



Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias.

10 marzo de 2023



Por encargo de:



Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rodrigo Vásquez Torres.

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Cita:

Título Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias.

Autor(es): GIZ,

Revisión y modificación: Gloria Cuadra, Rodrigo Vásquez Torres, Ignacio Jofré
Edición Gloria Cuadra.
Santiago de Chile, 2021.
142 páginas



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 10 de marzo de 2023

Informe Final

“Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias”

preparado por Vinken - Dictuc
para GIZ y el Ministerio de Energía (MEN).

Santiago, 9 de Enero de 2023

Informe Final

Nombre Cliente	GIZ-Chile
Dirección	Federico Froebel 1776, Providencia, Chile
Licitación	“Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias”
Responsable del Informe	Matías Negrete Pincetic – Profesor Asociado
Correo electrónico	mnegrete@ing.puc.cl
Fecha	9 de Enero de 2023

Matías Negrete Pincetic

Sr. Matías Negrete Pincetic
Profesor Asociado Dpto. Ing. Eléctrica UC
Investigador Instituto Sistemas Complejos de
Ingeniería (ISCI)
Dictuc S.A.

Sr. Felipe Bahamondes
Gerente General
Dictuc S.A.

Equipo de Trabajo

A continuación se lista el equipo de trabajo que participó en el desarrollo del estudio.

- Matías Negrete Pincetic, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, Vinken-Dictuc, ISCI.
- Nicolás Figueroa, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Álvaro Lorca, Dpto. Ing. Eléctrica UC, Dpto. Ing. Industrial y de Sistemas UC, Vinken-Dictuc.
- Nicolás Lobos, Consultor y Analista Vinken-Dictuc.
- Cristián Villalobos, Consultor y Analista Vinken-Dictuc.
- Lucas Maulén, Ingeniero de I+D Vinken-Dictuc.
- Octavio Herrera, Ingeniero de I+D Vinken-Dictuc.

Tabla de Contenidos

Equipo de Trabajo	5
Tabla de Contenidos	6
1. Antecedentes	8
2. Objetivos	8
3. Enfoque Conceptual del Estudio	9
4. Brechas para el Desarrollo de Sistemas de Almacenamiento	12
4.1. Antecedentes de la Integración de Sistemas de Almacenamiento	12
4.2. Análisis Crítico del Marco Regulatorio Chileno	19
4.2.1. Mercado de Energía	20
4.2.2. Mercado de Servicios Complementarios	40
4.2.3. Mercado de Potencia	42
4.3. Experiencia de Actores del Sector	47
4.3.1. Principales Observaciones Respecto a Experiencia de Asociaciones	47
4.3.2. Análisis de Respuestas al Cuestionario	49
4.4. Principales Brechas y Barreras Identificadas	61
4.4.1. Mercado de Energía	61
4.4.2. Mercado de Servicios Complementarios	63
4.4.3. Mercado de Potencia	65
4.4.4. Conclusiones	67
5. Análisis Económico de Sistemas de Almacenamiento	69
5.1. Metodología	69
5.2. Definición de Casos de Estudio y Escenarios	70
5.2.1. Simulación de la Operación Centralizada	72
5.2.2. Simulación de la Operación Descentralizada	77
5.2.3. Cálculo de Costos Fijos Anuales	79
5.2.4. Resumen de Casos de Estudio y Escenarios	80
5.3. Supuestos del Estudio	81
5.3.1. Supuestos de Información de la Simulación de la Operación del SEN	81
5.3.2. Supuestos Sobre Niveles de Integración de ESS en el SEN	81
5.3.3. Supuestos Sobre Parámetros Técnicos de Operación de ESS	82
5.3.4. Supuestos Sobre Parámetros Financieros de ESS	83
5.3.5. Supuestos Sobre Escenario de ESS operación descentralizada	85
5.3.6. Supuestos Sobre Escenario de ESS para Recorte en Punta	85

5.4. Resultados	86
5.4.1. Escenario de Poca Integración de ESS	86
5.4.2. Escenario de Mayor Integración de ESS	99
5.4.3. ESS Operados de Forma Descentralizada	113
5.4.4. ESS Para Recorte Punta Clientes Finales	114
5.5. Principales Conclusiones del Análisis	117
6. Propuestas Conceptuales de Cambio Regulatorio	120
6.1. Herramientas de Operación y Planificación	122
6.2. Mercado Mayorista	125
6.2.1. Propuestas de Largo Plazo	125
6.2.2. Propuestas de Corto Plazo	127
6.3. Esquemas Híbridos de Mercado Basados en Licitaciones	131
Referencias	134
Anexos	137
Anexo A. Supuestos de Información de la Simulación de la Operación del SEN	137
Infraestructura de Generación y Transmisión Eléctrica	137
Información de Hidrologías	137
Perfiles de Demanda y Recursos Renovables Variables	138
Proyección de Precios de Combustible	138
Proyección de Demanda	138
Perfiles Demanda SSCC y proyección horizonte estudio	138
Anexo B. Análisis Económico BESS con Diferentes Horas de Almacenamiento	139
Descripción de Nuevas Sensibilidades	139
Resultados	140

1. Antecedentes

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Seguridad Nuclear y Protección de consumidor de la República Federal de Alemania (BMUV), en el marco de su proyecto de GIZ del programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e, apoya al Ministerio de Energía en actividades destinadas a contribuir al cumplimiento de las metas de Chile para la protección del clima a través de una transición energética sostenible.

