



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE DISTINTOS TIPOS DE
TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y POSIBLES
APLICACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

BELÉN DE DIOS MUÑOZ ZURITA

PROFESOR GUÍA:
ALEX ALEGRÍA MEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
PABLO SANDOVAL BAZAES

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: BELÉN DE DIOS MUÑOZ ZURITA
FECHA: 2020
PROFESOR GUÍA: ALEX ALEGRÍA MEZA

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE DISTINTOS TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y POSIBLES APLICACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La creciente integración de tecnologías renovables en la matriz energética nacional obedece a una tendencia mundial sustentada fuertemente por la reducción de sus costos, lo cual sumado a políticas gubernamentales para descarbonizar el suministro energético, como Chile 2050, aseguran que tanto los beneficios como los desafíos de estas tecnologías cobran gran importancia en el presente y en el futuro.

Las unidades de almacenamiento energético constituyen una solución versátil para la amplia variedad de necesidades que tienen y que proyectan las matrices energéticas, en particular se ha observado una tendencia a la baja en sus costos y un aumento en su participación a nivel global, de modo que sus aplicaciones constituyen un complementado indiscutible para la transformación tecnológica de la matriz.

El objetivo principal de este trabajo es la elaboración de metodologías computacionales capaces de identificar aquellas decisiones de inversión en almacenamiento que resulten de mayor interés para el sistema eléctrico nacional. La relevancia de esta memoria radica en la perspectiva innovadora con la que se afrontan tanto las tecnologías de almacenamiento como sus aplicaciones en el caso chileno.

Las metodologías desarrolladas en esta memoria se centran en el estudio de la integración renovable, el arbitraje de energía, la descongestión de líneas y la postergación de activos de transmisión como aplicaciones potenciales de las tecnologías de almacenamiento. Definiendo casos de estudio representativos, que ofrezcan una aproximación concluyente de estas iniciativas.

A partir de los resultados obtenidos y teniendo en cuenta la investigación realizada, es posible afirmar que en virtud de la reducción de costos esperada para las baterías de ion litio, estas llegarían a ser competitivas para aplicaciones de arbitraje, descongestión de líneas y postergación de activos de transmisión, mientras que la tecnología ACAES es una excelente oportunidad para fomentar la integración masiva de fuentes renovables, y en casos específicos resultaría competitiva para arbitraje de gran escala.

La reflexión última asociada a este estudio, es que un aumento en la remuneración de los aportes entregados por las unidades de almacenamiento a la red, en conjunto con un reconocimiento de los múltiples beneficios sistémicos prestados por estas tecnologías; como la potencia de suficiencia y flexibilidad sistémica, representan medidas cruciales para marcar una diferencia real en el futuro energético y ambiental del país y el mundo.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivos generales	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcances	3
1.4. Estructura de la memoria	4
2. Marco Teórico	5
2.1. Sistemas de almacenamiento de energía	5
2.1.1. Modelamiento matemático de un ESS	7
2.1.2. Tipos de tecnología de almacenamiento	7
2.1.3. Aplicaciones de ESS en un SEP	17
2.1.4. Desempeño de tecnologías según aplicaciones	30
3. Metodología	31
3.1. Central con capacidad de almacenamiento	31
3.1.1. Bloque 1:	32
3.1.2. Bloque 2:	34
3.1.3. Bloque 3:	35
3.2. Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión	36
3.2.1. Bloque 1:	36
3.2.2. Bloque 2:	36
3.2.3. Bloque 3:	37
3.3. Almacenamiento para arbitraje	38
3.3.1. Bloque 1:	38
3.3.2. Bloque 2:	38
3.3.3. Bloque 3:	39
4. Casos de estudio	40
4.1. Central con capacidad de almacenamiento	40
4.2. Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión	42
4.3. Almacenamiento para arbitraje	44
5. Resultados y análisis	45
5.1. Central con capacidad de almacenamiento	45
5.2. Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión	51

5.3. Almacenamiento para arbitraje	53
6. Conclusión	56
Bibliografía	58

Índice de Ilustraciones

1.1. Tendencia de costos para sistemas fotovoltaicos	2
1.2. Tendencias mundiales para el desarrollo de ESS, crecimiento global anual y participación de los diferentes países en 2018	2
2.1. Clasificación de los ESS	5
2.2. Promotores de la reducción de costos para los ESS	6
2.3. Reducción de costos para los ESS	7
2.4. Participación de las diferentes tecnologías de almacenamiento a escala global	8
2.5. Elementos básicos de una celda electroquímica	8
2.6. Degradación de baterías ion litio en virtud del SoC y DoD de la operación	9
2.7. Esquema de funcionamiento baterías de flujo redox	11
2.8. Esquema de funcionamiento para CAES tradicional y ACAES	12
2.9. Esquema de Bombeo hidráulico en matriz renovable	13
2.10. Desempeño de los volantes de inercia	14
2.11. Focos de participación de ESS en el SEP Chileno	17
2.12. Aplicaciones del almacenamiento en los diferentes segmentos del mercado eléctrico	18
2.13. Cadena de reservas que participan del control de frecuencia	19
2.14. Lógica de remuneración del control primario de frecuencia	20
2.15. Lógica de remuneración del control secundario de frecuencia	21
2.16. Formas de arbitraje en sistemas de potencia	22
2.17. Diferencias operativas entre Sistema de almacenamiento y Central con capacidad de almacenamiento	23
2.18. Metodología general para el cálculo de potencia de suficiencia	24
2.19. Ampliación virtual de línea por instalación de ESS	27
2.20. Desempeño de tecnologías de almacenamiento de energía	30
3.1. Bloques metodológicos central con capacidad de almacenamiento	31
3.2. Gestión del recurso energético en lógica autárquica	32
3.3. Variables binarias para dimensionamiento PV-ESS	33
3.4. Bloques metodológicos para postergación en inversión de activos	36
3.5. Bloques metodológicos para arbitraje	38
4.1. Factores de planta solar para diferentes temporadas	40
4.2. Perfil solar de días representativos	41
4.3. Perfil solar anual con resolución horaria	41
4.4. Primer caso de estudio para uso de ESS en líneas de transmisión	42

4.5.	Segundo caso de estudio para uso de ESS en líneas de transmisión	43
4.6.	Variación promedio de costos marginales en escenario base	44
5.1.	Operación representativa anual del ciclo diario del almacenamiento de generación solar	46
5.2.	Operación anual promedio de central con almacenamiento, considerando transacciones con el spot para abastecer 100 [MW]	46
5.3.	Distribución del recurso para abastecimiento	47
5.4.	Tendencias del CAPEX total para diferentes configuraciones PV-ESS según año de inversión	47
5.5.	Tendencias del LCOE y del mínimo PPA para diferentes configuraciones PV-ESS	48
5.6.	Tendencias del costo promedio de venta al spot para la configuración de invierno	49
5.7.	Tipos de congestiones consecutivas experimentadas en redes	51
5.8.	Variación de costos marginales para un día representativo de cada año	53
5.9.	Reducción en costos totales de generación por efecto del arbitraje	54
5.10.	Tendencias de costos y VAN para los diferentes escenarios	55
6.1.	Resumen	58

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo describe los lineamientos que enmarcan el trabajo a realizar, bajo esta lógica es que se indica en primer lugar la motivación de la memoria, posteriormente se identifican los objetivos tanto generales como específicos para dar paso a los alcances, concluyendo esta sección con la presentación de la estructura que rige el desarrollo de este documento.

1.1. Motivación

En la actualidad, el escenario ambiental ha conducido a un cuestionamiento generalizado del uso de recursos naturales y la producción de desechos. En este contexto, las autoridades a escala mundial han optado por reducir sustancialmente la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y redirigir el crecimiento hacia un enfoque sostenible [1].

Chile por su parte, sigue la tendencia internacional definiendo un plan de descarbonización del suministro energético, iniciando la transición energética y tecnológica con un aumento sistemático de energías de generación variable (EGV) en la matriz energética, fijando como meta una penetración del 70 % al 2050 [2].

En la actualidad existen propulsores en el mercado para favorecer la inversión renovable; un ejemplo de esto es la significativa reducción de costos en dichas tecnologías, basta con observar la proyección de costos de instalación para sistemas fotovoltaicos expuesto en la figura 1.1[1], con lo que es posible afirmar que la entrada masiva de sistemas renovables va a ir en aumento y es responsabilidad de la autoridad velar por su correcta integración a la red.

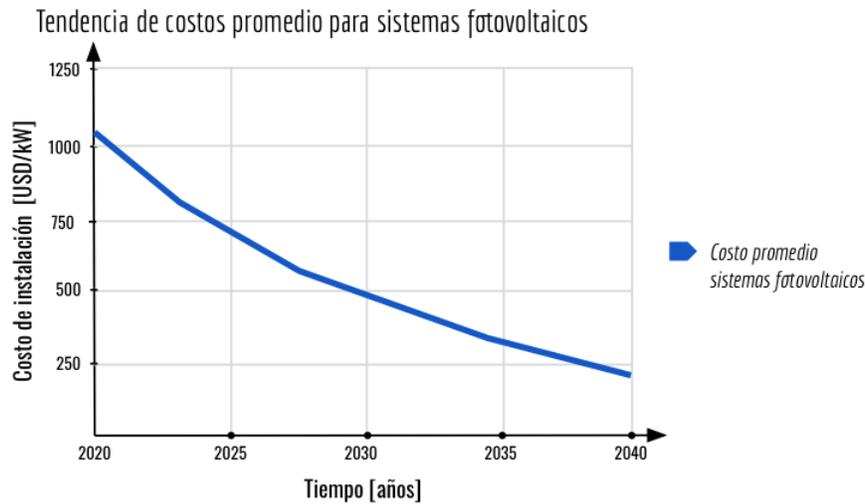


Figura 1.1: Tendencia de costos para sistemas fotovoltaicos

El despliegue confiable de una matriz con alta participación de EGV, conlleva desafíos operativos y sistémicos para la elaboración de portafolios tecnológicos capaces de proporcionar flexibilidad y seguridad al sistema, y es aquí donde los servicios que pueden ser prestados por los sistemas de almacenamientos generan expectativas, dado que compensan la alta variabilidad al trasladar temporalmente el recurso energético [3].

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés), han cobrado relevancia en el último tiempo como una tecnología que reduce sus costos y aumenta sus volúmenes de inversión; basta con notar la tendencia mundial de este mercado, durante 2018 duplicó su crecimiento en relación con 2017, proyectando un comportamiento similar para 2019 [4], este crecimiento es potenciado internacionalmente por aquellos países que han aumentado sus inversiones, como se puede ver en la figura 1.2.

Tendencias mundiales para el desarrollo de almacenamiento

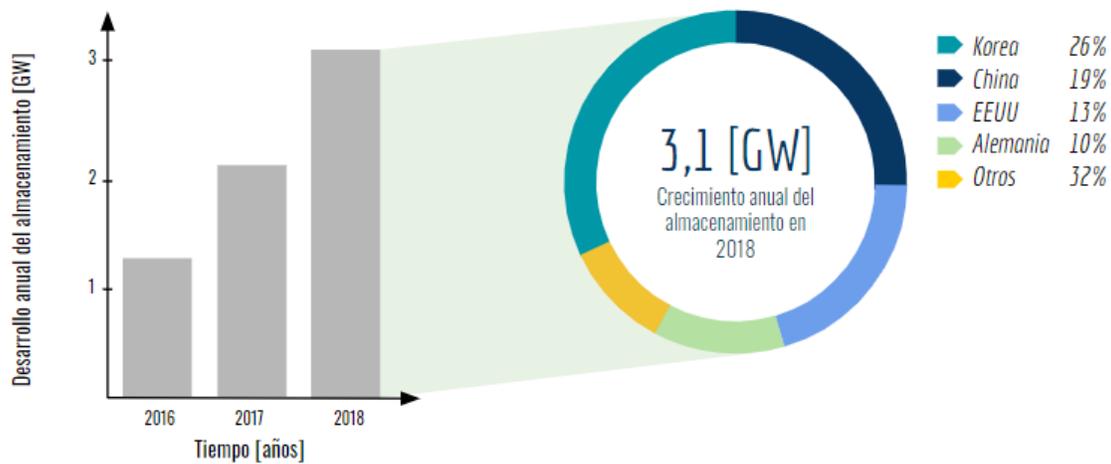


Figura 1.2: Tendencias mundiales para el desarrollo de ESS, crecimiento global anual y participación de los diferentes países en 2018

Es evidente entonces, que para poder transitar hacia una matriz energética de bajas emisiones de GEI y que ofrezca condiciones de operación segura y flexible, es necesario hacer partícipes a los ESS.

El presente trabajo se entiende como un proceso de elaboración de metodologías computacionales capaces de identificar aquellas decisiones de inversión en almacenamiento de mayor interés para el sistema eléctrico nacional. Su relevancia radica en la perspectiva innovadora con la que se afrontan tanto las tecnologías de almacenamiento como sus aplicaciones en el caso chileno, identificando condiciones que propicien su viabilidad económica.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivos generales

El objetivo general de esta memoria es identificar las condiciones que propician la inversión en almacenamiento, por medio de la elaboración de metodologías computacionales que integren proyecciones de costos, horizontes de aplicabilidad, y los comportamientos característicos de cada tecnología de almacenamiento, para así cuantificar los beneficios económicos y técnicos generados por la incorporación de estas unidades a la red.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta memoria son:

- Identificar y describir los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía existentes en la actualidad, evidenciando sus niveles de exploración, ya sean estos comerciales o de prototipo.
- Caracterizar técnica y económicamente cada una de las tecnologías para determinar sus posibles aplicaciones en un sistema eléctrico de potencia, tanto en el mediano como en el largo plazo.
- Evaluar el desempeño de diferentes tecnologías de almacenamiento, haciendo uso de modelos técnico-económicos de desarrollo personal implementados en softwares de optimización y modelamiento, tales como Python, Excel y PLEXOS.
- Simular la proyección del Sistema Eléctrico Nacional para los diferentes casos de estudio mediante la utilización de PLEXOS, y de este modo determinar la idoneidad de los usos de cada tecnología dentro de la red.

1.3. Alcances

La memoria contempla como aplicaciones de interés asociadas al almacenamiento, aquellas relacionadas a los sistemas eléctricos de potencia (SEP), centrándose principalmente en el arbitraje de precios, el apoyo a la inserción de EGV mediante la configuración de una central de base por medio de una combinación del tipo ESS-EGV, la descongestión de líneas y la postergación en inversión de activos de transmisión.

Para efectos de esta memoria no se busca ni se espera determinar un dimensionamiento

óptimo de las tecnologías, lo que se ofrece es una estructura de evaluación para proyectos que utilicen almacenamiento con el fin de implementar las aplicaciones evaluadas, y así simplificar futuros análisis de propuestas de inversión.

El modelamiento computacional se realiza haciendo uso del software PLEXOS, enfocado exclusivamente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) basando la proyección de precios combustibles, hidrologías, potencial renovable y topología de la red en las fuentes de información oficial y lo proporcionado por Transelec.

1.4. Estructura de la memoria

El presente trabajo consta de 6 capítulos, cada uno de los cuales contemplará una breve descripción preliminar de los temas a abordar. A continuación, se presenta una síntesis de cada uno de ellos:

- El segundo capítulo se compone de la revisión bibliográfica de las distintas tecnologías de almacenamiento consideradas, aplicaciones de estas en sistemas eléctricos de potencia y una descripción del desempeño esperado de cada una de ellas por medio de los modelos técnico-económicos existentes, para poder entonces formular las simulaciones de la metodología.
- El tercer capítulo corresponde a la metodología de la memoria, se encarga de establecer los procedimientos a realizar, explicita los supuestos y evidencia la formulación matemática y computacional, empleada para modelar los escenarios y las tecnologías a evaluar.
- El cuarto capítulo se encarga de realizar la descripción de los casos de estudio considerados en este trabajo, explicitando algunos de los datos de entrada más relevantes para las metodologías descritas en el capítulo anterior.
- El quinto capítulo está constituido por los resultados y análisis que se desprenden de las diferentes metodologías implementadas, su propósito es exponer aquellos datos de mayor relevancia para efectos de la presente memoria, centrando la atención en aquellas sensibilidades de orden económico y/o técnico que conducen a resoluciones respecto a oportunidades de inversión atractivas.
- El sexto capítulo y último se constituye por las conclusiones y trabajos futuros de la presente memoria, en esta última sección recoge los análisis de mayor relevancia, y explicita las opciones tecnológicas que maximizan el retorno de inversión en función de la aplicación considerada.

Capítulo 2

Marco Teórico

El presente capítulo se encarga en profundizar la noción del almacenamiento y su rol en el sistema eléctrico, representándolo matemáticamente, describiendo las diferentes tecnologías a considerar y detallando sus aplicaciones en un SEP. Hacia el final de este capítulo se expone el desempeño esperado de cada tecnología en virtud de parámetros técnico-económicos, haciendo uso de modelos postulados en la actualidad.

2.1. Sistemas de almacenamiento de energía

Un sistema de almacenamiento de energía se entiende como todo dispositivo tecnológico que permita trasladar la energía en el tiempo para proveerla cuando sea necesario. La regulación chilena añade a lo anterior, que estos equipamientos a su vez contribuyen con la seguridad, la suficiencia o la eficiencia económica del sistema [5].

Estos sistemas pueden ser clasificados de diferentes formas, una de ellas es la naturaleza de su tecnología, tal y como muestra la Figura 2.1, donde se diferencia entre aquellas que no transforman la energía para almacenarla, llamándoles almacenamiento directo, y aquellas tecnologías que si lo hacen, llamándoles almacenamiento indirecto.

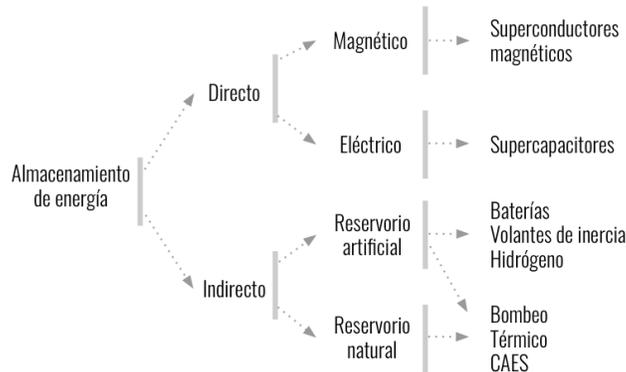


Figura 2.1: Clasificación de los ESS

Otra forma de clasificar los ESS es según el tiempo de entrega de suministro, puesto que esto permite posteriormente diferenciar el tipo de respuesta que entregan en virtud de las necesidades del sistema:

1. *Corto plazo*: Sistema capaz de suministrar en una ventana de pocos segundos o minutos grandes cantidades de potencia, por lo que se reconocen por altas densidades de potencia y capacidad para regular tensión y/o frecuencia para proporcionar una mejor calidad de servicio.
2. *Mediano plazo*: Tecnologías capaces de proporcionar suministro por períodos de minutos u horas. Se atribuyen entonces propiedades para la gestión de energía, reducción de congestiones en la red y una participación en la regulación de frecuencia.
3. *Largo plazo*: Se asocia a este rango a aquellas tecnologías capaces de regular variaciones del consumo y la generación en ventanas de tiempo mayores o iguales a 24 [hrs].

Otra aproximación de interés para comprender el almacenamiento de energía es entendiendo su evolución de costos y cuales son los principales agentes de esto. La figura 2.2, expone la dinámica de reducción de costos basándose en la intensificación del uso, investigación y desarrollo como los promotores más relevantes [6].

Promotores de la reducción de costos para el almacenamiento

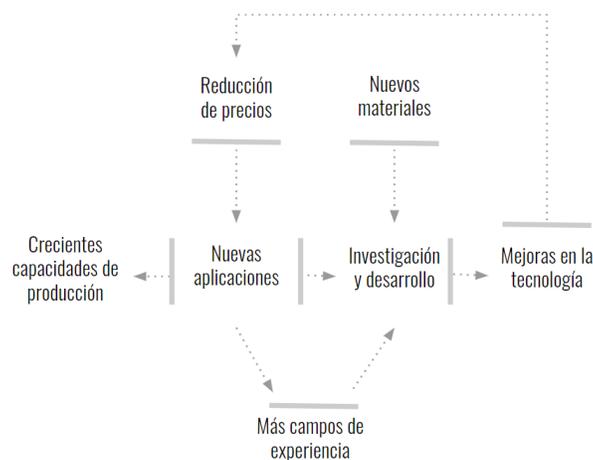


Figura 2.2: Promotores de la reducción de costos para los ESS

A partir de la figura anterior, resulta evidente entonces que exista una tendencia actual de reducción de costos en las tecnologías de almacenamiento; esta reducción es de alto interés económico y fuertemente determinante para la puesta en marcha de aplicaciones de gran envergadura.

La figura 2.3 ilustra parte de las tendencias seguidas por el promedio de costos de los diversos ESS, y sus proyecciones a futuro estimado por organizaciones asociadas al sector eléctrico, tanto a nivel nacional como internacional [6][7].

