda de energía, donde el costo de la electricidad es bajo. En cambio, el proceso de descarga se realiza con agua proveniente de del reservorio superior que fluye hacia abajo, por medio de una turbina conectada al generador eléctrico, luego fluye hacia el depósito inferior que impulsa las turbinas y luego se alimenta a la red. Este proceso se realiza durante los períodos de alta demanda de electricidad [46].

A diferencia de las demás tecnologías, el bombeo hidroeléctrico permite el despliegue a gran escala y la posibilidad de extender la vida útil de la infraestructura de almacenamiento. Sin embargo, tiene restricciones en cuanto a la dependencia de la disponibilidad del agua y ubicación geográfica de los sitios apropiados para implementar sistemas de almacenamiento con dos reservorios [40]. A pesar de las mencionadas restricciones de la tecnología, resulta interesante profundizar en esta alternativa teniendo en cuenta el tiempo de descarga del almacenamiento y sus ventajas reflejadas en eficiencia y vida útil.

La segunda tecnología es el aire comprimido, en la cuál el aire del ambiente se comprime

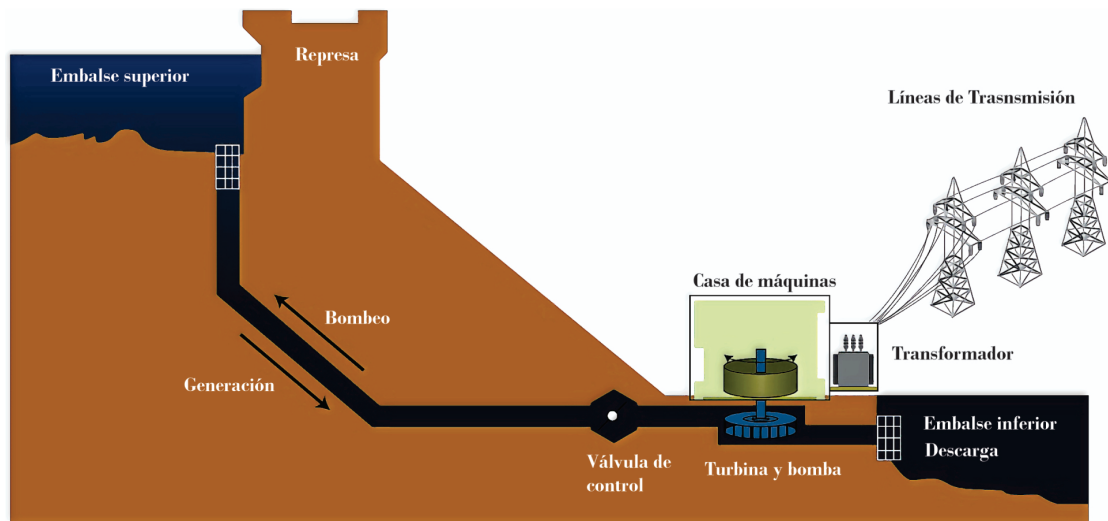


Figura 2.10: Almacenamiento de energía por bombeo hidroeléctrico [47].

y se almacena la energía en espacios confinados subterráneos como minas de sal. Cuando la demanda de energía es elevada, el aire presurizado se libera del depósito y se expande en una turbina, que conduce a un generador para producción de energía eléctrica [39, 43]. Debido a las restricciones de la disponibilidad de almacenamiento permitido en las minas, es poco atractiva para el estudio [22].

La tercera tecnología son los volantes de inercia. Esta tecnología permite convertir la energía eléctrica en energía rotacional a través de un volante giratorio sin fricción. Durante la demanda de electricidad, el motor del volante consume electricidad desde la red para acelerar el rotor a velocidades muy altas. La carcasa de vacío y los cojinetes magnéticos permiten seguir girando sin energía adicional durante varios días, reduciendo así la pérdida de energía [39]. Debido a las desventajas de esta tecnología en cuanto a baja densidad de energía con alta tasa de autodescarga, así como el limitado tiempo de descarga, se concluye que no es atractiva para el estudio.

En la categoría de almacenamiento electroquímico, se encuentran dos tipos de baterías: las clásicas y las de flujo, como se observa en la tabla 2.4. Las baterías clásicas se clasifican según su composición química, las más reconocidas son: plomo ácido, polímero de litio, aire-metal, cloruro de sodio-níquel (Na-NiCl_2), níquel cadmio (Ni-Cd), ión litio, sulfuro de litio (Li-S), ión sodio (Na-Ion), sodio azufre (Na-S), níquel-metal hidruro (Ni-MH). En relación, a las categorías de flujo, dependen de dos electrolitos almacenados por separado para desacoplar sus capacidades energéticas. Las baterías de flujo más destacadas son: vanadio, oxidación-

reducción (Red-Ox), zinc hierro (Zn-Fe), zinc boro (Zn-Fe) [48].

Tabla 2.4: Clasificación del almacenamiento electroquímico. Modificado de [22].

Tecnología	Sodio Sulfuro	Ión litio	Flujo redox
Eficiencia	80-90 %	85-95 %	60-85 %
Tiempo de respuesta	milisegundos	milisegundos-segundos	milisegundos
Vida útil en años	10-15	5-15	5-10
Tiempo de carga	segundos-horas	minutos-días	horas -meses
Tiempo de descarga	segundos-horas	minutos-horas	segundos-horas

De todas las baterías se destacan las de ion-litio, el cátodo generalmente está hecho de un compuesto químico llamado óxido de litio-cobalto (LiCoO_2). En las baterías más recientes, el cátodo está hecho de fosfato de litio y hierro (LiFePO_4), para evitar utilizar cobalto, un elemento químico escaso y costoso. El ánodo generalmente está hecho de grafito. Dentro de la batería, el ánodo y el cátodo se sumergen en un disolvente orgánico que actúa como electrolito, dentro del cual se coloca el separador. El separador es una lámina muy delgada de plástico microperforado, la cual divide los electrodos positivo y negativo, evitando cortocircuitos entre ambos; además permite que los iones pasen a través de sus microporos [48].

Particularmente las baterías de iones litio han impactado al mercado debido a la versatilidad de aplicaciones que pueden ofrecer, lo que se ve reflejado en la gran inversión en desarrollo tecnológico y fabricación de celdas de iones de litio en los últimos 10 años, en parte debido al aumento de la demanda de vehículos eléctricos, aplicaciones estacionarias y su posibilidad de proyectarlas a gran escala [48].

Dentro de las ventajas de las baterías de iones de litio está la capacidad de alcanzar voltajes elevados y almacenamiento de carga por unidad de masa y volumen, debido a que cuentan con una mayor densidad energética, que alcanza valores del orden de 120 Wh/kg. Otra característica de esta tecnología es su bajo mantenimiento y la gran cantidad de ciclos que puede soportar. También se resalta, la baja autodescarga que presentan estas baterías en comparación con las convencionales [40].

Por otro lado, dentro de las grandes preocupaciones está la facilidad de volverse inflamable y reactivo. Otra desventaja es que requiere de programas de reciclaje, ya que por su composición química debe aislarse de otros desechos. Adicionalmente, estas baterías sufren

degradación cuando los ciclos de carga y descarga no se realizan correctamente, lo que puede acelerar su envejecimiento y por ende su vida útil [48]. A pesar de las desventajas, resulta una tecnología bastante competitiva por su alta densidad de energía, tiempo de descarga y vida útil, por lo tanto se analiza para el caso de estudio.

En cuanto a las baterías de flujo contienen elementos similares a las baterías convencionales como son: dos electrodos, una membrana y un electrolito, pero se diferencian de las baterías convencionales en el electrolito, ya que en las baterías de flujo, éste se encuentra en movimiento, a través de dos tanques externos y dos bombas que hacen circular el electrolito en dos bucles independientes. La solución de electrolitos define las subcategorías de baterías, siendo la más importante vanadio redox y zinc-bromo. Generalmente, se necesita un sistema de enfriamiento, ya que la carga y la descarga libera calor. La temperatura operativa suele estar entre 20 °C y 40°C. Las baterías de flujo suelen alcanzar entre 65 % y 80 % de eficiencia, permitiendo aproximadamente de 10.000 a 20.000 ciclos y tienen un tiempo de respuesta corto [22, 48].

A pesar de las ventajas de esta tecnología, como son la independencia en el dimensionamiento de energía y potencia, mayor vida útil en descargas profundas, ciclo de vida que alcanza alrededor de 10.000 ciclos completos, su baja densidad de energía por volumen y la complejidad del sistema en comparación con las baterías convencionales, la hacen poco apropiada para el estudio.

En cuanto a la categoría de almacenamiento químico, esta se refiere al uso de electricidad para producir un químico, que luego puede usarse como combustible. De todas las opciones en el mercado el hidrógeno es uno de los más competitivos por ser el más abundante del universo, en la corteza terrestre es el noveno elemento más numeroso y el segundo en el océano [49], las principales características se describen en la tabla **2.5**.

El hidrógeno se puede almacenar de tres formas principales, cada una con diferentes implicaciones, para la capacidad energética del sistema y su diseño: la primera en forma de gas en cuevas subterráneas muy grandes dentro de formaciones geológicas o en tanques de alta presión. La segunda opción de forma líquida en tanques criogénicos; o la tercera opción es en hidruros sólidos o líquidos (por ejemplo, amoníaco, hidróxido de magnesio) [40]. Debido a que esta tecnología tiene una eficiencia muy baja, y su almacenamiento es poco viable para el caso de estudio, se descarta como alternativa.

Tabla 2.5: Características de la tecnología de Hidrógeno [22].

Tecnología	Hidrógeno
Eficiencia	35-55 %
Tiempo de respuesta	segundos
Vida útil en años	5-30
Tiempo de carga	horas-meses
Tiempo de descarga	1-24 horas

La última categoría es el almacenamiento térmico, a partir del calentamiento de sales fundidas, la tecnología de almacenamiento térmico más dominante en el mercado. Las características principales se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6: Características generales del almacenamiento térmico. Modificado de [22]

Tecnología	Sales fundidas
Eficiencia	80-90 %
Tiempo de respuesta	minutos
Vida útil en años	30 años
Tiempo de carga	horas-meses
Tiempo de descarga	minutos-horas

El proceso de calentamiento de la sal fundida consiste en aumentar su temperatura a través de plantas con tecnologías de concentración de energía solar. La sal fundida es una mezcla no inflamable y no tóxica compuesta de nitrato de sodio en un 60 % y el 40 % restante de nitrato de potasio. Puede servir como medio de transferencia de calor y almacenamiento de energía y permite el uso de temperaturas más altas alcanzando hasta 570 °C [40].

El almacenamiento de las sales fundidas se realiza en un tanque frío aislado en forma líquida. A través de tuberías, se bombea hacia una torre receptora donde se sobrecalienta a través de la luz solar que concentran los paneles solares y posteriormente se envía a un tanque de almacenamiento caliente aislado. La sal caliente se bombea por medio de un supercalentador y luego pasa por un generador de vapor impulsado por el vapor de las turbinas, de esta manera se genera electricidad. La sal se devuelve al tanque de almacenamiento y el proceso se realiza de nuevo [22]. Debido a que esta tecnología no es compatible con las plantas a filo de agua, se descarta como alternativa.

2.7.2. Características energéticas

De todas las tecnologías de almacenamiento de energía, esta sección se enfocará en dos tecnologías únicamente : bombeo hidroeléctrico y baterías por ser las tecnologías que permiten el almacenamiento de energía en un período de horas y que se acercan al caso de estudio.

Las plantas de bombeo hidroeléctrico históricamente se han utilizado para el almacenamiento a mediano y largo plazo con tiempos de descarga que van desde varias horas hasta pocos días. Dentro de sus características más importantes se destaca la eficiencia de ciclo completo que está alrededor del 80 %. También, los ciclos completos se aproximan a los 100.000 y su profundidad de descarga está entre el 80 % y 100 %. En cuanto a la densidad energética es de 2 Wh/L [38].

Otro factor relevante es la vida útil de este tipo de plantas que está entre 40 y 60 años y que tiene la posibilidad de prolongarse hasta cien años. Finalmente, en relación con el costo de la instalación, el bombeo hidroeléctrico es el más económico de todas las tecnologías de almacenamiento.

De acuerdo con la figura 2.11, esta tecnología no proyecta cambios en sus características energéticas como son la densidad de energía, ciclos de vida, vida útil, profundidad de descarga y eficiencia a 2030. En cuanto al costo de la instalación, el pronóstico indica que no hay reducción del mismo para los próximos 10 años.

Característica		Densidad de energía (Wh/L)	Costo de la instalación (USD/kWh)	Ciclos de vida (ciclos completos)	Ciclo de vida (años)
Bombeo hidroeléctrico	2016				
	2030				
Escala		0 1 2	0 20 40 60 80 100	0 50000 100000	0 20 40 60 80 100
Característica		Profundidad de descarga (%)		Eficiencia de ciclo completo (%)	
Bombeo hidroeléctrico	2016				
	2030				
Escala		0 10 20 30 40 50	60 70 80 90 100	0 10 20 30 40	50 60 70 80

Figura 2.11: Características energéticas de las centrales hidroeléctricas por bombeo. Modificado de [38].

En relación con las baterías ion litio, es importante aclarar que existen diversas combinaciones de materiales que producen diferentes rendimientos, costos y seguridad. La elección de la combinación se relaciona con la optimización que se desea, es decir si se espera cumplir

con objetivos de desempeño o con el menor costo como se observa en la figura 2.7. De todas las combinaciones, la de fosfato de hierro y litio tiene muy buena estabilidad térmica y muy buena vida útil, también, representa bajo costo; sin embargo tiene menor densidad de energía. La selección de la combinación requiere de un análisis multi criterio, y la comparación de cada combinación se muestra en la tabla 2.8

Tabla 2.7: Comparación de las propiedades químicas de las baterías de litio [38].

Material activo clave	Litio níquel manganeso óxido de cobalto	Óxido de manganeso y litio	Litio níquel cobalto aluminio	Fosfato de hierro y litio	Titanio de litio
Seguridad					
Densidad de potencia					
Densidad de energía					
Ventaja del costo					
Vida útil					
Rendimiento del sistema					

Tabla 2.8: Comparación de las propiedades químicas de las baterías de litio [38].

Material activo clave	Litio níquel manganeso óxido de cobalto	Óxido de manganeso y litio	Litio níquel cobalto aluminio	Fosfato de hierro y litio	Titanio de litio
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Buena combinación de materiales. -Puede ser adaptado a alta potencia o energía. -Perfil térmico estable. -Puede operar a altos voltajes. 	<ul style="list-style-type: none"> -Bajo costo debido a la abundancia de manganeso. -Muy buena estabilidad térmica. -Muy buena capacidad de potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> -Muy buena capacidad de energía y potencia. -Buen ciclo de vida en sistemas más nuevos. -Larga vida útil. 	<ul style="list-style-type: none"> -Muy buena estabilidad térmica. -Muy buena vida útil. -Muy buena capacidad de potencia. -Bajos costos. 	<ul style="list-style-type: none"> -Muy buena estabilidad térmica. -Larga vida útil. -Capacidad de descarga de alta velocidad. -Sin problemas de interfaz de electrolitos sólidos.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Problemas con las patentes en algunos países. 	<ul style="list-style-type: none"> -Ciclo de vida moderado, insuficientes para algunas aplicaciones. -Bajo rendimiento energético. 	<ul style="list-style-type: none"> -Moderada estabilidad térmica en estado de carga, lo que puede reducir la seguridad. -La capacidad puede reducirse a una temperatura 40°-70° C. 	<ul style="list-style-type: none"> -Menor densidad de energía debido al menor voltaje de la celda. 	<ul style="list-style-type: none"> -Alto costo del titanio. -Voltaje de celda reducido. -Baja densidad de energía.

Como se observa en la figura 2.12 las baterías analizadas tienen una densidad energética entre 200 y 735 Wh/L, sus ciclos de vida dependen de cada tecnología y son muy variables, destacándose las baterías de fosfato de hierro y litio con 10.000 ciclos y las de titanio de litio con 20.000 ciclos. En general, la vida útil de este tipo de almacenamiento es de 20 años. La

profundidad de descarga de esta tecnología dura como máximo 20 años y la eficiencia del sistema es del 94 % [38].

El pronóstico a 2030, indica que la mejora tecnológica se enfoca en los ciclos de vida particularmente de las baterías de fosfato de hierro y litio y de titanio de litio. En cuanto a los costos de instalación en todas las opciones de batería de litio presentadas se observa una gran reducción del orden del 30 % -50 % menos de lo estimado en el 2016 como se observa en la figura 2.13 .

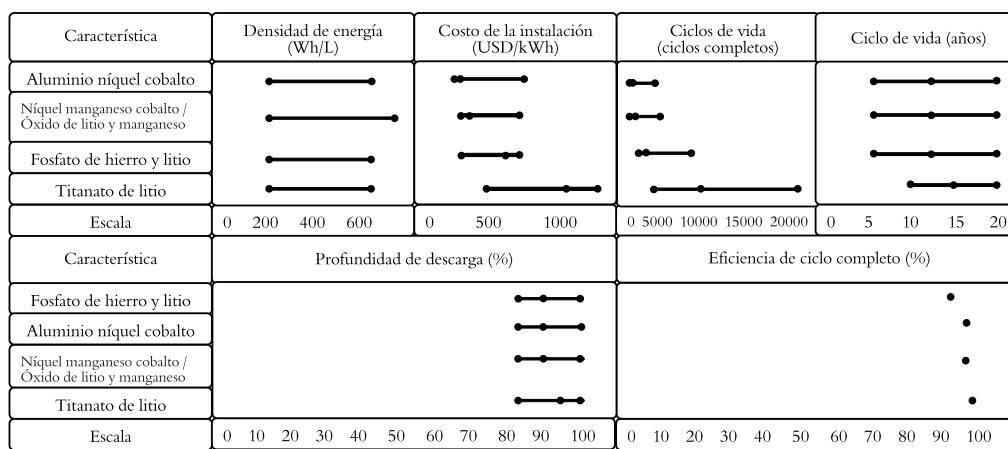


Figura 2.12: Características energéticas del almacenamiento con baterías de ion litio 2016. Modificado de [38].

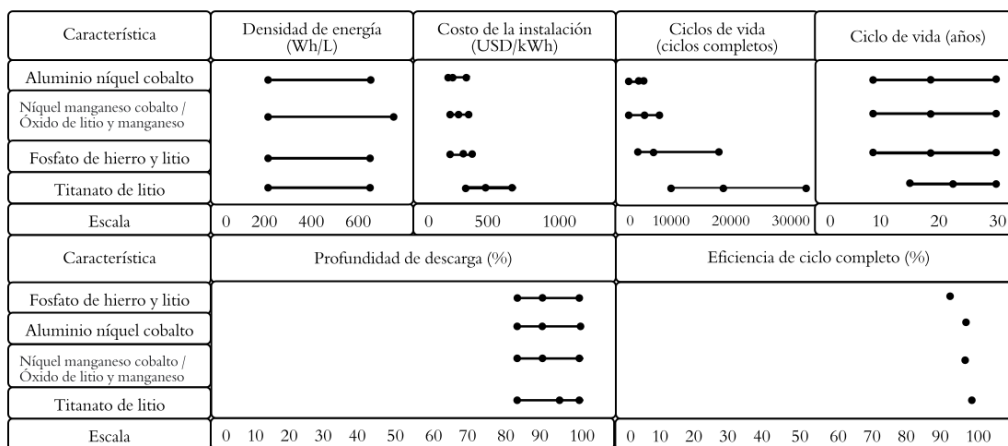


Figura 2.13: Características energéticas del almacenamiento con baterías de ion litio 2030. Modificado de [38].

2.7.3. Característica temporal

Otra clasificación del almacenamiento de energía es a partir de la duración: corto y largo plazo. Los sistemas de almacenamiento están diseñados para horas o almacenamiento diario. En el sector eléctrico, generalmente tienen una relación $t_{desc} = \frac{E_{desc}}{P_{desc}}$, que varía de una a diez horas, así como altos números de ciclos y altos niveles de eficiencia del ciclo. Estas características, los hacen adecuados para equilibrar fluctuaciones a corto plazo en la red eléctrica [40].

El almacenamiento de energía a corto plazo (segundos-minutos) queda descartado para el caso de estudio, así como sus tecnologías. En relación al almacenamiento durante horas, se destacan: baterías, aire comprimido y almacenamiento térmico, de las cuales sólo las baterías son atractivas para el estudio, debido a que garantizan almacenamiento de energía durante horas.

En relación al almacenamiento horario existen las siguientes opciones: baterías, almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, aire comprimido y almacenamiento térmico [40]. De las anteriores tecnologías solo las baterías son de interés para el presente estudio.

En cuanto al almacenamiento a largo plazo, se caracteriza por retener la energía durante muchos días o semanas hasta varios meses (tiempo de descarga superior a 24 h). Este tipo de almacenamiento se utiliza para equilibrar las fluctuaciones estacionales en cuanto al suministro de energía debido, por ejemplo, a períodos prolongados sin viento, radiación solar o bajos niveles de agua para energía hidroeléctrica. Este tipo de tecnologías cuentan con altas relaciones $t_{desc} = \frac{E_{desc}}{P_{desc}}$, con alta capacidad de almacenamiento y bajo número de ciclos y niveles de eficiencia del ciclo.

Los sistemas de almacenamiento de energía a largo plazo se dividen en tres categorías: semanal, mensual y anual. Sin embargo, para el caso de estudio es poco probable evaluar estas categorías, debido a que se dimensionan para proyectos de mayor alcance que no son contemplados en el presente estudio.

2.7.4. Característica de servicio

Las tecnologías de almacenamiento también se pueden clasificar de acuerdo con el servicio que pueden ofrecer como se observa en la figura 2.14. Es claro que para ser eficaz, la tecnología debe cumplir con unas características técnicas apropiadas como respuesta en el tiempo, capacidad de potencia y de energía, entre otras.

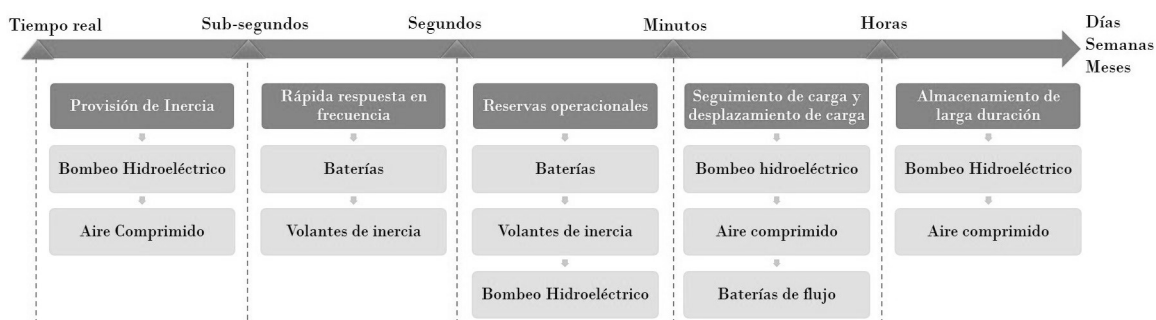


Figura 2.14: Clasificación de las tecnologías por tipo de servicio y tiempo de almacenamiento. Modificado de [35].