En Chile, la alta integración de energías renovables variables en el sistema eléctrico hace necesario aumentar también la flexibilidad del mismo, por ello, el Ministerio de Energía elaboró una Estrategia de Flexibilidad¹ para abordar los desafíos de un mercado eléctrico con estas características. Esta estrategia tiene como uno de los ejes de medidas, el marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles puesto que se ha observado que es necesario impulsar la inversión en estos proyectos para aumentar la flexibilidad. En este contexto, la consultoría de este estudio busca identificar las barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico chileno, bajo las dimensiones económicas, normativas, procedimentales, entre otras y proponer medidas regulatorias para su promoción.

2. Objetivos

El **Objetivo General** del estudio consiste en contar con un análisis económico de las distintas alternativas de almacenamiento de energía y propuestas de perfeccionamiento al marco regulatorio chileno que permitan el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía.

En particular, se plantean los siguientes **Objetivos Específicos** para la consultoría:

1. **Objetivo Específico 1 (OE1).** Identificar las barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico chileno, bajo las dimensiones económicas, normativas, procedimentales, entre otras.
2. **Objetivo Específico 2 (OE2).** Simular escenarios prospectivos de corto plazo (2025 – 2027) para distintos tipos de almacenamiento de energía abordando los diferentes riesgos de la tecnología en los mercados existentes (diferentes niveles de penetración de energías renovables variables, niveles de retiro de carbón, suministro de gas y Diésel).

Adicionalmente, realizar un análisis económico de los sistemas de almacenamiento, tanto para proyectos de gran escala participando en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios, como también en mercados de menor escala para el recorte de punta de consumidores finales, bajo distintos escenarios de costos e ingresos.

¹ En el siguiente link: [Estrategia de Flexibilidad](#)

3. **Objetivo Específico 3 (OE3).** Proponer perfeccionamientos regulatorios para promover sistemas de almacenamiento en el sistema chileno.

3. Enfoque Conceptual del Estudio

La transición hacia sistemas descarbonizados requerirá un **aumento de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema y tecnologías con atributos de flexibilidad, como los sistemas de almacenamiento, adecuados para su integración de forma confiable y eficiente, lo que supondrá una serie de cambios necesarios integrales y de diversa profundidad.** Lo anterior dado que las necesidades impuestas por una alta penetración de tecnologías con bajos costos de operación y de naturaleza variable y no despachable, requerirán la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo.

Ciertamente el nivel de la profundidad de dichos cambios en el caso chileno estará directamente relacionado con el estado actual del diseño de mercado, herramientas operacionales utilizadas y tecnologías actuales y esperadas. Por lo tanto, **el desarrollo de iniciativas para la integración de sistemas de almacenamiento** debe tener como punto de partida un análisis crítico de las brechas actuales en diseño de mercado, herramientas operacionales y de planificación utilizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional que sean barreras para inversiones en estas tecnologías. Por lo tanto, **conceptualmente el estudio** abordará un **análisis crítico de brechas actuales** en herramientas operacionales, regulación y diseño de mercado que podrían interferir con la generación de señales apropiadas para inversiones en almacenamiento. Donde se hace necesario no solamente evaluar aspectos técnicos y definición de esquemas de operación sino también los cambios regulatorios y de diseño de mercado que permitan habilitar estas inversiones, lo que, en el contexto chileno actual, es un desafío.

En dicho contexto, cabe destacar que el sistema eléctrico chileno requerirá la implementación de un conjunto de medidas de corto, mediano y largo plazo implementadas y ejecutadas de manera paulatina y progresiva. Diversos estudios sobre el desarrollo de los sistemas eléctricos en Chile muestran que existirá un aumento en la integración de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente. **Lo anterior potenciado bajo escenarios de descarbonización acelerada.** En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar condiciones de participación y señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución que se generaría de manera centralizada asumiendo información perfecta con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado. Algunas de las medidas son de implementación de corto plazo, pues requieren principalmente cambios a nivel de ejecución de procesos y mejora de modelos para la toma de decisiones. Sin embargo, otras medidas requieren un mayor plazo de ejecución, pues son cambios relevantes en la arquitectura de los mercados eléctricos, lo que sí requeriría de cambios de distinta profundidad a nivel legal, reglamentario, normativo y operacional. Desde esta perspectiva la presente asesoría tendrá como un eje central reconocer las brechas, complejidades y desafíos de implementación, recursos necesarios y plazos asociados para la implementación de tecnologías

críticas para la descarbonización como son los sistemas de almacenamiento. **En esta dimensión es relevante considerar que los principales desafíos no necesariamente serán técnicos, sino regulatorios y de diseño de mercado que habiliten y hagan sostenible las inversiones necesarias.**