Proyección de costos para tecnologías de almacenamiento

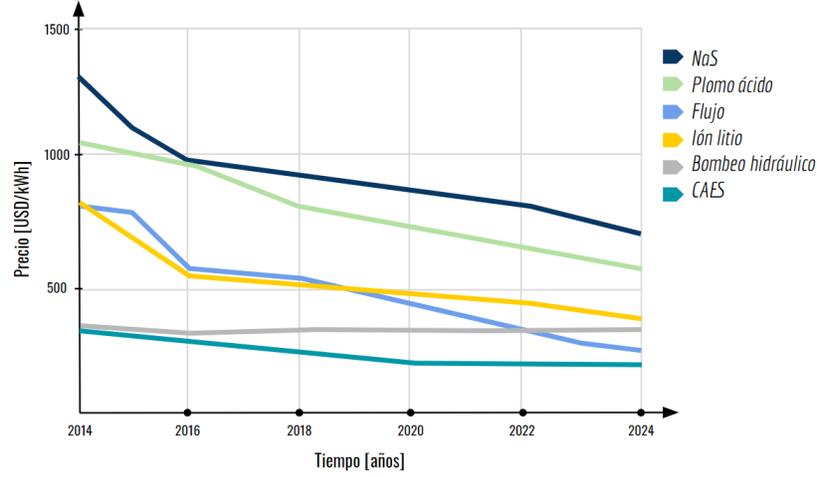


Figura 2.3: Reducción de costos para los ESS

A partir de la figura anterior es importante notar que las tecnologías que a primera vista se ven más competitivas en términos de sus costos de energía, son el el ion litio, el bombeo hidráulico y las centrales de aire comprimido (CAES), a su vez el plomo ácido y las baterías de flujo muestran una reducción de costos sostenida en el tiempo, siendo esta última la que alcanza un mejores costos, posicionándola de mejor forma en el mediano y largo plazo.

2.1.1. Modelamiento matemático de un ESS

Para describir matemáticamente el funcionamiento en el tiempo de cualquier sistema de almacenamiento se ha establecido la formulación conocida como *Ecuación de inventario*, la cual asegura que se cumplen los principios de conservación de la energía para todo tiempo t .

La ecuación indica que la energía almacenada en el instante t corresponde a la energía disponible en el período $t - 1$ ponderado por el factor de pérdidas propias de la tecnología γ_s , más la energía cargada al ESS en el presente período ponderado por la eficiencia del ciclo cerrado de carga η_c ; a lo anterior se le debe restar la energía generada desde el almacenamiento dividido en su factor de eficiencia respectivo η_g , tal y como muestra la ecuación 2.1.1.

$$E_t = \gamma_s \cdot E_{t-1} + P_{c,t} \cdot \eta_c \cdot \Delta t - \frac{P_{g,t}}{\eta_g} \cdot \Delta t \quad (2.1)$$

Es importante notar de esta formulación que existe una disipación de energía en cada proceso de carga, almacenamiento y descarga, de modo que del total de energía captado del sistema, una parte importante será liberada al medio de forma irrecuperable.

2.1.2. Tipos de tecnología de almacenamiento

Como se mencionó anteriormente, existen múltiples tecnologías de almacenamiento, algunas de ellas capaces de almacenar la energía eléctrica en campos eléctricos y/o magnéticos,

otras por su parte, convierten la energía en una forma no eléctrica para acumularla, y finalmente reconvertirla en suministro eléctrico.

Para efectos de este trabajo se estudiarán aquellas tecnologías que presenten un desarrollo tecnológico moderado a maduro, una participación significativa a nivel mundial, y/o que cuenten con expectativas prometedoras en lo económico y técnico. La figura 2.4 expone el grado de participación actual de las diferentes tecnologías de almacenamiento a nivel mundial [8][1].

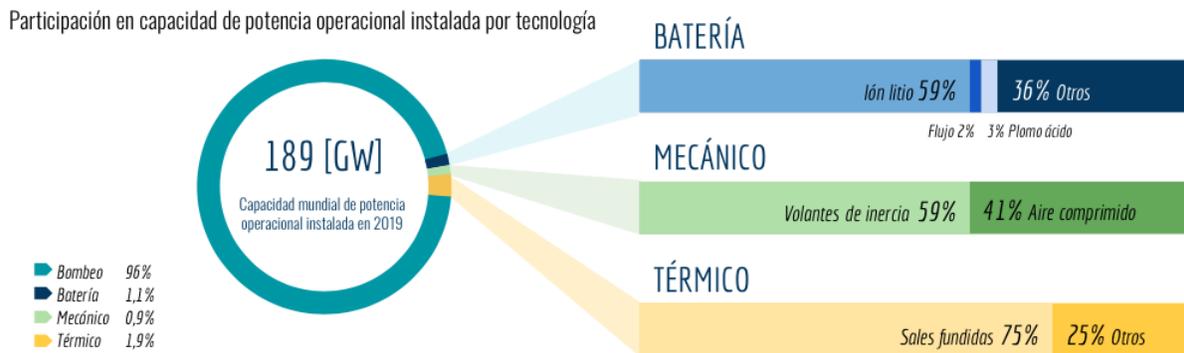


Figura 2.4: Participación de las diferentes tecnologías de almacenamiento a escala global

Se comienza con la descripción de baterías y aquellas cualidades que permiten describir su funcionamiento, luego se exponen tecnologías de naturaleza mecánica como el almacenamiento por aire comprimido, bombeo hidráulico y volantes de inercia, para finalizar con la descripción de tecnologías emergentes como el hidrógeno.

- **Batería:** corresponde al sistema de acumulación de energía conformado fundamentalmente por celdas electroquímicas, cuyo principio básico se encuentra ilustrado en la figura 2.5, donde por medio de la diferencia de potencial entre los electrodos (cátodo y ánodo) ocurre la circulación de iones en el electrolito, para posteriormente favorecer la circulación de electrones desde el ánodo hacia el cátodo.

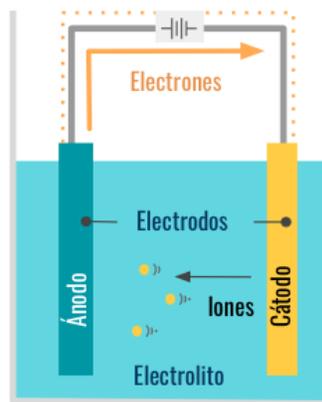


Figura 2.5: Elementos básicos de una celda electroquímica

Para comprender el almacenamiento electroquímico, es necesario identificar aquellas cualidades que permiten describirlo con propiedad a partir de su operación, pues son estas las que condicionan aspectos tan relevantes como su vida útil.

- *Estado de carga:* también llamado SoC por sus siglas en inglés (State of Charge), corresponde al porcentaje de energía disponible en relación con su capacidad nominal [9].
- *Estado de salud:* conocido como SoH (State of Health), indica la condición general de la unidad de almacenamiento, esto es su capacidad para desenvolverse de una forma energéticamente satisfactoria, por lo que se compara con la versión nueva de la misma unidad [9]. Esto quiere decir que un estado de salud cercano al 70 %-80 % se considera generalmente que la batería se encuentra próxima al término de su vida útil, pues su capacidad de almacenar energía se encuentra significativamente degradada [10].
- *Profundidad de descarga:* también llamado DOD por sus siglas en inglés (Deep of Discharge), constituye el porcentaje de energía que se puede extraer de la batería, en relación con la capacidad total de esta [9].

La evidencia científica deja en claro que la relación entre estos tres factores es altamente sofisticada y responde a modelos matemáticos específicos para cada batería, es por lo anterior que para efectos de este trabajo se ha simplificado su interpretación a los resultados actuales, la figura 2.6, ilustra específicamente el deterioro de la batería de ion litio frente a diferentes modos de operación [11].

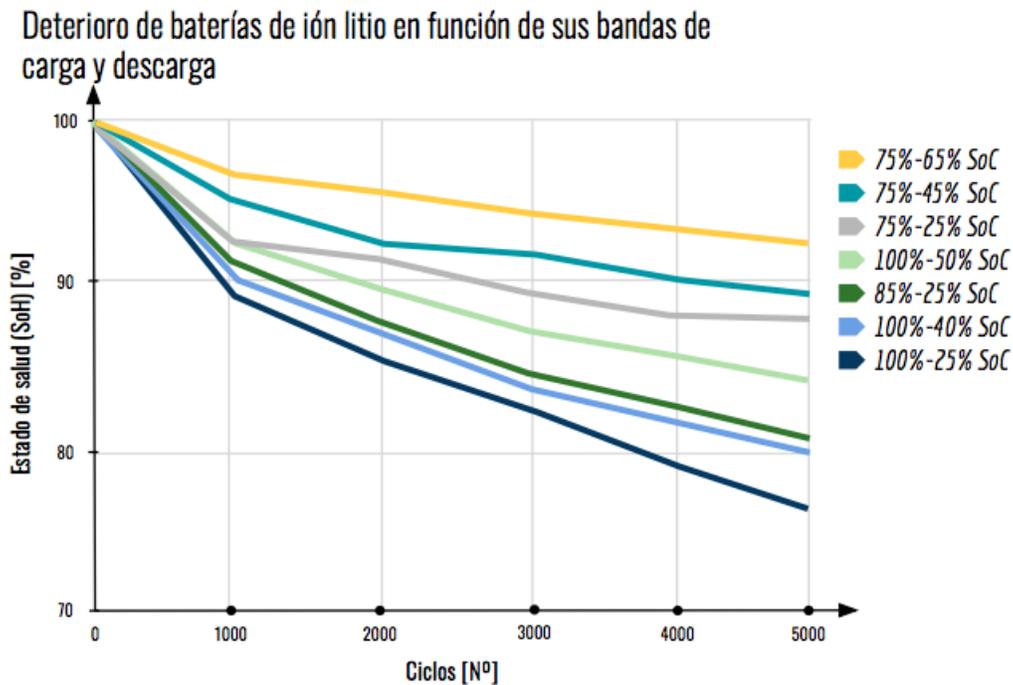


Figura 2.6: Degradación de baterías ion litio en virtud del SoC y DoD de la operación

De la figura anterior se desprenden las siguientes observaciones:

- A mayores profundidades de descarga, como es el caso de la línea azul oscuro (100 %-25 % SoC), existe un deterioro más pronunciado en la batería acortando su

- vida útil, sin embargo representa la mayor utilización energética de esta (75 %)[11].
- En bajas profundidades de descarga, como es el caso de la línea amarilla (75 %-65 % SoC), y por ende menor inyección de energía por parte del almacenamiento (10 % de su capacidad), se observa una proyección de vida útil mayor debido al retardo significativo de su deterioro [11].
 - En general, para aplicaciones de gran escala, se prefiere operar las unidades de almacenamiento entre rangos de 75 % a 25 %, o bien de 85 % a 25 %, pues estos modos de operación maximizan la entrega de energía en función de la vida útil.

En lo siguiente, se procede a describir de forma general aquellas baterías de mayor relevancia en la actualidad, esto ya sea por su gama de aplicaciones, por sus expectativas tecnológicas, por su rendimiento o por sus potenciales aplicaciones en sistemas de potencia.

- *Ion litio*: dentro de las tecnologías de almacenamiento electroquímico, esta es la más utilizada a escala mundial, dentro de sus aplicaciones destacan ampliamente sus usos en electrónica portátil, sus desafíos más significativos se encuentran en las aplicaciones de gran escala, específicamente en hacer más eficientes los procesos de carga y descarga [9].

Esta batería contempla un cátodo de óxido de litio y un ánodo de grafeno, los cuales propician la circulación de iones por medio del electrolito. Una de sus principales características es su alta densidad energética y extensa vida útil, la cual ronda los 3000 ciclos; su eficiencia round trip de igual modo es la más alta alcanzando valores en promedio de 90 % [9].

Dentro de sus desventajas más significativas se encuentran la reducción de sus ciclos de vida al opera en condiciones de alta exigencia, el fuerte compromiso en la seguridad de la batería en caso de sobrecalentamiento, y los altos niveles de inversión que se requieren para desarrollar mejoras técnicas en esta tecnología [12].

- *Sal fundida*: La variante electroquímica de esta tecnología se caracteriza por utilizar como electrolito sales fundidas, lo que le proporciona grandes niveles de densidad energética, la particularidad de utilizar sales permite que a temperatura ambiente las sales se solidifiquen y se encuentren inactivas, mientras que a altas temperaturas, las sales se vuelven líquidas y son capaces de participar eléctricamente [9].

Un ejemplo de estas baterías son las del tipo NaS, las cuales presentan duraciones cercanas a las 6 horas, con una amplia expansión en el mercado japonés actual para aplicaciones de gran escala [13], su principal restricción consiste en las altas temperaturas requeridas para su operación $300^{\circ}\text{C} \sim 305^{\circ}\text{C}$ [14].

- *Flujo redox*: la particularidad de esta batería consiste en utilizar electrolitos en tanques separados, los cuales circulan por medio de una bomba, permitiendo que en una membrana selectiva ocurran reacciones de óxido reducción donde se desarrolla tanto el almacenamiento de energía como su generación [9][15]. El funcionamiento de esta tecnología que da evidenciado en la figura 2.7.

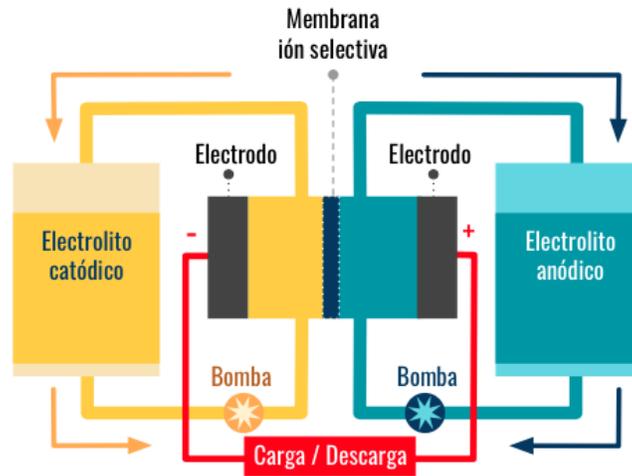


Figura 2.7: Esquema de funcionamiento baterías de flujo redox

Una de las cualidades más interesantes a nivel de aplicación de esta tecnología, es su capacidad de independizar la capacidad de potencia de la capacidad de energía, puesto que su potencia se condiciona por el área activa de la celda, mientras que la energía guarda relación con la cantidad de electrolito, esta cualidad permite la adaptación de la tecnología a una amplia gama de aplicaciones estacionarias [16]. Las baterías de flujo se caracterizan por su alta capacidad de potencia y energía, su rápida recarga, el uso de electrolitos no tóxicos y de fácil reemplazo, y la capacidad de funcionamiento a bajas temperaturas. Su desventajas más significativa es la necesidad de bombas para hacer circular el electrolito, lo que se traduce en consumo energético adicional [17].

Dentro de las reacciones más comunes, se encuentran las de tipo Zinc Bromuro, reducción de vanadio, entre otras. En particular la experiencia con Zn-Br evidencia aplicaciones desde 250 [kW] por 2 horas hasta de 1[MW] por 4 horas, de modo que en vista de su eficiencia cercana al 75 %, esta tecnología se ha posicionado progresivamente como una oportunidad económicamente atractiva [14].

En comparación con la tecnología de ion litio, las baterías de flujo tienen menor densidad energética, pero a su vez requieren menor mantenimiento, además de tener un amplio rango térmico para su operación, por lo que proyectar una vida útil mayor debido a la reducción de su degradación en comparación con el ion litio [16].

Dentro de sus desventajas más significativas se encuentran la reducción de eficiencia en la tecnología en procesos rápidos de carga y descarga, y el uso de ácidos como base del electrolito [12].

- *Plomo ácido*: corresponden a las baterías recargables más maduras en la actualidad, se conforman por un ánodo de plomo y un cátodo de dióxido de plomo, sumergidos en electrolito acuoso de ácido sulfúrico [9][15]. Entre sus desventajas más significativas están la baja cantidad de ciclos esperados en su vida útil (500 ~ 1000 aproximadamente), su baja densidad energética (30-50 Wh/kg), y los requerimientos térmicos para su funcionamiento [14].

Debido a lo mencionado anteriormente, es que las aplicaciones para el plomo ácido se han restringido a ambientes controlados y de baja transportabilidad, dándole

paso a las unidades de ion litio para posicionarse en la cabecera global de las baterías.

Dentro de sus desventajas más significativas se encuentran su baja capacidad para operar en niveles de carga parciales, pobre profundidad de descarga para cortos períodos de tiempo, y el uso de ácidos como base del electrolito [12].

- **Aire comprimido:** también llamado CAES (Compressed Air Energy Storage), corresponde a un ESS que se basa en la capacidad de un sistema mecánico para comprimir y descomprimir aire al interior de un reservorio, este puede ser un acuífero, una caverna subterránea o una excavación minera en desuso. La preexistencia del reservorio se consideran como parte de los requisitos principales, puesto que construir una cavidad aumenta los costos de la tecnología por sobre el 80 % [6].

El funcionamiento de esta tecnología se ilustra en la figura 2.8 (a), donde se absorbe energía de la red para encapsular grandes volúmenes de aire en un reservorio por medio del compresor, así cuando se requiere inyectar energía a la red, el gas natural es calentado propiciando el movimiento del gas en el reservorio hasta activar la turbina de expansión, finalizando en la acción del generador[9], alcanzando una eficiencia que ronda entre el 42 % y el 55 %.

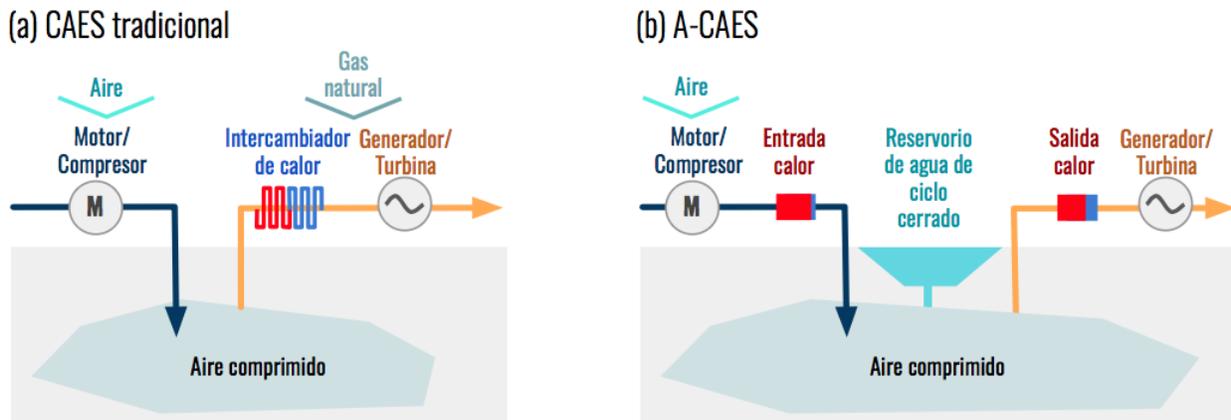


Figura 2.8: Esquema de funcionamiento para CAES tradicional y ACAES

En el último tiempo ha surgido la variante adiabática de la tecnología CAES, la cual ha recibido el nombre de ACAES, donde se captura y almacena el calor liberado en la compresión, para utilizar después en la expansión, esto permite ahorrar la combustión de hidrocarburos y a su vez aumenta la eficiencia de la tecnología alcanzando valores del 65 %, la ilustración de su funcionamiento se encuentra en la figura 2.8(b).

En la actualidad existen dos unidades de la tecnología tipo CAES en operación, una de ellas se encuentra en Huntorf (Alemania), con una capacidad de almacenamiento de 290 [MWh] por dos horas, la cual acostumbra a operar con un ciclo diario, la otra unidad se encuentra en Alabama (EEUU), cuya capacidad energética es de 110 [MWh] operando por 26 horas [14].

Por parte de la variante tipo ACAES se cuenta actualmente con 3 proyectos en operación/construcción en Canadá (Toronto y Goderich) y Australia (Strathalbyn), sumando en su conjunto más de 25 [MWh], valor que espera crecer por sobre los 5[GWh] con proyectos a desarrollarse en Australia, Canadá y Chile [18].

Los primeros proyectos del tipo ACAES en ponerse en marcha tuvieron por objetivo ser demostraciones comerciales de la tecnología, mientras que las instalaciones actuales buscan participar en servicios de gran escala para los SEP, como lo son la regulación de frecuencia, respuesta inercial, y nivel de carga, gracias a su capacidad para gestionar energía por sobre las 24 hrs [18].

Dentro de las desventajas más significativas del aire comprimido se encuentran los requerimientos geológicos específicos para su implementación, la dificultad para escalar en unidades de tamaño reducido, y la dependencia de los sistemas CAES tradicional al precio y disponibilidad del gas [12].

- **Bombeo hidráulico:** también llamadas PHES por sus siglas en inglés (Pumped Hydro Energy Storage), corresponden a aquellas unidades del sistema que son capaces de almacenar energía potencial gravitatoria, desplazando grandes volúmenes de agua por medio de bombas durante los períodos de menor demanda, hacia reservorios de mayor altura, para que cuando se enfrenten períodos de alta demanda se utilice dicha agua para mover las turbinas del generador asociado al reservorio inferior [19].

En la actualidad esta tecnología se encuentra ampliamente extendida y es el ESS de mayor representatividad, alcanzando un 96 % de la capacidad instalada, con una capacidad total de 169 [GWh]. Dentro de sus principales ventajas están al bajo costo de la energía, su gran flexibilidad y su capacidad de regulación de frecuencia y tensión [9] [20].

La central de bombeo puede estar sujeta a diferentes niveles de variabilidad hidrológica, lo cual va a determinar cómo es vista por la regulación nacional. En primer lugar, se llamará **sistema de almacenamiento** a las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, lo cual significa que el reservorio superior no presenta extracciones adicionales a las asociadas a la inyección, y que sus afluentes son menores que las pérdidas por almacenamiento [21].