2.7.5. Características económicas

Durante los últimos años, varios factores han provocado una caída generalizada de los costos de los sistemas de almacenamiento de energía. Por un lado, la demanda mundial de productos electrónicos de consumo y vehículos eléctricos impulsó las inversiones en la fabricación de baterías. Por otro lado, a nivel de hardware como inversores, contenedores y equipos de control de clima [33].

Adicionalmente, los costos que están relacionados con los permisos e interconexión, así como los costos de ingeniería, adquisiciones y construcción, disminuyeron a medida que las empresas adquirieron experiencia y simplificaron sus procesos. El costo de un sistema a escala de servicios públicos ha disminuido en más de un 20 % por año, principalmente debido a la caída de los costos de los componentes del sistema [33].

Estudios [14, 19, 33, 35] sugieren que los costos de los sistemas de almacenamiento de energía continuarán disminuyendo rápidamente, con algunas variaciones por tipo de sistema. El costo a largo plazo de suministrar electricidad a la red a partir de las baterías de iones de litio está disminuyendo. Sin embargo, a pesar de la rápida caída de los costos, los sistemas de almacenamiento de energía siguen siendo costosos, particularmente para países en desarrollo donde se requiere importar el sistema de almacenamiento completamente. Por lo tanto, la inversión inicial requerida es difícil de superar sin el apoyo del gobierno y/o financiamiento de bajo costo [33].

El pronóstico del costo de las baterías para el año 2030 de la tabla 2.9, destaca el bajo costo del almacenamiento por bombeo (21 USD / kWh), seguido de los sistemas de aire comprimido (53 USD / kWh). El almacenamiento electroquímico de ion litio sigue siendo más costoso de instalar, pero es más eficiente para almacenar y liberar energía, lo que permite

más aplicaciones para desarrollar en el futuro. El análisis de Lazards (2018) sugiere que las soluciones de almacenamiento de energía que tienen una gama más amplia de servicios potenciales se convertirán en las más prevalentes en el futuro [50]. La figura **2.15**, muestra el costo del almacenamiento con baterías en 2016 y el pronóstico para el 2030.

Tabla 2.9: Costo de almacenamiento en USD por tipo de tecnología. Modificado de [33].

Costo de la instalación (USD/kWh)					
Tipo	Tecnología	Año	Peor precio	Referencia	Mejor precio
Flujo	Vanadio redox	2016	1050	347	315
		2030	380	119	108
	Bromo de Zinc	2016	1680	900	525
		2030	576	309	180
Alta temperatura	Cloruro de sodio y níquel	2016	488	399	315
		2030	197	161	127
	Azufre de sodio	2016	735	368	263
		2030	324	162	116
Plomo ácido	Plomo ácido	2016	473	147	105
		2030	237	74	53
	Regulado por válvula	2016	473	263	105
		2030	237	132	53
Ion litio	Fosfato de hierro y litio	2016	840	578	200
		2030	237	132	53
	Titanato de litio	2016	840	578	200
		2030	326	224	77
	Aluminio níquel cobalto	2016	1260	1050	473
		2030	574	478	215
	Níquel manganeso cobalto y óxido de litio y manganeso	2016	840	352	200
		2030	335	157	79
Mecánica	Aire comprimido	2016	84	53	2
		2030	71	44	2
	Volantes de inercia	2016	6000	3000	1500
		2030	3917	1959	979
	Bombeo hidroeléctrico	2016	100	21	5
		2030	100	21	5

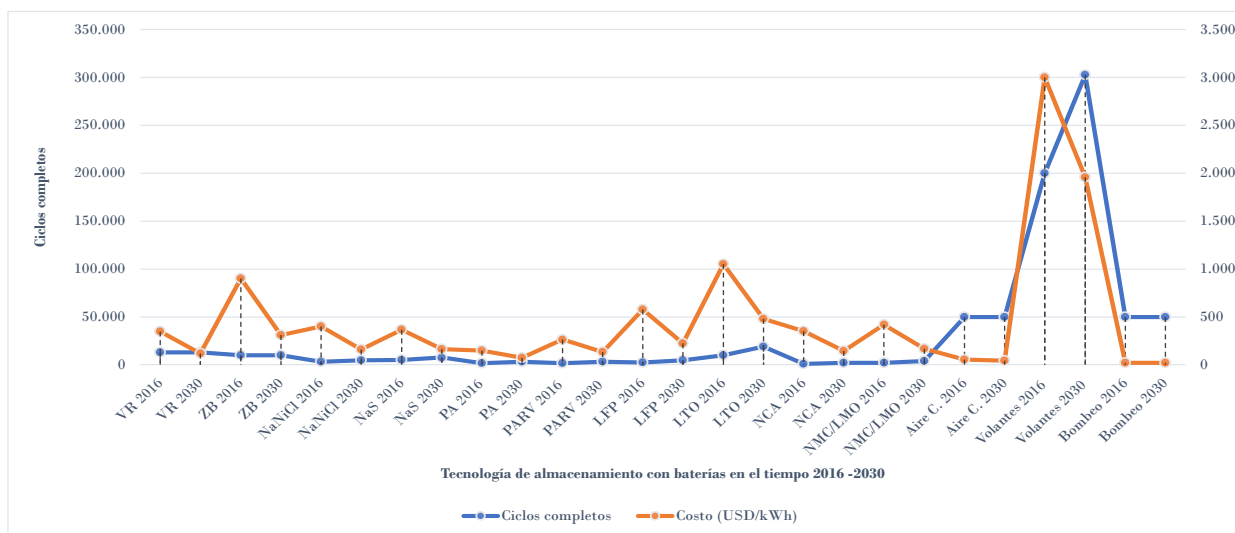


Figura 2.15: Costo de almacenamiento en USD/kWh. Modificado de [33]

2.8. Comparación de las tecnologías

Las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden comparar por su madurez tecnológica, eficiencia, tiempo de respuesta, vida útil (años), tiempo de carga y de descarga, como se muestra en la tabla 2.10. En cuanto a la aplicación probada por tecnología, se resume en la tabla 2.11. En este orden de ideas, es preciso identificar las necesidades y la aplicación para seleccionar la más adecuada. Por ahora, se destaca la tecnología ion litio porque el alcance de aplicaciones que puede proporcionar es bastante amplio comparado con otras tecnologías como hidrógeno, supercapacitores, sales fundidas y energía magnética.

Tabla 2.10: Comparación de tecnología de almacenamiento de energía. Modificado de [22].

Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía										
Grupo	Eléctrica		Mecánica			Electromecánica			Químico	Térmico
Característica y Tecnología	Super capacitores	Energía magnética	Bombeo hidroeléctrico	Aire comprimido	Volantes de inercia	Sodio azufre	Ion litio	Flujo redox	Hidrógeno	Sales fundidas
Madurez	En desarrollo	En desarrollo	Madura	Madura	Inicio de la comercialización	Comercializado	Madura	Inicio de la comercialización	Demostración	Madura
Eficiencia	90%-95%	95%-98%	75%-85%	70%-89%	93%-95%	80%-90%	85%-95%	60%-85%	35%-55%	80%-90%
Tiempo de respuesta	ms	<100 ms	segs-mins	mins	ms-segs	ms	ms-segs	ms	segs	mins
Vida útil (años)	20+	20+	40-60	20-40	15+	10-15	5-15	5-10	5-30	30
Tiempo de carga	seg-horas	min-horas	horas-meses	horas-meses	seg-min	segs-horas	min-días	horas-meses	horas-meses	horas-meses
Tiempo de descarga	ms-60 min	ms-8 seg	1-24 hs+	1-24 hs+	ms-15 min	segs-horas	min-horas	seg-horas	1+24 hs+	min-horas

Tabla 2.11: Comparación aplicaciones probadas por tecnología de almacenamiento [22].

Comparación de aplicaciones probadas por tecnología de almacenamiento										
Grupo	Eléctrica		Mecánica			Electromecánica			Químico	Térmico
Aplicación y Tecnología	Super capacitores	Energía magnética	Bombeo hidroeléctrico	Aire comprimido	Volantes de inercia	Sodio azufre	Ion litio	Flujo redox	Hidrógeno	Sales fundidas
Calidad de la potencia	X	X			X	X	X			
Arbitraje de energía			X	X		X	X	X		X
Integración de energía renovable		X			X	X	X	X	X	
Respaldo de emergencia					X	X	X	X		
Control de picos			X	X		X	X			
Desplazamiento de carga			X	X		X	X			
Nivelación de carga			X	X		X	X			
Arranque en negro						X	X	X		
Reserva en giro						X	X			
Expansión de la red			X			X	X			
Estabilización de la red		X				X	X			
Regulación de voltaje						X	X	X		
Servicios (usuario final)						X	X			

Capítulo 3

Aplicaciones del almacenamiento en centrales a filo de agua

Este capítulo resume los requisitos que deben cumplir las plantas hidroeléctricas para participar en el mercado eléctrico, los períodos de generación, las restricciones técnicas y comerciales y la regulación vigente. También, determina los criterios de tecnologías de almacenamiento, los requisitos técnicos del bombeo hidroeléctrico frente a las baterías para concluir con el potencial de las aplicaciones del híbrido: plantas a filo de agua y baterías.

3.1. Centrales hidroeléctricas a filo de agua en el contexto nacional

Como es conocido, Colombia cuenta con alto potencial de recurso hídrico, representado por el 62% de su matriz de generación eléctrica para el año 2020 [51]. Esta capacidad de generación proviene de plantas despachadas centralmente y no despachadas centralmente. Las despachadas centralmente se caracterizan por tener una capacidad neta mayor o igual a 20 MW, mientras que las no despachadas centralmente tienen menos de 20 MW de capacidad instalada. Actualmente, se encuentran en funcionamiento 28 plantas despachadas centralmente, cuya capacidad asciende a 10.974 MW y 115 plantas no despachadas centralmente cuya capacidad es de 860,57 MW.

Por otro lado, de los proyectos hídricos de Colombia, las pequeñas centrales hidroeléctricas a filo de agua representan menor impacto ambiental, tanto las plantas despachadas centralmente como las plantas no despachadas centralmente; debido a que capturan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la planta, donde se genera energía eléctrica y posteriormente devuelven el caudal restante al río. Este tipo de centrales, al no contar con reservorio de agua, se enfrentan a la intermitencia del recurso hídrico, el cual, aunque puede ser menos

variable que el viento o la radiación solar, están sujetos a cambios estacionales (período de lluvias/ seco) y a fenómenos climáticos, como “el niño”, difíciles de predecir, que afectan su producción de energía y por consiguiente su confiabilidad.

Las plantas hidroeléctricas a filo de agua despachadas centralmente en un futuro cercano necesitarán tiempos de respuesta más rápidos, cambios de carga frecuentes, regulación de frecuencia y amplios rangos de operación. Estos nuevos requisitos representan un nuevo panorama para las centrales a filo de agua, que implica la necesidad de explorar la pertinencia de incorporar nuevas tecnologías de almacenamiento como las baterías para que estas plantas sean más flexibles y puedan ofrecer nuevos servicios y participen en diferentes mercados eléctricos.

3.1.1. Clasificación y requisitos para la participación en el mercado eléctrico

En Colombia las plantas despachadas y no despachadas centralmente deben cumplir con ciertas condiciones para participar en el mercado eléctrico. Las centrales hidroeléctricas a filo de agua no despachadas centralmente, cuentan con el beneficio del ingreso del Costo Equivalente de Energía, mientras que las despachadas centralmente deben devolver este Costo Equivalente de Energía. En cuanto a las obligaciones, es claro que son menores que para las centrales hidroeléctricas a filo de agua despachadas centralmente. Como se observa en la tabla **3.1**, los requisitos para este tipo de plantas son: declarar disponibilidad, regulación primaria de frecuencia, pago a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Comisión de Regulación Energía y Gas, Centro Nacional de Despacho, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y el pago al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.

En la tabla **3.1** se presentan las obligaciones de las plantas despachadas centralmente, las cuales tienen mayor potencial para incorporar almacenamiento de energía por estar comprometidos con el despacho centralizado.

Tabla 3.1: Requisitos para las centrales hidroeléctricas a filo de agua en Colombia [52].

Item	Obligación	Despachada centralmente	No despachada centralmente
1	Ofertar diariamente precio	Sí	No
2	Declarar disponibilidad	Sí	Sí
3	Ingresos de cargo por confiabilidad	Liquidación centralizada	Contrato
4	Pago desviaciones programa de despacho	Sí	No
5	Regulación secundaria de frecuencia	Sí	No
6	Regulación primaria de frecuencia	Sí	Sí
7	Pruebas de potencia reactiva	Sí	No
8	Prueba de estatismo	Sí	No
9	Pruebas de disponibilidad	Sí	No
10	Consignación nacional de mantenimientos	Sí	No
11	Pago SSPD, CREG, CND, ASIC	Sí	Sí
12	Pago FAZNI	Ley	Ley

3.1.2. Producción de energía anual

Con el fin de tener un referente de la producción de energía anual de las plantas a filo de agua, se tomó como referencia la pequeña central hidroeléctrica Alejandría, ubicada en el municipio de Alejandría, al oriente del departamento de Antioquia en Colombia. Esta planta utiliza un caudal para generación de $16 \text{ m}^3/\text{s}$ con un salto neto de 105.6 m y una capacidad instalada de 15 MW con una producción de energía media anual de 97,52 GWh/año y un Factor de Planta de 0,75. Esta pequeña central hidroeléctrica tiene como zona de influencia las veredas: Remolinos, Fátima y los Naranjos en los municipios de Alejandría, Concepción y Santo Domingo, respectivamente.

Para mayor comprensión del comportamiento de la planta desde el año 2017-2020, se dividió la generación en dos períodos; uno lluvioso y otro seco de acuerdo con la época de la región de Antioquia. Como se observa en la figura 3.1, el período de verano o seco, comprende los meses de diciembre a abril. Se observa que el mes de menor producción de energía de los cuatro años se presenta en el mes de febrero particularmente, con una generación inferior a 5.000 MWh durante el período comprendido entre el 2017-2020. Adicionalmente, los máximos valores de generación de este período se presentaron en abril con una generación mensual inferior a los 7.000 MWh. En cuanto al factor de planta, el mejor indicador se presentó en el

mes de abril, alcanzando un promedio del 59 %.

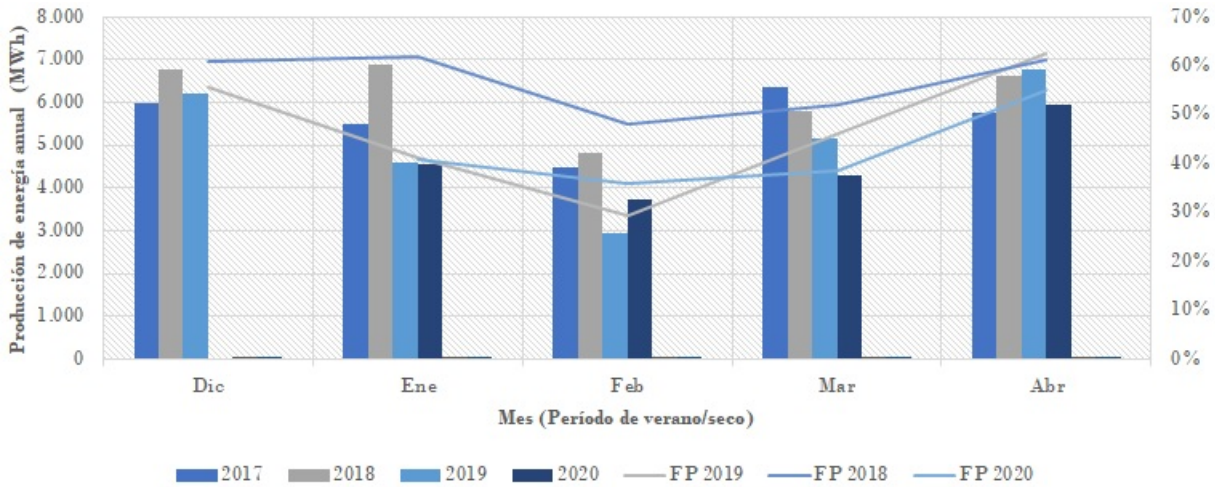


Figura 3.1: Producción de energía eléctrica durante el período de verano.

Ahora bien, en la figura 3.2, se observa la producción de energía eléctrica en el período de lluvias, el cual comprende los meses de mayo a noviembre. Los meses más favorables fueron mayo y junio. Los meses de octubre y noviembre también generaron muy buenos resultados en el rango de los 5.872 MWh -9.462 MWh. En general, el comportamiento de la producción de energía durante el período de lluvias está por encima de los 5.000 MWh mensual. En cuanto al factor de planta, el mejor indicador se obtuvo en el mes de noviembre de 2018, alcanzando el 87,61 %.

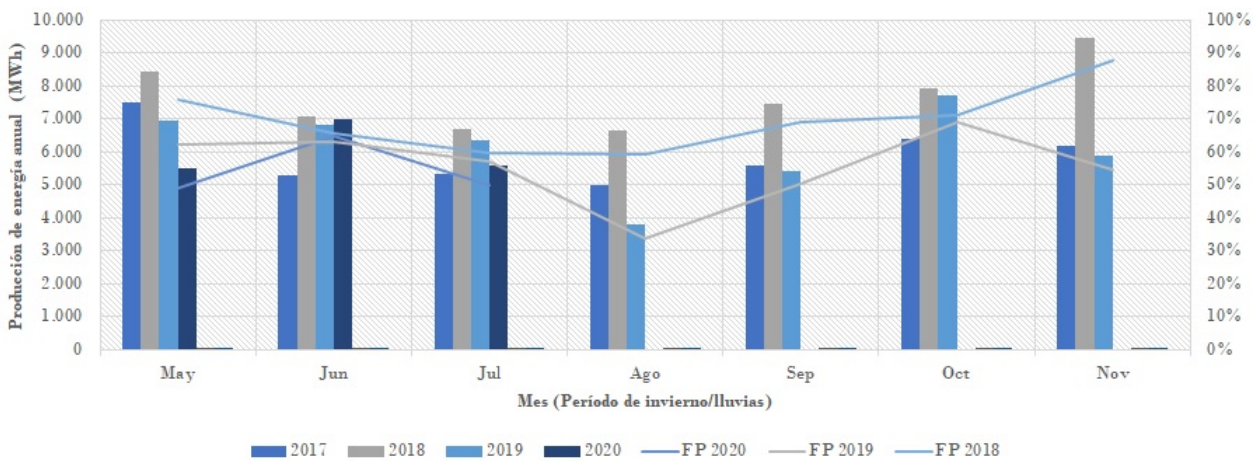


Figura 3.2: Producción de energía eléctrica durante el período de lluvias.

3.1.3. Producción de energía horaria

La producción de energía horaria permite revisar el comportamiento de la planta en el transcurso de las 24 horas del día. En las figuras 3.3 y 3.4, se muestra el promedio horario mensual de enero y noviembre de 2017 respectivamente. A pesar de que el recurso es intermitente, la producción de energía horaria es constante, es decir, no existen franjas horarias con una producción tan baja que se acerque a cero, como sí ocurre con las curvas de producción de energía de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

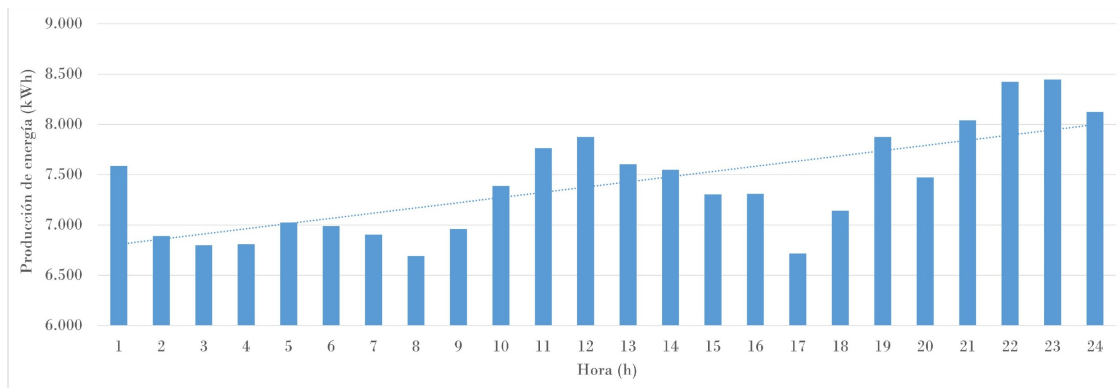


Figura 3.3: Promedio de energía horaria enero 2017.

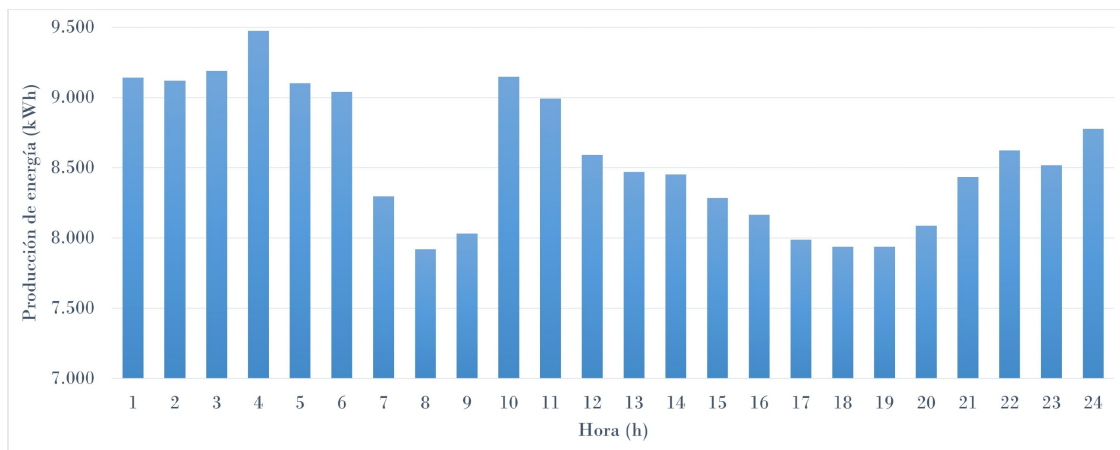


Figura 3.4: Promedio de energía horaria noviembre 2017.

El perfil típico de producción de energía horaria de las plantas solares fotovoltaicas se caracteriza por una curva de distribución normal o campana de Gauss en la que su máximo valor se obtiene entre las 12 y 13 horas. En cuanto a las plantas eólicas, es común encontrar una curva en la cual su mayor potencial se encuentra en horas de la tarde.

3.1.4. Restricciones técnicas y ambientales

Las restricciones técnicas de las centrales hidroeléctricas a filo de agua más relevantes son las restricciones por capacidad, particularmente en las zonas de alta congestión. Superar la restricción de capacidad de la planta puede traer serias consecuencias como por ejemplo: una vez la planta haya declarado una capacidad efectiva menor a 20 MW y que posteriormente presente entregas de potencia promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de 30 días calendario consecutivos, sin que la entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de la capacidad efectiva de la planta [52]. En cuanto a las restricciones ambientales, la principal es el uso del caudal de diseño de la planta otorgado en la licencia ambiental, el cual no puede ser modificado de forma arbitraria.