Una herramienta habilitante a evaluar en la etapa de recomendaciones corresponde a la necesidad de hacer una transición hacia mecanismos de mercado de **naturaleza híbrida**: basados en mercados competitivos de corto plazo de competencia **en el mercado**, con estructuras de mercado de largo plazo de competencia **por el mercado**. Dada la magnitud de los cambios y nuevas tecnologías que sirvan de reemplazo a tecnologías convencionales (e.g., almacenamiento) es poco plausible que las dinámicas naturales del mercado, utilizando señales de precio y un diseño de mercado consistente, fomenten dichos cambios con la rapidez necesaria, especialmente tomando en consideración la presión por avanzar en una descarbonización acelerada de la matriz de generación eléctrica. Lo anterior es incluso **más desafiante** en un diseño de mercado no necesariamente consistente como el chileno (e.g., mercado basado en costos para energía y ofertas en SSCC), con actualizaciones bajo ejecución (e.g., mecanismos de potencia) o cambios bajo estudio (e.g., transición hacia un mercado de ofertas). Es muy complejo que las inversiones necesarias para la integración de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento se puedan ejecutar solamente en respuesta a los incentivos generados por estas señales de mercado.

Es reconocido el rol de sistemas de almacenamiento como una tecnología crítica para la descarbonización. Estudios prospectivos muestran la necesidad de grandes cantidades de almacenamiento para el año 2030, particularmente frente al retiro de centrales a carbón en dicho año. Con necesidades del orden de 2-3 GW de almacenamiento, que contrastan con la pequeña cantidad actual instalada y bajo aprobación al año 2022 (277.3 MW). Por lo tanto, el desafío es **cómo** generar las señales de inversión necesarias en el corto plazo. Y en ese sentido, probablemente estructuras de competencia **“por el mercado”** serán necesarias de considerar e implementar. Lo anterior ciertamente debe ir de la mano con cambios de mediano y largo plazo necesarios al diseño de mercado que hagan sostenible dichas inversiones en el futuro (e.g., cambios en mercado mayorista de energía y SSCC, participación de almacenamiento en mercado de suficiencia, definición de cómo operar almacenamiento en tiempo real, etc.). **Por lo tanto, un foco central del presente estudio será definir el conjunto de medidas efectivas de corto plazo para gatillar inversiones en sistemas de almacenamiento junto a medidas de mediano y largo plazo, de mucho mayor tiempo de desarrollo y ejecución, que permitan contar con un diseño de mercado y regulación acorde con las necesidades de este nuevo paradigma tecnológico.**

Complementando los temas asociados a brechas de herramientas operacionales y diseño de mercado, y el uso de estructuras de mercado híbridas, es necesario también tener especial cuidado con la definición de los **períodos transitorios**. Particularmente para incentivar las primeras inversiones en este tipo de tecnologías.

En resumen, **conceptualmente** la integración de sistemas de almacenamiento requiere un diagnóstico claro del estado actual en diseño de mercado, regulación, herramientas operacionales y de planificación. El principal desafío es **cómo acelerar** las inversiones en estas tecnologías para el reemplazo de generación convencional lo que requerirá un conjunto de medidas efectivas de corto

plazo, que permitan dar un impulso a dichas inversiones, junto con un paquete de medidas de mediano y largo plazo que las hagan sostenibles.

4. Brechas para el Desarrollo de Sistemas de Almacenamiento

4.1. Antecedentes de la Integración de Sistemas de Almacenamiento

La transición a carbono neutralidad viene acompañada de una creciente penetración de recursos de generación renovable variable, como solar y eólica, y de la electrificación del transporte y sistemas de calefacción. La flexibilidad y, en consecuencia, los recursos de almacenamiento son cada vez más importantes para garantizar la seguridad del suministro energético, así como prevenir y resolver problemas de congestión y capacidad tanto en las redes de distribución como de transmisión. En este contexto, existe **consenso respecto a la necesidad de sistemas de almacenamiento de energía** (ESS por sus siglas en inglés, *Energy Storage Systems*) **como una tecnología habilitante de la transición energética**².

Sin embargo, la incertidumbre regulatoria relacionada con la asequibilidad a los diferentes niveles de mercado y la falta de señales económicas claras que aseguren los ingresos necesarios para la inversión en ESS suponen una serie de desafíos transversales a diferentes sistemas eléctricos a nivel internacional, diseñados bajo esquemas en que la generación en base a combustibles fósiles era el estándar, los que se encuentran en permanente evaluación y desarrollo. En este contexto, **resulta crítico reducir las barreras para la participación de estos nuevos tipos de tecnologías en las diversas instancias del mercado**.

En Chile, debido a la masiva integración de fuentes de generación renovable variable y el consecuente vertimiento de generación solar y eólica, relacionado con la falta de desarrollo de capacidad de transmisión acorde a dicho desarrollo, acompañado del plan de descarbonización que se fijó Chile para las próximas décadas, es particularmente relevante el reemplazo tecnológico que tendrá dicha capacidad de generación en base a carbón por capacidad de almacenamiento que permita entregar flexibilidad a la generación renovable futura.