Las centrales con almacenamiento por bombeo (CAB), corresponden a unidades que en su reservorio superior cuentan con un caudal afluente permanente y relevante, son interpretadas por la regulación chilena como **centrales generadoras** y no como sistema de almacenamiento [21].

La figura 2.9 ilustra tanto el funcionamiento de las centrales con bombeo sin variabilidad hidrológica(a), como las centrales con almacenamiento por bombeo (b).

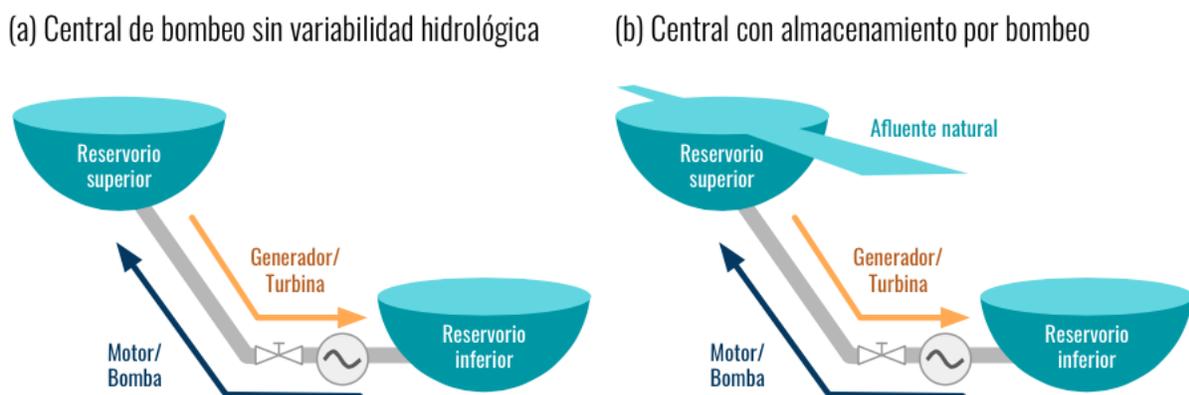


Figura 2.9: Esquema de Bombeo hidráulico en matriz renovable

Para efectos del modelo chileno actual, tanto el sistema de almacenamiento como la CAB no tienen permitido efectuar retiros de la red para almacenamiento y posteriormente destinarlos a la comercialización con clientes finales, pero la CAB sí tiene permitido realizar retiros directamente para comercialización con clientes finales o distribuidoras, mientras los sistemas de almacenamiento no [21].

Dentro de las desventajas más significativas de los sistemas de bombeo se encuentran su relativamente baja densidad energética, la dependencia con la disponibilidad del recurso agua, y el ciclaje de las unidades generalmente limitado a uno diario [12].

- **Volantes de inercia:** también llamados FESS por sus siglas en inglés (Flywheel Energy Storage System) corresponden a estructuras masivas de bajos niveles de roce suspendidas sobre rodamientos o imanes, capaces de transformar energía eléctrica en cinética permitiendo que la masa en giro alcance grandes velocidades, para convertir la energía cinética en eléctrica mediante el frenado de la estructura [19].

Como es de esperarse la fricción producida por la rotación del eje requiere de sistemas de refrigeración que eviten su sobrecalentamiento, estos sistemas de enfriamiento criogénico aumentan el costo de la tecnología, dicho sobrecosto se puede mitigar utilizando superconductores de alta temperatura [6].

La figura 2.10 ilustra el desempeño sistémico de un volante de inercia, en donde se puede notar que el enfoque de esta tecnología es la entrega de energía en cortos intervalos de tiempo, por lo que actualmente se utiliza principalmente en aplicaciones industriales [19], pero se piensa que podría jugar un rol crucial en la regulación primaria de frecuencia [9].

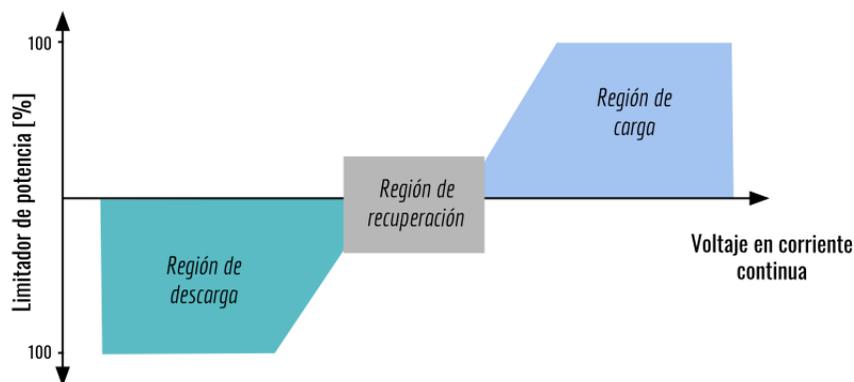


Figura 2.10: Desempeño de los volantes de inercia

Los volantes de inercia actualmente se diferencian entre rápidos (HFESS) y lentos (LFESS), donde los primeros ofrecen grandes densidades de energía (1000-1500[kW] hasta por 2 minutos) gracias a su bajo momento de inercia, mientras que los LFESS son más baratos y se aplican en sistemas de gran tamaño por largos periodos de tiempo (hasta 750 [kW] por 1 hora), gracias a su alto momento de inercia [19].

Dentro de las desventajas más significativas de los volantes de inercia se encuentran su relativamente baja capacidad energética, el alto calor de generación, y la sensibilidad a vibraciones [12].

- **Hidrógeno:** esta tecnología funciona a partir del almacenamiento de hidrógeno gaseoso para posteriormente utilizarlo como combustible. Para producir el hidrógeno se pueden tomar fuentes fósiles de alto nivel energético y obtener de forma fácil grandes cantidades de energía, o por medio de un electrolizador, separar el hidrógeno del agua utilizando mayores cantidades de energía, pero minimizando la emisión de contaminantes [17].

El estado actual de esta tecnología asegura una eficiencia entre el 34 % y 44 %, pero con la posibilidad técnica de aumentar hasta cerca de un 70 % [9].

- **Sales fundidas- TES:** dentro de las tecnologías de almacenamiento térmico, también llamado TES por sus siglas en inglés (Thermal Energy Storage), se encuentran aquellas de calor latente y las de calor sensible. Los sistemas de calor latente utilizan fluidos de transferencia de calor para captar los cambios térmicos experimentados por materiales que transitan entre el estado sólido y líquido en el proceso de almacenamiento energético [17].

Por otro lado, los sistemas de calor sensible utilizan sustancias para almacenar energía en forma de calor, estas pueden ser sales fundidas o aceites sintéticos, dicho calor proviene de centrales termo-solares y es utilizado posteriormente para producir vapor y accionar turbinas. Esta tecnología es complementaria con sistemas basados en energía solar, pues permiten entregar abastecimiento en momentos de baja radiación y por períodos de 1- 10 horas [22].

En particular, el almacenamiento térmico en sales fundidas corresponde a un sistema de calor sensible pasivo, en donde el calor es transferido desde las sales hacia el otro fluido de trabajo, el cual circula al interior de las turbinas. En sistemas activos no se requiere un intercambiador de calor, pues es el fluido que almacena el calor el mismo que circula por el interior de los otros equipos [20].

Dentro de las desventajas más significativas de los sistemas de almacenamiento térmico es la dificultad para implementar la tecnología en dispositivos de tamaño reducido, lo cual sumado a su estado pre-comercial de desarrollo, reducen su competitividad a nivel mundial [12].

Actualmente estos sistemas se encuentran extensamente desarrollados en España, en donde se implementó un intensivo plan de apoyo estatal para su desarrollo, sus usos se enfocan principalmente en el arbitraje y el suministro de potencia punta [23].

A continuación se presentan dos tablas comparativas para las tecnologías recientemente descritas. La tabla 2.1 compara parámetros de interés económico, tales como los costos de inversión y operación, vida útil, valores promedio de eficiencia y número de ciclos para simplificar tanto la interpretación como la manipulación de los datos, en la última columna se exponen las fuentes consultadas.

Tabla 2.1: Características económico sistémicas de los ESS

	Costo de inversión [USD\$/kW]	Costo operacional [USD\$/kWh]	Vida útil [años]	Eficiencia [%]	Número de ciclos	Referencias
B. ion litio	1200-4000	600-2500	2-20	90-100	3000	[9][14][11]
B. NaS	2000	350	10-20	70 -90	1500-10000	[14][13][9]
B. de flujo	100-2500	10-1000	5-20	50-85	1.000-10.000	[9][14][17]
B. ZnBr	175-2500	150-1350	5-20	75	3500	[9][14]
PHES	600-2000	5-100	50	75-85	100000	[14][6][17]
FESS	250-350	1000-5000	20	90-95	~ 1,000,000	[14][6][17]
ACAES	400-800	6,4 - 12,8	30	70	10000-15000	[14][18][9][15]

La tabla 2.2, constituye un compilado de características técnicas de las tecnologías estudiadas, para efectos de esta memoria se consideran como parámetros relevantes a evaluar: la capacidad energética y de potencia, pues indican el rango de valores de energía que es capaz de almacenar una tecnología y el rango de valores de potencia que es capaz de inyectar.

Se consideran también el tiempo de respuesta y de soporte, pues indican cuánto tarda el ESS en responder a requerimientos de absorción o inyección de energía y cuánto tiempo puede entregar sus servicios a la red respectivamente; esta última se encuentra condicionada por la profundidad de descarga y la intensidad con la que se opere cada tecnología. Hacia el final de la tabla se indica el grado de madurez y las fuentes consultadas.

Tabla 2.2: Características técnicas de los ESS

	Capacidad energética [MWh]	Capacidad potencia [MW]	Tiempo de respuesta	Tiempo de soporte	Grado de madurez	Referencias
B. ion litio	100-100000	0,1-100	3-20 ms	min-días	Madura	[9][14]
B. NaS	0,4-600	0,05-100	3-20 ms	s-hrs	Madura	[9][13][14]
B. de flujo	0,001-250	0,003-15	1 ms	hrs-meses	Despliegue	[9][14][24]
B. ZnBr	1-25	0,05-2	1 ms	hrs-meses	Demostración	[24][14]
PHES	100-120000	100-5000	s-min	hrs-meses	Madura	[14][24]
FESS	0-3,75	0,001-20	5-10 ms	s-min	Despliegue	[14][24][6][19]
ACAES	500- 3000	50-300	min	hrs-meses	Demostración	[24][18][14][25]

A partir de las tablas anteriormente expuestas y en virtud de factores económicos y técnicos, se considerarán como tecnologías de almacenamiento energético a evaluar en este trabajo a: las baterías de ion litio y a los sistemas ACAES.

2.1.3. Aplicaciones de ESS en un SEP

En la actualidad, las redes eléctricas cuentan con la topología adecuada para transportar la potencia y la energía a través del espacio, lo cual permite aprovechar las economías de escala en la fuente primaria y abastecer una amplia diversidad de consumos en la demanda [3].

Por su parte, los ESS cuentan con la capacidad de transportar temporalmente los productos del mercado eléctrico (potencia y energía), esto permite reducir el impacto de la variabilidad de las tecnologías de generación, así como también compensa las fluctuaciones inesperadas de las cargas, facilitando de este modo la gestión del costo de oportunidad de la energía y la potencia [14].

El almacenamiento ofrece múltiples aplicaciones a lo largo de la cadena de valor en la industria eléctrica [26], la figura 2.11 indica los diferentes segmentos o tramos del mercado eléctrico en donde esta tecnología podría participar, destacando con rojo aquellos segmentos donde se centra la presente memoria.

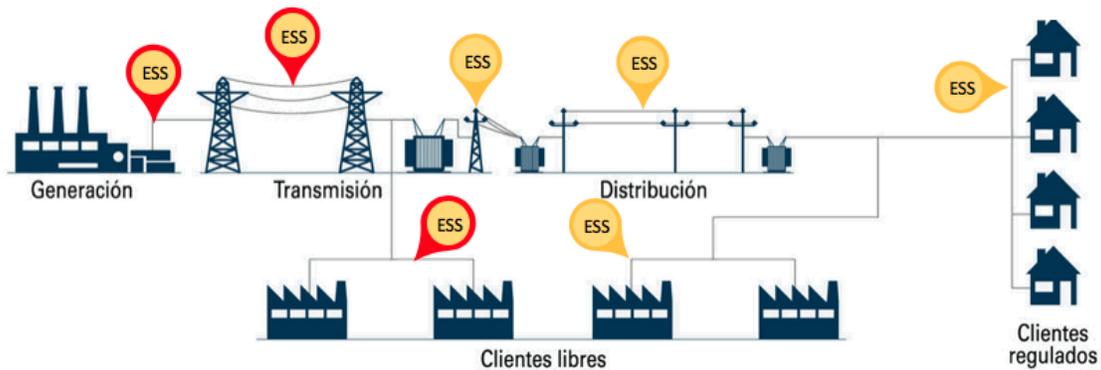


Figura 2.11: Focos de participación de ESS en el SEP Chileno

A partir de la figura anterior se hace evidente que el almacenamiento puede participar en todas las áreas del mercado, lo cual evidencia la gran versatilidad de sus aplicaciones.

A continuación, se procede a describir de forma general las diferentes aplicaciones de los ESS al interior de los sistemas eléctricos de potencia, considerando algunas especificaciones y/o acepciones estipuladas por el marco regulatorio vigente en Chile. La figura 2.12 resume el conjunto de aplicaciones y los diferentes segmentos del mercado eléctrico que se asocian a estas [3], destacando aquellos usos de los ESS que resultan más relevantes para este trabajo.

Aplicaciones de los ESS en el mercado eléctrico

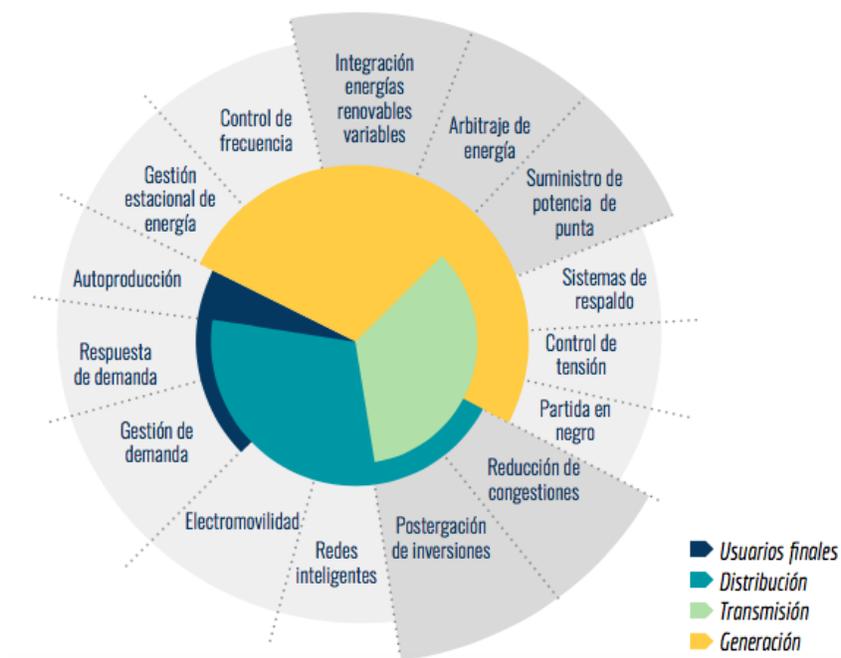


Figura 2.12: Aplicaciones del almacenamiento en los diferentes segmentos del mercado eléctrico

El primer segmento a estudiar es el de la generación, en donde actualmente participan las unidades generadoras convencionales y las nuevas tecnologías de generación variable, como son las plantas fotovoltaicas y eólicas. Se exponen a continuación aquellas aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento que se encuentran asociadas exclusivamente al **segmento generación**:

1. **Gestión estacional de la energía:** dentro de las aplicaciones de gran escala, la gestión estacional de energía se entiende como la administración de grandes volúmenes de energía durante meses, esto ha significado un uso muy atractivo para tecnologías con gran capacidad de energía, como el PHES, el hidrógeno y los sistemas de aire comprimido [25].

Esta aplicación del almacenamiento resulta relevante en sistemas donde existan grandes niveles de producción durante un período del año pero que después decrecen significativamente, esto ocurre por ejemplo en el caso fotovoltaico, donde matrices de alta penetración solar pueden reducir sus factores de planta en torno a un 20% entre la temporada de verano e invierno.

2. **Control de frecuencia:** el reconocimiento de Servicios Complementarios (SSCC) ha cobrado relevancia frente a la alta penetración renovable, pues la generación variable representa una reducción en la inercia de los sistemas eléctricos, lo cual acentúa el efecto de desbalances de torque eléctrico sobre la frecuencia del sistema.

El control de frecuencia (CF) se entiende como el servicio encargado de mantener el equilibrio entre generación y demanda, con el objetivo de limitar la frecuencia del sistema en torno a la de referencia considerando rangos de holgura [27].

Debido a la naturaleza sistémica del CF, pues se asocia a cambios rápidos en generación,

se tiene que puede ser altamente ineficiente si es realizado por unidades convencionales, debido a que se requieren respuestas a alta velocidad que podrían perjudicar la eficiencia de los equipos y/o comprometer la operación del sistema [28].

En el caso chileno, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es la entidad encargada de fijar reservas de las unidades generadoras con el fin de prestar este servicio. Este organismo ha diferenciado el control de frecuencia en 5 niveles, a los que ha denominado cadena de reservas, y representan las ventanas de tiempo de respuesta y soporte requeridas en cada fase del protocolo de control, tal y como muestra la figura 2.13.

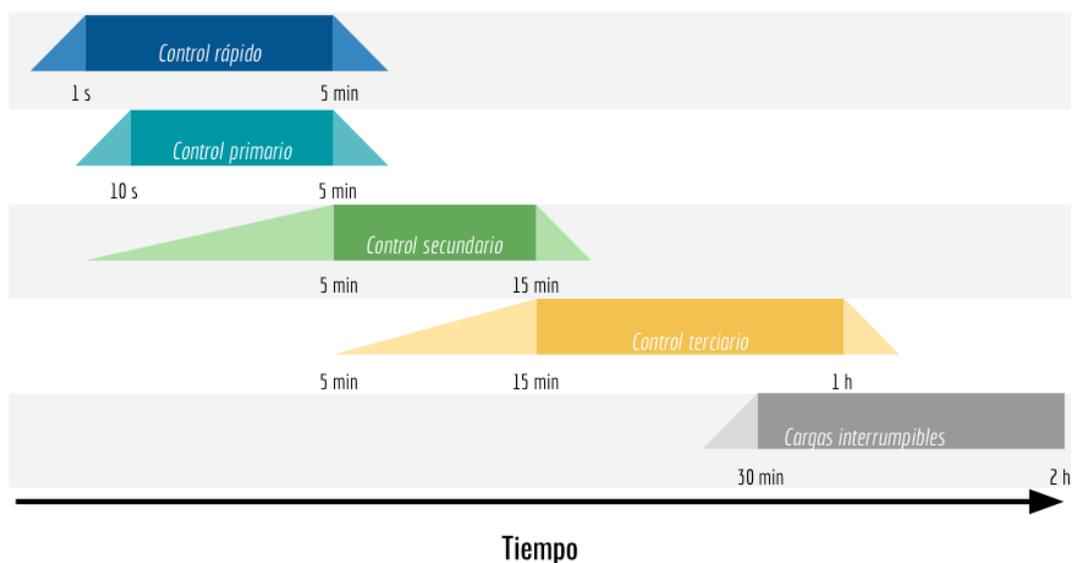


Figura 2.13: Cadena de reservas que participan del control de frecuencia

A continuación se expone una explicación general de cada uno de los niveles del control de frecuencia y cómo estos se pueden relacionar con tecnologías de almacenamiento de energía:

- (a) **Control rápido:** corresponde a las acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a contingencias o excruciones fuera de lo normal, por medio de bandas de regulación simétricas, es decir, igual reserva para sub-frecuencia y sobre-frecuencia [27].

Este nivel de control asegura que las instalaciones que participen son capaces de entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 [min] [29].

La forma de remunerar este servicio es por medio de una licitación y se valoriza través de la infraestructura, así la remuneración se hace al valor adjudicado en la licitación respectiva en el proceso estudiado [30], también se pueden realizar subastas en la medida que existan recursos aptos para el servicio y condiciones de competencia adecuadas.

En particular, las tecnologías que se ajustan de mejor forma a los requerimientos de flexibilidad sistémica esperados para esta aplicación, son aquellas con gran densidad de potencia y cortos tiempos de respuesta [30].

- (b) **Control primario:** constituyen las acciones de control encargadas de contener en primer lugar la caída de frecuencia, para posteriormente corregir este valor a uno sub-óptimo en torno a los 49,3 [Hz], con el objetivo de evitar la excursión de frecuencia a niveles que activen los esquemas de desconexión de carga (EDAC). Su operación contempla bandas simétricas [29].

Este nivel de control asegura que las instalaciones que participen son capaces de entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 [min] [29].

La remuneración este servicio es por medio de componentes de disponibilidad y activación, el primero se valoriza en una subasta entre coordinados, mientras la activación de remunera al costo marginal de energía [30]. La figura 2.14 ilustra lo anterior, donde la banda destinada a la regulación de subfrecuencia será la potencia subastada, pues implica una operación normal inferior a la máxima capacidad.