3.1.5. Gestión comercial de la energía

La gestión comercial de las centrales a filo de agua depende del tipo de planta: despachada o no despachada centralmente. Las centrales hidroeléctricas a filo de agua que son despachadas centralmente, presentan su disponibilidad horario y el precio mínimo de producción de energía para el siguiente día y se calcula el despacho del día anterior, sin embargo el precio liquidado depende de la planta marginal de la bolsa de energía para cada período y que puede cambiar al despacho día anterior debido a un redespacho en el mismo día u horas antes de la operación. En contraste, para las centrales hidroeléctricas a filo de agua no despachadas centralmente, sus ingresos dependen de los contratos bilaterales, generalmente con agentes, que requieren adquirir energía para atender sus compromisos comerciales en el Mercado Mayorista de Energía.

El tipo de contrato que usualmente manejan las plantas es conocido como “pague lo generado” por periodos de 10 años, en el que la energía atiende la demanda no regulada y/o respaldo de contratos del comprador. Este tipo de contratos están de acuerdo con las normas y procedimientos establecidos por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

El precio de la energía para contratos bilaterales por periodos de diez años, se suelen establecer precios iniciales, los cuales son ajustados mediante una fórmula de carácter confidencial. De esta manera, el valor del contrato por precio y energía puede variar, de acuerdo con la producción de la planta. El valor real se calcula mensualmente mediante el producto de la energía por la tarifa, teniendo en cuenta la fórmula de ajuste.

El sitio de entrega de la energía regularmente es el Sistema Interconectado Nacional. La calidad del suministro de energía debe cumplir los estándares de la Comisión de Regulación Energía y Gas. Generalmente las centrales hidroeléctricas cuentan con un sistema de medición de los puntos definidos de la energía contratada y entregada. Este sistema cumple con código de medida, de acuerdo con la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 038 de 2014 [53] y reglamento vigente.

3.1.6. Regulación vigente

La resolución en consulta de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 072 de 2019 [52], plantea la extensión de la opción de acceso al despacho central, a plantas menores de 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Esta resolución surge como oportunidad de destruir la barrera actual de mercado, en la que no se permite que las plantas menores a 10 MW tengan la opción de ser despachadas centralmente, lo que implica que estas plantas no puedan participar en los servicios de regulación, ni en la generación de seguridad, ni tampoco en las subastas del cargo por confiabilidad. Adicionalmente, se evidencian oportunidades debido al desarrollo de nuevas tecnologías de generación no convencional y la flexibilidad de instalación de este tipo de proyectos. Es claro el interés por parte de los agentes generadores, personas naturales o jurídicas en desarrollar proyectos de plantas menores a 10 MW, con el objetivo de participar en los servicios mencionados anteriormente.

Por otro lado, existe una preocupación por parte del regulador, en el caso de que el crecimiento de las plantas menores a 10 MW sea tal que afecte la coordinación y operación segura del sistema, ya que en este caso se tendrá que ajustar las reglas operativas de este tipo de plantas para mejor coordinación y supervisión entre el Centro Nacional de Despacho y centro de control de transmisores y distribuidores.

En caso de que la regulación en consulta de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 072 [52], sea aprobada, pequeñas centrales hidroeléctricas como la de Alejandría, no participaría en el despacho centralizado debido a las barreras técnicas y comerciales. Dentro de las barreras técnicas sobresalen las dificultades en el cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia, estatismo, banda muerta, el reporte de variables hidrológicas, los requerimientos de instrumentación y costos asociados a auditorías.

En relación a las barreras comerciales, la oferta vinculante es difícil de cumplir por hidrología y red de distribución local, así mismo someterse a cumplir la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 060 [54], implica garantizar que no habrán desviaciones en la predicción de la generación, especialmente en épocas de precios altos en bolsa. Adicionalmen-

te, no se cuentan con opciones en subasta de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable para plantas mayores a 10 MW, por cuanto no hay posibilidades de ingresos por concepto de regulación secundaria de frecuencia. Plantas como la de Alejandría, no pueden exponerse a participar en un mercado con volatilidad de precio de bolsa, que arriesgue sus compromisos financieros, el impacto del Costo Equivalente de Energía en su modelo de negocio, hace que su participación en el mercado continúe como planta no despachada centralmente y que se reduzca a un contrato bilateral adaptado al mercado del día anterior.

El marco legal aplicado a las centrales hidroeléctricas en contexto Colombiano se resume en la figura 3.5, donde se recapitula la regulación más relevante que deben cumplir las centrales hidroeléctricas a filo de agua. La regulación resaltada en color gris es la que se encuentra en consulta, y las demás son las resoluciones vigentes.

- CxC: Cargo por confiabilidad.
- NDC: No despachadas centralmente
- PE: Pequeña Escala
- Min.: Ministerio.
- G: Generación.
- I: Interconexión.
- T: Transmisión.
- D: Distribución.
- C: Comercialización.
- MM: Mercado mayorista.
- URE: Uso Racional y Eficiente de la Energía.
- STR: Sistemas de Transmisión Regional.
- SDL: Sistemas de Distribución Local.
- DC: Despacho Central
- ERNC: Energías renovables no convencionales.
- RNR: Recursos Naturales Renovables
- PMA: Protección al Medio Ambiente.
- PUEAA: Programa de Uso Eficiente y Ahorro de Agua.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- FEGEI: Factor de emisión de gases de efecto invernadero.
- PGEFR: Proyectos de generación de energía con fuentes renovables.
- CI: Capacidad instalada.
- Proc.: Procedimientos.
- Act.: Actividad.

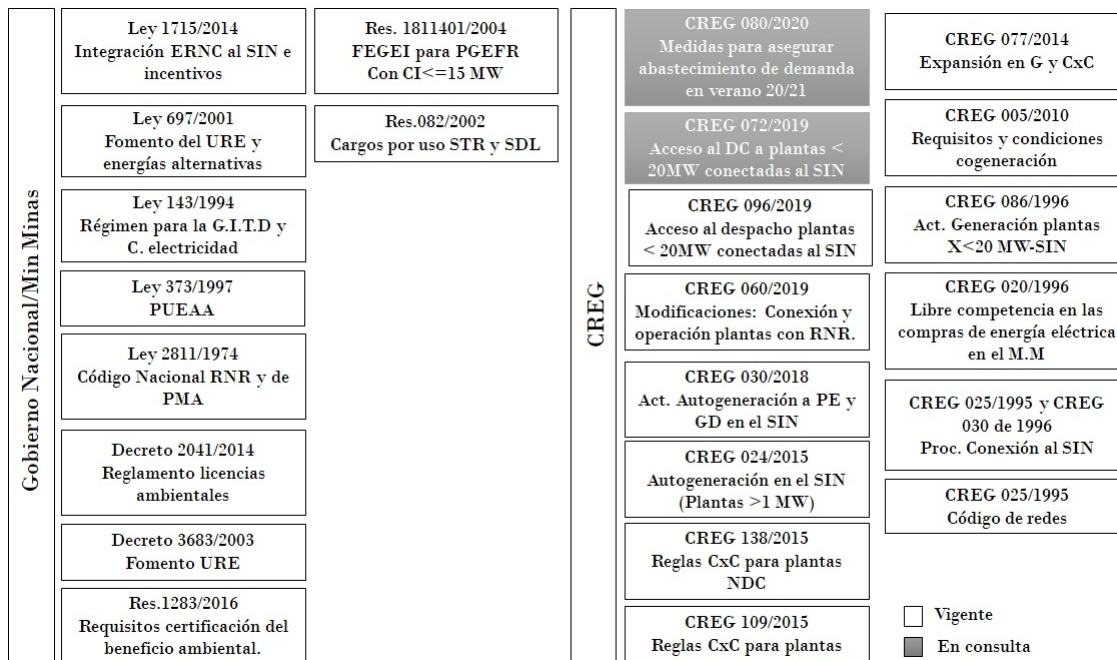


Figura 3.5: Marco regulatorio para plantas hidroeléctricas en Colombia.

3.2. Criterios para selección de tecnología de almacenamiento

Una vez identificadas las tecnologías de almacenamiento, y con base en la comparación realizada en el marco referencial, se estableció un análisis de ocho criterios para encontrar las tecnologías más idóneas para el caso de estudio del almacenamiento de energía en plantas hidroeléctricas a filo de agua, como se muestra en la tabla **3.2**.

1. El primer aspecto a considerar fue la madurez tecnológica, se seleccionaron solo tecnologías de almacenamiento maduras, debido a que son las tecnologías con mayor desarrollo tecnológico y cuya proyección a 2030 mantienen el desempeño o lo mejoran. Adicionalmente, evaluando la posibilidad de financiamiento bancario, son las tecnologías que mayor posibilidad tienen de adquirirlo. Estas tecnologías son bombeo hidroeléctrico, aire comprimido, baterías ion litio y térmica basada en sales fundidas.
2. El segundo criterio fue la eficiencia, se seleccionaron tecnologías cuya eficiencia mínima del 75 % en adelante. Las tecnologías que no cumplen son: aire comprimido e hidrógeno.
3. El tercer parámetro fue la vida útil, se descartaron las tecnologías que ofrecían una vida útil inferior a 15 años, es decir, baterías de flujo redox.
4. El cuarto punto fue el tiempo de descarga, se descartaron los tiempos inferiores a períodos de horas, quedando así como alternativas: bombeo hidroeléctrico, aire comprimido, baterías: sodio azufre, ion litio, flujo redox, hidrógeno y sales fundidas.
5. El quinto ítem fue el tiempo de carga, se seleccionaron solo las tecnologías cuyo tiempo abarcara mínimo de horas a días, descartando volantes de inercia y supercapacitores.
6. El sexto aspecto fue el costo, se descartaron las tecnologías más costosas, especialmente las que en su proyección a 2030, no se reduce su costo considerablemente, concluyendo que bombeo hidroeléctricos es la tecnología más económica, y que las baterías ión litio (fosfato de hierro y litio) y plomo ácido alcanzan a ser muy competitivas comercialmente en 2030.

7. El séptimo criterio fue la cantidad de aplicaciones probadas por tecnología de almacenamiento, de acuerdo con la tabla **2.11** del marco referencial, las tecnologías de bombeo hidroeléctrico y baterías de flujo redox cuentan con cinco aplicaciones probadas, mientras que las baterías de sodio azufre y ion litio son las más competitivas por contar con 13 aplicaciones probadas.

8. El octavo punto a considerar fue la disponibilidad del recurso para aplicar la tecnología. Desde este punto de vista se descartó aire comprimido, ya que el principio de funcionamiento requiere almacenar aire del ambiente en espacios confinados subterráneos, espacios con los que no cuentan las centrales hidroeléctricas generalmente.

Finalmente, se seleccionaron dos tecnologías de almacenamiento para analizar el caso de estudio, las cuales cumplen con los requisitos de madurez tecnológica, eficiencia mínima del 75 %, vida útil de por lo menos 15 años, tiempos de descarga de horas en adelante, costo actual y proyección de costo a la baja para 2030 y tecnología se haya comprobado para la aplicación desplazamiento de carga. Como resultado, las tecnologías seleccionadas son: bombeo hidroeléctrico, que hace parte de la categoría de almacenamiento de energía mecánica y baterías de ión litio, que pertenece a la categoría electromecánica. Los criterios seleccionados se resumen en la figura **3.6**.

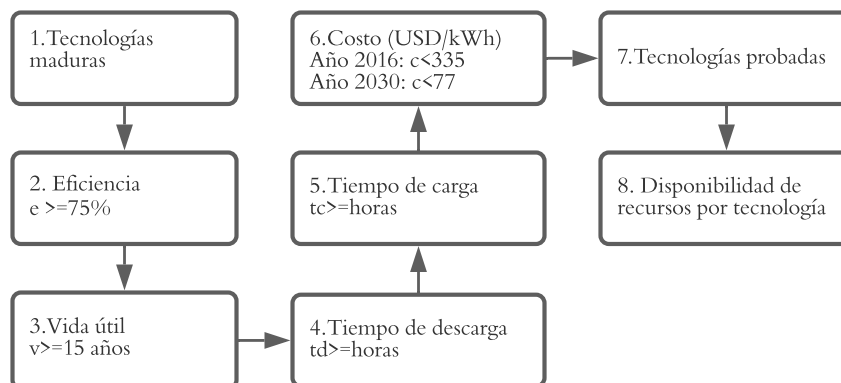


Figura **3.6**: Criterios para la preselección de tecnologías de almacenamiento.

Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía										
Grupo	Eléctrica		Mecánica			Electromecánica			Químico	Térmico
Característica y Tecnología	Super capacitores	Energía magnética	Bombeo hidroeléctrico	Aire comprimido	Volantes de inercia	Sodio azufre	Ion litio	Flujo redox	Hidrógeno	Sales fundidas
Madurez	En desarrollo	En desarrollo	Madura	Madura	Inicio de la comercialización	Comercializado	Madura	Inicio de la comercialización	Demostración	Madura
Eficiencia	90%-95%	95%-98%	75%-85%	70%-89%	93%-95%	80%-90%	85%-95%	60%-85%	35%-55%	80%-90%
Tiempo de respuesta	ms	<100 ms	segs-mins	mins	ms-segs	ms	ms-segs	ms	segs	mins
Vida útil (años)	20+	20+	40-60	20-40	15+	10-15	5-15	5-10	5-30	30
Tiempo de carga	seg-horas	min-horas	horas-meses	horas-meses	seg-min	segs-horas	min-días	horas-meses	horas-meses	horas-meses
Tiempo de descarga	ms-60 min	ms-8 seg	1-24 hs+	1-24 hs+	ms-15 min	segs-horas	min-horas	seg-horas	1+24 hs+	min-horas
Costo referencia instalación 2030 (USD/kWh)	NA	NA	21	44	NA	162	77	108	NA	NA
Aplicación	1/13	3/13	5/13	4/13	3/13	13/13	13/13	5/13	1/13	1/13
Disponibilidad del recurso	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	SI	NA

Tabla 3.2: Comparación de tecnologías de acuerdo a los criterios de selección.

3.3. Requisitos técnicos de las tecnologías de almacenamiento pre-seleccionadas

Las tecnologías de almacenamiento pre-seleccionadas fueron bombeo hidroeléctrico y baterías, de las cuáles se seleccionaron los requisitos técnicos generales de las tecnologías de almacenamiento como se muestra a continuación.

3.3.1. Bombeo Hidroeléctrico

Un sistema hidroeléctrico de bombeo requiere para su funcionamiento excedentes de caudal principalmente. En cuanto a los componentes físicos del sistema, es fundamental contar con dos reservorios: uno superior y otro inferior, presa, galería de conducción, chimenea de equilibrio, tubería forzada, turbinas, generador, transformadores, desagües, y la línea de transporte de energía eléctrica, elementos descritos en la tabla **3.3**, de acuerdo con la figura **3.7**.

Tabla 3.3: Componentes de un sistema de bombeo hidroeléctrico con base en la figura **3.7**.

1	Reservorio superior	5	Tubería forzada	9	Desagües
2	Presa	6	Turbinas	10	Línea de transporte
3	Galería de conducción	7	Generador	11	Reservorio inferior o río
4	Chimenea de equilibrio	8	Transformadores		

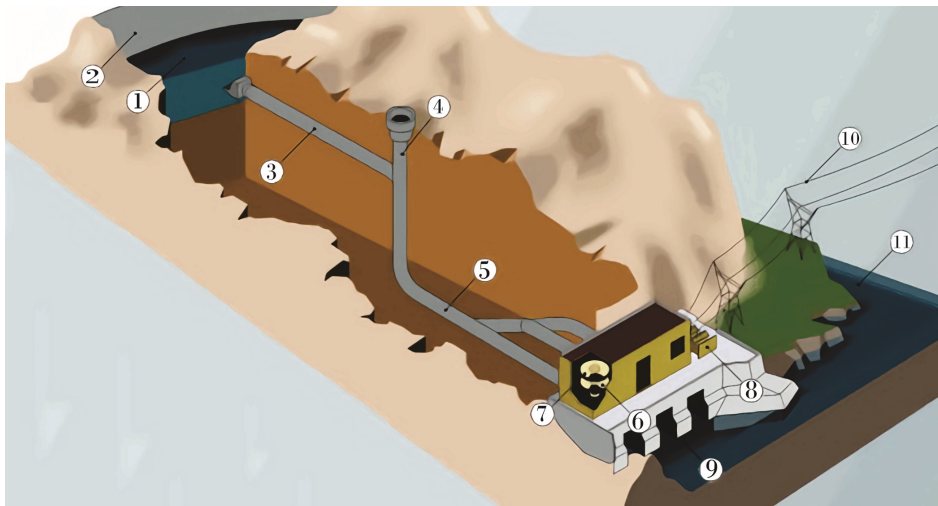


Figura 3.7: Componentes de un sistema de bombeo hidroeléctrico.

Cabe mencionar que algunos de los componentes de la figura son la base de la central de generación hidroeléctrica 3.7, como la presa, las turbinas, generador, transformadores, desagües y línea de transporte.

La operación de un sistema de bombeo, depende del excedente de energía, el cual es utilizado para impulsar el bombeo de agua desde el depósito inferior al superior. Generalmente, el bombeo se realiza en las horas de menor demanda. Se asocia con el proceso de “carga de energía”. Posteriormente, el agua almacenada en el reservorio superior se turbinan y genera energía en las horas de mayor consumo de energía. Ahora bien, cuando se necesita electricidad, el agua almacenada en el depósito superior se libera o “descarga de energía”, luego pasa a través de turbinas para generar electricidad. Esta agua regresa al depósito inferior donde se repite el ciclo [55].

Es importante aclarar que para aplicar esta tecnología de almacenamiento, es necesaria la instalación de turbinas y bombas, en este caso cada equipo funciona independiente entre sí, dependiendo de cómo se esté bombeando o generando energía. Otra alternativa es la instalación de una turbina reversible, la cual actuaría como turbina para la generación de energía o como bomba centrífuga para el bombeo de agua al reservorio superior. La selección de la turbina dependerá del excedente del potencial hídrico.

La turbina que tiene gran potencial es tipo kaplan por la flexibilidad en cuanto a los saltos de pequeña altura, alto rendimiento para amplio margen de caudal (30 %-100 %) y doble regulación del caudal (distribuidor y palas rotor orientables) [55].

3.3.2. Barreras del almacenamiento de energía mediante bombeo hidroeléctrico

A nivel general, las CH a filo de agua son dimensionadas para no tener reservorio, lo que tiene como ventaja bajo impacto ambiental, característica principal de renovabilidad a y ciertos beneficios comerciales que les permiten decidir si participan o no en el despacho centralizado.

Ahora bien, implementar sistemas de bombeo mediante embalses (mediana a gran escala) en plantas existentes, va en detrimento de la característica principal de energía limpia que tienen las CH a filo de agua. Adicionalmente, son obras complejas, que requieren gran inversión principalmente por el costo del embalse que significa la presa, la cual es significativa, teniendo en cuenta que los ríos que utilizan las CH a filo de agua de Colombia a veces son caudalosos.

Aunque el almacenamiento de energía con bombeo hidroeléctrico es muy usado en Europa en centrales grandes, en Colombia solo existe un sitio donde podría considerarse un esquema de bombeo, que es la Central de Muña, donde hay dos embalses de buen volumen, sin embargo está contaminado con barro y otras sustancias, lo que hace que el estudio no sea sencillo, porque tendría que evaluarse el potencial hídrico y cómo purificarlo para su posterior utilización.

3.3.3. Sistema de almacenamiento con baterías ion litio

La configuración de un sistema de almacenamiento de energía con baterías se distribuye en dos etapas: la primera es la encargada del sistema de almacenamiento y la segunda del acoplamiento del sistema como se observa en la figura 3.8. Los elementos principales de un sistema de almacenamiento de energía con baterías son: transformador principal de potencia, una sala eléctrica de media y baja tensión, transformadores secundarios, contenedores que incluyen zona de baterías e inversores, rectificadores y el Sistema de Gestión de energía; identificado como EMS en el diagrama, , software de gestión del almacenamiento, sistemas de conversión de potencia y Sistema de Gestión de Baterías; identificado como BMS en el diagrama [56]. Los componentes principales se muestran en la figura 3.9.

El transformador de potencia del sistema de almacenamiento de energía con baterías, tiene como objetivo interconectar barras y permitir reducir la tensión para alimentar la sala eléctrica donde se encuentran las acometidas eléctricas del sistema de almacenamiento de energía con baterías. La sala eléctrica de media tensión y baja tensión, cuentan con el sis-

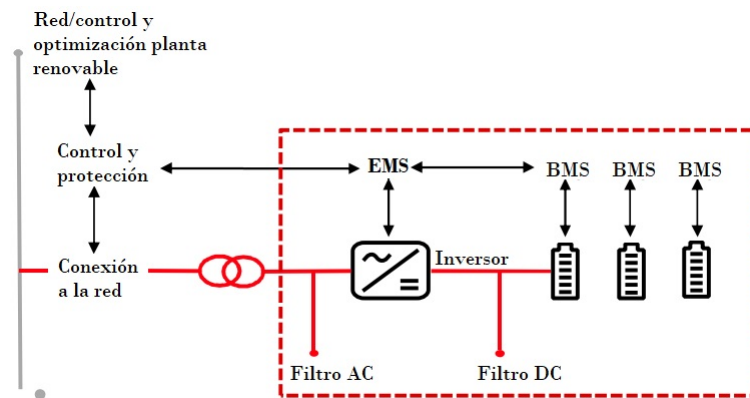


Figura 3.8: Diagrama de un sistema de almacenamiento con baterías de ion litio [57].

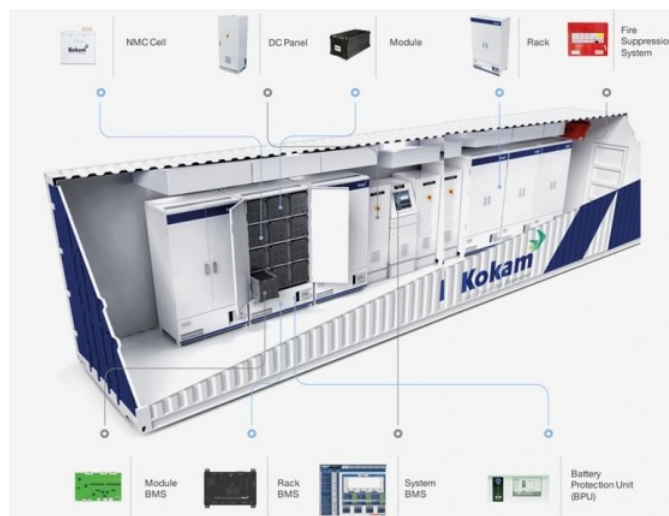


Figura 3.9: Componentes de un sistema de almacenamiento de energía con baterías [58].

tema de protección (interruptores de entrada y de salida) para alimentar transformadores, entre estos el encargado de servicios auxiliares. También, se puede encontrar una celda de distribución, que suministra energía a los equipos auxiliares del sistema de almacenamiento de energía con baterías, como por ejemplo: sistema de aire acondicionado, sistema de presurización, entre otros. Otro elemento clave es el sistema de distribución de corriente continua, que suministra energía al sistema de control y protecciones, entre otros. Es importante mencionar que también se requiere de un banco de baterías de servicios auxiliares, encargado de almacenar energía para usar durante interrupciones de suministro al sistema de distribución [58].

En cuanto a los contenedores, se dividen en dos zonas. La primera es la zona de baterías,

donde se encuentran los racks, compuestos por módulos en serie y cada módulo a su vez se compone de grupos de celdas en serie, es decir el elemento más pequeño del sistema de baterías de ion litio. El promedio de garantía que ofrecen los fabricantes es de 10 años equivalente a 3.000 ciclos de uso para llegar al 80 % de su vida útil.