Según los últimos resultados de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)³, a fines de esta década se proyectan requerimientos por recursos de almacenamiento que frente a un escenario de Transición Acelerada alcanzarán cerca de los 2 GW. Además de unos 3 GW de energía renovable gestionable, como la generación de concentración solar de potencia (Solar CSP). Los resultados se encuentran en línea con otros estudios realizados en el último tiempo respecto al reemplazo del actual mix de generación⁴ y los requerimientos de capacidad de almacenamiento al año 2030⁵, lo que se traduce en un **desafío mayor el materializar estas inversiones en la escala requerida al fin de la década**. En la Figura 4.1 se muestra la proyección de capacidad instalada y consecuentes cambios en

² The Future of Energy Storage. Disponible en: <https://energy.mit.edu/research/future-of-energy-storage/>
Storage Futures Study. Disponible en: <https://www.nrel.gov/analysis/storage-futures.html>

³ Ministerio de Energía. Planificación Energética de Largo Plazo. Disponible en: <https://energia.gob.cl/pelp>

⁴ KAS Ingeniería. Estudio Prospectivo Escenario de Descarbonización Eléctrica al 2030, de Mayo de 2019. Disponible en: <http://www.chilesustentable.net/publicacion/estudio-prospectivo-escenario-de-descarbonizacion-electrica-al-2030/>

⁵ SPEC. Análisis y Propuesta de una Ruta de Referencia para Alcanzar Cero Emisiones en el Sector de Generación de Energía Eléctrica en Chile, de Diciembre de 2021. Disponible en: <https://acera.cl/wp-content/uploads/2021/12/Resumen-Ejecutivo-Estudio-ACERA.pdf>

una posible evolución del mix tecnológico que tendrá el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el futuro, siguiendo metas exigentes de transición energética.

Capacidad instalada de generación Transición Acelerada

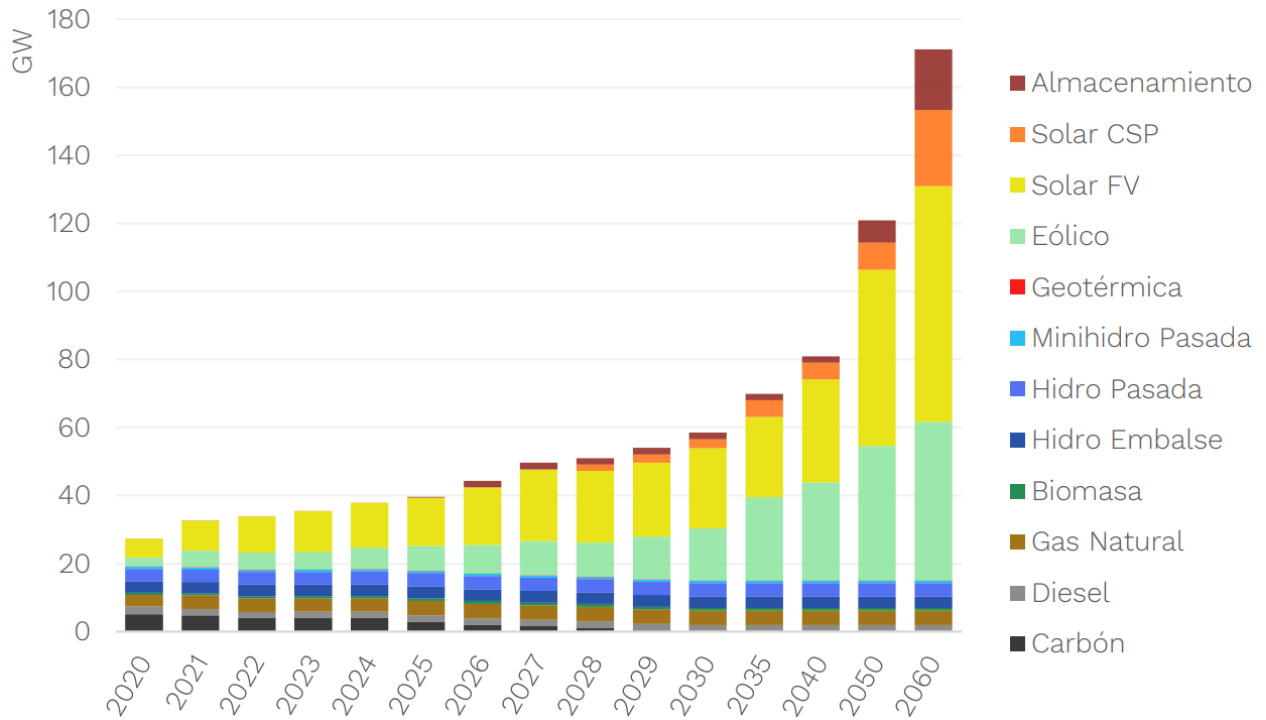


Figura 4.1.1. Capacidad instalada de generación bajo un escenario de Transición Acelerada. Fuente⁶.

Las proyecciones del aumento en **capacidad de almacenamiento** que se dan en Chile son algo que se repite en sistemas que transitan hacia matrices energéticas con alta penetración de energía renovable⁷. En diferentes sistemas se observa la necesidad de aumentar la flexibilidad de estos con el fin de aprovechar al máximo la capacidad de generación renovable, la cual resulta restringida en períodos de mayor generación (e.g., a mediados del día en el caso de la generación solar); a lo que se le suma que, generalmente, peaks de demanda o de máximo estrés del sistema no se alinean con los momentos en que estas unidades de generación se encuentran disponibles. Siendo urgente la necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento que permita trasladar temporalmente la energía a momentos en que esta es más necesitada, aliviando el sistema de transmisión, reduciendo costos de operación y a consumidores, pérdidas de carga o suministro, entre otros.