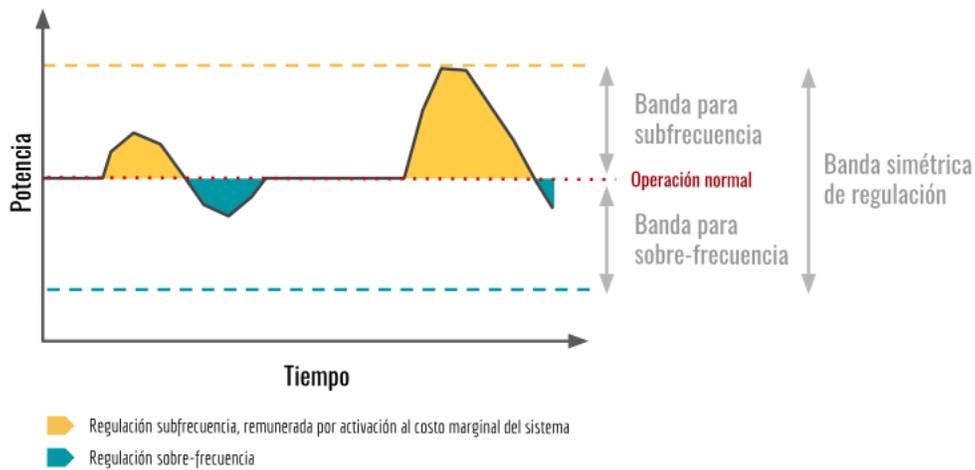


Figura 2.14: Lógica de remuneración del control primario de frecuencia

A partir de los informes entregados como antecedentes de servicios complementarios por la Comisión Nacional de Energía (CNE) , es posible afirmar que la mayor parte de las tecnologías que proveen este servicio son del tipo hidráulicas y térmicas (Taltal U2 y Taltal U1, entre otras), siendo estas últimas las que podrían ser potencialmente desplazadas por ESS en miras a un escenario de descarbonización.

- (c) **Control secundario:** constituyen las acciones de control encargadas restablecer la frecuencia en su valor nominal, dichas medidas deben ser tomadas de forma centralizada y automática por medio de un esquema de control centralizado o AGC. Su operación contempla sub categorías tanto para sub-frecuencia como para sobre-frecuencia [29].

Este nivel de control asegura que las instalaciones que participen son capaces de entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 15 [min] [29].

La remuneración este servicio es por medio de componentes de disponibilidad y activación, al igual que el control primario, pero se diferencia en que no existen bandas simétricas, y que a la vez el control de subfrecuencia se puede ofertar de forma diferenciada del de sobrefrecuencia [30], tal y como muestra la figura 2.15.

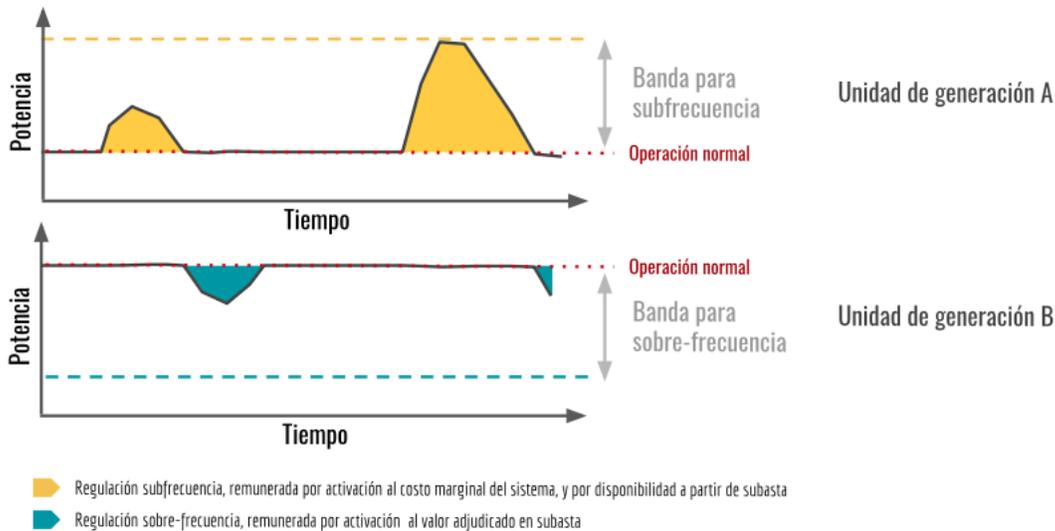


Figura 2.15: Lógica de remuneración del control secundario de frecuencia

- (d) **Control terciario:** son las acciones de control que despachan unidades de generación fuera del orden de mérito para restaurar reservas del control primario o de subfrecuencia secundario, es decir son acciones encargadas de restablecer las reservas utilizadas en el control secundario, e incorporar nuevas reservas para responder ante desbalances inabordables con las unidades existentes [29].

Este nivel de control asegura que las instalaciones que participen son capaces de entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min] a 15 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 1 [hora] [29].

La forma de remunerar este servicio es por medio de una costos de activación en la reserva, los cuales se encuentran sujetos a la declaración de costos del coordinado, es decir, la remuneración cubre la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal del sistema [30].

- (e) **Cargas interrumpibles:** corresponde a la reducción de demanda neta del usuario final, con el objetivo de disminuir los requerimientos energéticos de la red en horarios punta, y de este modo gestionar congestiones y asegurar condiciones de seguridad en el sistema [29].

Esta acción asegura que las instalaciones que participen son capaces de ofrecer el 100 % de la carga comprometida dentro de un tiempo de 30 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 2 [hrs] [29].

La forma de remuneración es por medio de la activación, y se valoriza al precio subastado, adicionalmente el coordinado debe indicar el período de uso y la CNE puede definir un precio límite de la subasta, al igual que debe estipularse la periodicidad de las subastas y quienes pueden participar de ellas [30].

A nivel mundial, el control de frecuencia ha sido potenciado fuertemente con unidades de almacenamiento electroquímico, aire comprimido y bombeo hidráulico en su mayoría [8], las cuales a diferencia de la mayoría de las unidades de generación, son capaces de responder en ventanas de milisegundos frente a fluctuaciones relevantes de frecuencia [28].

3. **Integración energías renovables variables:** parte del diagnóstico energético actual se relaciona con los efectos de la variabilidad de las tecnologías de generación variable (TGV) en la matriz energética. Ejemplo de esto son la dificultad que tiene las rampas de las centrales convencionales para reaccionar ante fluctuaciones abruptas en sistemas eólicos, es aquí donde el almacenamiento puede crear valor desplazando temporalmente parte de la generación para ofertar energía de forma más constante a lo largo del día. [12].

La fuerte relación entre disponibilidad de recurso y su geo-localización, ha intensificado las congestiones causadas por alta generación en centrales renovables, debido a que las líneas de transmisión no son capaces de transportar dichos volúmenes de energía. Es por esto, que el desplazamiento temporal de generación por medio de unidades de almacenamiento complementa el masivo ingreso de TGV y disminuye el vertimiento renovable [31].

Una de las aplicaciones que hacen sentido es combinar fuentes renovables con unidades de almacenamiento, y tratarlas como centrales con capacidad de almacenamiento, de este modo se pueden construir centrales de base virtuales, capaces de ofertar bloques energéticos con alta confiabilidad.

A nivel mundial las aplicaciones de almacenamiento asociadas a la gestión de generación renovable (Firming) son las que reúnen la cuarta mayor cantidad de proyectos a escala global, en donde dominan los proyectos electroquímicos, de bombeo hidráulico y aire comprimido [8].

4. **Arbitraje de energía:** se entiende como arbitraje al traslado temporal de la energía desde momentos en que esta se transa a bajos costos hacia los puntos de mayor demanda, donde su precio aumenta significativamente, de manera que se obtienen ganancias por captar la variación de los costos marginales a lo largo del día [32].

La figura 2.16 ilustra diferentes formas de operación del arbitraje, la imagen (a), ilustra el recorte de puntas, donde los momentos de máxima demanda son abastecidos por la energía almacenada en los valles, por otro lado la imagen (b) ilustra la nivelación de carga, en donde el almacenamiento aplana completamente la curva de demanda realizando el mismo procedimiento que en (a).

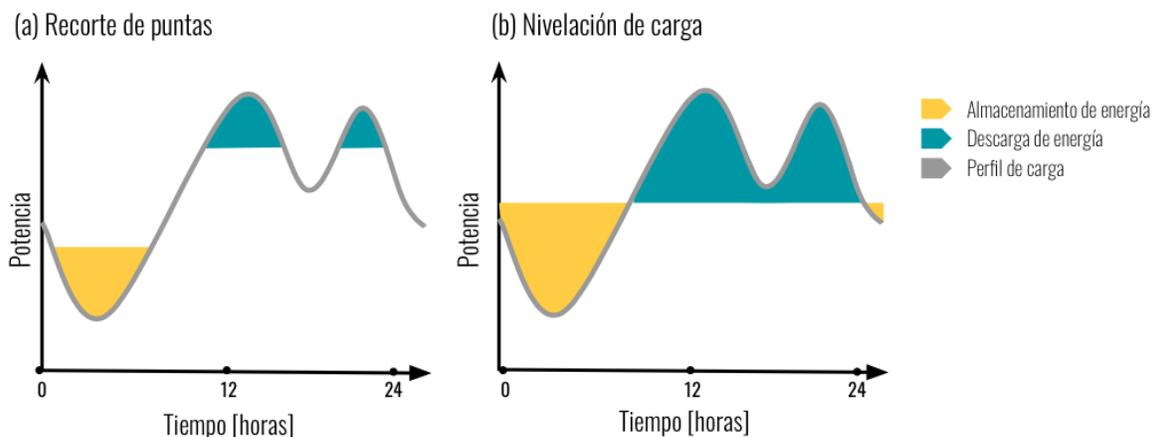


Figura 2.16: Formas de arbitraje en sistemas de potencia

La regulación chilena, en particular, entiende el arbitraje de energía como un servicio que puede ser entregado por unidades con el título de Sistema de Almacenamiento, las cuales están sujetas a la coordinación de la operación del Coordinador, el cual tiene la facultad para instruir cambios en sus modos de operación, a la vez este servicio solo puede ser prestado al interior del mercado mayorista [5].

La figura 2.17 muestra gráficamente lo establecido en los reglamentos de coordinación y operación, donde la diferencia entre un sistema de almacenamiento y una central con almacenamiento, radica en que el primero está habilitado para realizar inyecciones y retiros desde la red, mientras que el segundo solo puede realizar inyecciones, pues se reconoce su capacidad de producción de energía y por ende se compara a una unidad generadora [5].

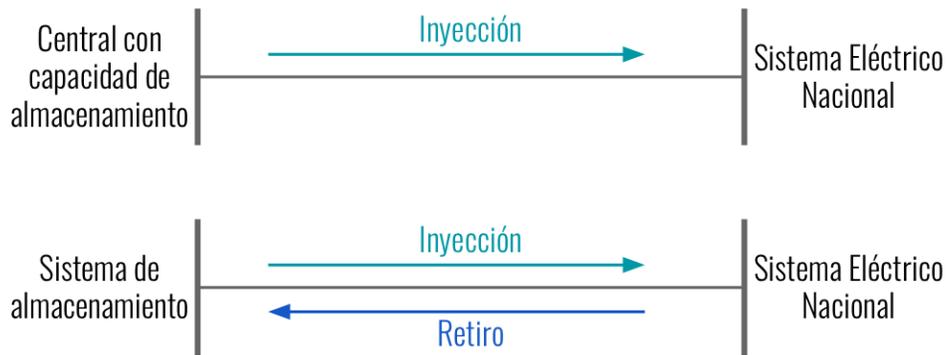


Figura 2.17: Diferencias operativas entre Sistema de almacenamiento y Central con capacidad de almacenamiento

En el caso chileno, la integración del arbitraje a la red se entiende como un proceso que debe obedecer una operación programada, esto exige que la unidad coordinada proponga un plan de retiros al ente coordinador, el cual debe contrastar dicha propuesta con su propio plan eficiente de inyecciones y retiros, para finalmente entregar un programa definitivo de retiros al coordinado [5].

En particular, lo anterior tiene sentido pues permite asegurar la correcta operación del sistema, debido a que cuando se realizan retiros que no contribuyen a la seguridad del sistema, estos se deben considerar para determinar la demanda de potencia punta y por ende recalculan los requerimientos de potencia de suficiencia de la red [5].

A nivel mundial las aplicaciones de almacenamiento asociadas al arbitraje son las que reúnen mayor cantidad de proyectos a escala global, en donde dominan las tecnologías de bombeo hidráulico seguidos del almacenamiento electroquímico y unidades de aire comprimido [8].

Dentro de las aplicaciones estudiadas existen algunas que se encuentran asociadas a dos segmentos del mercado, en este caso se exponen aquellas que se vinculan tanto con el **segmento generación** y el **segmento transmisión**:

1. **Suministro de potencia de punta:** La potencia de suficiencia se entiende como la cantidad de potencia que una unidad generadora aporta a la suficiencia del sistema, siendo esta última la capacidad de un sistema para abastecer la demanda de punta, así, cada unidad generadora oferta una potencia confiable asociada a su disponibilidad [33].

Para determinar la potencia punta se considera el promedio de las 52 máximas demandas de la curva de carga. Luego se calcula la potencia inicial de cada unidad generadora, la cual depende fuertemente de la tecnología de generación, pues influye en la incertidumbre asociada al insumo principal [33].

El suministro de potencia de punta considera para cada unidad de generación una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad de insumos, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución [33].

Al evaluar los antecedentes dispuestos por la Comisión Nacional de Energía, se puede afirmar que la mayor parte de las tecnologías que proveen este servicio son del tipo hidráulicas y térmicas (Guacolda U4 y U3, Taltal U1, Candelaria U1 y U2 entre otras), siendo estas últimas las podrían ser potencialmente desplazadas por ESS en la búsqueda por descarbonizar la matriz energética.

La figura 2.18 resume la metodología general para el cálculo de potencia de suficiencia propuesta por la Comisión Nacional de Energía [33], la cual cuenta con especificaciones para cada tipo de central de generación en virtud de su tecnología.

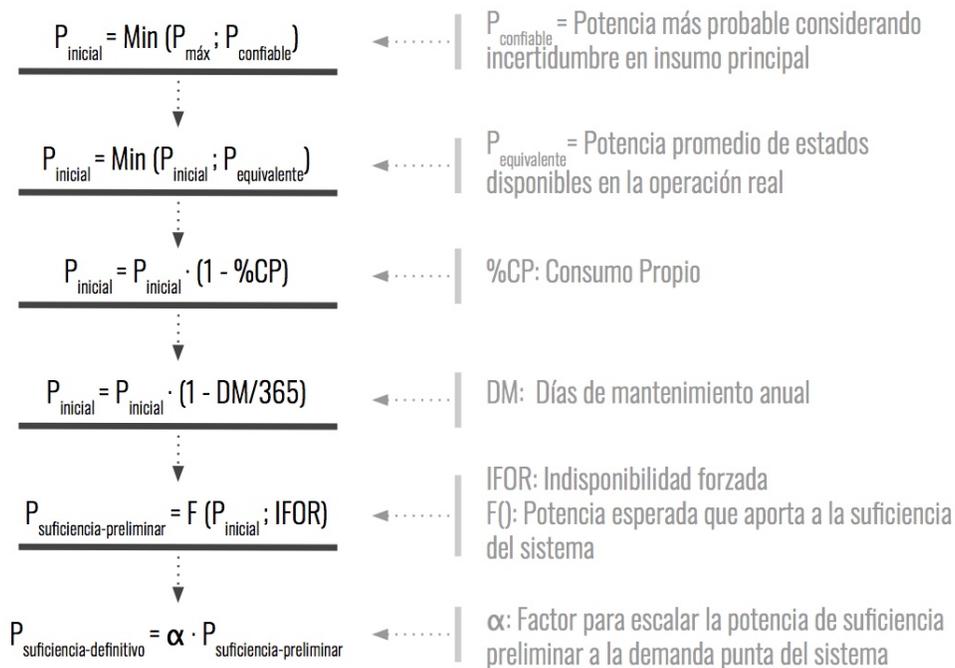


Figura 2.18: Metodología general para el cálculo de potencia de suficiencia

En los ESS, el cálculo de la potencia de suficiencia y su respectivo pago han experimentado modificaciones, actualmente se encuentra en proceso de discusión por parte de los entes reguladores. Actualmente, la propuesta de cálculo de potencia de suficiencia para ESS considera que para la potencia inicial se determinará un Factor de disponibilidad (FD), que depende de valores estadísticos (η_i) [23], como se muestra a continuación:

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^{H_a} \eta_i}{H_a}$$

$$\eta_i = \text{Min}\left(\frac{h_i}{5}; 1\right)$$

Siendo:

- H_a : Cantidad de horas del año correspondiente.
- h_i : Cantidad de horas en que el Sistema de Almacenamiento de Energía hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo a la energía almacenada informada en la hora i .

Para el cálculo final de la potencia inicial se considerará el mínimo FD de los últimos 5 años estudiados. Para el cálculo de la indisponibilidad forzada (IFOR), en el caso de las unidades de almacenamiento, se considera lo siguiente [23]:

- Horas en que habiendo sido convocado al despacho en la operación real, no concurre a inyectar energía.
- Horas en que la unidad de almacenamiento retiró energía del sistema, cuando el Programa Eficiente de Inyecciones y Retiros, determinado por el Coordinador, haya señalado que debía inyectar energía.

La forma de pago de este servicio es por medio del precio de nudo, y contempla la prorrata de la potencia de suficiencia utilizada para asegurar el pago por el servicio de Plan de recuperación de servicio, la cual contempla costos de inversión, habilitación y mantenimiento de la tecnología.

Se considera que el cálculo recién expuesto constituye una medida no definitiva, pues se espera que durante el año 2020 la CNE y el Ministerio de Energía modifiquen los reglamentos existentes para admitir los ESS dentro del reconocimiento de la potencia de suficiencia, y conjuntamente se reconozca su aporte en la flexibilidad sistémica.

A nivel mundial las aplicaciones de almacenamiento asociadas al suministro de potencia punta son las que reúnen la segunda mayor cantidad de proyectos a escala global, en donde dominan las tecnologías de bombeo hidráulico siendo cerca de 302 proyectos relacionados a esta, 100 proyectos electroquímicos y algunos proyectos de aire comprimido [8].

2. **Sistemas de respaldo:** corresponde al conjunto de componentes tecnológicos que garantizan un suministro eléctrico sin interrupciones. Es aquí donde los sistemas de almacenamiento predominantemente del tipo electroquímico son capaces de participar, pues tienen la capacidad de responder con rapidez y no requieren de asistencia de la red para su funcionamiento, como la gran mayoría de los ESS [8].

3. **Control de tensión:** acciones de control que permiten limitar la tensión de las barras dentro de una banda definida, la cual es definida por el ente regulador del sistema. Este servicio es local, pues se asocia a desbalances de potencia reactivas entre nodos de la red, por lo que pueden resolverse de forma puntual [29].

El control de tensión se puede realizar por medio de control dinámico o por control estático, en específico, los generadores síncronos se encuentran asociados al control dinámico y plantas eólicas y solares se vinculan con el control estático y dinámico [29]. La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) ha estipulado que las unidades de generación sincrónicas, solares o eólicas, con una potencia instalada superior a los 50[MW], deberán incorporar sistemas de control capaces de ajustar los valores de tensión en las barras de alta tensión por medio de la inyección o absorción de potencia reactiva [29].

En el mundo, las aplicaciones de almacenamiento asociadas al control de tensión son dominadas por proyectos electroquímicos, tecnologías de bombeo hidráulico y aire comprimido, pues cuentan con la capacidad de ofrecer control estático y dinámico respectivamente [8].

4. **Partida en negro:** cuando los sistemas eléctricos fallan de forma total o parcial, se hace necesario restablecer el sistema, dicha labor se asocia típicamente a unidades generadoras de tipo diesel [28], pues no necesitan de la asistencia de la red para encenderse ni incorporarse a esta, esto se conoce como capacidad de partida en negro [31], dentro de la regulación chilena se reconoce como parte del plan de recuperación de servicio [29].

Los ESS pueden ofrecer partida en negro, pues en sus aplicaciones de gran escala cuentan con la capacidad de entregar grandes volúmenes de potencia tanto activa como reactiva por períodos de tiempo del orden de las horas, siendo capaces de energizar líneas, apoyar unidades en su partida en frío (generadores convencionales), y ofrecer condiciones de seguridad al participar tanto del control de frecuencia como de tensión [31].

Los ESS de gran escala pueden ser co-localizados al igual que las unidades diesel, y a su vez pueden ofrecer diferentes servicios a la red mientras no son utilizadas para la partida en negro[28]. A escala global, los ESS que predominan en esta aplicación son las baterías, el bombeo hidráulico y el aire comprimido, estos últimos dos se destacan en este servicio por su gran capacidad de energía y potencia [8].

Las aplicaciones asociadas al transporte de energía se relacionan tanto a sistemas de alta tensión como a sistemas de baja tensión, es por esto que ciertos usos del almacenamiento se pueden asociar tanto al **segmento transmisión** como al **segmento distribución**, los cuales se exponen a continuación:

1. **Reducción de congestiones:** en momentos de máxima demanda, existen regiones del sistema que se congestionan pues el flujo requerido supera la capacidad de las líneas, para resolver esta problemática se suele ampliar la capacidad de las redes, sin embargo existen casos específicos que no justifican esta inversión, pues son congestiones breves y no recurrentes [28].

La importancia de reducir las congestiones en la red radica en el aumento de costos marginales en las barras asociadas a una congestión, donde el desacople propicia sobrecostos de energía que pueden ser evitados si las líneas cuentan con la capacidad para

abastecer los requerimientos de la red [31].