Las baterías, se deben escoger dependiendo de la aplicación, potencia, energía, mínimo tiempo de almacenamiento e intensidad de uso. En la tabla 3.4, se muestra un ejemplo de selección de baterías para la aplicación del estudio, desplazamiento de carga detrás del medidor, para un sistema de 1 MW/1 MWh, se podrá almacenar como mínimo durante una hora y requerirá por lo menos un ciclo diario. La corriente máxima de descarga, 1C indica que la batería puede ser descargada a una tasa de 1 vez en una hora.

Tabla 3.4: Criterios de selección de batería detrás del medidor [57].

C-Rate	2C	1C	0.5C
Modo de operación	Control de frecuencia (rápido/primario), integración de renovables (smoothie)	Desplazamiento de carga + arbitraje (detrás del medidor)	Control de picos (Detrás del medidor)
Potencia/Energía	2 MW/1 MWh	1 MW/1 MWh	0,5 MW /1MWh
Mínimo tiempo de almacenamiento	30 minutos	1 Hora	2 Horas
Intensidad de Uso	Eventos de contingencia de red ($F < 49,7$ Hz). 100 ciclos/año	1 ciclo completo Descarga al día 365 ciclos por año	Pocos ciclos de carga/ descarga al día

Adicionalmente, en los contenedores se encuentran los equipos de aire acondicionado, calefacción, ventilación y sistema de detección y extinción de incendios, los cuales mantienen el lugar bajo cierta temperatura, controlando que los dispositivos no sufran alteraciones en su funcionamiento por variaciones térmicas.

El sistema de detección temprana de gases, detección y extinción de incendios es muy relevante. Cabe aclarar que consideran cuatro etapas por las cuales pasa una falla: La primera etapa se da por abuso o maltrato y su comportamiento se manifiesta de forma térmica (afectación de temperatura), eléctrica (corto circuito o sobrecarga) o mecánica (punzar las baterías y deformarlas). La segunda etapa, es la fuga de gases, esto ocurre cuando la presión interna de la batería aumenta de tal manera que se realizan reacciones químicas en el interior, lo que hace que una válvula de seguridad fugue unos gases para liberar la presión interna y evitar que la batería explote. La tercera etapa es la generación de humo, en la que si se siguen

cargando las baterías, una vez se han fugado los gases, empezará una combustión interna, lo que indica una falla inminente del sistema. La última etapa es el fuego, donde se tiene una liberación de energía a través de llama cuya probabilidad de propagación es alta.

En la figura 3.10 se observa un caso real en Asia [59] de una cámara de seguridad, donde muestra como se propaga la flama en una reacción en cadena en cuestión de milisegundos. Es muy complejo detener un incendio en las últimas dos etapas. Los sistemas de detección de gases más modernos del mercado, como por ejemplo los de la marca Li-ion tamer se componen de sensores para detección de gas en cada gabinete, cada sensor está conectado a un controlador central y los controladores proveen las señales para la desconexión de los gabinetes, para esto es indispensable conexión ethernet. Estos sistemas deben contar con certificaciones como UL 9540A, NFPA 855 que permitan corroborar el alcance del sistema de detección de gases.



Figura 3.10: Falla en sistema de almacenamiento de energía con baterías en Asia [59].

En la segunda zona, se ubican los inversores bidireccionales, cuya función es convertir corriente continua en alterna y viceversa en los momentos correctos, es decir que absorberá energía para cargar las baterías y entregará energía, es decir descargará las baterías cuando el sistema lo necesite. Estos inversores cumplen con la certificación UL/CE y certificación IEEE 519 (armónicos).

El sistema de control, está configurado con un algoritmo asociado a la aplicación del sistema de almacenamiento de energía con baterías. Ahora bien, es importante destacar cuatro indicadores que mostrarán el estado del sistema de almacenamiento de energía con baterías y su degradación con el tiempo. En primer lugar está el estado de carga (SoC), un indicador de la energía almacenada en una batería. Este indicador se expresa en porcentaje y varía de 0 a 100. Cuando el estado de carga es igual a 100% la batería se encuentra cargada completamente, y 0% cuando esté completamente descargada. La segunda variable es el estado de energía (SoE), el cual refleja la energía residual de de una batería , y se define

como la relación de la energía restante y el total disponible de energía. La tercera variable es la profundidad de descarga (DoD), que representa el porcentaje de energía extraída de la batería en comparación con la nominal. El cuarto indicador es el estado de salud (SoH), el cual determina la degradación de la batería, la cual dependerá de los tiempos de carga y descarga y ciclos en el año. Estos cuatro indicadores son de gran importancia en el seguimiento del envejecimiento de las baterías, ya que estos dispositivos se van degradando con el tiempo de forma no lineal, es decir que el seguimiento y monitoreo son claves para garantizar la vida útil de un proyecto de almacenamiento.

En relación al Sistema de Gestión de Almacenamiento, se encarga de administrar las inversiones y el Sistemas de Conversión de Potencia, también distribuye la consigna de potencia del Sistema de Gestión de Energía. Otra de sus funciones es informar al Sistema de Gestión de Energía acerca de la potencia y energía disponible. En relación al Sistemas de Conversión de Potencia, gestiona submódulos del inversor y ejecuta la consigna de potencia recibida del Sistema de Gestión de Almacenamiento. En cuanto al Sistema de Gestión de Baterías, administra las baterías, supervisa tensión, corriente, temperatura, aislamiento, estado de carga, tiempo y capacidad restante; es decir, protege las baterías y previene su deterioro.

Los sistemas anteriormente mencionados se integran a un software de control autónomo que puede incluir algoritmos de inteligencia artificial y analítica de datos para tomar decisiones independientes. Este software permite control bidireccional inteligente de las funciones del sistema de almacenamiento de energía con baterías (carga y descarga), calidad de energía, copias de seguridad, etc. También, realiza la gestión de la información de operación y seguridad y se encarga del cálculo de los indicadores de desempeño y seguridad, así como del monitoreo remoto 24/7 y visualización en tiempo real de la operación. Como última función el software tiene la capacidad de predicción, desde el punto de vista operativo, es decir asociado al comportamiento de variables, patrones de fallas, etc.

3.4. Comparación de tecnologías: Bombeo Vs Baterías ion litio

A nivel general, el dimensionamiento del bombeo hidroeléctrico se realiza bajo esquemas de almacenamiento más robustos, cuya infraestructura hidráulica y obras civiles son bastante representativas, requieren disponibilidad de espacio, dependen de recursos naturales hídricos, permisos ambientales, así como de una particular geografía que permita el dimensionamiento de dos embalses y aprovechamiento de una diferencia de cota significativa que justifique

generar energía y bombear de acuerdo con las necesidades.

Tabla 3.5: Comparación requisitos tecnologías Bombeo H. Vs. Baterías ion litio [60].

Característica	Baterías ion litio	Bombeo hidroeléctrico
Velocidad de desarrollo	-[6-18] meses dependiendo de la escala.	-Estructuras de ingeniería civil masivas con grandes impactos ambientales, requieren de permisos complejos antes de iniciar obras.
Velocidad de respuesta	-Tiempos de respuesta y de rampa < 1 seg. -Módulos máx. 6 horas. -Puede proporcionar en paralelo servicios complementarios.	-Horas o días de almacenamiento. -Requiere se seg. o min dependiendo del diseño. -Puede proporcionar el servicio de regulación primaria de frecuencia.
Huella de carbón	-Se puede implementar 1GW en incrementos de 250 MW ocupando 5 hectáreas, dada uno dentro de los [12-18] meses. -No produce emisiones atmosféricas directas, ni aguas residuales de descarga. -No requiere agua para operaciones diarias y el ruido es mínimo a los alrededores.	-Tamaños típicos de depósitos oscilan entre [10 y 100] hectáreas. -Funcionan como sistemas de circuito cerrado pero debe tener reservas de agua o agua disponible para asegurar depósitos o estar lo suficientemente llenos para funcionar, son susceptibles a interrupciones por sequía.
Escalabilidad	-[1-6] horas de duración. -Se puede escalar de 1 MW-500MW.	-[5-25] horas de duración del almacenamiento. -Escalado impulsado por restricciones de ubicación (río natural con la altura adecuada).

De los casos de estudio explorados, se identificó que la capacidad de las plantas hidroeléctricas de bombeo más pequeñas están alrededor de los 11 MW. En cambio, la tecnología con baterías no depende de recursos naturales, ni de una geografía en particular. Los esquemas con baterías permiten crear sistemas de almacenamiento de una potencia más pequeña y distribuirlos de acuerdo con las necesidades. En este sentido la capacidad más común de las plantas a filo de agua está en el rango de 1 MW- 3 MW como mínimo.

El análisis de características técnicas, madurez tecnológica y precio no son suficientes, ya que existen otras características descritas en la tabla 3.5 que influyen en la toma de decisiones. Adicionalmente, debido a los desafíos que se han observado en los últimos proyectos a gran escala de centrales hidroeléctricas en Colombia la tendencia de los proyectos se enfoca en el desarrollo de economías de escala y descentralización, lo que hace para Colombia poco viable grandes proyectos de bombeo hidroeléctrico con un alto impacto ambiental.

3.5. Híbrido central hidroeléctrica a filo de agua y sistema de almacenamiento con baterías

La tecnología de almacenamiento de energía con baterías implementada en plantas hidroeléctricas a filo de agua despachadas centralmente, puede proveer de una amplia gama de aplicaciones que permiten mejorar la flexibilidad operativa mediante el aumento de la energía en firme, y el servicio de nuevos servicios que antes no podía suministrar la planta a filo de agua de forma autónoma y que son necesarios para el sistema eléctrico actual, por ejemplo los servicios complementarios para la red. En la figura 3.11, se muestra un diagrama general del híbrido. Para comprender las oportunidades del híbrido: planta a filo de agua y almacenamiento de energía con baterías ion litio, se clasifica de acuerdo con los modos de operación y la ubicación en el sistema.

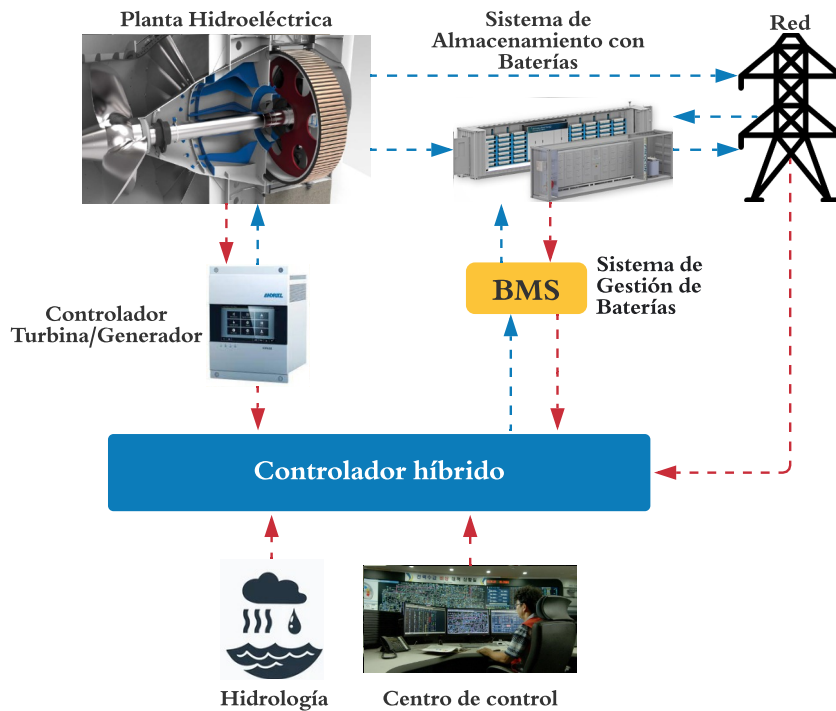


Figura 3.11: Configuración básica proyecto híbrido CH a filo de agua y BESS [61].

A partir de los modos de operación, se establecieron cuatro: vida útil, red, almacenamiento de energía y microredes. En el primer modo de operación, denominado vida útil, el híbrido permite compensar variaciones de frecuencia de los equipos electromecánicos de la planta. Las ventajas son: reducción del movimiento del equipo mecánico, lo que permite aumentar la

vida útil de los rodamientos y servomotores, así como suavizar la operación de las turbinas [61].

Para el segundo modo de operación, denominado red, el sistema de almacenamiento con baterías operaría por menos de una hora. Sus principales ventajas son habilitar la participación de nuevos servicios en el mercado eléctrico colombiano, como son los servicios complementarios como regulación de frecuencia primaria y secundaria en el mercado eléctrico actual. Para el mercado eléctrico futuro se contemplan nuevos servicios como regulación de tensión, inercia, arranque en negro, entre otros.

Con respecto al tercer modo de operación, conocido como almacenamiento de energía, es poco viable para el contexto Colombiano, en razón a que no se cuenta con los mecanismos que remuneren energía que proviene del almacenamiento con baterías por un tiempo determinado (Contrato de Compra de Energía a Largo Plazo o subasta de almacenamiento para la generación), tampoco son claras las especificaciones técnicas, tarifas nodales de importación y exportación de energía, ni el mercado en el que participaría; así como las tarifas en caso de enfrentar fenómenos climáticos que afecten su producción de energía (ej: fenómeno del niño).

El último modo de operación es modo isla o microrred. En Colombia, las microrredes de aprovechamientos hidroeléctricos y almacenamiento con baterías podrían ser una alternativa para suministrar energía eléctrica a las zonas alejadas del Sistema Interconectado Nacional. A estas zonas se les suelen llamar Zonas no Interconectadas. Para el mercado actual las microrredes pueden proveer de reserva rotante, regulación de frecuencia, tensión y garantizar calidad de la potencia.

Ahora bien, en relación a la ubicación del sistema de almacenamiento, comunmente se clasifica como detrás y en frente del medidor y de forma aislada, aunque en la literatura a veces de forma aislada hace parte de detrás del medidor. Sin embargo, para mejorar la comprensión se explicarán las tres clasificaciones. Detrás del medidor se refiere a que la aplicación que se desea con las baterías es para beneficio del cliente, es decir para planta a filo de agua, y a este medidor no tiene acceso el centro de control. De forma aislada, se refiere a que la aplicación del almacenamiento no es para un cliente en particular ni para la red interconectada. Mientras que cuando se refiere a en frente del medidor, la aplicación con baterías es para apoyar a la red eléctrica, por ende el centro de control sí tiene visualización de este medidor.

3.5.1. Aplicaciones del híbrido en frente del medidor

Los proyectos híbridos de plantas hidroeléctricas y sistemas de almacenamiento de energía con baterías, demuestran que mientras más aplicaciones se involucren, mayor valor agregado y más rentables son. Las aplicaciones más comunes son: regulación primaria de frecuencia, regulación de tensión y otros servicios complementarios.

La regulación de frecuencia es un requisito para las plantas hidroeléctricas tanto despachadas centralmente como no despachadas centralmente. Mediante la regulación de frecuencia, se corrigen los cambios a corto plazo que podrían afectar la estabilidad del sistema de potencia. Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías ion litio representan un método eficaz para proporcionar una salida de potencia activa, ya que permiten cargar o descargar su energía en pocos milisegundos para mantener la estabilidad de frecuencia en 60 o 50 Hz dependiendo el país.

Los requisitos del sistema de almacenamiento de energía con baterías para el servicio de regulación de frecuencia de la red incluyen: alta capacidad de potencia, ciclo de vida largo, bajo costo del ciclo de la batería y respuesta rápida. La batería garantiza la suficiente potencia activa instantánea que se puede descargar para el soporte de frecuencia de la red. La tabla 3.6, muestra las características de un sistema de baterías para esta aplicación, donde C-rate indica que la batería puede ser descargada dos veces en una hora.

Tabla 3.6: Características de baterías para Regulación Primaria de Frecuencia. [57].

C-Rate	2C
Modo de Operación	Control de frecuencia (primario y secundario)
Potencia/ Energía	2MW/1MWh
Mínimo tiempo de almacenamiento	30 minutos
Intensidad de uso	100 ciclos al año

Otra aplicación de este híbrido es la regulación de tensión, requisito obligatorio para todas las plantas de generación con capacidad nominal mayor o igual a 0.1 MW, estas deben operar normalmente en el rango de tensión comprendido entre $\pm 10\%$ de la tensión nominal en el punto de conexión. Los sistemas de almacenamiento con baterías pueden ofrecer este servicio.

Finalmente, se destaca que el híbrido de plantas a filo de agua y almacenamiento con baterías ion litio puede proveer servicios complementarios como: respuesta de inercia síncrona y arranque en negro.

3.5.2. Aplicaciones del híbrido detrás del medidor

El desplazamiento de carga es una de las aplicaciones de este híbrido, consiste en generar energía en ciertos períodos, normalmente en horas de baja demanda, almacenar la energía y entregarla otros períodos del día, comúnmente en los períodos de alta demanda. Una de las causas del desplazamiento de carga es la restricción técnica por capacidad. Mientras que cuando se desplaza carga por beneficio económico (precio hora punta es mayor a la hora valle) se conoce como arbitraje. La tabla **3.7**, muestra las características de un sistema de baterías para esta aplicación.

Tabla 3.7: Características de las baterías para el desplazamiento de carga [57].

C-Rate	1C
Modo de Operación	Desplazamiento de carga y arbitraje
Potencia/ Energía	1MW/1MWh
Mínimo tiempo de almacenamiento	1 Hora
Intensidad de uso	365 ciclos por año

3.5.3. Aplicaciones del híbrido aisladas

La aplicación del sistema híbrido aislado aplica para la reserva rodante, es decir, la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y que pueden responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos. Esta aplicación podría proveerla sistemas de almacenamiento con baterías ion litio.

Generalmente esta clase de aplicaciones se utilizan en microrredes para integrar energía renovable de fuentes hidroeléctricas a filo de agua a bajo costo, en donde el sistema de almacenamiento de energía con baterías ion litio, no solo provee reserva rodante al sistema eléctrico sino que también regula frecuencia. De esta forma se maximiza el uso de la energía eléctrica producida localmente.

Capítulo 4

Marco regulatorio

Con el fin de analizar las tendencias internacionales relacionadas con el almacenamiento de energía con baterías, la transformación de los mercados eléctricos, la regulación para promover esta tecnología, así como casos de éxito del proyecto híbrido: planta a filo de agua con sistema de almacenamiento de energía con baterías, se seleccionaron cinco países bajo los siguientes criterios. Primero, se tuvo presente la capacidad instalada particularmente la de almacenamiento con baterías y proyectos en estado de planeación y próximos a operar. Segundo, los mercados eléctricos (energía, capacidad y servicios complementarios). Tercero, el estado del almacenamiento actual y su visión a largo plazo. Los países seleccionados para profundizar son: Chile, Estados Unidos (Interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland), Francia, Alemania y Australia.

A partir del análisis comparativo internacional, se logró identificar algunas políticas gubernamentales a favor del almacenamiento, la regulación del almacenamiento con baterías, y la dinámica de los mercados eléctricos y sus mecanismos donde el almacenamiento tiene mayor oportunidad de participar. En este capítulo, se identifican las buenas prácticas como referencia para Colombia. También, se plantea una asociación de almacenamiento de energía para proponer proyectos piloto de almacenamiento en Colombia, que permitan explorar híbridos y facilitar la labor regulatoria.

4.1. Análisis comparativo internacional

La incorporación de fuentes renovables en la matriz energética como sustituto de fuentes convencionales como los derivados del petróleo, es una necesidad mundial. A medida que aumenta el porcentaje de energía renovable, proporcionalmente aumenta el almacenamiento con baterías, como complemento para garantizar mayor seguridad en el suministro y más flexibilidad en el sistema eléctrico.

De los países en desarrollo en Suramérica se escogió a Chile, como un referente por varias razones: Primero, su política energética de descarbonización para 2040. Segundo, los estudios encontrados donde simulan sus necesidades energéticas para 2035 [32]. Tercero, sus recientes intentos por regular el mercado de servicios complementarios y por último el caso de estudio del embalse de energía y no de agua en la planta a filo de agua Alfalfal I [60], un proyecto híbrido que incluye almacenamiento de energía con baterías en una central hidroeléctrica a filo de agua.

En cuanto a la selección de Francia y Alemania, en primera instancia se escogieron por pertenecer a la Unión Europea, por hacer parte de un mercado regional robusto. En segundo lugar, por el proyecto Hydroflex que explora mediante 7 pilotos las diferentes combinaciones de almacenamiento en plantas hidroeléctricas. Tercero, las inquietudes regulatorias a las que se han enfrentado para fomentar el almacenamiento de energía, las cuales en Colombia aún no se ha cuestionado. Finalmente, por su gran capacidad en almacenamiento de energía y la tendencia al alza.

En relación a Estados Unidos, inicialmente se querían explorar varios mercados, pero desafortunadamente el alcance era muy extenso, entonces se escogió la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, por ser el mercado que más a eliminado barreras para incorporar el almacenamiento de energía con baterías. Además, cuenta con despachos intradiarios y una visión futurista que promueve la competencia y que invierte en el desarrollo tecnológico. También, se encontraron proyectos híbridos de centrales hidroeléctricas a filo de agua y sistema de almacenamiento con baterías.

Finalmente, se escogió a Australia por la gran evolución de sus mercados eléctricos, la promoción de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía y los proyectos para promover el mercado regional con Tazmania y el caso de éxito del híbrido de estudio.

4.1.1. Chile

Según [62], la capacidad instalada de Chile actualizada a febrero de 2021 es de 27.627 MW, considerando el Sistema Eléctrico Nacional, Sistema Eléctrico de Aysén, Sistema Eléctrico de Magallanes y de Isla de Pacua, incluyendo centrales en operación y en pruebas. La capacidad instalada se clasifica en cuatro categorías de acuerdo con el tipo de tecnología. La primera es la térmica y se compone de: carbón (4.589 MW), cogeneración (18 MW), gasolina (142 MW), gas natural (4.860 MW), petróleo diesel (3.318 MW), propano (14 MW), gas licuado de petróleo (52 MW), carbón (Estado de Reserva Estratégica) (113 MW), que juntos representan el 47,44 %.

La segunda categoría es la de energía renovable no convencional. Esta categoría se compone de biogas (66 MW), biomasa (414 MW), eólica (2.657 MW), geotérmica (48 MW), mini hidráulica de pasada (579 MW), solar fotovoltaica (4.350 MW) y Termosolar (110 MW), que juntos representan el 29,77% de la capacidad instalada. La tercera categoría es la hidráulica convencional, que se compone de la hidráulica de embalse (3.434 MW) e hidráulica de pasada (2.799 MW), que juntos representan el 22,56%. Finalmente la cuarta categoría es la de almacenamiento de energía con baterías (64 MW), que representa el 0,23% como se muestra en la tabla 4.1 y en la figura 4.1 .

Ante la participación del carbón en un 47% en la capacidad instalada de Chile, el país adoptó un acuerdo en 2018, en el cual se compromete al cierre de centrales a carbón para el año 2040. Esta determinación tiene que ver con el compromiso ambiental y la rápida reducción de costo de los sistemas renovables. De acuerdo con el estudio de Agencia Internacional de las Energías Renovables elaborado en 2019 [20], la tendencia mundial indica la reducción del costo nivelado de la electricidad de los sistemas solares fotovoltaicos, baja de 0.085 USD/kWh en 2018 a 0.08–0.02 USD/kWh para el año 2030 y 0.05–0.01 USD/kWh para el año 2050. También, una reducción de costo de instalación solar fotovoltaica de 1.210 USD/kW en 2018 baja a 834–340 USD/kW para el año 2030 y alcanza valores de 481–165 USD/kW para el año 2050. El estudio también confirma el despliegue de la inversión en sistemas solares fotovoltaicos a nivel mundial y el efecto positivo en la economía mediante la creación de nuevos empleos para el 2050. Es por esto que recursos como el carbón y gas natural dejan de ser atractivos para el sector eléctrico y las renovables empiezan a jugar un rol fundamental en el crecimiento económico.