Diversos estudios a nivel internacional destacan la necesidad de fomentar el despliegue de ESS y asegurar su viabilidad económica⁸. En particular, a continuación se destacan algunos de los aspectos principales a mejorar:

⁶ Disponible en: [Proceso Quinquenal PELP 2023-2027: Informe Preliminar](#)

⁷ Disponible en: [Supercharged: Challenges and opportunities in global battery storage markets](#)

⁸ Disponible en: [Energy storage - trends and challenges in a rocketing market](#)

- **Fuentes de Ingresos:** Resulta indispensable evaluar continuamente los diferentes segmentos de los mercados eléctricos y formar nuevos mecanismos de mercado que reconozcan y remuneren de manera correcta los diversos atributos que pueden entregar los ESS. Los mecanismos de mercados actuales fueron diseñados para operar de manera centralizada, por lo que no pueden responder de manera eficiente a las necesidades de un sistema eléctrico más descentralizado, asociado a la integración de recursos energéticos distribuidos y la participación de la demanda, lo que requiere de potenciales cambios de las estructuras de mercado. Por ejemplo, generando mercados más descentralizados, entre otros elementos. La regulación debe proporcionar el marco normativo que permita aprovechar completamente el valor del almacenamiento y plasmar adecuadamente el valor de sus diversos atributos a través de diseños de mercado que generen los incentivos económicos necesarios. Precios acordes en mercados de energía y SSCC junto con pagos por capacidad que valoren los diversos atributos de ESS son parte de una condición necesaria a ser implementados para hacer la inversión en ESS atractiva para inversionistas y rentable en el largo plazo.
- **Acceso al Mercado:** Es necesario que la regulación facilite la entrada de tecnologías de almacenamiento a los diferentes niveles de mercado, al igual que la conexión y puesta en marcha de proyectos. Es de esperar que los modelos de negocios de ESS se basen en la combinación de una serie de fuentes de ingresos, provenientes de diferentes mercados y estrategias de operación de ESS. La participación de ESS en múltiples segmentos del mercado (e.g., energía, servicios complementarios (SSCC) y potencia) supone una serie de complejidades adicionales a su operación y regulación, tiempo y recursos por parte de los desarrolladores de proyectos o propietarios. Por otra parte, los procesos de conexión y puesta en marcha deben ser ágiles. Y, de manera similar, las condiciones para acceder a los variados mercados deben ser claras y no resultar en barreras de entrada adicionales para el desarrollo de proyectos.
- **Definición Correcta:** Es importante que los ESS cuenten con definiciones claras en la regulación. La falta de dichas definiciones en sistemas eléctricos ha demostrado que puede producir confusiones entre los roles como activo de generación y como demanda de estos sistemas, lo que puede provocar ambigüedades y confusión en la aplicación de cobros (e.g., dando lugar a una doble recaudación de cobros), repercutiendo en los estados financieros de los proyectos y desarrollo futuro de ellos.
- **Nuevos Servicios:** Se debe reflejar de manera eficiente los cambios regulatorios hacia servicios adecuados y nuevas ofertas de valor para ESS. Los operadores y agentes reguladores de los mercados eléctricos deben dedicar esfuerzos para adaptar regulaciones y normativas de forma tal que éstas se adecúen a los servicios requeridos por los futuros sistemas con alta penetración de energías renovables variables, en los que los recursos de almacenamiento jugarán un rol fundamental.

Sistemas de referencia internacional están también en proceso de integración de ESS y han debido abordar los aspectos mencionados anteriormente para favorecer la masificación de dichos sistemas. ESS complementan y entregan una serie atributos al sistema (e.g., flexibilidad, inercia, entre otros), apoyando la transición energética que están llevando a cabo en sus infraestructuras hacia sistemas con mayor penetración de energías renovables. Tomando en consideración que todos los sistemas y mercados eléctricos son altamente dependientes del contexto regulatorio como de los atributos tecnológicos de los mismos, la experiencia internacional muestra elementos de interés para la discusión en Chile.