El aumento virtual de la capacidad de línea constituye un servicio que puede ser prestado por unidades de almacenamiento, y que en la mayoría de los casos de congestiones breves y no recurrentes justifica la inversión. En estos casos los ESS suelen ser electroquímicos debido a que propician rápidas respuestas y pueden operar en varias ocasiones [8].

La figura 2.19 ilustra la lógica de la capacidad virtual, donde una unidad de almacenamiento retira en la barra inyección (A) el volumen de energía que congestiona la línea, para luego en la barra de retiro (B) otra unidad ESS inyecte la misma cantidad de energía, tanto el ESS en A como en B requieren de una operación complementaria en otras ventanas de tiempo para compensar la acción realizada para la descongestión.

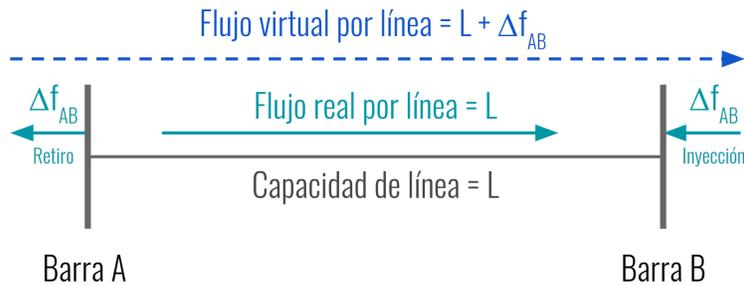


Figura 2.19: Ampliación virtual de línea por instalación de ESS

El desplazamiento de capacidad de energía puede ser entendido como un manejo preventivo o correctivo de las congestiones:

- El control preventivo se centra en la utilización de las tecnologías de almacenamiento a lo largo de la red con el objetivo de **evitar** que ocurran congestiones en estas, dentro de estas aplicaciones se encuentra el balance de energía activa y reactiva de forma co-optimizada, la instalación distribuida de almacenamiento, y la programación óptima de portafolios de servicios multipropósitos [34].
 - El control correctivo se asocia en particular, para este caso, a aquellas medidas que buscan enmendar las consecuencias que producen las congestiones, dentro de dichas aplicaciones están: compartir reservas de energía, robustecimiento de redes, creación de sistemas de respaldo para portafolios renovables [35].
2. **Postergación de inversiones:** la reconocida capacidad de los ESS de gran escala para descargarse en horarios de alta demanda y cargarse en sus valles, constituye el principio de la postergación de inversión en los SEP [28] .

En el caso de los sistemas de transmisión y distribución, la postergación de inversión de activos se asocia al potencial de los ESS para proporcionar capacidad localizada a diferentes elementos de la red, esto implica que frente a diversos escenarios no hay necesidad de intervenir el activo, pues el ESS es capaz de ofrecer virtualmente una mayor capacidad, sin necesidad de dejarlo fuera de servicio, ni realizar trabajos con equipos energizados.

Un ejemplo de esto son los transformadores en subestaciones, que deben cumplir condiciones de seguridad tipo n-1, donde si no existe capacidad suficiente se debe aumentar

la cantidad de transformadores. En ocasiones no se justifica esta inversión pues son reducidas las instancias en que se utilizaría este nuevo equipo, mientras que una unidad de almacenamiento podría inyectar energía en los momentos de máxima demanda y así postergar la inversión de transformadores [31].

El uso de ESS para la postergación de activos, ha facilitado su manipulación en subestaciones, exponiendo una variante en sus aplicaciones: el almacenamiento transportable, el cual permite relocalizar fácilmente las unidades de almacenamiento en virtud de los requerimientos del sistema, maximizando tanto el uso de activos de red existentes como de los activos de almacenamiento. A escala global predominan ESS electroquímicos asociados a estas aplicaciones [8].

A partir de la figura 2.19 es posible interpretar cómo la utilización de ESS en sistemas de transmisión y distribución permiten reducir tanto las congestiones en las líneas, como también postergar la inversión de activos en diversas situaciones.

De este modo, el uso de ESS para las dos aplicaciones anteriormente descritas resulta profundamente atractivas para la red, pues las unidades de almacenamiento serían vistas como parte de los activos de la red y se encontrarían sujetas a la operación del ente coordinador, a su vez esto aseguraría el pago de tarifas reguladas por 20 años, disminuyendo el riesgo de la inversión [31].

El tercer segmento del mercado eléctrico corresponde al de distribución, el cual se caracteriza por operar a los menores niveles de tensión en el SEP y conectar la mayoría de las cargas a la red. A continuación se exponen aquellas aplicaciones que tienen los ESS y que se encuentran asociadas exclusivamente al **segmento distribución**:

1. **Redes inteligentes:** corresponden a redes eléctricas capaces de integrar eficientemente el comportamiento de los usuarios por medio de las tecnologías de la comunicación [36]. En particular, el rol del almacenamiento alcanza versátiles aplicaciones al interior de estas redes, por ejemplo, el almacenamiento distribuido complementa el funcionamiento de generadores renovables, o el uso de ESS para gestionar el consumo de los usuarios a partir de señales económicas y técnicas de la red [36].

Actualmente existe un predominio de las tecnologías electroquímicas en esta área, pues permiten implementar aplicaciones modulares y son fácilmente adaptables a los requerimientos de la red [8].

2. **Electromovilidad:** corresponde a las tecnologías de transporte cuyo suministro energético es puramente eléctrico. Expertos del sector como IRENA, afirman que esta transformación en los medios de transporte puede entregar tanto grandes desafíos como nuevas oportunidades de expansión a la red.

Una ventaja ambiental de la electromovilidad es la reducción de GEI, la cual se potencia con el acelerado aumento de unidades de almacenamiento asociadas a los vehículos eléctricos, las que se distribuyen a lo largo de la red permitiendo que esta pueda utilizarlas en caso de ser necesarias [6].

En general, las unidades de almacenamiento que se asocian a esta aplicación son del tipo electroquímico, debido a sus cualidades técnicas y la facilidad de transporte de sus unidades [8].

Las aplicaciones de baja tensión se pueden vincular tanto a acciones que pueden ser

desarrolladas por el sistema eléctrico a nivel de distribución como acciones que pueden ser desarrolladas por los mismo usuarios, de modo que a continuación se expondrán aquellos usos del almacenamiento que se pueden relacionar tanto con el **segmento distribución** como al **segmento de usuarios finales**:

1. **Gestión de demanda:** se entienden como todas aquellas acciones que promuevan o faciliten el desplazamiento de la demanda desde momentos de alta demanda hacia valles. En particular actualmente esta gestión se asocia con mayor fuerza a la industria y el comercio, pues debido a fuertes incentivos económicos pueden reducir cargos por potencia y energía.

En el caso residencial, se ha propuesto que la implementación de medidores inteligentes podría estimular el desplazamiento de demanda debido al conocimiento en tiempo real de los precios de la energía, lo cual puede ser propiciado por unidades de almacenamiento que entreguen dicha energía al usuario final en momentos de alta demanda , para posteriormente cargarse en los valles [36].

La tecnología de almacenamiento que se vincula de mejor manera con esta aplicación es la de tipo electroquímico, debido a su capacidad para escalarse, los rápidos tiempo de respuesta y los considerables tiempo de soporte [8].

2. **Respuesta de demanda:** se entiende como la capacidad que tiene la demanda tanto a nivel industrial como residencial de responder a indicadores técnicos y/o económicos de la red, de modo que modifiquen la curva de carga adoptando un perfil más eficiente con el recurso eléctrico, la infraestructura y por ende más flexible [36].

Las unidades de almacenamiento de tipo electroquímico, son las más utilizadas a nivel mundial para esta aplicación, eso se justifica en la flexibilidad de su operación y en la capacidad de ajustar su dimensionamiento a una amplia variedad de usos [8].

Finalmente se expone una de las aplicaciones más relevantes para efectos de este trabajo, que se vinculan exclusivamente al **segmento de los usuarios finales**:

1. **Autoproducción:** se entiende como la capacidad de una carga de abastecer parcial o totalmente su consumo por medio de una unidad de generación alternativa. Esta práctica energética se encuentra ampliamente extendida en redes inteligentes y redes aisladas, incorporando el concepto de prosumidor como una nueva figura del usuario final, en donde este no solo consume recursos de la red si no que también los oferta [36]. En particular, para esta aplicación de las tecnologías de almacenamiento, la tendencia mundial apuntan al uso de unidades electroquímicas que permitan gestionar las curvas de generación para adaptarlas a las curvas de demanda y viceversa [8].

2.1.4. Desempeño de tecnologías según aplicaciones

En función de las descripciones anteriormente expuestas para cada tecnología de almacenamiento, sus tiempos de soporte y los rangos de capacidad de potencia, es posible ilustrar el desempeño de los ESS como muestra la figura 2.20, y clasificar el tipo de aplicación que estas pueden entregar a la red, ya sean orientadas a la energía o a la potencia [9][37][38].

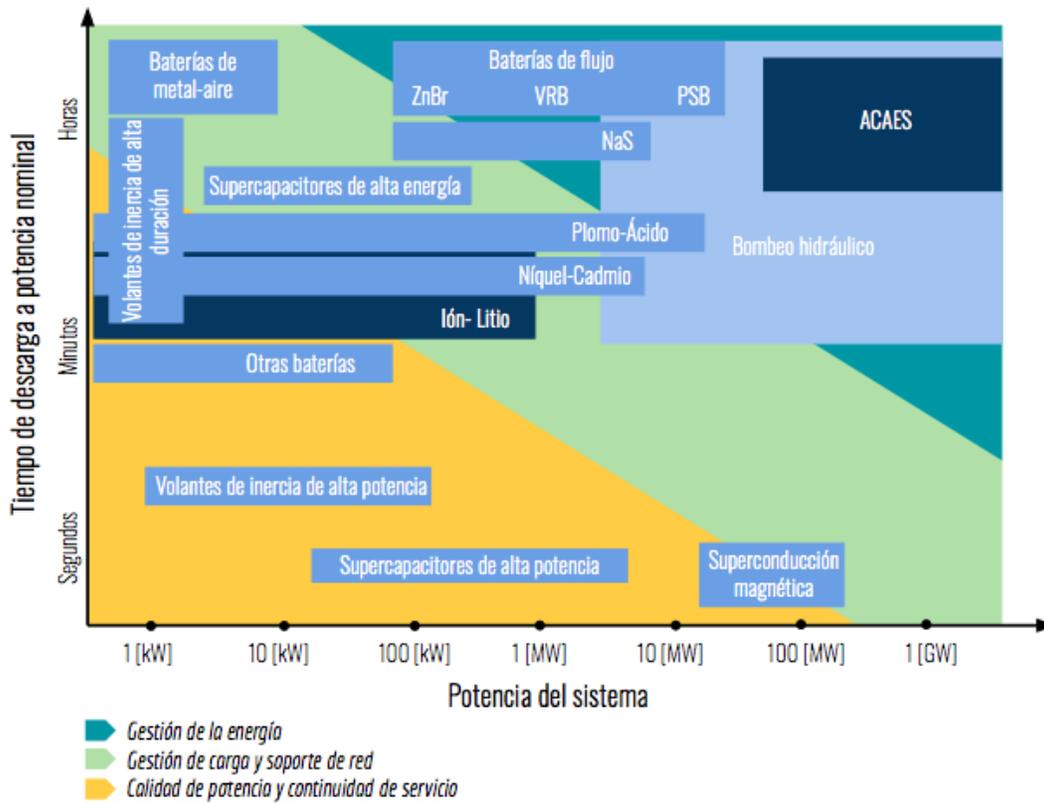


Figura 2.20: Desempeño de tecnologías de almacenamiento de energía

A partir de la figura anterior y la información expuesta en el presente capítulo, se ha decidido seleccionar dos tecnologías para evaluar en lo que sigue del trabajo: baterías de ion litio y ACAES, en particular esta última resulta relevante en el territorio nacional por su variante tipo brownfield, la cual utiliza cavernas existentes en oposición a proyectos tipo greenfield donde se incluye la construcción del reservorio subterráneo.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se desarrollan las metodologías implementadas en la presente memoria, exponiendo procedimientos teóricos para evaluar técnica y económicamente la implementación de ion litio y ACAES en las aplicaciones destacadas en el capítulo anterior, estas son: integración de energías renovables, arbitraje, suministro de potencia de suficiencia, reducción de congestiones y postergación de inversiones en activos de transmisión.

3.1. Central con capacidad de almacenamiento

En esta sección se evalúa la alternativa de utilizar unidades de almacenamiento para promover la integración de energías renovables, y a su vez desplazar tecnologías contaminantes. En particular se estudiará la posibilidad de ofertar bloques de energía por medio de la combinación de generación fotovoltaica y de unidad de almacenamiento.

Para estudiar la factibilidad técnica y económica de esta central se divide la resolución del problema en 3 bloques, el primero dimensiona la planta fotovoltaica y su unidad de almacenamiento, el bloque 2 simula la operación del conjunto en el sistema, determinando las transacciones con el spot y el comportamiento de la unidad de almacenamiento, finalmente el bloque 3 analiza económicamente el proyecto.

La figura 3.1, constituye un resumen de la lógica implementada por la metodología para el estudio de la central con capacidad de almacenamiento, vinculando consecutivamente los datos de entrada y salida de cada bloque.

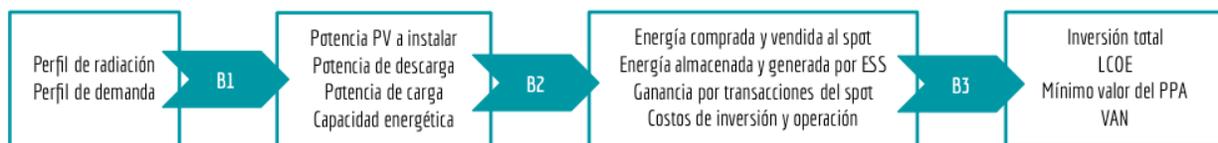


Figura 3.1: Bloques metodológicos central con capacidad de almacenamiento

3.1.1. Bloque 1:

En esta etapa del proyecto se realiza el tratamiento de los datos de entrada y el dimensionamiento de las unidades de generación y almacenamiento. Para lo primero, se define el perfil de demanda a abastecer, esto es el tamaño del bloque de energía a ofertar, y por otro lado se selecciona la región donde se realizará el proyecto y con esto se determina el perfil solar a considerar.

Para obtener los valores del perfil de radiación, se decide abordar el problema por medio de ingeniería inversa, esto es, identificar una planta solar existente y a partir de su perfil de generación real determinar el factor de planta de la zona para proyectos solares, lo cual se consigue al dividir el perfil real por la potencia nominal de la central, tal y como se muestra a continuación.

$$fp^t = \frac{P_{real}^t}{P_{nominal}^t}$$

Cabe destacar que si bien el factor de planta de una central solar es diferente al perfil de radiación de esta, la relación que existe entre ambos conceptos permite afirmar que el uso del factor de planta constituye una aproximación válida desde la perspectiva comercial y operativa, pues contempla el uso de equipos existentes y su operación bajo condiciones reales en la zona en cuestión.

Del mismo modo, resulta relevante mencionar que la selección de un perfil de factores de planta solar, implica directamente la localización geográfica del proyecto, definiendo los puntos de conexión y por ende futuros parámetros económicos, como por ejemplo el precio nudo y costo marginal, entre otros.

Una vez que se determinan los volúmenes de energía a abastecer y se conoce el factor de planta solar de la zona, se procede a gestionar el recurso solar desde una perspectiva autárquica, vale decir, la unidad fotovoltaica será la única fuente de generación y el almacenamiento se encargará de desplazar sus excedentes con el fin de suministrar la energía comprometida, tal como muestra la figura 3.2.

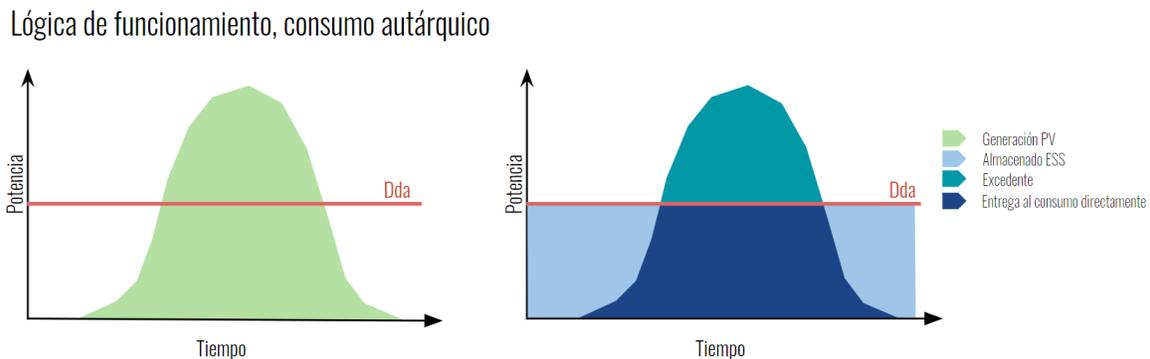


Figura 3.2: Gestión del recurso energético en lógica autárquica

Para modelar esta lógica de forma matemática, se ha considerado útil el uso de variables binarias para indicar los instantes de carga (X_{up}) y descarga (X_{dw}) del ESS, estas variables son

mutuamente excluyentes y se definen por desigualdades entre el perfil de potencia demandada y el perfil de potencia generada, tal y como ilustra la figura 3.3.

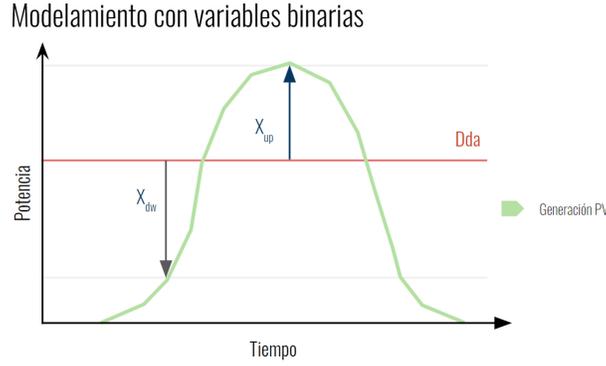


Figura 3.3: Variables binarias para dimensionamiento PV-ESS

$$X_{up}^t = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{dda}^t < P_{PV}^t \\ 0 & \text{si } P_{dda}^t \geq P_{PV}^t \end{cases}$$

$$X_{dw}^t = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{dda}^t > P_{PV}^t \\ 0 & \text{si } P_{dda}^t \leq P_{PV}^t \end{cases}$$

A partir de lo anterior se prosigue con la formulación matemática completa de este bloque, el cual obedece únicamente a exigencias técnicas, sin considerar parámetros económicos. A continuación se plantea el siguiente sistema de ecuaciones a resolver, que considera la gestión autárquica del recurso energético y el uso de variables binarias para la simulación del sistema de almacenamiento.

$$P_{dda}^t = P_{PV}^t - P_{up}^t \cdot X_{up}^t + P_{dw}^t \cdot X_{dw}^t$$

$$X_{up}^t = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{dda}^t < P_{PV}^t \\ 0 & \text{si } P_{dda}^t \geq P_{PV}^t \end{cases}$$

$$X_{dw}^t = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{dda}^t > P_{PV}^t \\ 0 & \text{si } P_{dda}^t \leq P_{PV}^t \end{cases}$$

$$P_{PV}^t = P_{PV-instalada} \cdot Perfil_{PV}^t$$

$$P_{up}^t \leq P_{PV}^t$$

$$P_{dw}^t \leq P_{dda}^t$$

$$P_{up}^t \leq P_{ESS-carga}$$

$$P_{dw}^t \leq P_{ESS-descarga}$$

$$P_{ESS-carga} = P_{ESS-descarga}$$

$$Excedente = \sum_{t=1}^{24} P_{up}^t \cdot X_{up}^t$$

$$\eta_g \cdot \eta_c \cdot Excedente = \sum_{t=1}^{24} P_{dw}^t \cdot X_{dw}^t$$

$$Excedente \leq E_{ESS-capacidad}$$

Donde los datos de entrada son:

- P_{dda}^t : potencia a abastecer en el instante t, obedece a las dimensiones del bloque de energía ofertado.
- $Per\,fil_{PV}^t$: factor de planta solar de la región evaluada.
- η_g : eficiencia del ciclo cerrado de descarga de la unidad de almacenamiento.
- η_c : eficiencia del ciclo cerrado de carga de la unidad de almacenamiento.

Mientras que los datos de salida son:

- P_{PV}^t : potencia generada por la planta solar en el instante t.
- P_{up}^t : potencia almacenada en el instante t.
- P_{dw}^t : potencia inyectada por el almacenamiento en el instante t.
- $P_{PV-instalada}$: potencia solar instalada.
- $P_{ESS-carga}$: potencia de carga de la unidad de almacenamiento.
- $P_{ESS-descarga}$: potencia de descarga de la unidad de almacenamiento.
- $E_{ESS-capacidad}$: capacidad energética de la unidad de almacenamiento.

De lo anterior, se tiene que para efectos de este trabajo la potencia de carga y de descarga son simétricas, con el objetivo de entregar una solución aplicable tanto a unidades ACAES como ion litio. Adicionalmente, con el propósito de facilitar la resolución, se contempla un máximo de 30 días para gestionar la energía almacenada, lo cual asegura que al término de este tiempo la unidad de almacenamiento estará completamente descargada.