Tabla 4.1: Capacidad instalada de Chile. Febrero 2021 [62].

Tipo de Energía	Potencia Neta (MW)	Potencia Neta (%)
ERNC	8.224	29,77
Hidráulica Convencional	6.233	22,56
Térmica	13.106	47,44
BESS	64	0,23
Total General	27.627	100

La proyección de Chile es continuar fomentando las energías renovables (solar, eólica, hídrica) complementándola con el almacenamiento de energía con baterías desde la generación, y fomentando el transporte eléctrico. El Hidrógeno verde es otra tecnología en la cuál Chile se va a enfocar en los próximos años. Muestra de ello, es la estrategia nacional de

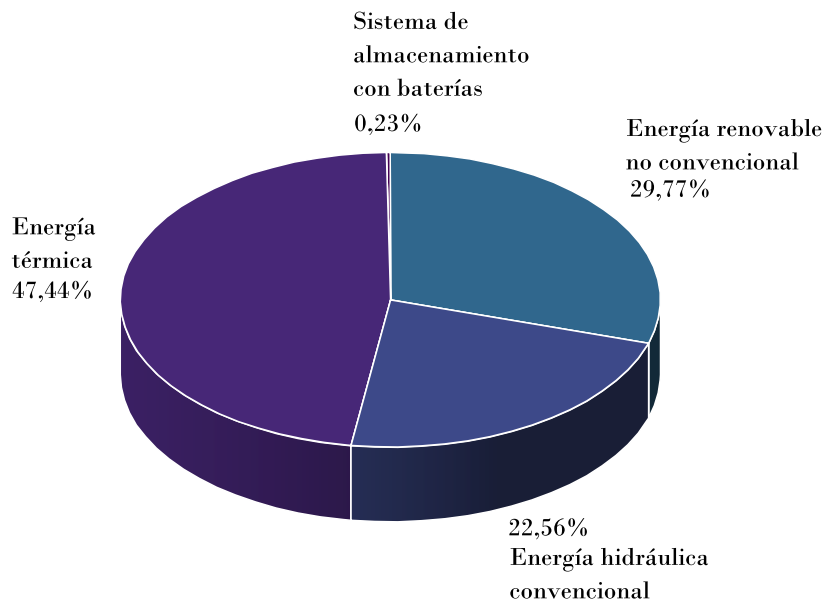


Figura 4.1: Capacidad instalada neta Chile a Feb.2021 [62].

hidrógeno verde, cuyo objetivo consiste en contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en 2025, producir el hidrógeno verde más barato del mundo en 2030 y convertir al país en uno de los tres principales exportadores para 2040 [32].

El reemplazo de energía proveniente del carbón lo ocuparán las fuentes renovables. De acuerdo con los estudios realizados por la consultora Valgesta Energía [32], los escenarios futuros que enfrentará Chile con el cierre en el 50 % (escenario 1) y 100 % (escenario 2) de las plantas térmicas en el año 2035, se identifican nuevas necesidades de inversiones como se observa en la tabla 4.2. En cuanto a inversiones, se requerirán como diferencia entre ambos escenarios 4.700 MW adicionales de nuevas inversiones de energía solar y eólica, así como 2.000 millones de dólares en sistemas de transmisión. Por lo tanto, se origina nueva generación que reemplace la generación térmica y nuevos desafíos en el sistema de transmisión para llevar la energía a los centros de consumo.

Ante el primer escenario de alta penetración de energías renovables, Chile identifica que en el escenario del 100 % del retiro de la energía térmica, se suplirá con la energía solar y eólica. Bajo este esquema, Chile requiere de la modernización de plantas convencionales que sean capaces de responder a las grandes rampas de potencia que van a requerir los sistemas, ya que las centrales de ciclo combinado son antiguas y no son capaces de responder a la futura demanda. Es decir, se requerirán nuevas inversiones y señales económicas. En la tabla 4.3, se muestran las rampas que se necesitarán en el año 2025 y 2030.

Tabla 4.2: Capacidad por tecnología necesaria para atender los escenarios 1 y 2 [32].

Tecnología	Escenario 1	Escenario 2	Diferencia
Capacidad 2035 solar	4.288 MW	6.238 MW	1.950 MW
Capacidad 2035 eólico	4.956 MW	7.706 MW	2.750 MW
Obras Expansión solar	2.830 MW	4.780 MW	1.950 MW
Obras Expansión eólica	3.150 MW	5.900 MW	2.750 MW
Almacenamiento	600 MW	1200 MW	600 MW
Requerimientos de Transmisión	1.900 MM US\$ a 2.300MM US\$		

Tabla 4.3: Rampas de acuerdo con los escenarios de integración de ERNC.

Magnitud de rampa (Horas)	2018	2025		2030	
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
1 hora	945 MW	1.485 MW	2.359 MW	2.308 MW	3.325 MW
4 horas	2.041 MW	3.102 MW	4.315 MW	5.122 MW	7.148 MW

Por ejemplo, ante la rampa de 1 hora en torno a los 3.325 MW, del escenario 2, no se podrá suplir esa capacidad con eficiencia a través del simple despacho de energía. Por lo tanto, el desafío del mercado eléctrico Chileno se concentra en emitir las señales económicas para que tecnologías limpias y eficientes puedan empezar a suplir rampas de una hora de 3.325 MW o rampas de 4 horas de 7.148 MW.

Los escenarios anteriormente expuestos en el que se sustituye el carbón por fuentes renovables, más económicas y sostenibles, traen consigo nuevos desafíos ya que se tendrán momentos donde la demanda puede ser alimentada por fuentes solares y eólicas. Sin embargo, esas fuentes intermitentes no pueden suplir la potencia para cumplir con la demanda neta. En este sentido, tendrán que aparecer otras tecnologías que suplan grandes bloques de potencia, por ende se requieren nuevos servicios y mercados eléctricos que lo entreguen.

La transformación de los mercados eléctricos en Chile surgió inicialmente con los ajustes a las condiciones de competencia en servicios complementarios en 2016. A partir del 2020, inició el nuevo régimen de Servicios Complementarios [63], siendo el primer servicio por suabastar la Regulación Secundaria de Frecuencia y Control Terciario de Frecuencia, ya que de acuerdo a los estudios del Coordinador Eléctrico Nacional, para el año 2020 únicamente para estos dos servicios se presentan las condiciones de competencia requeridas para generar un mercado de subasta, quedando otros servicios complementarios sujetos a instrucción directa del Coordinador Eléctrico Nacional o licitación.

Posteriormente, bajo el esquema de subastas de Servicios Complementarios, el costo ha sufrido variaciones considerables, pasando de \$16.339 millones en 2018 a \$13.570 millones en 2019 y a \$47.516 millones en 2020 [64]. Por lo tanto, el Coordinador decidió tomar la decisión de suspender la subasta de control de frecuencia, al corroborar las ineficiencias en la asignación de recursos y con potenciales sobrerentas que eventualmente podrían ser traspasadas a los consumidores. Es decir que este mercado todavía requiere modificaciones,

Otro mercado que se discute en Chile es el de flexibilidad, esto significa que las señales económicas que se entregan a los mercados de energía, capacidad y servicios complementarios hoy son insuficientes para financiar el desarrollo de la inversión de nuevas tecnologías como las de almacenamiento de energía.

En cuanto a los mercados regionales, Chile a pesar de no hacer parte de ninguno, encuentra que consolidar un mercado eléctrico regional es una oportunidad porque le permitirá aprovechar el potencial del desarrollo de energía renovable (solar y eólico), contar con sistemas más económicos y eficientes, así como contar con sistemas más seguros. Este último punto en razón a que la flexibilidad podría ser entregada por las tecnologías del propio sistema Chileno o a través de sistemas de otros países cercanos que prestan servicios a otros mercados para enfrentar las rampas de generación [32].

A nivel regulatorio, se destacan las leyes que permiten la aceleración a la descarbonización y las relacionadas con la integración del almacenamiento de energía con baterías en la matriz energética como son: la Ley 20.257 (2008), crea un sistema de cuotas Energía Renovable No Convencional obligatorio (10%) para aquellas empresas que comercializan energía en Sistema Interconectado Central de Chile y el Sistema Interconectado del Norte Grande [65]. Adicionalmente, mediante la Ley 20.698 (2013), se amplía a 20% la magnitud de la obligación para 2025 [66].

En relación a los servicios complementarios, la Resolución 786 modificó las reglas económicas y definió que, en principio, son las empresas las que a través de subastas o licitaciones competitivas resolverán participar o no en la entrega de Servicios Complementarios o de invertir en nuevas instalaciones para aportar con estos servicios [67]. Además, la nueva ley definió que son solo las empresas con retiros (empresas generadoras con contratos) las que deberán pagar por los Servicios Complementarios, y en caso de nuevas inversiones serán los clientes finales libres y regulados quienes deberán pagarlas.

Finalmente, Chile cuenta con un proyecto en desarrollo del híbrido: planta a filo de agua Alfalfal I y sistema de almacenamiento de energía con baterías, conocido como embalse

virtual, un embalse de energía, no de agua”. Esta planta genera 178 MW y cuenta con un sistema de almacenamiento con baterías de 10 MW, con una duración de cinco horas. El sistema de almacenamiento ofrece regulación de frecuencia y flexibilidad en la capacidad de potencia [60]. En la tabla 4.4, se encuentra el resumen del la presa virtual y en la figura 4.2, se muestra el proyecto.

Tabla 4.4: Híbrido BESS y planta a filo de agua Alfalfal I.

Resumen sistema híbrido: Alfalfal I y BESS	
Planta a filo de agua	178 MW
Almacenamiento	10 MW/50 MWh
Puesta en marcha	2021
Aplicaciones	Regulación de frecuencia
	Capacidad flexible

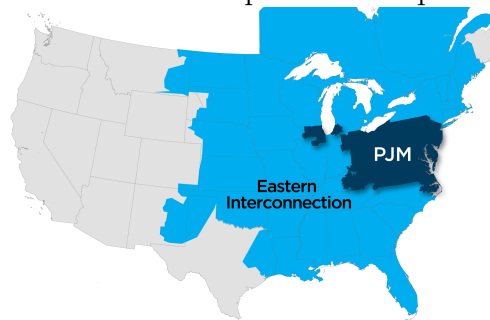


Figura 4.2: Sistema de almacenamiento de baterías y planta a filo de agua Alfalfal I.

4.1.2. Estados Unidos (PJM)

PJM es un Operador Independiente del Sistema de una región de Estados Unidos, encargado de la coordinación de la operación y administración del mercado y cubre todo o parte de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia y el Distrito de Columbia, como se muestra en la figura 4.3.

Figura 4.3: Ubicación del operador independiente PJM



La interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland juega un papel fundamental en el sistema eléctrico de Estados Unidos de Norte América, porque se encarga de cinco funciones principalmente: Primero, asegura la confiabilidad del sistema de energía eléctrica mediante la coordinación y dirección el flujo de electricidad en su región. Segundo, opera una venta competitiva de electricidad en el mercado mayorista. Tercero, realiza los planes de expansión de la transmisión para garantizar la confiabilidad del sistema. Cuarto, opera de forma independiente y neutral los mercados eléctricos. Quinto, proporciona información en tiempo real a sus miembros y clientes para apoyar la toma de sus decisiones [68].

El alcance de las operaciones de la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland; se refleja en los siguientes indicadores registrados en el 2019: En primer lugar, la población atendida, la cual se aproxima a 65 millones de usuarios. En segundo lugar, la diversidad de las fuentes generadoras que se acerca a 1.379 diferentes tipos de combustible. En tercer lugar, la capacidad de generación fue de 180.086 megavatios. En el cuarto lugar, está el pico de demanda, que es aproximado a 165,492 MW. Por último, la facturación, que para 2019 fue de \$ 49.80 mil millones de dólares [69].

La capacidad instalada de la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, a diciembre de 2020, era de 184,395 MW, distribuidos por fuente de la siguiente manera: gas natural con el 43 % (80.115 MW), carbón con el 28 % (50.689 MW), nuclear con el 18 % (32.640 MW), petróleo con el 5 % (8.629 MW), hidro con el 4 % (8.275 MW), viento con el 1 % (2.184 MW), solar con el 1 % (1.015 MW) y biomasa (849 MW), como se observa en la figura 5.3. En cuanto a los derechos de interconexión solicitados por tipo de fuente se distribuye así: solar con el 56 % (58.845 MW), gas natural con el 27 % (27.804 MW), almacenamiento con el 10 % (10.877 MW), viento con el 6 % (6.560 MW), hidro con el 1 % (559 MW), nuclear (81 MW), carbón (76 MW), petróleo (31 MW) y diesel (4 MW) como se observa en la figura 4.4. En la figura 4.5, se muestran los derechos de interconexión solicitados por tipo de fuente

a diciembre de 2020 [70].

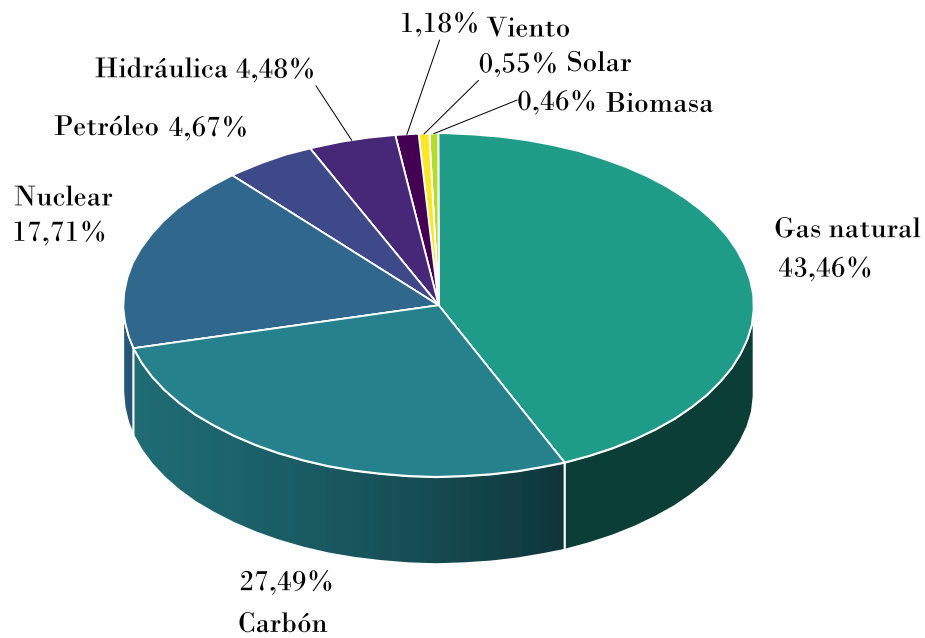


Figura 4.4: Capacidad instalada de PJM por fuente a Diciembre de 2020.

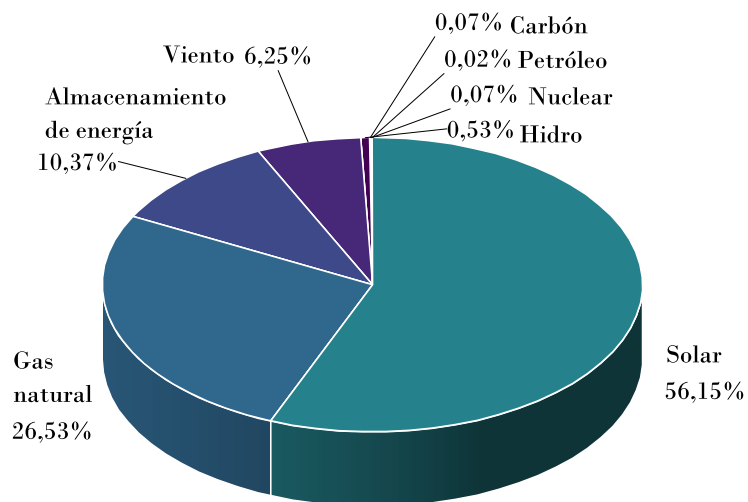


Figura 4.5: Derechos de interconexión solicitados por tipo de fuente a 31 de diciembre de 2020.

Ahora bien, la gran ventaja de la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland con respecto a otros mercados, son las operaciones en tiempo real, día anterior y largo plazo, así

como el crecimiento en los servicios y el constante monitoreo, que generan la necesidad de flexibilidad, optimización de recursos y seguimiento del sistema eléctrico como se observa en la figura 4.6.

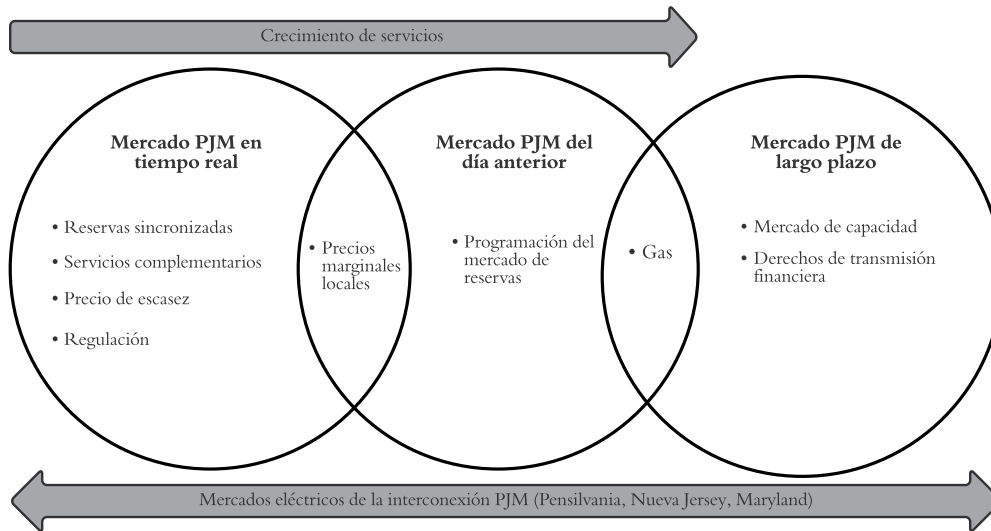


Figura 4.6: Operaciones de PJM.

Adicionalmente, la participación del almacenamiento en la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, ha motivado la transformación de los mercados eléctricos. Particularmente, a partir de que la Comisión Federal de Regulación de Energía le dio la importancia al almacenamiento de energía mediante la orden No. 841 de 2018, que exige tanto a la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, como a todas las organizaciones regionales que administran las redes eléctricas del país eliminen las barreras a la participación de los recursos de almacenamiento de energía en los mercados mayoristas de electricidad [71].

La interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, cumple con una parte de los requisitos de la Orden 841 de 2018. En primer lugar los recursos de almacenamiento de energía ya tienen acceso completo a los mercados de energía, capacidad y servicios complementarios. Cabe resaltar que las baterías representan, más del 80% de los recursos de regulación de frecuencia de respuesta rápida. En segundo lugar, la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, ha establecido un umbral de tamaño reducido de 100 kW para que todos los recursos (incluido el almacenamiento de energía) participen en los mercados mayoristas [71].

En cuanto a los requisitos que aún no cumple la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, han planteado una propuesta a los operadores de almacenamiento de energía acerca

de nuevas herramientas para participar en los mercados teniendo en cuenta las características físicas y operativas de sus recursos, incluidos tiempos cortos de rampa, la capacidad de cambiar rápidamente entre los estados de carga y descarga, y el rango de estado de carga entre carga y descarga.

Acerca de la participación de las baterías en el mercado de capacidad, se ha cuestionado debido a que se estima que las baterías requieren ser recargadas en un período de 4-5 horas y la demanda de electricidad de los clientes durante un día pico de verano abarca un período de 10 horas; sin embargo no se descarta su participación teniendo en cuenta que pueden participar agregando otros tipos de recursos. Adicionalmente, contemplan la participación de las baterías para dar respuesta a la demanda. El registro de proyectos de almacenamiento diversos y con un amplio rango demuestra el gran interés de la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, en el almacenamiento de energía de todas las formas. Adicionalmente, esta organización ha trabajado con socios de la industria, universidades, laboratorios nacionales y estados para avanzar en el uso del almacenamiento [72].

El proyecto híbrido de plantas a filo de agua y almacenamiento a destacar en la interconexión: Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland, es el de las plantas Byllesby y Buck, ubicados en el suroeste de Virginia, en el condado de Carroll. La capacidad de las plantas es de 21,6 MW y 8,5 MW, respectivamente, y el sistema de almacenamiento con baterías ion litio es de 4 MW/4 MWh . La aplicación de este sistema de almacenamiento es la regulación de frecuencia principalmente. Este sistema sirve a los dos mercados de regulación de frecuencia conocido como Reg A y Reg D , que es remunerado con base a la potencia total proporcionada así como la rápida y precisa respuesta. Sin almacenamiento de energía, Buck y Byllesby no podría participar en el mercado Reg D. En la tabla 4.5 se describen los principales retos y beneficios de este proyecto y en la figura 4.7 la foto del sistema híbrido.

Tabla 4.5: Retos y beneficios del proyecto híbrido de PJM [73].

Retos	Solución	Beneficios
Integrar el almacenamiento en planta de energía hidroeléctrica.	Dimensionamiento y gestión del sistema para permitir que las plantas utilicen su interconexión a la red.	Primer sistema híbrido de este tipo en proporcionar servicios auxiliares.
Participa en mercados de regulación de frecuencia de PJM.	Regulación de frecuencia mediante el control avanzado de una plataforma de gestión de la energía y optimización.	Mejora en la eficiencia operativa y confiabilidad del sistema.
Optimizar múltiples activos renovables para proporcionar regulación de respuesta rápida.	Optimización inteligente de un sistema híbrido durante su vida útil.	Participación en mercados de regulación de frecuencia Reg A y Reg D.



Figura 4.7: Proyecto híbrido con baterías en las plantas Bylesby y Buck PJM.

4.1.3. Francia

La capacidad instalada de Francia para 2019 fue de 134.892 MW [74] , de los cuales la fuente predominante es la nuclear, representada por un 46 % (61.370 MW). Otras fuentes representativas son la hidro con un 19 % (25.466 MW), y el viento con un 13 % (17.391 MW), gas con un 9 % (12.529 MW) y la solar con el 7 % (10.101 MW). Por último está el carbón, petróleo y bioenergías que en total suman el 6 % (8.035 MW), cada una con una participación del 2 %, como se observa en la figura 4.8.