Reino Unido

Dentro del National Grid de Reino Unido, los ESS son reconocidos como un subconjunto dentro de los activos de generación, contexto bajo el cual participan en mercados de energía, SSCC y potencia. Bajo su definición actual, y en línea con las políticas de desintegración vertical del mercado, operadores de redes de distribución y transmisión no pueden tener la propiedad y/u operar estos recursos, condicionando su participación en el mercado. Pese a lo anterior, existen propuestas para una definición explícita y diferenciada de los recursos de almacenamiento de energía, toda vez que **los ESS aún enfrentan problemáticas asociadas a la carencia de remuneraciones en relación a todos los beneficios que entregan a la red.**

Algunas problemáticas que enfrentan los sistemas de almacenamiento surgen a partir de la **definición del almacenamiento como activo de generación, sin reconocer explícitamente el rol como consumo que tiene el almacenamiento cuando se retira energía de la red, o como activo dentro de redes de transmisión o distribución.** Entre otros desafíos que supone esta definición se cuenta que el mecanismo actual de determinación del precio de desbalances (*cash-out price*) **no entrega los incentivos suficientes** para una mayor incorporación de almacenamiento en el sistema. Bajo el mecanismo actual, el precio es calculado considerando balances de energía entre generadores, sin considerar otras acciones posibles, por lo que si el operador del sistema solicita a operadores de redes de distribución disminuir la demanda con recortes de energía, dichas acciones no son valoradas dentro del precio. Otro desafío corresponde a desafíos impositivos, por ejemplo en el caso del **Climate Change Levy**, impuesto sobre la energía suministrada a usuarios no residenciales, del cual aun cuando se encuentra exenta la generación renovable, existen dudas respecto a la extensión de la exención del impuesto a ESS.

Por otro lado, los SSCC no abarcan la totalidad de las posibilidades tecnológicas. Esto ha significado que el almacenamiento tenga una **sub-participación en estos mercados** producto de que sus principales atributos beneficiosos para la red no son compensados de forma adecuada. En particular, se estima que **los SSCC definidos imponen barreras a la participación de recursos de almacenamiento.** Esto porque: i) la definición de SSCC imponen ventanas de tiempo que ESS no podrían cumplir (debido a la incertidumbre respecto a su estado de carga); y ii) la definición de SSCC no captura por completo la variedad de servicios que la red pueda requerir. En el sentido de abordar esta problemática, se encuentran en implementación mercados previos a la operación en tiempo real que permitan mejorar los pronósticos de ESS, así como el diseño de nuevos servicios que definen tiempos de respuesta dentro del rango de respuesta en el que ESS resultan mayormente competitivos.

Estados Unidos

Al analizar la experiencia de **sistemas estadounidenses sobre la integración de ESS**, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), que tiene dentro de sus funciones la regulación del mercado mayorista de electricidad, reconoce el potencial del almacenamiento como un recurso clave para aumentar la competencia de los mercados eléctricos y mejorar la confiabilidad de la red. Debido a esto, desde el año 2011 varias normativas y publicaciones han abierto oportunidades para una mayor integración de ESS, tales como la Orden 755, 784 y 819 sobre participación en SCCC, o la Orden 792 sobre interconexión de pequeños generadores⁹.

Durante 2015 y 2016 se realizaron distintos procesos de discusión para evaluar la necesidad de reformar los mercados para una mejor integración de la participación del almacenamiento, donde la principal preocupación consistía en que estos recursos estuviesen **siendo excluidos de participar en distintos mercados a pesar de ser técnicamente capaces** de proveer los servicios requeridos, lo cual se consideró que reducía la eficiencia y competitividad de estos mercados. Es así como en febrero del 2018, luego de un proceso de aproximadamente 3 años, la FERC publicó sus reglas finales de participación para recursos de almacenamiento en los mercados de capacidad, energía y SCCC operados por *Regional Transmission Operators (RTO)* e *Independent System Operators (ISO)*¹⁰.

El principal foco de la FERC Order 841 está en remover barreras para la participación de almacenamiento en mercados mayoristas, entregando lineamientos para que RTO/ISOs integren estos recursos en sus distintos mercados y se les **compense de manera adecuada** por ello, nivelando así las condiciones con otros recursos energéticos, en la búsqueda de garantizar la eficiencia y la competencia de los mercados.

Lo anterior ya que, pese a que en algunos RTO/ISO el almacenamiento llevaba años participando, pero la FERC consideró que los **esquemas existentes limitaban el espectro de servicios que podían ofrecer estos recursos**, o bien, estaban diseñados para ciertas tecnologías de almacenamiento con características muy específicas, como por ejemplo, centrales hidráulicas de bombeo. Por parte de la FERC se plantean como desafíos y discusiones futuras la participación del almacenamiento como **activo de transmisión** y los impactos que la integración de almacenamiento pueda tener en la operación y costos de las redes de distribución.

De esta manera, a nivel general se define el **Electric Storage Resource (ESR)** como un recurso capaz de recibir energía desde la red y de guardar energía para luego inyectarla de vuelta a la red. Este tipo de recurso puede estar ubicado en sistemas de transmisión, distribución o incluso *Behind-the-meter* (BTM). Además, se considera la inclusión de parámetros de oferta que reflejan las características físicas y operativas de ESS: estado de carga, límites de estado de carga (mín./máx.), límite de carga (mín./máx.), tiempo de carga (mín./máx.), entre otros¹¹. Otras disposiciones del documento también mencionan que los recursos de almacenamiento pueden ser considerados en el despacho como

⁹ Extraído de: [ENERGY STORAGE MARKET PARTICIPATION MODELS](#)

¹⁰ Disponible en: [Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators](#)