Una vez que el dimensionamiento del ESS se encuentra definido, se procede a contrastar dichos valores con las características técnicas del ion litio y del ACAES expuestas en el marco teórico, para de este modo seleccionar la tecnología que se ajusta de mejor forma a los requerimientos del proyecto.

3.1.2. Bloque 2:

En esta segunda fase, se realiza la operación de la central con capacidad de almacenamiento, asegurando que el conjunto solo inyecte energía a la red pues no está facultado para realizar retiros [23], por lo que la unidad de almacenamiento es cargada exclusivamente con los excedentes del parque fotovoltaico. Por otro lado, se comprará energía al spot con el único propósito de cubrir el suministro del cliente en los casos en que esto sea más conveniente.

A continuación se expone el problema de optimización a resolver:

$$\begin{aligned}
 \min: & \sum_t C_{mg}^t \cdot P_{comprada-spot}^t \\
 \text{s.a: } & P_{dda}^t = P_{PV-dda}^t - P_{ESS-dda}^t + P_{comprada-spot}^t \\
 & P_{PV-total}^t = P_{PV-dda}^t + P_{ESS-carga}^t + P_{vendida-spot}^t \\
 & E_{t+1} = E_t + P_{c,t} \cdot \eta_c \cdot \Delta t - \frac{P_{g,t}}{\eta_g} \cdot \Delta t
 \end{aligned}$$

Siendo:

- C_{mg}^t : costo marginal proyectado en la barra de conexión.
- P_{PV-dda}^t : potencia fotovoltaica destinada directamente a abastecer el bloque de energía ofertado en el instante t.
- $P_{ESS-dda}^t$: potencia descargada por la unidad de almacenamiento en el instante t, con el objetivo de abastecer el bloque de energía ofertado.
- $P_{comprada-spot}^t$: potencia comprada al spot con el propósito de abastecer la demanda del cliente.
- $P_{ESS-carga}^t$: potencia cargada en la unidad de almacenamiento en el instante t.
- $P_{vendida-spot}^t$: potencia vendida por la central al spot en el instante t debido a indicadores económicos.

De la optimización anterior, destaca la minimización de compras al spot para satisfacer la demanda del consumidor, pues el objetivo del proyecto es abastecer el máximo del bloque de energía ofertado, otra observación relevante es que la tasa de auto-descarga γ_s se considera ideal.

3.1.3. Bloque 3:

La última etapa de este estudio corresponde a la evaluación financiera, en particular se busca determinar la factibilidad económica del proyecto en virtud del año de inversión, considerando las perspectivas de decrecimiento de costos en las diferentes tecnologías y la evolución de costos marginales en la red entre otros.

La base de este bloque es un flujo de caja convencional, el cual incluye una TIR del 12 % (posteriormente se realizan sensibilidades sobre este valor), la proyección de costos para los paneles solares y para las unidades de almacenamiento en estudio, la proyección de costos marginales en el nodo de conexión y la cantidad de energía vendida al spot por el conjunto.

Los ingresos estipulados para este estudio, corresponden al pago por concepto de PPA, ingresos por venta al spot y el pago por potencia de suficiencia, el método de cálculo de este último corresponde al de un embalse.

Para determinar el año de inversión que permite ofertar un contrato competitivo, se calcula el costo nivelado de la energía (LCOE)[39] y el mínimo valor del PPA que permite asegurar la sobrevivencia del proyecto. Para determinar este último se considerará aquel valor del PPA que entrega un VAN nulo, para efectos del LCOE se considerará la siguiente fórmula :

$$LCOE = \frac{\text{Costo total vida util}}{\text{Generacion total de energia}} \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

Donde el costo total a lo largo de la vida útil considera tanto los costos fijos del proyecto como los costos variables de este.

3.2. Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión

La presente metodología se enfoca en identificar las condiciones que deben cumplir tanto las redes de transmisión como la naturaleza de sus congestiones, para que el uso de tecnologías de almacenamiento sea eficiente en el desplazamiento de inversión en líneas de transmisión y en la descongestión de tramos de red.

La estructura a seguir en esta sección se conforma de 3 bloques metodológicos consecutivos, el primero modela el SEN contemplando proyecciones técnicas y económicas informadas por las autoridades, el bloque 2 simula la operación del sistema considerando la ampliación virtual de líneas estratégicas, finalmente el tercer bloque 3 analiza los beneficios de esta aplicación en contraste con la ampliación real de líneas.

La figura 3.4, constituye un resumen de la lógica anteriormente descrita, vinculando explícitamente los datos de entrada y salida de cada bloque de forma consecutiva.



Figura 3.4: Bloques metodológicos para postergación en inversión de activos

3.2.1. Bloque 1:

En esta primera etapa se realiza el modelamiento del SEN en la plataforma PLEXOS, para lo cual se consideran los escenarios energéticos propuestos por el Ministerio de Energía [40], Escenarios Energéticos- Chile 2030 [41], las propuestas de expansión de transmisión estipuladas por el CEN [42], la proyección de los precios de combustibles 2019-2033 realizada por la [43] y los planos existentes en relación a la topología de la red.

Una vez que se cuenta con el modelo, se simula la operación del sistema en períodos de tiempo representativos, vale decir puntos estratégicos de operación, fechas típicas de estrés sistémico y largos períodos de tiempo (1- 10 años), con el propósito de identificar las líneas que proyectan congestiones significativas.

3.2.2. Bloque 2:

Una vez identificadas las líneas de interés, se programa un código en Python que se encarga de contabilizar las veces que la capacidad de las líneas se ve saturada, la dirección de los flujos e identificar cuáles son los nodos que se ven comprometidos de forma más recurrente dentro de las ventanas de tiempo de interés.

Una vez que se tiene lo anterior es posible definir el aumento de capacidad requerido en cada línea, considerando un porcentaje de congestiones a resolver en cada caso. Del mismo modo se consideran métodos alternativos como la exploración, para estudiar los efectos del aumento de capacidad sobre las congestiones en redes con diferentes topologías.

Hacia el final de este bloque se tienen simulaciones del sistema en su escenario base y en diversos escenarios de aumento de capacidad en variados tramos de red, enfatizando en la dinámica de los flujos por las líneas y la relación entre congestiones y topologías de red.

3.2.3. Bloque 3:

En esta última etapa a estudiar, se realizan comparaciones técnicas sobre la operación del sistema entre el aumento virtual y real en la capacidad de las líneas, con el objeto de determinar el beneficio de utilizar unidades de almacenamiento por sobre la solución de ampliar líneas.

También se evalúa el impacto de la topología de red en las congestiones estudiadas, esto es identificar los efectos que tienen las líneas paralelas sobre tramos de red altamente enmallados que presentan congestiones consecutivas entre sus nodos, y cómo es esta solución respecto al uso de unidades de almacenamiento.

3.3. Almacenamiento para arbitraje

Con el propósito de estudiar la incorporación de ESS para realizar arbitraje al interior del sistema, se construyen 3 bloques metodológicos consecutivos, el primer bloque modela el SEN contemplando proyecciones técnicas y económicas informadas por las autoridades, el bloque 2 simula la operación del sistema considerando la incorporación del ESS, finalmente el tercer bloque 3 analiza la relación costo-beneficio de esta aplicación.

La figura 3.5, constituye un resumen de la lógica anteriormente descrita, vinculando explícitamente los datos de entrada y salida de cada bloque de forma consecutiva.



Figura 3.5: Bloques metodológicos para arbitraje

3.3.1. Bloque 1:

Al igual que en la metodología anterior, en esta primera etapa se realiza el modelamiento del SEN en la plataforma PLEXOS, considerando los escenarios energéticos propuestos por el Ministerio de Energía [40], Escenarios Energéticos- Chile 2030 [41], propuestas de expansión de transmisión estipuladas por el CEN [42], proyección de los precios de combustibles 2019-2033 realizada por la [43] y los planos existentes en relación a la topología de la red.

Una vez que se cuenta con el modelo, se simular la operación del sistema en períodos de tiempo representativos, vale decir puntos estratégicos de operación, fechas típicas de estrés sistémico y largos períodos de tiempo (1- 10 años), con el propósito de identificar las barras que presentan mayores variaciones de costo marginal en promedio.

3.3.2. Bloque 2:

En esta segunda fase, se ha identificado la barra de interés y por tanto se procede a simular los costos totales de generación del sistema en diferentes escenarios, el escenario base corresponde al sistema sin ninguna unidad arbitrando, el escenario de almacenamiento contempla el contraste de diferentes tecnologías.

Las tecnologías de almacenamiento serán dimensionadas por medio de exploración, esto significa que para determinar su duración se consideran los datos expuestos en el marco teórico, y para su potencia se itera sobre diferentes valores a fin de determinar cual es capaz de impactar el sistema de forma significativa.

Esta metodología, al igual que las anteriores, no busca entregar un óptimo en cuanto al dimensionamiento de unidades de almacenamiento de energía, más bien, busca explicitar las tendencias tecnológicas que satisfacen de mejor forma cada una de las aplicaciones estudiadas, y cuáles son los factores externos que condicionan dichas decisiones.

Hacia el final de esta etapa se puede determinar cuál de las tecnologías de almacenamiento estudiadas reporta un mejor rendimiento a nivel sistémico, por medio del estudio de reducción de costos totales de generación del sistema, y por ende se pueden determinar los beneficios sistémicos debido a la inclusión de arbitraje.

3.3.3. Bloque 3:

La última etapa de este estudio corresponde a la evaluación financiera, en particular se busca determinar la factibilidad económica del proyecto en virtud del año de inversión, considerando las perspectivas de decrecimiento de costos en las diferentes tecnologías y la evolución de costos marginales en la red entre otros.

La base de este bloque es un flujo de caja convencional, el cual incluye una TIR del 12% (posteriormente se realizan sensibilidades sobre este valor), la proyección de costos para las unidades de almacenamiento en estudio, y la reducción de costos totales de generación debido a la inclusión de unidades de almacenamiento para realizar arbitraje.

Los ingresos estipulados para este estudio corresponden al ahorro sistémico en generación, y al pago por potencia de suficiencia, teniendo en cuenta que se utiliza la formulación definida por la CNE para unidades de almacenamiento en este último punto.

Capítulo 4

Casos de estudio

En este capítulo se describen los casos que serán estudiados por medio de la aplicación de las metodologías expuestas anteriormente, en cada una de las siguientes secciones se identifican los motivos que posicionan estos casos como escenarios relevantes, y a su vez se especifican aquellas cualidades que hacen de estos una aproximación concluyente para la aplicación de ESS en el SEP chileno.

4.1. Central con capacidad de almacenamiento

Para evaluar este proyecto se considera la tendencia nacional en la localización de centrales solares, esta permite afirmar que la mayor concentración se encuentra en la zona norte del país. Es así, como por medio de la exploración se determina que la central Maria Elena Solar con una potencia nominal de 73 [MW] será la base para determinar el factor de planta solar a utilizar, y por tanto la barra de conexión asociada al proyecto es Maria Elena

La figura 4.1, ilustra la significativa diferencia que existe entre los factores de planta que representan las temporadas de invierno , verano y el promedio anual.

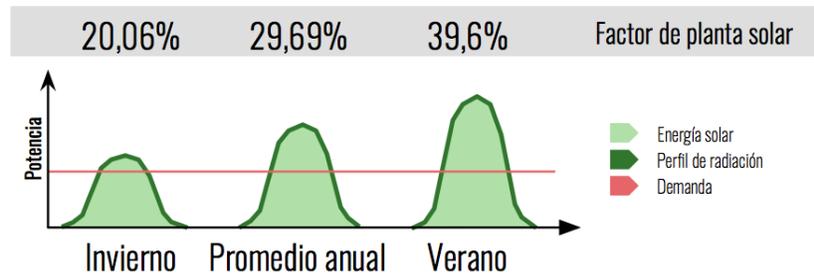


Figura 4.1: Factores de planta solar para diferentes temporadas

A partir de la figura anterior, se ha determinado que en este trabajo no se considerará el factor de planta instantáneo para ningún efecto, por el contrario, para el dimensionamiento se utilizarán los factores de planta promedio para verano, invierno y para todo el año, con el

propósito de contemplar un espectro de escenarios desfavorables, promedio y favorables en cuanto a la disponibilidad de recurso.

Para el dimensionamiento del conjunto se considera un día representativo de cada factor de planta, esto significa que para el caso favorable se utilizará un día representativo de Noviembre, para el caso desfavorable será un día representativo de Julio y en el promedio anual se calculará un día promedio, tal y como muestra la figura 4.2.

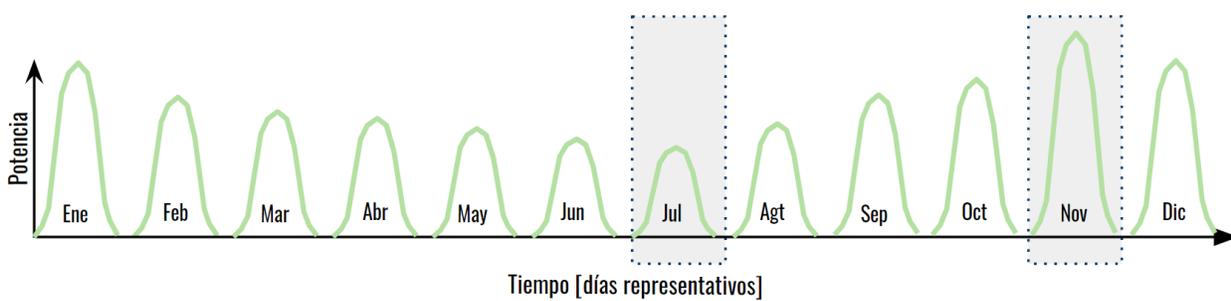


Figura 4.2: Perfil solar de días representativos

En lo que respecta a las dimensiones del bloque de energía a ofertar, se determina que con el propósito de facilitar la interpretación, comparación y extrapolación de los resultados, el bloque a ofertar debe ser de 100 [MW] plano durante todo el año.

En relación a la forma de abordar la optimización del segundo bloque metodológico, se tiene que los valores del perfil solar tendrán resolución horaria y se realizará una evaluación anual. La figura 4.3 ilustra el muestreo de datos con resolución horaria anteriormente mencionado.

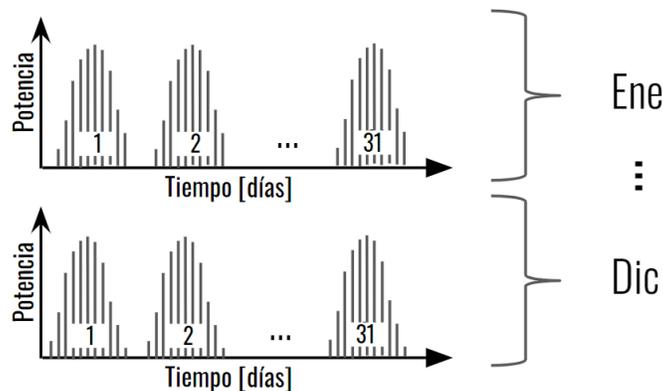


Figura 4.3: Perfil solar anual con resolución horaria

Para efectos del presente trabajo se considera un decrecimiento anual del 2% en los costos de inversión del ACAES a partir de una cotización real previamente, para los paneles solar y las baterías de ion litio se considerarán las proyecciones globales. Los valores de eficiencia asociados a la tecnología tipo ACAES será de 65% y para ion litio de 87%.

4.2. Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión

Para realizar este estudio se considera la tendencia nacional en la localización de centrales solares, esta permite afirmar que la mayor concentración se encuentra en la zona norte del país, y por ende el mayor número de congestiones se encuentra en esta zona. Es así, que se seleccionan en particular dos casos de estudio, cuyas redes ofrecen diferentes topologías y congestiones de diversos tipos.

El primer caso de estudio contempla un área altamente enmallada, que en la actualidad presenta una creciente penetración fotovoltaica, la cual se ve perjudicada por las congestiones de red, de modo que la búsqueda de una solución a esta problemática es relevante. La figura 4.4 muestra el tramo de red en cuestión, el cual presenta una sección enmallada entre Lagunas y Kimal, que se conecta al tramo Encuentro - Centinela.

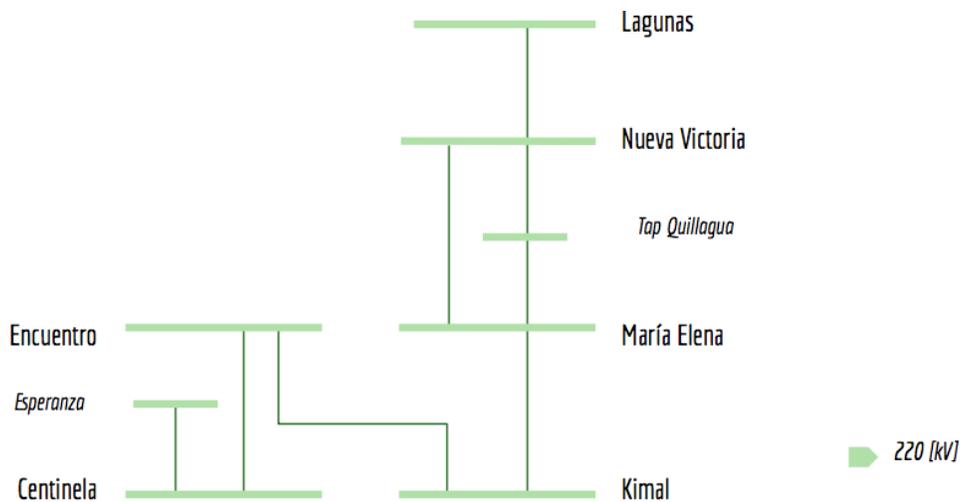


Figura 4.4: Primer caso de estudio para uso de ESS en líneas de transmisión

La particularidad de esta topología radica en parte sobre las capacidades de línea entre Lagunas Y Kimal, las cuales son idénticas entre ellas e iguales a 211 [MW].

El segundo caso de estudio contempla un área altamente enmallada que contempla la construcción de un tramo paralelo. La figura 4.5 muestra el tramo de red en cuestión, el cual presenta una sección enmallada entre Pan de Azúcar y Quillota, con un proyecto de expansión en 500 [kV] entre Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.

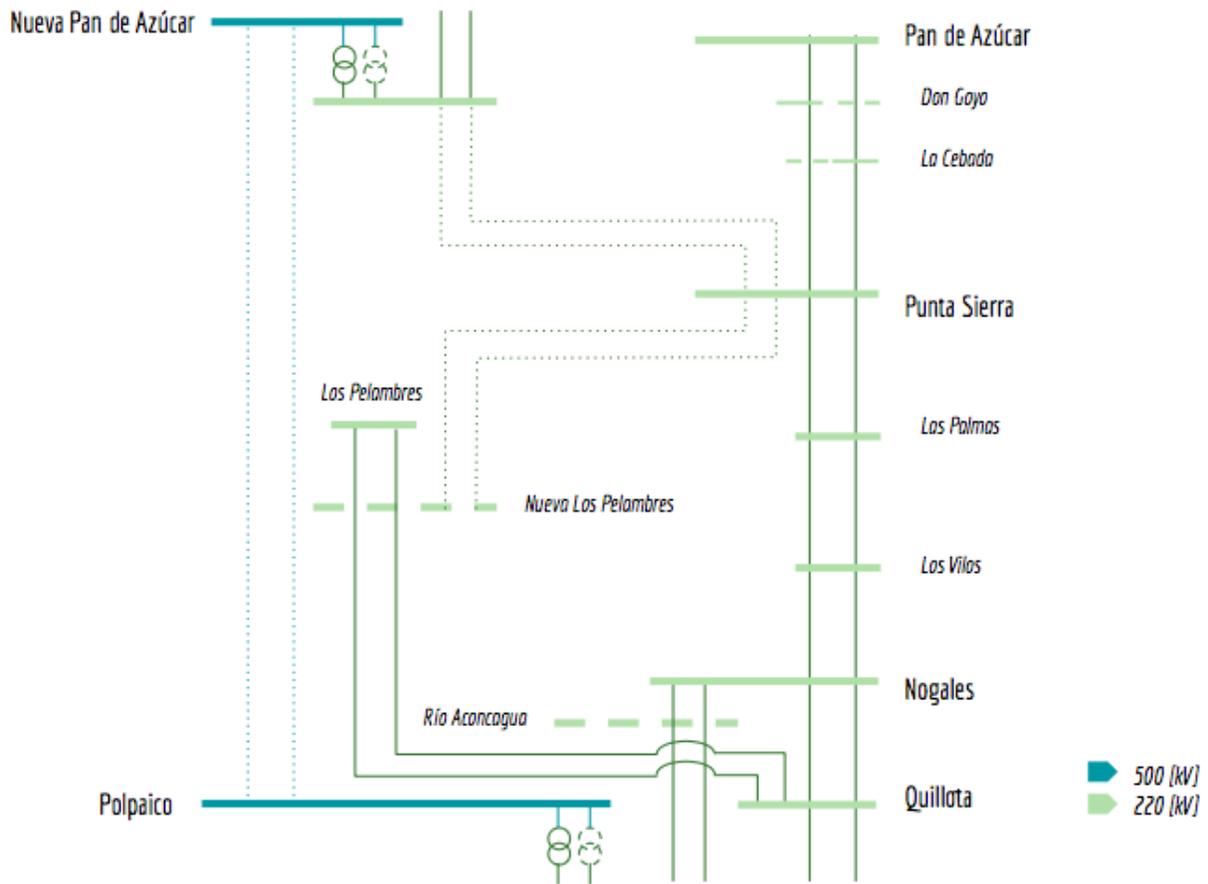


Figura 4.5: Segundo caso de estudio para uso de ESS en líneas de transmisión

Para efectos de esta aplicación, se considera la tecnología de ion litio como unidad de almacenamiento, pues teniendo en cuenta sus características técnicas y la experiencia internacional es la tecnología que podría desempeñar de mejor forma este servicio.