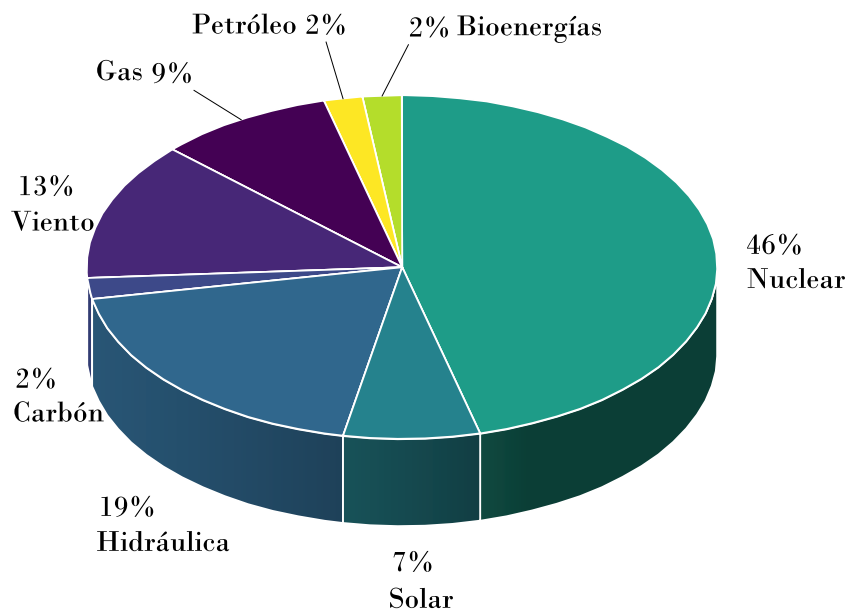


Figura 4.8: Capacidad instalada en Francia 2019.

Francia se ha marcado objetivos ambiciosos para cambiar su combinación energética. Uno de ellos es lograr la neutralidad del carbono en el 2050. Otro objetivo es reducir la participación de la energía nuclear en la generación de electricidad, la cual a pesar de que estas plantas son libres de emisiones de carbono, existen otros factores cruciales como la seguridad, aspectos sociales, ambientales, entre otros, que cuestionan la estrategia energética para los próximos años [75].

En la actualidad, el sistema eléctrico francés es abastecido principalmente por una base instalada de centrales eléctricas construidas principalmente durante la década de 1980. Por lo tanto, considerando que estas plantas llegarán pronto al final de su vida útil, su reemplazo plantea cambiar la estrategia y evaluar, desde un punto de vista técnico, económico y ambiental, nuevas alternativas energéticas. Dentro de los parámetros a tener en cuenta está la elección de la combinación de tecnologías acorde a los objetivos medioambientales marcados por la política energética climática, la reducción del consumo de electricidad, el costo de las diversas tecnologías, los requerimientos de confiabilidad y la seguridad en el suministro en un contexto donde la participación de las energías renovables trae consigo, por un lado la descarbonización de la matriz energética a precios cada vez más bajos, y a su vez los retos técnicos de la alta penetración de fuentes de generación renovables intermitentes conectadas al sistema eléctrico [76].

A nivel regulatorio, La Ley de Transición Energética establece objetivos para aumentar el porcentaje de renovables a 2030. Esta ley se refiere al almacenamiento de energía como un medio necesario para lograr los objetivos de la política ambiental. Las instalaciones de almacenamiento se definen en la Orden Ministerial del 7 de julio de 2016 como un conjunto de equipos de almacenamiento de electricidad estacionarios que permiten el almacenamiento de energía eléctrica y su reconversión, mientras están conectados a las redes eléctricas públicas. Dentro de las tecnologías de almacenamiento se destaca: bombeo, hidrógeno y baterías electroquímicas. En 2015, Francia tenía 5,82 GW de capacidad de almacenamiento operativo, de los cuales el almacenamiento por bombeo comprendía 5,81 GW. Sin embargo, el almacenamiento electroquímico está creciendo rápidamente, en particular con las baterías de iones de litio, que representan casi el 52 % de la capacidad de almacenamiento restante [77].

Cabe resaltar que Francia reconoce el potencial que tienen los sistemas de almacenamiento particularmente para las islas debido al desplazamiento de combustibles fósiles para estas zonas para abastecer la demanda energética [78]. Como es conocido, varias islas importan hasta el 85 % de sus necesidades energéticas del carbón procedente de otros países. Los planes para cambiar a recursos renovables como la energía solar y eólica pueden reducir los gastos

de los usuarios finales a largo plazo. Adicionalmente, las políticas industriales proteccionistas francesas ofrecen a las empresas de almacenamiento de origen francés un fácil acceso a los bancos de pruebas en alta mar, sin competencia de empresas externas. Córcega, Martinica, Guadalupe, La Reunión y Guyana Francesa anunciaron un colectivo de 153,25 MW de nuevos proyectos anunciados en 2018 por Guidehouse Insights Tracker.

En Francia como tal, a excepción del almacenamiento por bombeo, el almacenamiento de energía sigue siendo limitado, sin embargo el Regulador de Energía Francés, informó un potencial de entre 1 y 4 GW para 2030. El código energético francés se refiere al almacenamiento de energía solo tres veces: en primer lugar, el artículo L142-9-I crea un “Registro nacional de instalaciones de producción y almacenamiento de electricidad”; en segundo lugar, el artículo L315-1 establece que una planta individual puede incluir el almacenamiento para autoconsumo de electricidad; y tercero, el artículo L121-7 especifica que en áreas no interconectadas, los costos de las instalaciones de almacenamiento administradas por el operador de la red se compensan mediante la contribución de servicio público de electricidad [77] .

Una de las falencias de la regulación de Francia asociadas al almacenamiento de energía es que los operadores del sistema de transmisión y distribución consideran una instalación de almacenamiento independiente (que no comparte el mismo con la generación) de tres maneras: primero, como un consumidor que extrae electricidad de la red eléctrica; segundo; como productor cuando inyecta electricidad a la red eléctrica que genera una tarifa doble por acceder a la red. Tercero, el régimen de tarifas de alimentación para la producción de electricidad, favorece la inyección directa de electricidad a la red, en lugar de su almacenamiento.

A pesar de los problemas del marco legal, se han presentado iniciativas. Por ejemplo, Électricité de France, ha presentado un importante plan de almacenamiento eléctrico con el objetivo de convertirse en el líder europeo del sector en 2035. Por separado, el proyecto Grid Motion fue iniciativa del fabricante de automóviles Peugeot, Direct Energie y Enel para desarrollar vehículos conectados a la red, utilizando baterías de segunda vida de los vehículos eléctricos. Renault también plantó su proyecto Advanced Battery Storage, con el objetivo de construir una instalación de almacenamiento de baterías de 70 MW a partir de baterías usadas (segunda vida útil) para 2020.

Ahora bien, Francia percibe la dirección sobre el diseño del mercado de la electricidad como una oportunidad para definir un marco armonizado regulatorio adecuado que incentive y aumente el número de tecnologías de almacenamiento. En este sentido, Francia por ser parte de la Unión Europea recibe muchas ventajas en razón a que la dirección del diseño del mercado de la electricidad incluye medidas diseñadas para adaptar el marco de la política eléctrica

de la Unión Europea para la transición a la energía limpia, para mejorar la flexibilidad y permitir la participación de los consumidores en los mercados energéticos. En segundo lugar, la Unión Europea tiene como objetivo reducir las barreras al almacenamiento de energía y exige la contratación competitiva y no discriminatoria de servicios de balance y reglas justas en relación con el acceso a la red y la tarificación.

Otro gran beneficio de pertenecer a la Unión Europea, está en la definición del almacenamiento de energía, que abarca tanto la reconversión en electricidad como la conversión en otro portador de energía. Se trata de una definición más amplia que la propuesta en los mercados de algunos estados miembros, donde la definición solo prevé la reconversión a la electricidad. Así mismo, contar con la visión de la Unión Europea en cuanto a la mejora continua de los mercados regionales, y la adición de nuevos servicios al mercado eléctrico favorece al regulador Francés.

El reto para Francia se concentra en la adopción de las medidas de la Unión Europea. Por ejemplo, deberán autorizar a los operadores de la red de transmisión a poseer y explotar activos de almacenamiento en determinadas circunstancias para los servicios de almacenamiento ofrecidos por operadores de almacenamiento. Así mismo, Francia deberá adoptar las medidas de la Unión Europea para permitir a los consumidores cambiar su demanda, permitir el autoconsumo y el almacenamiento y permitir tarifas dinámicas por tiempo de uso. Lo mismo aplica para el rol de los agregadores y las comunidades energéticas. En cualquier caso, se espera que el despliegue de medidores inteligentes sea cada vez más importante para permitir la flexibilidad deseada.

Finalmente, de los grandes logros de la Unión Europea se destaca el Acuerdo No. 857832 de 2019, que propone el desarrollo de un marco integral para evaluar la flexibilidad y la provisión de servicios de soporte del sistema para futuros sistemas de energía híbridos que unen centrales hidroeléctricas y almacenamiento, desde aspectos técnicos, de servicios del sistema y mecanismos de mercado mediante siete proyectos piloto [79]. De este acuerdo surge el proyecto XFLEX-HYDRO y el piloto del híbrido: planta a filo de agua Vogelgrün y baterías ion litio, la cual genera 142 MW y está situada cerca de la frontera con Alemania a lo largo del río Rin. La planta cuenta con cuatro turbinas Kaplan y una de esas unidades se le incorporará un sistema de almacenamiento con baterías que permitirá una respuesta más rápida. Es decir, el servicio de Reserva de Contención de Frecuencia ya lo proporciona la planta con una respuesta muy lenta de 300 segundos, pero con el sistema de almacenamiento de energía con baterías, el suministro de Reserva de Contención de Frecuencia debe ser mucho más rápido aproximadamente de 30 segundos o incluso menos. En las figuras 4.9 y 4.10, se

observa el sistema de almacenamiento y montaje realizado en la planta Vogelgrün [80].



Figura 4.9: Almacenamiento de energía con baterías en la planta Vogelgrün [80].



Figura 4.10: Montaje del proyecto híbrido con baterías en la planta Vogelgrün [80].

4.1.4. Alemania

El Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía Solar presentó los datos sobre la generación neta de electricidad para el suministro público de energía del año 2020, que se basa en los datos disponibles en la plataforma Energy Charts [81]. En la figura 4.11 se observa que el 50.9 % corresponde a energía renovable y lo conforman recursos como el hidráulico, biomasa, viento y solar. Mientras que el 49.1 % corresponde a energía no renovable y lo conforma el carbón, petróleo, gas, nuclear y otras fuentes minoritarias como se observa en la figura 4.12. Revisando el comportamiento de la matriz energética desde el 2002 hasta marzo de 2021, es clara la transformación energética que ha enfrentado Alemania, la contribución de las energías renovables como la energía solar, eólica y biomasa y la tendencia a que su aporte sea mayor en los próximos años. Así mismo, la reducción de la generación no renovable es marcada, siendo menor su porcentaje de participación.

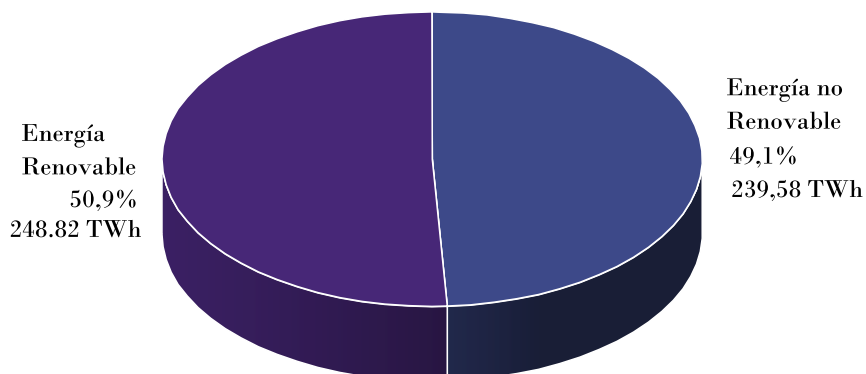


Figura 4.11: Generación renovable y no renovable en Alemania en 2020 [81].

Al igual que Francia, Alemania pertenece a la Unión Europea, que tiene como objetivo, una interconexión total de la región que represente el 15 % de la energía que se tranzan en los mercados eléctricos de Europa para 2030. A medida que avanza la transición energética del país, las estaciones de carbón se cerrarán a más tardar en 2038. Se espera que la capacidad de carbón en el mercado disminuya en otros 9 GW o más para fines de 2023 en virtud de la ley que promueve reducir y poner fin a la generación de energía a base de carbón. Estas son las mismas plantas de energía que hasta ahora han equilibrado de manera confiable todas las fluctuaciones de la red eléctrica.

En cuanto al almacenamiento de energía con baterías en Alemania, se cuentan con tres tipos de mercado: el primero se refiere a Sistemas de Almacenamiento Doméstico, el segundo a Sistemas de Almacenamiento Industrial y el tercero a Sistemas de Almacenamiento a Gran

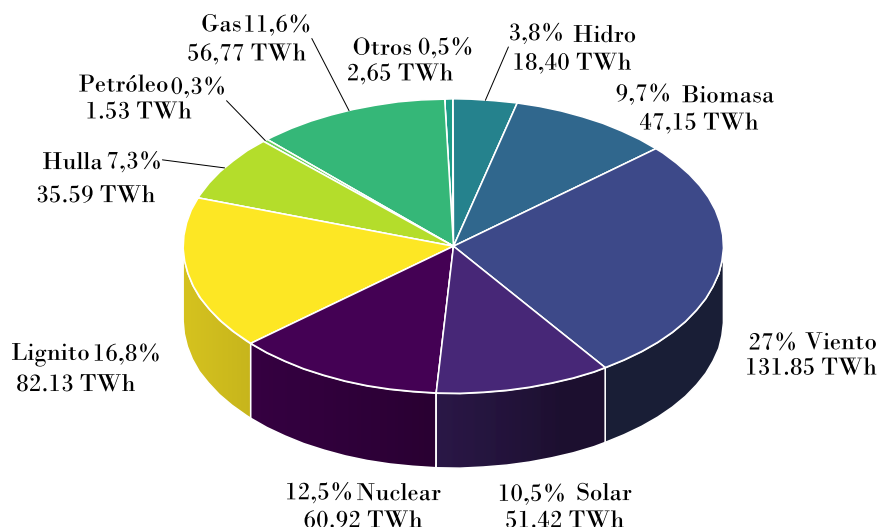


Figura 4.12: Matriz energética de Alemania en el 2020 [81].

Escala como se observa en la tabla 4.6 Para el primer mercado, se estima un total a 2019 de 185.000 HSS, con una potencia de 750 MW y capacidad de almacenamiento de 1.420 MWh. Los precios específicos del HSS medianos de iones de litio para 2019 estaban en 1.100 €/kWh [82].

Tabla 4.6: Criterio de la capacidad de la batería de acuerdo al tipo de sistema BESS [82].

Tipo de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías	Criterio: Capacidad batería
Sistemas de Almacenamiento Doméstico	$X \leq 30kWh$
Sistemas de Almacenamiento Industrial	$30kWh \leq X \leq 1MWh$
Sistemas de Almacenamiento a Gran Escala	$X \geq 1MWh$

En relación al mercado de sistemas de almacenamiento industrial, se estima que para 2019 se contaba con 700 Sistemas de Almacenamiento Industrial, con una potencia acumulada aproximada de 27 MW y capacidad de almacenamiento que supera los 57 MWh. Con respecto al mercado de Sistemas de Almacenamiento a Gran Escala, para 2019 sumaban un total de 68 en funcionamiento, con una potencia acumulada de 460 MW y una capacidad de unos 620 MWh [82]. Estos operan principalmente en el mercado de las reservas de energía activa disponibles para contener la frecuencia del sistema después de un desequilibrio en la red. Comparado los mercados, el mercado de Sistemas de Almacenamiento a Gran Escala es más diverso con tecnologías como las baterías de plomo-ácido y de alta temperatura, aunque las baterías de iones de litio también representan la mayor parte. Con un total de 460 MW de

almacenamiento con baterías en 2019, el mercado de Sistemas de Almacenamiento a Gran Escala se está acercando al volumen del mercado de Reserva de Contención de Frecuencia, que es su principal fuente de ingresos [82].

Los precios de la Reserva de Contención de Frecuencia, han estado disminuyendo en los últimos años a menos de 1,500 €/MW/semana en 2019 [83]. A principios de 2020, los precios bajaron hasta los 1.000 €/MW/ semana, lo que hace que el mercado sea cada vez menos atractivo para los nuevos participantes. En cuanto a los proyectos piloto, la Agencia Federal Alemana confirmó tres proyectos a gran escala, dos de ellos con 100 MW / 100 MWh (ubicaciones: Audorf / Süd y Ottenhofen) y uno de 250MW/250 MWh (ubicación: Kupferzell) que se espera que comiencen a operar en 2022. Estos sistemas impulsarán significativamente el mercado de Sistemas de Almacenamiento a Gran Escala. Es claro que el número de nuevos proyectos de Sistemas de Almacenamiento a Gran Escala para la Reserva de Contención de Frecuencia está directamente relacionado con los precios. Probablemente disminuirá, si los precios de la Reserva de Contención de Frecuencia continúan bajando [84],[85].

En cuanto a la instalación de almacenamiento de energía con baterías, es necesario obtener un permiso de construcción. El funcionamiento de una instalación de almacenamiento de energía se rige por regulación energética, más notablemente la Ley de la Industria Energética. Respecto a la electricidad extraída de la red para fines de su almacenamiento, la instalación de almacenamiento se considera un consumidor final. Cuando la energía almacenada en la instalación de almacenamiento se transforma en electricidad y alimenta a la red, el operador de almacenamiento asume el rol de productor de energía y debe cumplir con el marco regulatorio para los operadores de este tipo de instalaciones. Sin embargo, las instalaciones de almacenamiento que almacenan únicamente energía de fuentes de energía renovables se consideran instalaciones de energía renovables; estos gozan de un trato prioritario en materia de generación, transmisión y distribución [86].

En cuanto a los incentivos financieros para promover el almacenamiento de energía renovable, los operadores de instalaciones de almacenamiento encargados entre el período 2011 y 2026, están exentos de tarifas de acceso a la red durante 20 años si devuelven la electricidad almacenada a la misma red que fue tomada. Además, los operadores de instalaciones de almacenamiento de energía pueden acceder a una reducción del recargo por ser energía renovable. Para el 2030, Alemania prevé la exención de todos los cargos y gravámenes a las instalaciones de almacenamiento y promueve la investigación y proyectos de desarrollo de tecnologías de almacenamiento [87].

4.1.5. Australia

La capacidad instalada en Australia se clasifica de acuerdo con las siguientes regiones: Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, Sur de Australia y Tasmania. De las cuales, se profundizará en las regiones que han incorporado almacenamiento de energía con baterías. En Victoria existe una gran dependencia de combustibles fósiles que representa el 77 %, distribuidos así: el 59 % corresponde al carbón y el 18 % al gas. El 23 % restante a la capacidad instalada proviene de fuentes naturales como hidro en un 17 %, eólico en un 23 % y solar en un 6 %. En cuanto al Sur de Australia, la capacidad instalada por fuente, indica una participación de fuentes no renovables del 51 %, prevaleciendo el gas en un 46 % y el restante corresponde a fuentes renovables distribuidas así: eólico en un 39 %, solar en el 6 % y baterías corresponde al 4 %, como se observa en la figura 4.13 y en la tabla 4.7 [88].

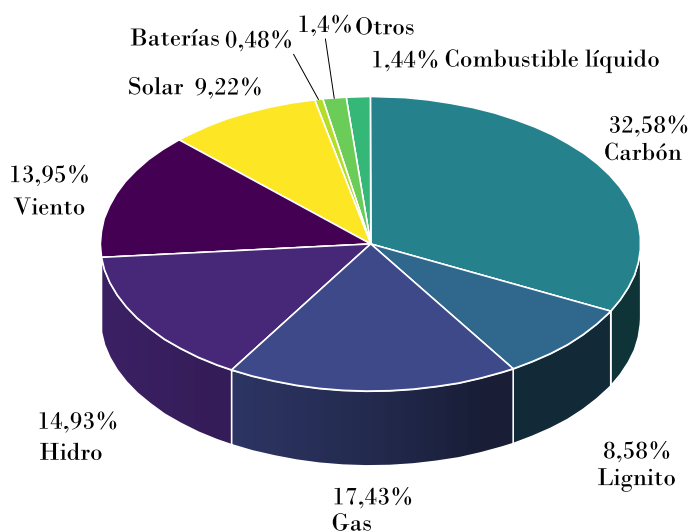


Figura 4.13: Capacidad instalada por fuente. Enero 2021 [88].

Tabla 4.7: Capacidad instalada por fuente de combustible en cada región Ene. 2021 [88].

Reg./Cap.(MW)	Carbón	Lignito	Gas	Hidro	Viento	Solar	Líqu.	Baterías	Otros
Queensland	7.848	-	2.835	736	192	1.772	421	-	468
Nueva Gales S.	9.897	-	1.828	2.966	1.621	2.028	128	-	218
Victoria	-	4.673	2.272	2.264	2.969	710	-	54	54
Sur Australia	-	-	2.400	-	2.054	322	238	205	14
Tasmania	-	-	158	2.163	578	-	-	-	-

La regulación (federal, estatal y local) es el principal impulsor para el crecimiento de las

energías renovables. En primer lugar, la ley de energías renovables de Australia aprobada en el 2000, fomenta mediante el objetivo de energía renovable, que representa la generación adicional de electricidad a partir de fuentes renovables para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico. El objetivo de energía renovable se compone de dos esquemas: energía renovable a gran escala y energía renovable a baja escala. El objetivo de energía renovable a gran escala incentiva la inversión en centrales eléctricas de energía renovable, como parques eólicos y granjas solares, o centrales hidroeléctricas, así mismo aumenta la demanda de certificados de generación a gran escala. Se puede crear certificados de generación a gran escala por cada megavatio hora de electricidad renovable elegible producida. Los certificados de generación a gran escala se pueden vender a entidades responsables (principalmente minoristas de electricidad) que compran y entregan los certificados de generación a gran escala al Regulador de Energía Limpia para demostrar su cumplimiento de los objetivos anuales del esquema. A su vez, los certificados de generación a gran escala, proporcionan a la central una fuente de ingresos adicional a la venta de la electricidad generada. El objetivo de energía renovable consistía en alcanzar el 23,5% de la energía total de Australia 33.000 GWh de energía renovable para 2020. Este objetivo lo alcanzaron en 2019 y ahora la meta se mantiene hasta 2030 [89].

Ahora bien, a medida que aumenta la capacidad instalada renovable, los mercados eléctricos de Australia también se transforman. El Regulador de energía Australiano, publicó en 2020 un documento de consulta en el que solicitaba comentarios sobre la solicitud de cambio cambios en la regulación para la integración de sistemas de almacenamiento de energía en el mercado nacional de electricidad Australiano. La solicitud busca que tanto las baterías a escala de la red, como las baterías más pequeñas participen en el Mercado Eléctrico Nacional Australiano, mediante nuevos modelos comerciales, con una combinación de tecnologías detrás del punto de conexión [90].

De las reformas relacionadas con el almacenamiento de energía, se destacan tres iniciativas. En primer lugar, los servicios esenciales del sistema, cuyas reformas consisten en la mejora en el control de frecuencia, la introducción a los mercados de servicios complementarios y la inclusión de la inercia en el mercado spot. En segundo lugar, la iniciativa del mecanismo del mercado de dos caras, en el que la oferta y la demanda participa y la reforma consiste en los mecanismos de respuesta a la demanda mayorista. En último lugar, está la iniciativa de valorar la flexibilidad y la reforma es la integración profunda de recursos energéticos distribuidos en el mercado eléctrico.

De manera similar, las reformas de mercado, planteadas desde el Consejo de Energía que

resume en las siguientes categorías: eliminar las barreras reglamentarias para el almacenamiento detrás del medidor; reconocer y recompensar el valor del almacenamiento detrás del medidor; y establecer estándares y proteger a los consumidores.