¹¹ (Smith, 2019) G. Smith- Enabling Electric Storage Participation in Wholesale Markets: An Analysis of FERC Order No. 841. The University of San Francisco, 2019. Disponible en: <https://repository.usfca.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2022&context=capstone>

generador y/o como demanda, caso en el que las reglas de cada RTO/ISO pueden no requerir ofertas simultáneas de suministro y demanda para un mismo intervalo de mercado, o a través del diseño apropiado de parámetros de oferta. Esto, con el objetivo de evitar instrucciones de despacho que puedan introducir incertidumbre operacional o riesgos a la confiabilidad del sistema. **La FERC Order 841 otorgó a los RTO/ISO amplia libertad para adaptar los modelos de estimación de almacenamiento según estimen conveniente**, siempre y cuando se consideren los siguientes 4 elementos básicos para la participación:

- **Elegibilidad:** Se debe asegurar que el ESR sea elegible para la prestación de todos los servicios que sean técnicamente capaces de proveer.
- **Capacidad de *Price Setting*:** El ESR debe ser despachable y podrá determinar el precio marginal del sistema.
- **Parámetros ofertados:** El RTO/ISO deberá contabilizar características físicas y operacionales según estime conveniente en función de los procesos de operación y mercado definidos.
- **Tamaño mínimo del recurso:** El RTO/ISO debe determinar un tamaño mínimo a partir del cual los ESR pueden someterse a procesos de verificación que habiliten su participación.

A partir de las reglas de participación vigentes en los distintos RTO/ISO de Estados Unidos, así como también las propuestas de modificaciones que han surgido en función de cumplir con la FERC Order 841, se destacan en general los siguientes aspectos:

- Se observan **esquemas de participación simples**, sin grandes diferencias respecto a los esquemas de participación válidos para recursos energéticos de otras tecnologías. Lo anterior se debe principalmente a los esquemas de **mercado basados en ofertas** de estos subsistemas, que facilitan la participación de nuevas tecnologías (cuyos parámetros resultarían difíciles de estimar para un agente centralizado). Además, resulta importante el proceso de aprendizaje que estos sistemas han tenido, debido a que algunos cuentan desde hace años con almacenamiento en sus redes.
- En general se incentiva el tratamiento del almacenamiento como un recurso energético más del sistema, el cual **puede decidir si participar como generador o como demanda** mediante distintos esquemas de participación, mientras se cumplan los requerimientos técnicos pertinentes. Existen algunas excepciones donde se busca implementar reglas específicas que buscan mejorar las condiciones para tecnologías de almacenamiento, incorporando modelaciones más detalladas de sus características técnicas y operacionales.
- La existencia de **mercados atractivos desde el lado de la demanda** aumenta el interés por participar en estos esquemas que permiten la dualidad generador-consumo. Adicionalmente, tanto si se participa como generación o como demanda, son los agentes los que finalmente deben **gestionar el riesgo de su participación a través de las ofertas** y parámetros de despacho que presentan.

Así como la discusión presente en Chile, el tratamiento que tienen los ESS tanto en la regulación como en los distintos mercados es un tema que aún no ha sido **completamente resuelto**, incluso en sistemas eléctricos de referencia internacional que llevan años en procesos de integración de ESS,

como los existentes en Reino Unido y los Estados Unidos, en los que se han enfrentado **desafíos al momento de introducir este tipo de tecnologías**, resultando en un cambio de sus mecanismos de mercado. Aún se encuentran dificultades e incertidumbre sobre la manera en que los ESS deberían ser definidos en la regulación y normativa, los mercados en los que pueden participar y bajo qué condiciones operarían, incertidumbre sobre las fuentes de ingresos a las que pueden optar para incentivar la inversión hacia estos recursos. También, el valor de flexibilidad y otros atributos que aporta el almacenamiento y que aún no es completamente reconocido como servicio esencial para los sistemas eléctricos futuros, y así una serie de temas que deben seguir siendo trabajados de manera constante.

De forma transversal, diferentes sistemas que transitan hacia sistemas con una alta penetración de energía renovable, particularmente aquella de carácter variable, que necesite de los atributos de flexibilidad que acompaña al almacenamiento, han debido **modificar su marco regulatorio y diseño de mercados**, respetando las características individuales de cada uno de sus sistemas, en un proceso que ha sido iterativo y que ha requerido de tiempo y maduración de las discusiones.

4.2. Análisis Crítico del Marco Regulatorio Chileno

De tal forma de identificar las brechas y barreras existentes en la regulación vigente para el desarrollo de proyectos de ESS en Chile, se realiza una revisión crítica del material público disponible asociado a Leyes, Reglamentos y Normas Técnicas. En primera instancia, a nivel de la [Ley General de Servicios Eléctricos \(LGSE\)](#), se entiende por Sistema de Almacenamiento de Energía:

“Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.

Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.”

Por lo demás, no se presentan en la Ley distinciones adicionales respecto al tratamiento o participación de recursos de almacenamiento dentro del SEN, considerando su obligación tal y como otros recursos de sujetarse a la coordinación del CEN.