4.3. Almacenamiento para arbitraje

Para abordar la evaluación de esta aplicación se ha decidido comparar tanto la utilización de baterías de ion litio como de ACAES, con el propósito de contrastar los costos y beneficios de tecnologías profundamente diferentes en lo técnico pero que desde la teoría pueden suplir este servicio.

En virtud de las diferencias técnicas de los ESS seleccionados, se ha determinado que el tiempo de soporte sea de 5 horas para el ion litio, y de 12 horas para la unidad ACAES, con el objetivo de operar con un ciclaje diario en cada tecnología.

A partir de la exploración de datos de las simulaciones realizadas en PLEXOS, se ha decidido que la barra a considerar para este estudio es Carrera Pinto 220 [kV], debido a que se observa un crecimiento en el promedio de la variación de costos marginales diarios a lo largo de los años, tal y como muestra la figura 4.6.

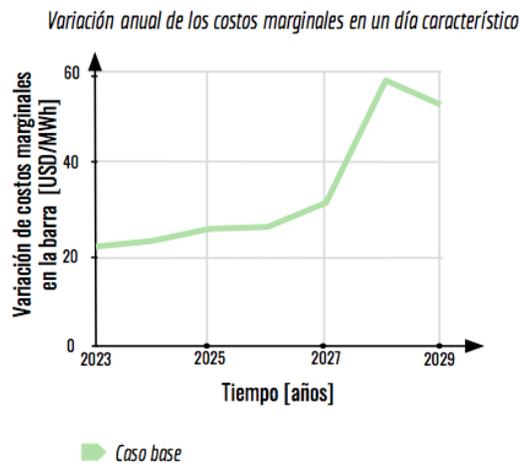


Figura 4.6: Variación promedio de costos marginales en escenario base

Para la evaluación financiera de esta aplicación se diferencian los horizontes de evaluación, en el caso del ACAES se consideran 30 años, y para el ion litio se consideran 20 años con reinversión completa de todas las baterías en el décimo año. Por motivos computacionales, las simulaciones contemplan un período de 7 años a partir de los cuales se extrapolan los datos para faltantes para la construcción del flujo de caja.

Capítulo 5

Resultados y análisis

El presente capítulo expone los resultados obtenidos tras aplicar la metodología sobre los casos de estudios considerados, enfatizando en aquellos de interés técnico y económico, para posteriormente comentar y analizar los aspectos más relevantes de los resultados.

En primer lugar se muestran los resultados asociados a la central con capacidad de almacenamiento, luego se da paso a aquellos resultados asociados al uso de almacenamiento para postergar la inversión de activos de transmisión, y finalmente se exponen los resultados vinculados al uso del almacenamiento con fines de arbitraje.

5.1. Central con capacidad de almacenamiento

Como consecuencia de la aplicación de la metodología planteada, y considerando el caso de estudio detallado, se tiene como primer resultado de interés el dimensionamiento del parque fotovoltaico y de la unidad de almacenamiento, el cual se expone en la tabla 5.1, donde se especifica un factor de planta del conjunto ESS + PV, para expresar la relación entre la potencia anual que es capaz de suministrar en el conjunto respecto al bloque ofertado.

Tabla 5.1: Detalles de las configuraciones estudiadas

	Diseño para invierno	Diseño para promedio anual	Diseño para verano
Potencia PV [MW]	655,6	430,4	313,74
Potencia ESS [MW]	285,0	212,7	160,9
Capacidad ESS [MWh]	2137,6	1883,5	1641,8
Factor de planta ESS+PV [%]	99,2	91,5	76,6

Una vez evidenciados los requerimientos técnicos de la unidad de almacenamiento se procede a seleccionar la tecnología tipo ACAES por sobre el ion litio, pues su capacidad energética se ajusta mejor a los rangos expuestos anteriormente, además en el territorio nacional existen minas abandonadas que pueden ser reacondicionadas para un proyecto tipo brownfield.

A partir de la operación del conjunto dimensionado para el perfil de invierno se tiene la figura 5.1, donde es posible observar que ocurre un fenómeno característico de carga y descarga de la unidad ACAES, la cual presenta ciclos profundos durante las temporadas de primavera y verano, pero durante las temporadas de otoño e invierno el ciclaje del almacenamiento tiende a aplanarse, esto se explica por la reducción de recurso solar.

Es interesante mencionar que un ciclaje diario para la unidad tipo ACAES resulta eficiente y permite proyectar la vida útil del equipo por sobre los 30 años, lo cual permite fijar un amplio horizonte para la recuperación de la inversión.

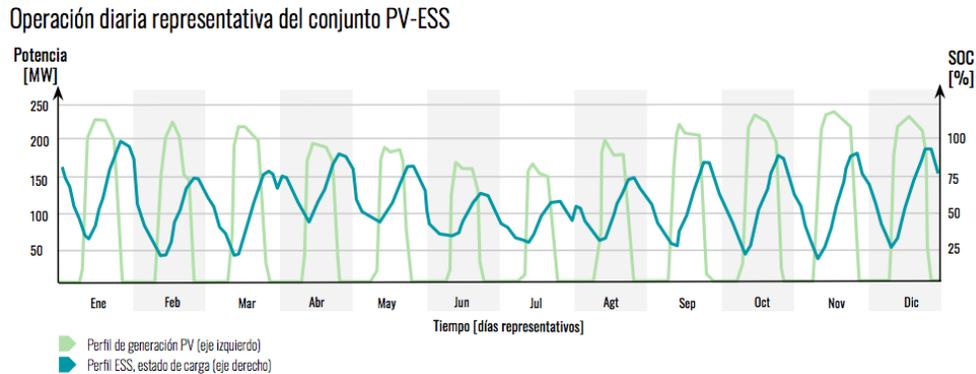


Figura 5.1: Operación representativa anual del ciclo diario del almacenamiento de generación solar

El interés comercial por identificar el movimiento de los volúmenes de energía a lo largo del año para cada configuración, ha inspirado la elaboración de la figura 5.2, donde se exponen el promedio mensual de energía que contribuyó al abastecimiento del bloque ofertado, ya sea PV, descarga de almacenamiento o compra al spot, y se indica la energía excedente que es vendida al spot.

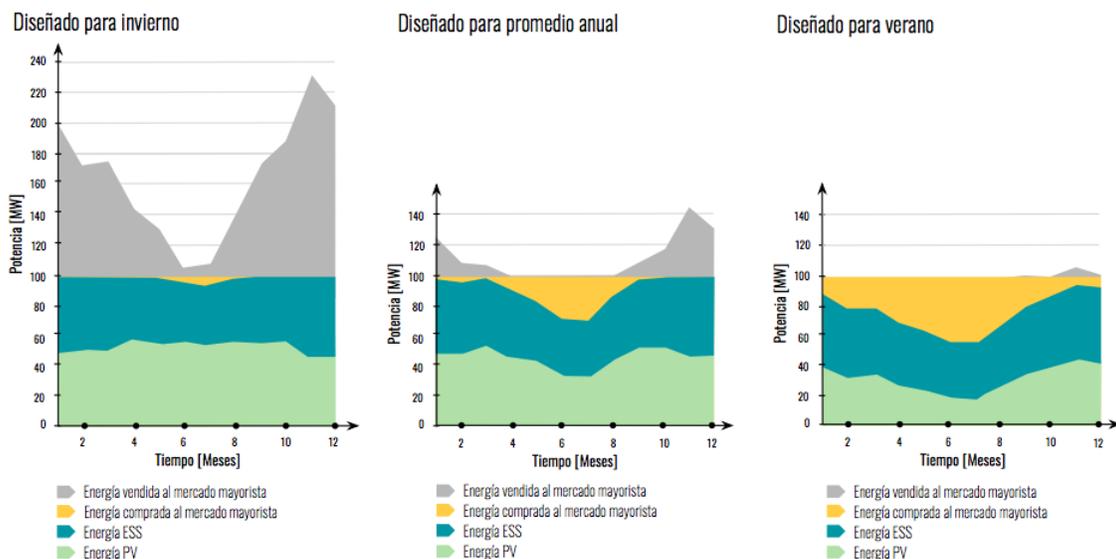


Figura 5.2: Operación anual promedio de central con almacenamiento, considerando transacciones con el spot para abastecer 100 [MW]

En la figura 5.3 se observa el promedio anual de aportes al bloque ofertado según los diferentes diseños, identificando el origen de las fuentes que lo abastecen. En particular, se nota que el sobre-dimensionamiento solar en el diseño que considera el perfil de invierno, asegura anualmente un suministro cercano al 100 % del bloque ofertado haciendo uso exclusivo de las unidades PV y ESS, incurriendo en el mínimo de compras al spot (0,8 %) en relación a las otras configuraciones.

Distribución anual del abastecimiento de demanda

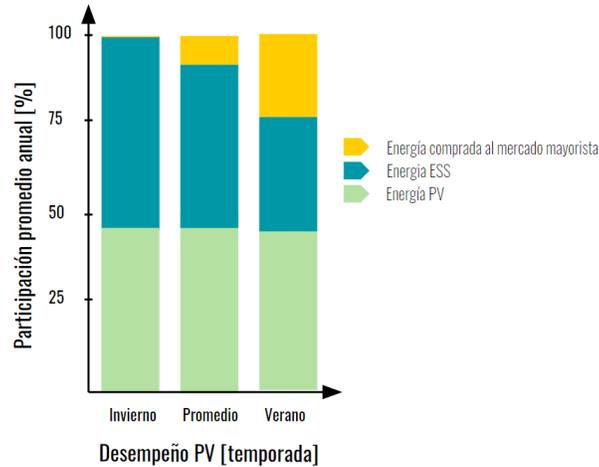


Figura 5.3: Distribución del recurso para abastecimiento

La proyección de costos de inversión para el conjunto estudiado se presenta en la figura 5.4. Para cada evaluación se realiza con un flujo de caja a 30 años considerando reinversión fotovoltaica a los 15 años de iniciado el proyecto.

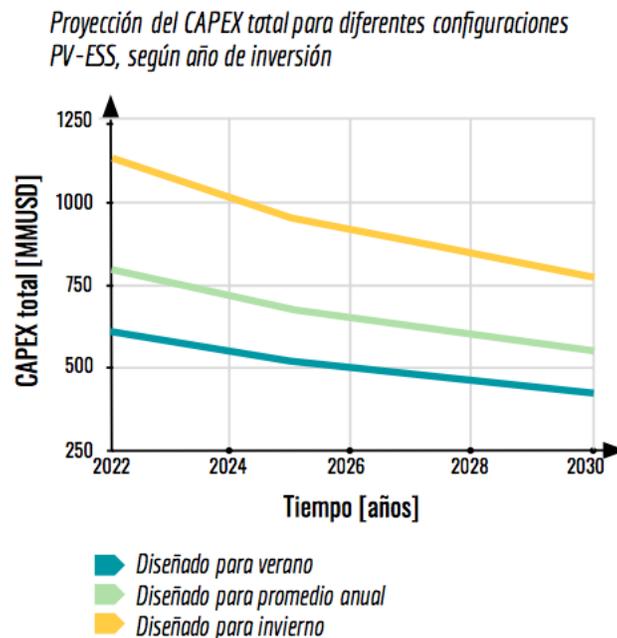


Figura 5.4: Tendencias del CAPEX total para diferentes configuraciones PV-ESS según año de inversión

De la figura anterior se puede notar que el diseño de invierno al estar sobre-dimensionado incurre en una inversión significativamente superior a la de otras configuraciones, en particular alcanza a ser cerca el doble de la inversión asociada al diseño de verano, el cual se encuentra sub-dimensionado con respecto al promedio anual.

Con el objetivo de determinar la configuración más competitiva, se calculan el LCOE y los mínimos valores de PPA asociados a las diferentes configuraciones, estudiando la evolución de estos precios en un horizonte de 8 años. La figura 5.5 ilustra lo anteriormente descrito para cada uno de los escenarios

Proyección de LCOE y valores mínimos de PPA, para diferentes configuraciones PV-ESS, según año de inversión



Figura 5.5: Tendencias del LCOE y del mínimo PPA para diferentes configuraciones PV-ESS

A partir de la figura anterior se puede apreciar que la opción más competitiva es la configuración de invierno, pues los ingresos por venta al spot permiten compensar el sobre dimensionamiento de los equipos. Los costos marginales considerados para cada año de evaluación corresponden a las proyecciones con las cuales se construye la figura 4.6, y por ende, en cada evaluación se actualizan los valores utilizados.

En particular, considerando el escenario nacional, se puede afirmar que el proyecto comienza a ser altamente competitivo desde 2028, donde su mínimo valor de PPA alcanza los 50 [USD/MWh]. Es importante notar que esta opción de inversión se obtiene a partir de supuestos conservadores, es decir, una TIR del 12 % y una reinversión total de paneles solares a los 15 años de iniciado el proyecto.

La tabla 5.2 indica los respectivos años ideales de inversión del proyecto en función de supuestos económicos más riesgosos, estos son 3 sensibilidades para el valor de la TIR: 12 %, 10 % y 8 %, además de 2 plazos de reinversión para la tecnología PV.

Tabla 5.2: Años de inversión según sensibilidades económicas y de reinversión PV

	TIR 12 %	TIR 10 %	TIR 8 %
Reinversión PV 15 años	2028	2026	2024
Reinversión PV 20 años	2028	2026	2024

A partir de lo obtenido, en la tabla 5.2, es posible afirmar que en un escenario de mayor riesgo se puede invertir en el año 2024, si bien, no existe una diferencia en la fecha ideal al variar el plazo de reinversión PV, se tiene que un plazo de 20 años mejora la oferta del mínimo PPA en 1,3 [USD/MWh] respecto a la opción de reinvertir a los 15 años.

Como última consideración para este estudio, se decide calcular el costo promedio de venta al spot, para entender de mejor forma la relación comercial del proyecto con el mercado mayorista. La ecuación expuesta a continuación constituye un promedio ponderado que reconoce como pesos la cantidad de energía vendida en cada instante, con el objetivo de entregar un precio que represente la valoración real que tiene la energía solar en el spot.

$$C_{promedio} = \frac{\sum_{t=1}^T E_{vendida}^t \cdot P_{spot}^t}{\sum_{t=1}^T E_{vendida}^t}$$

Siendo:

- T= cantidad de horas que tiene el año de estudio
- P_{spot}^t = al costo marginal en el instante t proyectado en la barra de conexión del proyecto
- $E_{vendida}^t$ = volumen de energía ofertado por la central con capacidad de almacenamiento al spot.

En resumen, la ecuación anterior correlaciona la cantidad de energía vendida al spot con el costo marginal de la barra en ese instante, esto es dividido por la cantidad total de energía vendida, el propósito de este cálculo es comprender el precio promedio efectivo al cual se vende energía al spot.

La proyección en el tiempo del costo recién detallado, considerando únicamente el diseño de invierno, pues se ha identificado como el más competitivo a nivel tanto comercial como técnico, permite notar que para el año 2028 el costo promedio de venta rondará los 20 [USD/MWh] en la barra María Elena.

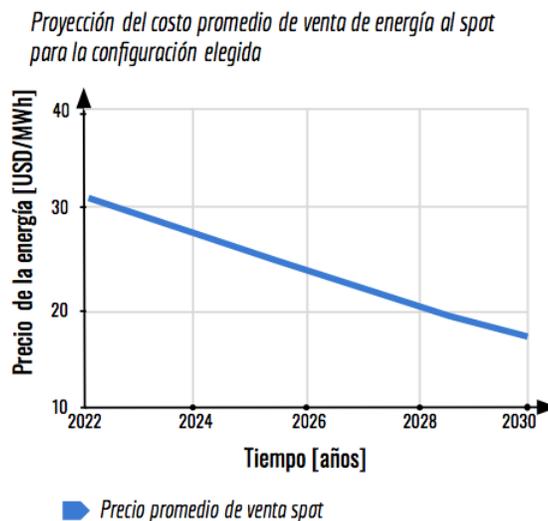


Figura 5.6: Tendencias del costo promedio de venta al spot para la configuración de invierno

La tabla 5.3 entrega un resumen de la decisión de inversión que se propone para este proyecto, en donde se ha considerado un PPA de 50 [USD/MWh] además de costos de operación y mantenimiento iguales al 1,6% del CAPEX.

Tabla 5.3: Resumen de inversión Central con capacidad de almacenamiento

Escenario	Conservador	Mayor riesgo
Año de inversión:	2028	2024
CAPEX PV inicial:	364,52 [MMUSD]	502,20 [MMUSD]
CAPEX PV reinversión:	150,79 [MMUSD]	150,79 [MMUSD]
CAPEX ESS:	321,45 [MMUSD]	348,50 [MMUSD]
CAPEX total:	836,76 [MMUSD]	974,44 [MMUSD]
VAN:	0,27 [MMUSD]	8,86
TIR:	12,01 [%]	8,16 [%]

Parte de las especificaciones técnicas relevantes del proyecto son las dimensiones de la unidad ACAES, las cuales son: 285 [MW] · 7,5 [hrs], por lo que el sistema almacenamiento diseñado es capaz de entregar una potencia menor a los 285 [MW] por 12 horas o más, debido al desacople existente entre potencia y energía para esta tecnología.

5.2. Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión

A partir de la aplicación de la metodología planteada, y considerando los casos de estudio detallados, se tienen los siguientes resultados y/observaciones a partir de las simulaciones realizadas.

Para el primer caso de estudio:

- El comportamiento general de los flujos ocurre desde el norte hacia el sur durante las horas de sol, es decir desde la barra Lagunas hacia la barra Kimal. Este flujo es potenciado por la inyección solar en la zona, el cual congestiona consecutivamente todas las líneas del caso de estudio.
- Se han observado dos tipos de congestiones en función de las topologías estudiadas, las cuales se ilustran en la figura 5.7, donde las congestiones del tipo (a) obedecen a la dinámica observada el tramo de red entre Lagunas y Kimal, y las congestiones del tipo (b) se observan entre Encuentro y Centinela, donde la barra B representa a esta última.

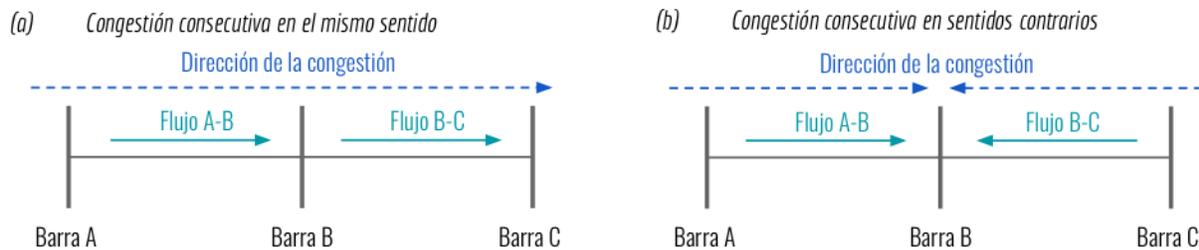


Figura 5.7: Tipos de congestiones consecutivas experimentadas en redes

- En relación a la congestión tipo (a) se puede afirmar que la ampliación simulada para el tramo María Elena-Nueva Victoria en 100[MW], representó una congestión aguda en el tramo María Elena - Kimal producto del aumento de inyección en la barra María Elena debido a la ampliación virtual.
- La ampliación de una línea al interior de una malla congestionada tipo (a) no reporta beneficios sistémicos pues agudiza la congestión en las líneas contiguas, esto se debe a que la dirección de la congestión concatena los efectos de saturación de líneas, por lo que se debe ofrecer una línea paralela a la red que permita liberar la malla, o bien ampliar cada uno de los segmentos de la malla en cuestión.
- El uso de ESS para congestiones tipo (a) resulta técnicamente complejo, pues la instalación de baterías en ambos extremos de la línea supone una operación coordinada al ampliar dos líneas consecutivas, es decir, la batería del nodo B no se puede cargar y descargar simultáneamente, en caso de requerirse algo de este estilo se deberán instalar equipos independientes, incurriendo en una sobre-inversión de baterías de ion litio.
- Respecto al uso de ESS para resolver congestiones tipo (b), se observó que estas presentan condiciones más favorables, puesto que al tenerse flujos contrapuestos, es posible ampliar virtualmente ambas líneas y ubicar una única unidad de almacenamiento en

Centinela, capaz de ciclar coordinadamente con los requerimientos de flujo desde Encuentro y Esperanza.

En relación al segundo caso de estudio se puede afirmar:

- Al igual que lo observado en el caso anterior para las congestiones tipo (a), se puede confirmar que un aumento en la capacidad de línea para un tramo al interior de la red de 220[kV] no representa una solución sistémica pues agudiza las congestiones en tramos adyacentes.
- A partir de las simulaciones realizadas no es posible observar congestiones del tipo (b), por lo que resulta complejo afirmar o negar la existencia de escenarios propicios para la incorporación de unidades de almacenamiento con el fin de aumentar la capacidad de líneas.
- La construcción del tramo en 500[kV] resulta una solución parcialmente efectiva, pues la liberación de congestiones atraerá más inversión renovable y por ende aumentarán las congestiones en la zona, esto supone un negocio potencial para el uso de baterías transportables, pues se pueden relocalizar los aumentos de capacidad en virtud de los requerimientos de la red.