En términos de proyectos, en 2019 se incorporaron ocho nuevas granjas eólicas en Australia con una capacidad total de 837 MW y 27 granjas solares a gran escala con una capacidad total de 1.416 MW [89]. Además de los proyectos eólicos y solares, Australia tiene dos megaproyectos en las primeras etapas de desarrollo. El primero se conoce como Snowy 2.0 y el segundo como Batería de la Nación. Snowy 2.0 es una planta hidroeléctrica con bombeo de 2.000 MW, proyecto propuesto en Nueva Gales del Sur, que requiere la construcción de 27 km de túneles para conectar dos embalses existentes, así como una central eléctrica subterránea e instalaciones de bombeo [91]. El segundo proyecto, se conoce como la batería de la nación, es un proyecto entre Tasmania y Australia continental para permitir la exportación de excedentes de energía hidroeléctrica de Tasmania. También, se han discutido conceptos para proyectos que permiten la exportación de energía renovable desde Australia a zonas de Asia, aunque se encuentran en una etapa muy temprana [92].

De los proyectos con almacenamiento en plantas hidroeléctricas, se destaca el proyecto en desarrollo de la central hidroeléctrica Hume, ubicada en Australia, genera 58 MW de energía y durante los períodos de máxima demanda de electricidad su capacidad de despacho estaba restringida por las regulaciones de liberación de agua, es decir; que no se podía liberar más agua para generar electricidad y abastecer el mercado energético. Por lo tanto, instalaron un sistema de almacenamiento con baterías ion litio de 20 MW/40 MWh que permite cargarla en tiempos de baja demanda de energía, es decir; en medio de la noche o primeras horas de la mañana, almacenar la energía en la batería y luego entregarla al mercado durante los períodos de máxima demanda de electricidad [93, 94, 95]

4.1.6. Resumen casos de éxito

De los casos de éxito identificados tanto en el marco referencial como en el análisis comparativo, se concluye que los sistemas híbridos de planta a filo de agua y sistema de almacenamiento de energía con baterías, se han desarrollado en países como Estados Unidos, Chile, Australia, Francia y Reino Unido, debido a algunos aspectos esenciales. En primer lugar, la necesidad de modernizar las plantas hidroeléctricas, particularmente aquellas que por deterioro o antigüedad, no cumplen con los requisitos de regulación de frecuencia. En segundo lugar, una política sólida de integración de recursos energéticos, descarbonización, descentralización; ha permitido compromiso con los objetivos de descarbonización, así como la inclusión de nuevos proyectos híbridos a participar en el mercado eléctrico. En tercer lugar,

el interés por promover el desarrollo tecnológico y económico, ya que el almacenamiento con baterías, particularmente las de ion litio, han demostrado madurez tecnológica y hasta 14 aplicaciones, además de un alto nivel de comercialización. Cabe mencionar que la mayoría de los países donde se encontró un caso de éxito de este híbrido, fabrican la tecnología de almacenamiento con baterías; entonces el impulso del gobierno habilita la creación de empleos, producción de tecnologías, inversión, desarrollo de nuevos modelos de negocio, entre otros. aspectos positivos para la economía de cada país. Por último, se destaca el interés de estos países por actualizar la regulación energética, creando beneficios para las tecnologías de almacenamiento de energía, habilitando nuevos mercados eléctricos como el de servicios complementarios y flexibilidad. La tabla 4.8, resume las aplicaciones de los híbridos encontrados en los distintos países.

Tabla 4.8: Resumen aplicaciones del híbrido de estudio.

BESS+ filo de agua	Ubicación	Capacidad	S. Almacenamiento con baterías BESS	Aplicación
Byllesby y Buck	Virginia, USA	21,6 MW y 8,5 MW respectivamente	4 MW (ion litio)	Regulación de frecuencia. Participa en el mercado de PJM en Reg. A y Reg. D.
Alfalfal I	San José de Maipo, Chile	10 MW/50 MWh 3.894 baterías industriales de ion litio, montadas en 177 racks	10 MW/50 MWh Duración: 5h	Capacidad de potencia máxima + Servicios complementarios (regulación de frecuencia)
Hume	Australia	58 MW	20 MW	Desplazamiento de carga. Carga en períodos de baja demanda y descarga cuando la demanda es alta.
Vogelgrun	Francia	142 MW 4 unidades Kaplan 4x35 MW	200kwh	Hibridar la unidad de turbina con una batería de capacidad de energía adecuada y clasificación de convertidor de potencia, para mejorar la capacidad de proporcionar respuesta de frecuencia primaria.
Kirkthorpe y Thrybergh	Reino Unido	500kW y 260KW respectivamente	1,2 MW	Respuesta de frecuencia firme (FFR)
Microrred Cordova	Alaska		1 MW con 1 MWh	Reserva de giro regulación de frecuencia

Adicionalmente, los casos de éxito demuestran que este sistema híbrido de planta hidroeléctrica a filo de agua y sistema de almacenamiento de energía con baterías, puede proveer diferentes servicios y que el mercado donde se observa mayor potencial es el de servicios complementarios. La alternativa de microrredes también es una excelente opción para Colombia,

teniendo en cuenta el potencial hídrico y la posible combinación con otras fuentes renovables; como la solar fotovoltaica, especialmente porque generalmente cuando hay períodos de lluvias, la radiación solar es baja y cuando hay períodos con altos índices de radiación solar, se presentan sequías, entonces estos recursos se pueden complementar de forma eficiente. La tabla 4.9 resume los servicios complementarios que puede proveer un sistema híbrido constituido por planta a filo de agua y sistema de almacenamiento de energía con baterías, de acuerdo con el proyecto piloto de la planta Vogelgrün, desarrollado en Francia.

Tabla 4.9: Servicios complementarios que puede proveer la planta Vogelgrün [79].

	Servicios Complementarios									FS Kaplan
	Inercia síncrona	Inercia sintética	Rta. rápida de frecuencia (FPR)	Reserva operativa (FCR)	Reserva de restauración automática de frecuencia	Reserva de restauración manual de frecuencia	Reserva de reemplazo	Control de tensión	Arranque en negro	
Escala de tiempo	0 s	<500 ms	0,5-2 s	<30 s	30s-15min	>15 min	>15 min	<1s	N/A	
P. Filo de agua y BESS Vogelgrun	●	NA	NA	●	NA	NA	NA	●	●	
Terminología	Inercia		Control primario de frecuencia (FC)		Secundario (FC)	Terciario (FC)		Control de tensión	Sistema de reinicio	
Mercado	Contrato bilateral	-	-	FC coop.	-	-	-	Contrato bilateral	Contrato bilateral	

● Capaz de proveer el servicio ● Capaz, pero podría ser mejorado

4.2. Propuesta marco regulatorio para Colombia

Los escenarios de energía eléctrica en países como Estados Unidos (PJM), Francia y Alemania se caracterizan por la inversión en investigación, la tendencia a la incorporación de tecnologías de almacenamiento con baterías de forma acelerada, la transformación de sus mercados eléctricos, la participación en mercados regionales, como mecanismos para fortalecer el sector eléctrico. Además, estos países cuentan con políticas energéticas robustas que promueven incentivos y subsidios a favor de la fabricación de tecnologías e incorporación de almacenamiento para alcanzar mayor desarrollo económico y energético.

Por otro lado, están los países como Chile y Colombia, que aunque tienen gran potencial para explotar sus recursos naturales renovables, no fabrican baterías ni cuentan con el litio, materia prima para su elaboración. Tampoco tienen la experiencia tecnológica, ni el capital para invertir en proyectos híbridos que incluyan almacenamiento de energía a gran escala. Sus

mercados eléctricos son los tradicionales y las políticas energéticas pueden variar dependiendo del cambio de gobierno.

La tendencia de la transformación energética para países como Colombia, están directamente relacionados a los compromisos de descarbonización. La transformación energética y los sistemas de almacenamiento de energía particularmente con baterías, necesitarán de muchos actores con poder de decisión e inversión, interesados en la explotación rentable de fuentes renovables para garantizar la seguridad energética de los sistemas de energía centralizados, la transformación de sus mercados eléctricos y la contribución al medio ambiente.

Colombia podría acelerar la incorporación del almacenamiento de energía con baterías mediante la creación de una asociación de almacenamiento de energía, que le permita crear alianzas clave para conocer las alternativas de almacenamiento, desarrollar proyectos, ser el referente para el regulador Comisión de Regulación Energía y Gas y fomentar el almacenamiento de energía con baterías. Adicionalmente, se podría transformar la definición de almacenamiento, definir los requisitos para proyectos con baterías, transformar el mercado eléctrico de servicios complementarios, ampliar los mecanismos de participación para incluir a las baterías como prestadores de dichos servicios, entre otros aspectos que se discuten en los siguientes numerales.

4.2.1. Asociación de almacenamiento de energía

Para la incorporación del almacenamiento de energía en Colombia, se necesita cooperación entre las partes interesadas; para esto se plantea una Asociación de Almacenamiento de Energía que permita el despliegue de tecnologías de almacenamiento de energía. La asociación representará un grupo diverso de empresas que incluyen fabricantes, generadores, de energías renovables, instaladores, epecistas, empresas de pruebas y certificación, empresas de consultoría, desarrolladoras de software y tecnologías de la información, empresas de consultoría y patrocinadores, como se muestra en la figura 4.14.

La asociación de almacenamiento de energía en un principio se enfocará en las tecnologías de hidrógeno, baterías, supercapacitores y energía magnética. Los principales objetivos de la asociación son tres. Primero, eliminar las barreras a nivel de generación, transmisión, distribución y uso particular. El segundo objetivo es crear propuestas regulatorias para presentar ante el Ministerio de Minas, Unidad de Planeación Minero Energética y Comisión de Regulación de Energía y Gas. El tercer objetivo es el reconocimiento de mercados en los cuales el

almacenamiento pueda participar mediante proyectos. La visión de la asociación es promover el almacenamiento de energía mediante propuestas de carácter técnico, ambiental, regulatorio y de mercado eléctrico que faciliten los proyectos de almacenamiento en el país.

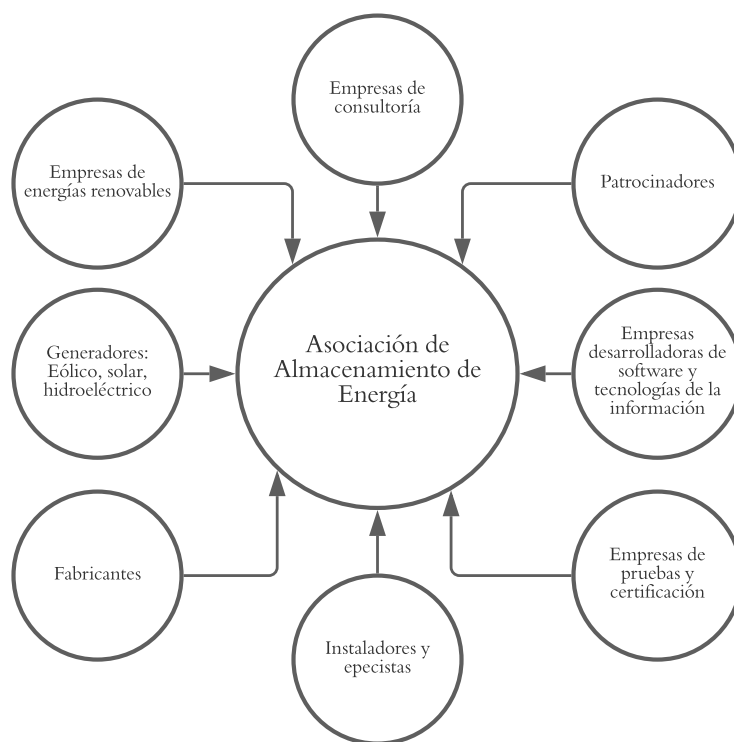


Figura 4.14: Participantes de la Asociación de almacenamiento de energía.

En relación a los miembros de la asociación de almacenamiento de energía, la propuesta de valor está en los comités: técnico, ambiental, regulatorio y de mercados eléctricos, en los que se trabajará para abrir mercados eléctricos justos y competitivos. También, los miembros se mantendrán informados acerca de las políticas regulatorias y los planteamientos de mejora elaborados por la asociación. Otro beneficio que los miembros disfrutarán es el desarrollo de eventos como seminarios web y reportes que permitan conocer más acerca de casos de éxito del almacenamiento, avances tecnológicos, y el avance de las estrategias planteadas en la asociación. Por último, la asociación servirá como plataforma comercial para que los inversionistas en proyectos de almacenamiento se contacten a través de la asociación. Cabe mencionar que durante la investigación de oportunidades de proyectos de almacenamiento, se encontró que las multas económicas por incumplimiento de requisitos técnicos para las plantas de generación de energía renovable, como por ejemplo la desviación en la regulación de frecuencia primaria, representa una oportunidad para el desarrollo de un proyecto de almacenamiento de energía, como ocurrió en la central térmica de Termozipa. Sin embargo,

esta información es de carácter confidencial y solo la planta en cuestión tiene acceso a esta información. Entonces, la asociación puede ser un escenario interesante para trasladar todas las inquietudes técnicas y de desarrollo de proyectos. La figura 4.15, muestra una posible estructura organizacional de la Asociación de Almacenamiento de Energía.

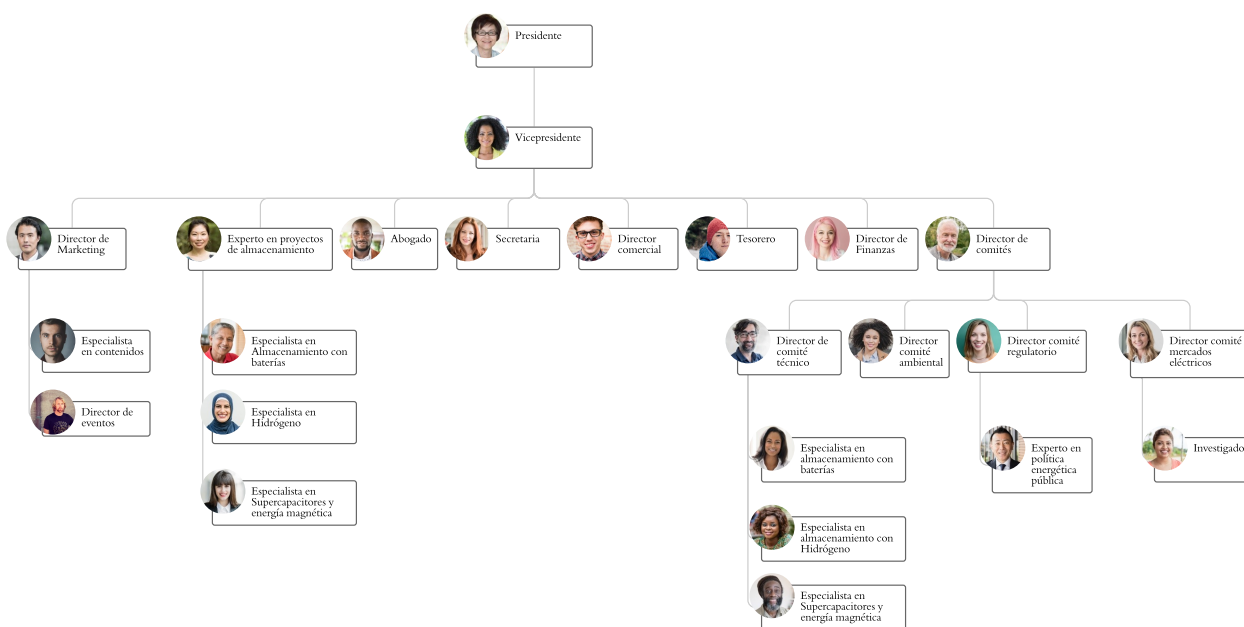


Figura 4.15: Estructura organizacional de la Asociación de Almacenamiento de Energía.

Otro actores que pueden ser incluidos gradualmente en la Asociación de Almacenamiento de Energía son las entidades internacionales como el Consejo Mundial de Energía, La Agencia Internacional de Energías Renovables, Agencia Internacional de la Energía, Banco Interamericano de Desarrollo y las Universidades con fin de promover investigación y divulgación de las temáticas abordadas en la asociación planteada.

4.2.2. Proyectos de almacenamiento con baterías

De los proyectos de almacenamiento con baterías se destacan cuatro oportunidades: Primero, el Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías y la planta a filo de agua despachada centralmente para servicios complementarios como la regulación primaria y secundaria de frecuencia, regulación de tensión y arranque en negro.

El segundo proyecto es la creación de microrredes en zonas no interconectadas. El proyecto de almacenamiento deberá combinar baterías y planta hidroeléctrica a filo de agua y la otra podrá combinar la fuente solar fotovoltaica, planta hidroeléctrica a filo de agua y baterías.

El tercer proyecto es el almacenamiento compartido a través del comercio de energía entre pares o más conocido como de igual a igual en microrredes con generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías. En este modelo, los clientes individuales podrán publicar órdenes de compra/venta e intercambiar información en un mercado de comercio de energía entre pares. También, el operador de la microrred puede validar los pedidos basándose en cómo lograr el consumo mínimo de energía total en las microrredes y establecer precios razonables de compra y venta en tiempo real para las transacciones de energía entre pares.

El cuarto proyecto se trata de baterías comunitarias, que permiten almacenar la energía solar de los hogares locales, proporcionando ahorros en las facturas y permitiendo más energía renovable en la red. Este proyecto se podrá ubicar en zonas donde se fomente la instalación de paneles solares fotovoltaicos en hogares. De esta manera, los consumidores aportarán la energía solar fotovoltaica y tendrán como beneficio los ahorros en su factura más un incentivo económico, cada vez que la batería provea servicios a la red, bajo un esquema de respuesta a la demanda comunitario.

4.2.3. Transformación de los mercados eléctricos

En Colombia, para participar en el mercado eléctrico, es obligatorio que las plantas de generación cumplan con la regulación primaria de frecuencia, este servicio no es remunerado. Ahora bien, el mercado debería permitir que la planta contrate la regulación primaria de frecuencia mediante el almacenamiento de energía con baterías como servicio. Esto permitiría mayor participación de las baterías en los proyectos de generación.

Adicionalmente, se plantea la creación del mercado de servicios complementarios donde el híbrido que incluye planta a filo de agua y almacenamiento de energía con baterías pueda participar en el mercado eléctrico, mediante el mecanismo de subasta de servicios complementarios ofertando los servicios como: regulación primaria de frecuencia, control de tensión, inercia síncrona y arranque en negro, en la que se remuneran los servicios. Fomentar la competencia a través de subastas de servicios complementarios, permitiría la contratación de tecnologías de almacenamiento a largo plazo, cubriendo la vida útil del proyecto de almacenamiento de energía, garantizando la estabilidad financiera que este tipo de proyectos; también permitiría mayor cantidad de oferentes en la subasta y de esta manera obtener los mejores precios.

La subasta de servicios complementarios estaría abierta a todas las tecnologías de almacenamiento de energía y el Ministerio de Minas y Energía, tendría el control del precio mínimo

y máximo que garantice eficiencia económica. La periodicidad de los servicios a subastar deberá ser estimada de acuerdo con el operador de la red. Para los servicios de regulación de frecuencia, se propone que sea diario, mientras que para los otros servicios la frecuencia dependerá de las proyecciones de servicios complementarios que requiera la red a medida que se incorporen en mayor proporción las energías renovables dentro de la matriz energética del país.

El escenario en el que las plantas que participan en el mercado eléctrico oferten no sólo energía sino servicios complementarios, es cada día más viable debido a tecnologías de almacenamiento particularmente con baterías que permiten atender en tiempos muy competitivos a las necesidades del mercado eléctrico que está en constante transformación.

4.2.4. Definición requisitos para proyectos de almacenamiento con baterías

Los proyectos de almacenamiento de energía con baterías deben cumplir con una licencia ambiental y técnica sin importar si es un proyecto detrás o en frente del medidor o si es de forma aislada.

Se debe especificar los requisitos para obtener la licencia ambiental. Para esto la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales debe estudiar las externalidades de proyectos híbridos con almacenamiento de energía con baterías y definir con las entidades competentes el proceso de licencia ambiental para modernización de plantas híbridas que añaden almacenamiento de energía con baterías y en segundo lugar para plantas nuevas. Se deben delimitar los derechos sobre la tierra adecuados para el proyecto, cuya naturaleza dependerá del tipo de proyecto de almacenamiento y de su vida útil. Para los derechos de tierras de tipo arrendamiento, los acuerdos de alquiler pueden influir en el uso del proyecto de almacenamiento. Algunos propietarios también pueden requerir que se incluyan protecciones específicas de tecnología. Este proceso debe tener una plataforma pública donde se pueda consultar en qué fase de aprobación se encuentra.

En cuanto a los requisitos técnicos, dentro de los más importantes a abordar se destacan: las normas internacionales que debe cumplir el sistema de almacenamiento (Underwriters Laboratories 9540, Asociación Nacional de Protección contra el Fuego 855, Underwriters Laboratories 9540A) mediante las respectivas Normas Técnicas Colombianas, las pruebas de los equipos (Comisión Electrotécnica Internacional 60086-1 y Comisión Electrotécnica Internacional 60086-2, Comisión Electrotécnica Internacional 61960, Comisión Electrotécnica

Internacional 61951-1, Comisión Electrotécnica Internacional 61951-2), la participación mínima de un sistema de almacenamiento, la competencia requerida para proponer un sistema de almacenamiento; es decir si solo los generadores podrían proponer un sistema de este tipo o si se permiten alianzas y bajo que criterios.

También, se debe determinar la conexión a la red. En este sentido será necesario considerar los acuerdos de conexión a la red con el operador de red pertinente en términos de: ubicación del proyecto en la red; requisitos de capacidad de conexión de importación y exportación.

Así como la operación y el mantenimiento es importante dejar claro las responsabilidades que trae este tipo de proyectos de almacenamiento, debido a que existen riesgos diferentes a los proyectos típicos. Es decir que se deberán establecer las garantías, seguros, circunstancias imprevisibles, derechos de incumplimiento. Adicionalmente, el desmantelamiento después de la vida útil del proyecto y el respectivo reciclaje de los componentes. Se sugiere especificar si se enviará a una planta de reciclaje o si es posible darle una segunda vida útil.

Finalmente, cabe mencionar que aunque ya están definidas las condiciones técnicas para la entrada en operación: pruebas, modelos, parámetros, esquema de supervisión y control, propuesta realizada por el Centro Nacional de Despacho y aprobado por Consejo Nacional de Operación mediante el acuerdo 1354 del 01 de octubre de 2020, aún no se ha realizado una evaluación de estas condiciones para los proyectos híbridos para determinar si aplican de la misma forma o si requieren modificaciones.

4.2.5. Apoyo del gobierno a los proyectos de almacenamiento de energía

El apoyo más esperado para los proyectos con riesgos financieros como el almacenamiento de energía es de carácter económico. Sin embargo, es poco probable que exista apoyo económico mediante créditos fiscales para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía, como ocurre en Estados Unidos. La economía Colombiana no cuenta con solidez económica para proveer este tipo de ayuda. Sin embargo, puede plantear una política de inclusión de almacenamiento de energía en un porcentaje de la matriz energética como lo ha realizado para las energías renovables.

Adicionalmente, puede crear una ley para la eliminar las barreras del almacenamiento de energía en el país, que permita la apertura de mercados eléctricos para que las baterías, junto con otras tecnologías puedan participar. También, puede complementar los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014 referentes a eficiencia energética para los proyectos de

almacenamiento de energía.

Otro aporte representativo que puede impulsar el gobierno consiste en incentivar los proyectos que planteen dos esquemas: energías renovables y almacenamiento de energía como servicio y el segundo energía renovable y almacenamiento de energía compartido en sus proyectos de ingeniería. El primer esquema consiste en proyectos híbridos que incluyan energía renovable y almacenamiento de energía como servicio. Este tipo de proyectos garantizan que la compañía con mayor capacidad financiera asuma la totalidad de la inversión y las plantas renovables, compartan los dividendos producto de ahorro energético o de nuevos ingresos. Esto garantiza que las plantas renovables logren conocer a nivel técnico y comercial el sistema de almacenamiento de energía con baterías en el tiempo, contar con el apoyo del personal calificado, quienes operarán el sistema, reducir riesgos financieros y recibir ingresos de forma confiable. Un ejemplo puede ser el de una planta que tenga inconvenientes en su regulación primaria de frecuencia y una compañía que provea el almacenamiento para ofrecer el servicio de regulación primaria de frecuencia. El segundo esquema es energía renovable y almacenamiento compartido, mediante almacenamiento comunitario. Un ejemplo de este esquema es el de sistemas solares fotovoltaicos y almacenamiento con baterías de litio, este esquema permiten almacenar la energía solar de los hogares locales, proporcionando ahorros en las facturas y permitiendo más energía renovable en la red.

Por último, se plantea una ley en la que se obligue a los comercializadores de energía a adquirir en un 2% certificados de almacenamiento de energía dentro de sus compras, esto con el fin de contribuir a los ingresos de proyectos de almacenamiento de energía.

4.2.6. Acuerdos, tarifas y remuneración

Para los proyectos de almacenamiento con baterías, es necesario generar acuerdos de suministro e importación de energía. Cada proyecto de almacenamiento necesitará los acuerdos comerciales adecuados establecidos para permitir el suministro de electricidad a las baterías dentro de la regulación. La estructura de dichos arreglos debe variar dependiendo si el proyecto es detrás, en frente de el medidor o aislado. También, se deben crear excepciones para el fenómeno del niño.

La regulación debe fijar la remuneración para cada uno de los servicios prestados por diferentes tipos de híbridos que incluyen almacenamiento de energía. Así mismo, incluir monetización de la venta posterior de la electricidad almacenada exportada al sistema para proporcionar una fuente de ingresos adicional al proyecto.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones

Las tecnologías de almacenamiento de energía se clasifican de acuerdo con las características: físicas, energéticas, temporales, de servicio y económicas. De todas las tecnologías exploradas en el estudio, las baterías de ion litio son las más compatibles para plantas a filo de agua debido a la madurez tecnológica, eficiencia mínima de 75 %, vida útil de 15 años, tiempo de almacenamiento (horas), proyección del costo para 2030 de 77 USD/kWh, disponibilidad del recurso y a las diversas aplicaciones que se pueden implementar en los proyectos.

De los proyectos híbridos investigados a nivel internacional, se identifica que son concebidos desde el origen, comunmente son proyectos con energías renovables (solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica a filo de agua) con baterías ion litio. La aplicación más común es la regulación primaria de frecuencia. Para Colombia puede existir un nicho de mercado para plantas a filo de agua despachadas centralmente que quieran renovarse o para proyectos nuevos.

El proyecto más interesante encontrado en el análisis comparado internacional fue el de XFLEX-HYDRO, debido a su presupuesto y a que surgió a partir de un acuerdo de la Unión Europea, en el que la unión de instituciones permitió desarrollar proyectos piloto, dentro de estos el del almacenamiento de energía con baterías y planta de filo de agua Vogelgrün. Dentro del planteamiento del proyecto está la regulación para el año 2030, lo que muestra trabajo en equipo de las partes interesadas por modernizar las plantas y fomentar el almacenamiento de energía.

Del análisis comparado internacional se identificó que la política de descarbonización y la regulación del almacenamiento han permitido acelerar la transformación energética. Las acciones clave han sido: proyectos piloto innovadores, cooperación de las partes interesadas, financiamiento y apoyo del gobierno y los esquemas de almacenamiento como servicio y

almacenamiento compartido.

El híbrido que incluye baterías y planta a filo de agua puede proporcionar servicios complementarios en el mercado actual Colombiano como regulación primaria de frecuencia. Adicionalmente, tiene gran potencial para ofrecer otros servicios complementarios como inercia, control de tensión e incluso arranque en negro. Para ello es necesario ampliar el mercado de servicios complementarios y crear el mecanismo de subastas de servicios complementarios, para que plantas a filo de agua despachadas centralmente puedan participar.

Para incorporar el almacenamiento de energía con baterías en plantas a filo de agua se planteó en el marco regulatorio validar si aplican las condiciones del acuerdo del Centro Nacional de Operaciones 1354 del 01 de octubre de 2020 para este proyecto híbrido. También, es necesario el diseño de tarifas de conexión y remuneración, así como el mecanismo de subasta de servicios complementarios. Otro aspecto clave es la creación de una Asociación de Almacenamiento de Energía, que una las partes interesadas para eliminar las barreras de la participación del almacenamiento en los mercados eléctricos.

Se propone en el marco regulatorio que el gobierno impulse el almacenamiento con baterías a través de leyes que permitan eliminar las barreras del almacenamiento de energía como incentivos tributarios para proyectos híbridos que incluyan energía renovable y almacenamiento de energía con baterías, particularmente bajo el esquema de almacenamiento como servicio y almacenamiento comunitario. Otra contribución del gobierno para acelerar la incorporación del almacenamiento en la matriz energética, está en la creación de una ley que obligue a los comercializadores a adquirir en un 2% certificados de almacenamiento de energía.

De las aplicaciones analizadas en el estudio, la aplicación de desplazamiento de carga con baterías se descarta en razón a que a fecha no existe una gran diferencia en cuanto a precios en hora punta y fuera de punta desde el punto de vista energético, provenientes de la generación hidroeléctrica. Por lo tanto, no hay incentivos para desarrollar aplicaciones con sistemas híbridos (centrales existentes y almacenamiento).

La creación de un mercado de almacenamiento de energía para América Latina no está dirigido para tecnologías con baterías. Los proyectos de inversión en infraestructura de transmisión regional son complejos y tienen dificultades de financiación, definición y construcción.

5.2. Aportes

Los aportes del presente trabajo se dividen en cuatro: Primero, la caracterización de las tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones. Segundo, el análisis de tecnologías y aplicaciones para seleccionar el híbrido que incluye planta hidroeléctrica a filo de agua y almacenamiento de energía con baterías. Tercero, el análisis internacional del contexto regulatorio de sistemas de almacenamiento y plantas hidroeléctricas a filo de agua. Cuarto, el marco referencial que presenta el contexto de las tecnologías de almacenamiento de energía a nivel mundial.

5.3. Publicaciones

El presente trabajo ha permitido la producción de dos artículos titulados: "Potential in applications of the Run-of-the-river and BESS hybrid in Colombia Regulatory and Market Challenges for Battery Energy Storage Systems Worldwide", de los cuales, el segundo participará en el evento "IEEE PES ISGT 2021 Latin America" que se llevará a cabo del 15-17 de septiembre de 2021 de manera virtual.

5.4. Trabajos futuros

Aunque se conoce el potencial de la respuesta a la demanda a nivel mundial, en Colombia se ha explorado este esquema solo para períodos de sequía o racionamiento. A nivel industrial, se han llevado a cabo bajo la campaña "apagar paga". Sin embargo, algunos de los participantes de este tipo de programas han incluido plantas diesel y a la vez, han obtenido el beneficio económico, aumentando sus emisiones de dióxido de carbono. Explorar mecanismos de respuesta a la demanda donde se apague pero no se deje de consumir energía, es decir; que la fuente de alimentación sean las baterías, sería un esquema más interesante para los usuarios. Se plantea el cuestionamiento de la participación de los proyectos híbridos para participar en programas de respuesta a la demanda a nivel residencial, industrial y de generación por el período de su vida útil con beneficios para los usuarios.

Las baterías hacen parte de las fuentes de energía de las microrredes. El estudio de aplicaciones de proyectos híbridos con baterías para microrredes en las zonas no interconectadas de Colombia, es de interés nacional. Actualmente el híbrido más común para las zonas no interconectadas es planta solar con plantas diesel de respaldo, para ello la IPSE envía semanalmente galones de combustible a estas zonas, combustible que no es utilizado solo para la energía

sino para el transporte. Por lo tanto, evaluar los posibles híbridos con almacenamiento para diseñar micredes en estas zonas sería de gran utilidad, especialmente si se consideran los beneficios ambientales y económicos que traerían estos proyectos para Colombia. El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas y la Unidad de Planeación Minero Energética, podrían contribuir con la información necesaria para el desarrollo del estudio.

Uno de los aspectos relevantes para implementar sistemas de almacenamiento con baterías son las tarifas y remuneración asociadas, en razón a que son diversas las aplicaciones así como los híbridos que las contienen. Puede ser de interés el diseño tarifario de conexión a la red para proyectos híbridos con baterías. También, el esquema de remuneración de los proyectos de almacenamiento con baterías en frente del medidor.

Así como las baterías, existen tecnologías de almacenamiento muy competitivas que podrían generar soluciones al mercado Colombiano. Se plantea la posibilidad de desarrollar un estudio para encontrar los proyectos híbridos con hidrógeno para el sector eléctrico.

Una de las tendencias internacionales son los mercados entre pares. Las aplicaciones de transacciones peer to peer con baterías ion litio son de gran interés nacional. El análisis de los mercados entre pares con baterías ion litio a nivel residencial y comercial materializado en una plataforma virtual gratuita, podría contribuir al desarrollo de proyectos con almacenamiento.

A partir del estudio, se conoció la proyección de la expansión de energías renovables y las necesidades para un período posterior, identificando rampas significativas. En Colombia, aún no se han encontrado los estudios a 2030 identificando los nuevos servicios complementarios y de flexibilidad que requerirá el sistema eléctrico en especial a medida que saldrán del mercado las plantas térmicas. Por lo tanto, puede ser de interés nacional, evaluar los escenarios con penetración de híbridos y su impacto en la red: operación, seguridad y economía.

Referencias

- [1] IRENA, “Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050,” tech. rep., Abu Dhabi, 2018.
- [2] M. L. Di Silvestre, S. Favuzza, E. Riva Sanseverino, and G. Zizzo, “How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 483–498, oct 2018.
- [3] Electric Power Research Institute (EPRI), “Activation of Distributed Energy Resources in the Energy Market,” tech. rep., EPRI, Palo Alto, California, 2019.
- [4] C. o. E. E. Regulators, “CEER’s 3D Strategy (2019-2021): Digitalisation, Decarbonisation, Dynamic regulation: CEER’s 3D Strategy to foster European energy markets and empower consumers.,” tech. rep., Council of European Energy Regulators, Brussels, Belgium, 2019.
- [5] International Energy Agency, “Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources, International Renewable Energy Agency,” tech. rep., IRENA, Abu Dhabi., 2019.
- [6] International Renewable Energy Agency, “Electricity Storage Valuation Framework,” tech. rep., IRENA, Abu Dhabi, 2020.
- [7] Comisión de Regulación Gas y Energía, “CREG 078: Análisis de las restricciones en el SIN,” 2012.
- [8] Comisión de Regulación Gas y Energía, “CREG 080: Asignación de la reserva de regulación (AGC),” 2012.
- [9] El Congreso de la República, “Ley 1715,” 2014.
- [10] Unidad de Planeación Minero Energética, “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029,” tech. rep., Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá, 2015.

- [11] Comisión de Regulación Gas y Energía, “Resolución No. 127 de 2018,” 2018.
- [12] Comisión de Regulación Gas y Energía, “Resolución 098 de 2019,” 2019.
- [13] Banco Interamericano de Desarrollo; and Banco Mundial, “Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica, hoja de ruta para la energía del futuro. Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico,” tech. rep., Bogotá, 2020.
- [14] Banco Interamericano de Desarrollo; Banco Mundial, “Misión de la transformación energética y modernización de la industria eléctrica, hoja de ruta para la energía del futuro. Foco 3- Descentralización y digitalización de la industria y gestión eficiente de la demanda,” tech. rep., Bogotá, Colombia, 2020.
- [15] Ministerio de Minas y Energía, “Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro. Foco 5- Revisión del marco institucional y regulatorio,” tech. rep., Bogotá, Colombia, 2020.
- [16] Comisión de Regulación Gas y Energía, “CREG 86,” 1996.
- [17] PARATEC, “Reporte plantas menores,” 2020.
- [18] EPM, “Plan de Expansión de infraestructura para los negocios de transmisión y distribución de energía 2019-2037,” tech. rep., Medellín, Colombia., 2019.
- [19] Bloomberg New Energy Finance, “New Energy Outlook 2019 (NEO),” 2019.
- [20] International Renewable Energy Agency, “Innovation landscape brief: Utility-scale batteries,” tech. rep., Abu Dhabi, 2019.
- [21] X. Li, K. J. Chalvatzis, P. Stephanides, C. Papapostolou, E. Kondyli, K. Kaldellis, and D. Zafirakis, “Bringing innovation to market: business models for battery storage,” *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 327–332, 2019.
- [22] World Energy Council, “Five Steps to Energy Storage: Innovation Insights Brief 2020,” tech. rep., London, 2020.
- [23] Unidad de Planeación Minero Energética, “Convocatoria Pública UPME 01-2020: Proyecto de BATERIAS – BESS en Atlántico,” 2020.
- [24] Enel, “Enel-Emgesa inaugura el primer sistema de baterías de almacenamiento de energía de Colombia,” 2021.

- [25] International Energy Agency, “Battery Storage for Renewables: Market Status And Technology Outlook,” tech. rep., Bonn, Germany, 2015.
- [26] AIG Energy Industry Group, “Lithium-ion Battery Energy Storage Systems The risks and how to manage them,” tech. rep., AIG Energy Industry Group, 2017.
- [27] D. Akinyele, Y. Belikov, and Y. Levron, “Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems,” *Energies*, vol. 10, pp. 1–40, 2017.
- [28] I. Kolosok, E. Korkina, and V. Kurbatsky, “Effect of Energy Storages on Flexibility and Cyber Resilience of Electric Networks,” in *International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems (FREPS 2019)*, pp. 1–6, 2019.
- [29] C. Cheng, A. Blakers, and M. Stocks, “Pumped hydro energy storage and 100 % renewable electricity for East Asia,” *Global Energy Interconnection*, vol. 2, no. 5, pp. 386–392, 2019.
- [30] China Energy Storage Alliance (CNESA), “Global Energy Storage Market Analysis – 2019.Q2,” tech. rep., China Energy Storage Alliance (CNESA), Beijing, 2019.
- [31] IHS Markit, “Battery Storage Opportunities for Emerging Markets,” in *Opportunities for battery energy storage in emerging markets*, pp. 1–9, 2020.
- [32] A. Romero, “Desafíos regulatorios y los mercados eléctricos del futuro,” in *Los mercados eléctricos del futuro y su regulación*, pp. 1–15, 2020.
- [33] World Energy Council, “Energy Storage Monitor Latest trends in energy storage,” tech. rep., World Energy Council, London, 2019.
- [34] G. Castagneto, P. E. Dodds, and J. Radcliffe, “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 781–790, 2018.
- [35] IRENA Electricity Storage and Renewables, “Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability,” tech. rep., Abu Dhabi, 2020.
- [36] (EASAC) European Academies Science Advisory Council, “Valuing dedicated storage in electricity grids,” tech. rep., (EASAC) European Academies Science Advisory Council, Halle (Saale), 2017.
- [37] International Renewable Energy Agency, *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050*. 2020.

- [38] International Renewable Energy Agency, “Electricity Storage and renewables: Cost and markets to 2030.,” tech. rep., Abu Dhabi, 2017.
- [39] I. Sterner, Michael ; Stadler, ed., *Handbook of Energy Storage Michael Sterner · Ingo Stadler Editors Demand, Technologies, Integration*. Berlin, Germany: Springer, 2019 ed., 2019.
- [40] I. Sterner, Michael ; Stadler, ed., *Handbook of Energy Storage :Demand, Technologies, Integration*. Berlin, Germany: Springer Berlin Heidelberg, 2nd ed., 2019.
- [41] M. J. Quirós, Jairo; Rojas, José David; Arrieta, Orlando; Parajeles, *Estudio sobre Viabilidad de Opciones para Almacenamiento de Energía*. PhD thesis, Universidad de Costa Rica, 2018.
- [42] J. Gustavsson, *Energy Storage Technology Comparison*. PhD thesis, KTH Royal Institute of Technology, 2016.
- [43] L. Dalton, *Energy Storage: Legal and Regulatory Challenges and Opportunities*. Globe Law And Business, 2019.
- [44] E. C. Pérez Lobo, *Estudio de los Supercondensadores y su Viabilidad como Sistema de Almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas*. PhD thesis, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2016.
- [45] A. Mendez, Erik; Arrobo, Estalin; Morocho, “Supercapacitores como aporte al desarrollo energético eléctrico, análisis comparativo mediante herramientas computacionales de simulación aplicadas,” *Espacios*, vol. 41, no. 14, pp. 2–5, 2020.
- [46] Renewable Australian Energy Agency, “Battery of the Nation Tasmanian pumped hydro in Australia’s future electricity market. Concept Study Knowledge sharing report,” tech. rep., Hydro Tasmania, 2018.
- [47] X. L. J. W. . D. M. C. Jonathan, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, p. 5, 2014.
- [48] Asian Development Bank, “Handbook on Battery Energy Storage System,” tech. rep., Asian Development Bank, Metro Manila, Philippines, 2018.
- [49] International Energy Agency, “Renewables 2018,” 2018.
- [50] World Energy Council, “World Energy Issues Monitor 2020,” tech. rep., London, 2020.

- [51] Sociedad Antioqueña de Ingenieros y Arquitectos, “V Seminario de Centrales Hidroeléctricas,” in *V Seminario de Centrales Hidroeléctricas*, (Medellin, Colombia.), 2020.
- [52] Comisión de Regulación Gas y Energía, “Resolución No. 072 de 2019,” 2019.
- [53] Comisión de Regulación Gas y Energía, “Resolución 038 de 2014,” 2014.
- [54] Comisión de Regulación Gas y Energía, “Resolución No. 60 de 2019,” 2019.
- [55] F. Moreno Haya, *Estudio numerico de los fenomenos transitorios aplicados a una central hidraulica de bombeo puro : Proyecto Fin de Carrera*. 2012.
- [56] I. Sterner, Michael; Stadler, *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 1st ed., 2019.
- [57] G. Vasquez, “Almacenamiento con baterías para el Mercado electrico Chileno.,” in *XI Jornadas Técnicas ABB en Chile*, (Santiago, Chile), p. 15, 2019.
- [58] A. Burguer, “KEPCO Installs World’s Largest Frequency Regulation BESS,” 2018.
- [59] Li-ion Tamer, “Advancements in Energy Storage Safety through Smarter Sensing,” in *Energy Storage Latin America*, pp. 5–7, 2020.
- [60] A. J. Barrague, Pablo; Sondhi, Achal; Wolfschmidt, Holger; Daou Pulido, “Virtual dams: Harvesting the output of hydropower with dispatchability constraints,” tech. rep., Fluence Corporation, 2020.
- [61] J. Hell, “Bereitstellung von Primärregelreserve mit einem. Hybridsystem bestehend aus einem Batteriespeicher und einem Laufkraftwerk.,” in *16 Symposium Energie innovation*, (Graz), p. 9, 2019.
- [62] ACERA, “Estadísticas Capacidad Instalada Chile,” 2021.
- [63] Comisión Nacional de Energía de Chile., “Norma Técnica de Servicios Complementarios,” 2019.
- [64] Statkraft, “Coordinador Eléctrico suspende subastas de servicios complementarios,” 2020.
- [65] Congreso Nacional de Chile, “Ley 20257,” 2008.
- [66] Congreso Nacional de Chile, “Ley 20698,” 2013.
- [67] Congreso Nacional de Chile, “Resolución 786,” 2019.

- [68] PJM Interconnection, “Overview of PJM: Looking Back to Look Forward,” in *PJM Overview*, pp. 4–32, 2018.
- [69] PJM Interconection, “Markets Report,” in *Energy Market LMP Summary*, pp. 30–45, 2020.
- [70] PJM Interconnection, “PJM Response To Emissions of Greenhouse Gases Regulation,” 2019.
- [71] PJM Interconnection, “Energy Storage 841 Requirements,” in *FERC Order 841 Directives Energy Storage Participation Model*, pp. 1–8, 2019.
- [72] PJM Interconnection, “Energy Storage Deployment in PJM,” pp. 1–14, 2019.
- [73] Wärtsilä, “Something Old, Something New America Electric Power,” 2020.
- [74] International Energy Agency, “France Data and statistics,” 2019.
- [75] ADEME, “Evolution trajectories French Electricity Mix 2020-2060,” tech. rep., 2018.
- [76] REN21, “Renewables 2020 Global Status Report,” tech. rep., 2020.
- [77] Norton Rose Fulbright, “Regulatory progress for energy storage in Europe,” 2020.
- [78] A. Colthorpe, “France’s island territories get solar-plus-storage at average price below €100/MWh in latest auction,” 2021.
- [79] European Union’s Horizon, “D2.1 Flexibility, technologies and scenarios for hydro power,” tech. rep., 2020.
- [80] European Union, “Report Summary: Flexibility, Technologies and Scenarios for Hydro-power,” tech. rep., 2020.
- [81] Energy Charts, “Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland in 2021,” 2021.
- [82] J. Figgener, P. Stenzel, K.-P. Kairies, J. Linßen, D. Haberschusz, O. Wessels, G. Angenendt, M. Robinius, D. Stolten, and D. U. Sauer, “The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101153, 2020.
- [83] N. El Chami, “Europe’s energy storage transformation,” tech. rep., 2020.
- [84] EnAppSys Energy Insight, “FCR Auction Results 1 July 2020,” 2020.

- [85] B. Ernst, “Ancillary Services Market Organization in Germany,” pp. 1–24, 2017.
- [86] CMS Legal Services EEIG/EWIV, “Energy Storage Regulation in Germany,” 2018.
- [87] G. G. L. Group, “International Comparative Legal Guides Renewable Energy 2021,” tech. rep., London, 2021.
- [88] Australian Energy Regulator, “Registered capacity by fuel source - regions,” 2021.
- [89] Australian Energy Regulator, “AER wholesale electricity market performance report 2020,” tech. rep., 2020.
- [90] Australian Energy Regulator, “Consultation Paper—Integrating Energy Storage Systems into the NEM,” 2020.
- [91] Marsden Jacob Associates, “NEM outlook and Snowy 2.0,” tech. rep., Melbourne, 2018.
- [92] Hydro Tasmania, “Becoming the renewable energy Battery of the Nation,” 2020.
- [93] Meridian Energy Australia, “Planning for renewable energy in your area: Hume Hydro and Battery Power,” tech. rep., 2020.
- [94] Meridian Energy Australia, “Hume Hydro and Battery Power FAQs,” tech. rep., 2020.
- [95] Meridian Energy Australia, “Hume Battery Energy Storage System Project,” tech. rep., Meridian Energy Australia, 2020.