En general se puede afirmar que:

- La dificultad para estimar las congestiones en el tramo entre Polpaico y Pan de Azúcar, se atribuyen a que el 2019 fue el peor año hidrológico de la historia, de manera que las proyecciones realizadas al comienzo del estudio no fueron consistentes con la operación real, esto se debe a que no se alcanzaron las cotas esperadas para los embalses y por ende sus despachos fueron mucho menores a lo esperado.
- De concretarse este proyecto, su inversión debe captar suficientes beneficios desde su puesta en servicio hasta la entrada en operación del enlace HVDC KIMAL- Lo Aguirre en 2030, lo que constituye una restricción importante a la hora de invertir en ESS.

5.3. Almacenamiento para arbitraje

A partir de la implementación de la metodología planteada y considerando el caso de estudio detallado, se tiene que como primer resultado de interés que la potencia de la unidad de almacenamiento será de 300 [MW], este valor fue determinado a partir del proyecto Valhalla, el cual fue evaluado y promovido por la CNE en su propuesta de plan de expansión 2017, y se considera relevante pues permite observar cambios significativos en los costos marginales de la barra estudiada.

En la tabla 5.4, se muestra un compilado de las cualidades técnicas de las dos unidades de almacenamiento a comparar, donde cabe destacar que la capacidad de almacenamiento estipulada para el sistema de aire comprimido resulta ser superior al doble de lo asociado a ion litio.

Tabla 5.4: Resumen técnico de las unidades de almacenamiento

	ESS 1	ESS 2
Tecnología	Ion litio	ACAES
Potencia [MW]	300	300
Tiempo de descarga [hrs]	5	12
Energía [MWh]	1500	3600
Eficiencia [%]	87	65

Una vez simulada la operación del sistema en los distintos escenarios es posible observar que la variación de costo marginal se ve reducida por efecto del arbitraje de energía. La figura 5.8 ilustra el comportamiento recién comentado, haciendo notorio que las baterías de ion litio presentan un mejor rendimiento que la tecnología ACAES pues favorecen de forma más significativa a la reducción en la variación de costos marginales.

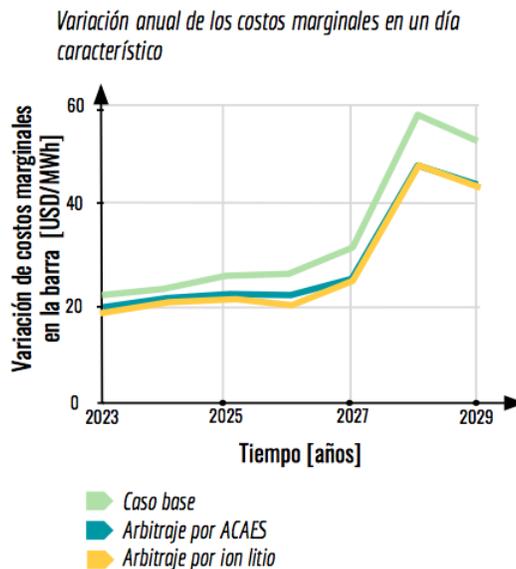


Figura 5.8: Variación de costos marginales para un día representativo de cada año

En particular, los costos totales de generación se pueden observar en la tabla 5.5, donde se tienen los valores explícitos obtenidos en la simulación.

Tabla 5.5: Costos totales de generación [MMUSD]

Año	Sin ESS	Con ion litio	Con ACAES
2023	829,48	824,29	824,96
2024	763,29	756,55	757,17
2025	836,55	830,04	831,04
2026	1095,07	1087,27	1090,77
2027	1149,39	1140,21	1142,16
2028	1415,26	1392,59	1394,85
2029	1227,67	1207,29	1208,55

Para facilitar la interpretación de los datos presentados en la tabla anterior, se presenta la figura 5.9, la cual permite notar con facilidad, que la reducción de costos totales de generación es mayor cuando se utiliza una central de almacenamiento a base de baterías de ion litio, esto se puede justificar por la mayor eficiencia de esta tecnología en comparación con la ACAES.

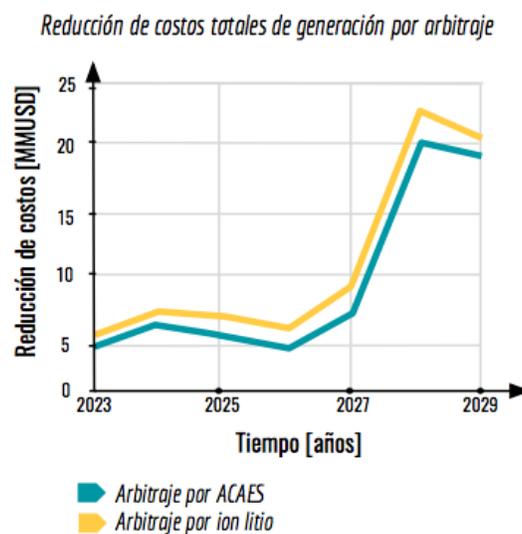


Figura 5.9: Reducción en costos totales de generación por efecto del arbitraje

Para definir la tecnología en la cual resulta más conveniente invertir, se debe considerar cómo decrecen sus costos de inversión y a la vez cómo evoluciona el VAN del proyecto a lo largo del tiempo. La figura 5.10 se encarga de ilustrar lo anterior.

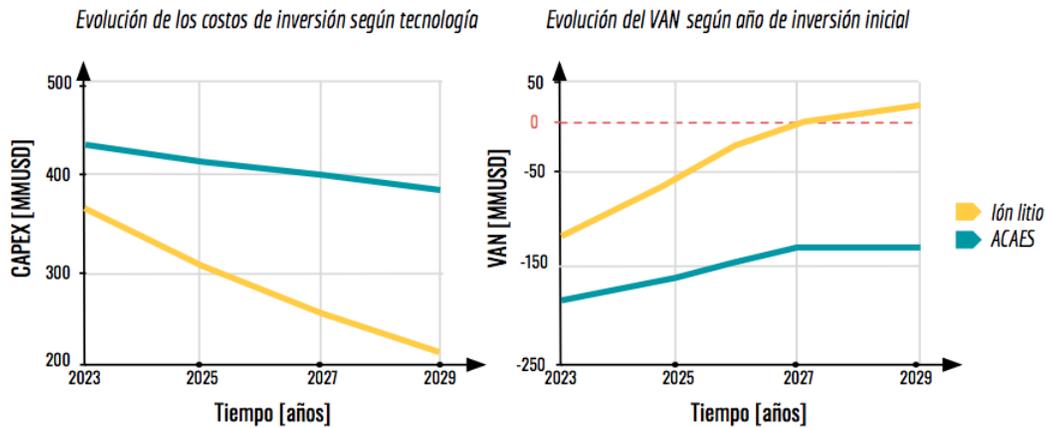


Figura 5.10: Tendencias de costos y VAN para los diferentes escenarios

A partir de la gráfica de costos es evidente notar que la tasa de decrecimiento para la tecnología de ion litio es más acelerada que la asociada al ACAES, lo cual repercute en la curva de crecimiento que tienen los respectivos VAN.

Como el dimensionamiento de la capacidad de la tecnología no se realizó en base a una optimización, cabe la opción de haber sobredimensionado o subdimensionado alguna de las tecnologías, en particular este podría ser el caso de la tecnología ACAES, la cual para efectos de este ejemplo no resulta rentable dentro de la ventana de tiempo estudiada.

Otra de las explicaciones que se pueden asociar a la infactibilidad económica del uso de ACAES para realizar arbitraje, consiste en que la unidad se encuentre sobredimensionada para sus parámetros de tiempo y energía, por lo que cabe la posibilidad de obtener un mejor resultado si se dimensiona para un ciclaje diario de menor duración, o bien si se estudia con ventanas de tiempo de 2 días.

Finalmente, a partir del último gráfico expuesto se puede afirmar que la tecnología ion litio representa la mejor decisión de inversión para realizar arbitraje en la barra Carrera Pinto 220 [kV], en particular se espera que esta decisión de inversión reporte ganancias para su inversionista a partir de 2027 con una TIR del 12%. Existen otros años de inversión con mayor riesgo como: 2026 con una TIR del 11,2%, y 2025 con una TIR del 7,2.

Tabla 5.6: Resumen de inversión arbitraje

Tecnología	Ion litio
Año de inversión	2027
Dimensiones	300 [MW] · 5 [hrs]
CAPEX	249,51 [MMUSD]
VAN	0,15 [MMUSD]
TIR	12,03 [%]

Capítulo 6

Conclusión

Este capítulo se encarga de reunir los análisis de mayor relevancia y las observaciones más concluyentes de cada caso de estudio, para dar un cierre técnico y económico a las aplicaciones estudiadas a lo largo de la memoria.

A partir del estudio del proyecto: **Central con capacidad de almacenamiento**, es posible concluir lo siguiente:

- Ofertar un bloque energético de bajo impacto ambiental y que es capaz de compensar la variabilidad de las TGV, supone un comportamiento eléctrico similar al de una central de base y por ende permite el desplazamiento de unidades térmicas que presten servicios de control rápido y/o primario de frecuencia.
- Mientras el proceso de descarbonización siga dependiendo de iniciativas privadas resulta complejo para el conjunto PV+ESS competir en el mercado, pues el decrecimiento observado para el valor mínimo de PPA que se puede ofertar dista de la proyección actual para los contratos de suministro.
- El uso de tecnologías ACAES que se ajusta en gran manera tanto a los requerimientos energéticos del país, como a las condiciones geográficas del territorio nacional. Por lo que un mayor reconocimiento de sus aportes en potencia de suficiencia y reducción de rampas (flexibilidad sistémica), entre otros, podría representar el desplazamiento de grandes unidades térmicas sin comprometer la seguridad del sistema.

A partir del estudio del proyecto: **Descongestión de líneas y postergación en inversión de activos de transmisión**, es posible concluir lo siguiente:

- El impacto de la descongestión de líneas no solo permite evitar el desacople de costos marginales, si no que promueve la penetración de fuentes renovables en zonas que presenten potencial para su desarrollo.
- Las congestiones en sistemas enmallados implican ampliaciones consecutivas de líneas congestionadas, mientras que la ampliación virtual aislada agudiza congestiones vecinas. De este modo se tiene que las redes con topologías con tendencia hacia lo radial resultan escenarios más favorables para esta aplicación, pues al confluir todas las congestiones a un mismo nodo es posible operar de forma coordinada las unidades de almacenamiento.

- El uso de ESS supone desafíos técnicamente complejos en el caso de congestiones consecutivas en el mismo sentido, pues en un mismo instante las unidades asociadas a un nodo deben ser capaces de almacenar e inyectar energía.

Así, el ESS solo resulta atractivo en ampliaciones virtuales de menor tamaño, pero en casos de gran envergadura no se justifica el uso de ESS por sobre la construcción de un tramo de línea en paralelo, a menos que dicho proceso sea complejo social o constructivamente, y que todas las otras opciones tradicionales se hayan agotado, como el cambio de niveles de conductor o de tensión para el repotenciamiento de líneas.

- Una ventaja del ion litio es su implementación como solución transportable, operando de forma más eficiente a lo largo de su vida útil, mientras que el ACAES depende fuertemente de la ubicación del proyecto, de modo que sus expectativas de funcionamiento deben ser de por lo menos 20-30 años. Así, aplicaciones que son rentables por cortos períodos de tiempo solo podrían ser abordadas por unidades de ion litio.
- El éxito financiero de esta aplicación depende fuertemente de su ubicación espacio-temporal, pues se debe poder estimar la dinámica de flujos en las líneas, y cómo estos se modifican producto de ampliaciones vecinas.

A partir del estudio del proyecto: **Almacenamiento para arbitraje**, es posible concluir lo siguiente:

- Esta aplicación representa beneficios sistémicos significativos en la reducción de costos de generación, y a su vez tiene un impacto sobre las emisiones de GEI, pues permite desplazar generación térmica.
- Los pagos por potencia de suficiencia en arbitraje para unidades de almacenamiento, constituyen una reducción frente al cálculo asociado a unidades de generación (por ejemplo, la central con capacidad de almacenamiento). Lo anterior se traduce en un retardo de 1 año en la fecha de inversión, pues al reportar menos ingresos se requiere de una reducción de costos de inversión más significativa para pagar el proyecto.
- El uso de almacenamiento para arbitraje, se justifica en tecnologías cuya duración ronde las 5 horas, pues bajo este valor el pago de potencia de suficiencia tiende a convertirse en una barrera de entrada, y por sobre este valor el sobredimensionamiento del sistema no justifica la inversión requerida.

Teniendo en cuenta el desarrollo general del presente trabajo, se ha colegido lo siguiente:

- La incorporación de almacenamiento al SEP Chileno constituye un aporte sistémico en todos los casos estudiados. Considerando incluso que ninguna de las aplicaciones propuestas entrega un dimensionamiento óptimo de sus ESS, es posible afirmar que todas ellas entregan cualidades técnicas necesarias a la matriz.
- El diseño del mercado actual impide reconocer todas las virtudes que pueden ser proporcionadas por los ESS al sistema, dejando barreras para la positiva inserción de estas tecnologías en el SEP chileno.
- La experiencia internacional sostiene la necesidad de impulsar de forma sistemática la penetración de ESS al interior del SEP, promoviendo la valoración de sus aportes, evitando competir con elementos de red existentes pues aportan diferentes servicios a la red. Así, la regulación y remuneración de servicios son claves para asegurar la pronta

factibilidad económica de los proyectos de almacenamiento.

Como trabajo futuro se propone:

- Ahondar en el dimensionamiento óptimo de las diferentes tecnologías estudiadas.
- Formular un nuevo pago para unidades de almacenamiento por sus aportes en la flexibilidad sistémica, en donde se reconozcan la capacidad de los ESS para proveer rampas de subida y bajada de generación, y de este modo complementar los pagos de potencia de suficiencia promovidos por la regulación.

A continuación se resumen los resultados, análisis y conclusiones más relevantes del trabajo realizado, en particular se han especificado en ciertos casos un rango de fechas rentables de inversión, en donde el año más próximo se asocia a las inversiones de mayor riesgo, en contraposición con las más posteriores que se asocian a mayores retornos para la empresa.

Aplicación	Central con capacidad de almacenamiento	Arbitraje	Descongestión de líneas y postergación en activos de transmisión
Tecnología más apta	➤ ACAES	➤ Ion litio	➤ Ion litio
Fecha rentable de inversión	➤ 2024-2028	➤ 2025-2027	➤ -
Condiciones para la viabilidad económica	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Uso de variante brownfield ➤ ESS duración: 7,5 hrs aprox. ➤ Mayor reconocimiento de aportes sistémicos de las unidades ESS como: potencia de suficiencia, flexibilidad sistémica, entre otros. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ESS duración: 5 horas aprox. ➤ Mayor reconocimiento de aportes sistémicos de las unidades ESS como: potencia de suficiencia, flexibilidad sistémica, entre otros. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ubicación espacio temporal estratégica para el proyecto en función de los flujos de línea

Figura 6.1: Resumen

Bibliografía

- [1] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition),” *IRENA, Abu Dhabi*, 2019.
- [2] Ministerio de Energía, “Hoja de ruta 2050,” *Comité Consultivo de Energía 2050, Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2015.
- [3] G. Olgún (Power Business, “Almacenamiento de energía, Parte 5: Aplicaciones,” *CI-GRE (Consejo Internacional de Grandes Redes eléctricas)*, 2017.
- [4] L. Munuera, H. Fukui, “Energy storage - tracking clean energy progress.” <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>, 2019. Último acceso: 04-11-2019.
- [5] Comisión Nacional de Energía, “Reglamentos de coordinación y operación—almacenamiento de energía,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2017.
- [6] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,” *IRENA, Abu Dhabi*, 2017.
- [7] A. Eller, D. Gauntlett, “Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets,” *Navigant Research Consulting*, CO, USA, 2017.
- [8] U.S. Department of energy, “Doe global energy storage database.” https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization, 2019. Último acceso: 09-01-2020.
- [9] J.I. San Martín, I. Zamora, J.J. San Martín, V. Aperribay, P. Eguía, “Energy storage technologies for electric applications,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 593–598, 2011.
- [10] A. Pérez, V. Quintero, H. Rozas, F. Jaramillo, R. Moreno, M. Orchard, “Modelling the Degradation Process of Lithium-Ion Batteries When Operating at Erratic State-of-Charge Swing Ranges ,” *4th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, pp. 0860–0865, Barcelona, 2017.
- [11] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, D.S. Kirschen, “Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, 2018.

- [12] Lazard, “Lazard leveled cost of storage analysis-version 4.0,” *Lazard*, Noviembre 2018.
- [13] N. Insulators, “Sodium sulfur battery energy storage system.” <https://www.ngk.co.jp/nas/why/>, 2019. Último acceso: 05-12-2019.
- [14] H. Chen, T. Ngoc Cong, W Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [15] F. Celis Andrade, “Mix óptimo de sistemas de almacenamiento de energía a través de una metodología gráfica analítica,” *Tesis Máster Ciencias de la Ingeniería, Universidad de Chile*, FCFM, Santiago, Chile 2018.
- [16] A. Barbón, “Análisis de ventajas e inconvenientes de las baterías de flujo redox frente a las baterías de iones de litio en aplicaciones de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica,” *Trabajo de fin de Magister en Ingeniería Industrial, Universidad de Oviedo*, EPI, Asturias, España, 2018.
- [17] J. Guacaneme, D. Velasco, C. Trujillo, “Revisión de las características de los sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes,” *Inf. tecnológico, La Serena*, vol. 25, no. 2, pp. 175–188, 2014.
- [18] Hydrostor, “Hydrostor, advanced compressed air energy storage.” <https://www.hydrostor.ca>, 2019. Último acceso: 04-12-2019.
- [19] I. Díez , “Tecnologías de los volantes de inercia,” *Proyecto fin de grado en ingeniería de la energía, Universidad Politécnica de Madrid*, E.T.S. de Ingenieros de Minas y Energía, Madrid, España, 2018.
- [20] S. Sabihuddin , A. Kiprakis, M. Mueller, “A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies,” *Energies*, vol. 8, no. 1, pp. 172–216, 2015.
- [21] Comisión Nacional de Energía, “ Almacenamiento de Energía En el Sistema Eléctrico Nacional,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2017.
- [22] A. Oudalov, T. Buehler, D. Chartouni, “Utility scale applications of energy storage,” *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, pp. 1–7, Atlanta, GA, 2008.
- [23] Comisión Nacional de Energía, “Reglamentos de coordinación y operación—sistemas de almacenamiento,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2017.
- [24] D. Rastler (Electric Power Research Institute), “Electric Energy storage systems for the Electric Enterprise trends and opportunities,” *Future of Energy Summit MaRS Discovery District*, Toronto, Canadá, 2012.
- [25] S. Peteves, “Power Storage options to integrate renewables: The case of large-scale applications,” *TP Wind 1st Energy R&D Event Grid Integration*, 2011.
- [26] R. Moreira, R. Moreno, G. Strbac, “Value of corrective network security for distributed

- energy storage applications,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 7, pp. 1758–1767, 2016.
- [27] Comisión Nacional de Energía, “Informe de Definición de Servicios Complementarios,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2018.
- [28] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Innovation landscape brief: Utility-scale batteries,” *IRENA, Abu Dhabi*, 2019.
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de servicios complementarios año 2020,” *Santiago, Chile*, 2019.
- [30] Comisión Nacional de Energía, “Reglamento de ssc mesa de trabajo numero 5,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2017.
- [31] R. Muñoz Muñoz, “Almacenamiento de Energía: Modelos de negocios y ubicación óptima,” *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Santiago, Chile*, 2013.
- [32] Center for Climate and Energy Solutions, “Electric energy storage.” <https://www.c2es.org/content/electric-energy-storage/>, 2018. Último acceso: 10-12-2019.
- [33] Comisión Nacional de Energía, “Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados Informe Final ID 610-9-LE7,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2017.
- [34] R. Moreira, R. Moreno, G. Strbac, “A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 554–566, 2015.
- [35] W. Hogan, “Allocating cost roughly commensurate with multiple transmission benefits.” <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/second-imperial-workshop-agenda-11-and-12-jan-2013-international-experiences>, En: International experience in transmission planning and delivery workshop, London, United Kingdom, 2013. Último acceso: 11-03-2020.
- [36] R. Kempener (IRENA), P. Komor, A. Hoke (University of Colorado), “Smart grids and renewables a cost-benefit analysis guide for developing countries,” *IRENA (International Renewable Energy Agency)*, 2015.
- [37] Energy Storage Association, “Storage 101: Project economics,” *Storage 101 Webinar, Washington, DC, USA*, Abril 2019.
- [38] National Hydropower Association, “2018 Pumped Storage Report,” *Washington, DC, USA*, 2018.
- [39] F. Heisig, A. Mohr, “Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema.” <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm>, 2016. Último acceso: 04-11-2019.

- [40] Ministerio de Energía, “Energía 2050 política energética de Chile,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2018.
- [41] Escenarios Energéticos—Chile 2030., “Propuestas para la Actualización de la Política Energética de Largo Plazo: Una Mirada desde el Proceso Participativo,” *Santiago, Chile*, 2019.
- [42] Coordinador Eléctrico Nacional, “Propuesta de expansión de la transmisión 2018,” *Santiago, Chile*, Enero 2018.
- [43] Comisión Nacional de Energía, Departamento de hidrocarburos, “Informe de proyecciones de precios combustibles 2019-2033 para fijación de precios de nudo,” *Gobierno de Chile*, Santiago, Chile, 2018.