Así, la Ley define un marco de acción bastante amplio y general el cual debe ser materializado a través del marco normativo de reglamentos y normas técnicas específicas, los que tal como se presentará, aún presentan importantes fuentes de incertidumbre en elementos centrales y básicos para incentivar la inversión en proyectos de ESS, asociadas a su participación en la operación del sistema y forma de remuneración. No obstante lo anterior, en tramitación se encuentra aún el proyecto de ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad¹², en el que se modifica la LGSE y que de forma general sitúa a sistemas de almacenamiento a la par de otros medios de generación, determinando su posibilidad de participar de mercados de energía, servicios complementarios y potencia¹³. A partir de este punto, se presenta una revisión y análisis crítico particular del tratamiento de ESS en los diferentes cuerpos normativos correspondientes a los principales niveles del mercado eléctrico en Chile, particularmente en el caso de los mercados de energía, servicios complementarios y potencia. En particular, se revisan los siguientes cuerpos:

- Reglamento de Coordinación y Operación.
- Norma Técnica y el capítulo de programación del borrador de su **consulta pública** de Coordinación y Operación.
- Reglamento de Servicios Complementarios.
- Norma Técnica de Servicios Complementarios.
- Resolución Exenta de Definición de Servicios Complementarios.

¹² Disponible en: [Energía Estratégica: Esperan que Pardow acelere regulaciones para transmisión y almacenamiento en Chile](#)

¹³ Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2022/09/14731-08-Promueve-el-almacenamiento-de-energia-a-elA%C2%A9ctrica-y-la-electromovilidad-1.pdf>

- Resolución Exenta de Valores Máximos de Servicios Complementarios.
- Reglamento en **tramitación** de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.
- Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.

La metodología empleada para analizar los reglamentos y normas técnicas tiene como primer paso revisar y comentar sistemáticamente artículos relevantes de cada elemento sobre sistemas de almacenamiento. Lo anterior con el objetivo de identificar cuáles son los elementos facilitadores y barreras que impulsan o dificultan la correcta incorporación de ESS en el SEN.

La revisión de artículos se estructura en presentar artículos específicos de los reglamentos y normas técnicas, junto a comentarios de estos. Bajo el criterio de este equipo consultor, los comentarios se categorizan como positivos (✓) lo que significa que dicho elemento del artículo es positivo en la incorporación de sistemas de almacenamiento, negativos (X) cuándo elementos del artículo podrían generar dificultades en el desarrollo de este tipo de tecnologías, y problemáticos cuando existen dudas respecto al impacto y necesidad de incluir dicho elemento en el artículo (?).

4.2.1. Mercado de Energía

Reglamento de Coordinación y Operación

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento.</p> <p>Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Referencia a optimizar y operación más económica para el conjunto de instalaciones (✓). ● Define visión centralizada, extensión del esquema actual al definir que la programación determinará el valor de la energía embalsada o almacenada lo cual podría generar problemas e inconsistencias de ejecución (?). ● Define co-optimización de energía y reservas lo cual está alineado con las necesidades de ERV. (✓). ● Impone altos requerimientos de manejo de información lo cual en un escenario de asimetrías de información es complejo de cumplir de manera efectiva (X).

Artículo	Comentarios
<p>coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.</p>	
<p>Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica.</p> <p>El costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Referencia a cálculo de costo de oportunidad de energía gestionable. Esto es en principio conflictivo con posibles costos asociados a SSCC (?). El conflicto radica en la imposibilidad de estimar adecuadamente o calcular en la práctica dichos costos de oportunidad en el caso de sistemas de almacenamiento, más aún en el contexto de mercados co-optimizados de energía y servicios complementarios en los que la provisión de reservas podría limitar el arbitraje en el mercado de energía. ● Define noción de escala sobre qué es necesario gestionar centralizadamente. (✓). ● Impone elaboración de listado de prioridad de colocación (X). ● Determina los costos de oportunidad de sistemas de almacenamiento o centrales renovables con capacidad de almacenamiento para el listado de colocación, cómo el costo de oportunidad de energías gestionables (X).
<p>Artículo 42.- El Coordinador deberá resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo.</p> <p>Para efectos del presente reglamento, se entenderá por requerimiento de cortísimo plazo cuando la prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses y el período que medie entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Dificultad de compatibilidad entre SSCC y gestión centralizada del agua y similares (?).
<p>Artículo 44.- La programación de la operación se realizará</p>	

Artículo	Comentarios
<p>considerando, al menos, los siguientes aspectos:</p> <p>a. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica;</p> <p>b. Costos variables combustibles y no combustibles, y consumos específicos de las distintas unidades generadoras;</p> <p>c. Características y fechas de puesta en servicio de instalaciones declaradas en construcción;</p> <p>d. Costos y tiempos de partida y detención para unidades generadoras;</p> <p>e. Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse y con conectividad hidráulica;</p> <p>f. Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural;</p> <p>g. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica;</p> <p>h. Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses;</p> <p>i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados;</p> <p>j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador;</p> <p>k. Pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas;</p> <p>l. Costos de falla vigentes, determinados por la Comisión;</p> <p>m. Modelación del sistema de transmisión;</p> <p>n. Pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables; o. Proyección de demanda eléctrica, incluyendo su modelación temporal y espacial;</p> <p>p. Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación afectando su operación o disponibilidad;</p> <p>q. Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema;</p> <p>r. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;</p> <p>s. Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca;</p> <p>t. Requerimientos de Servicios Complementarios, en particular, niveles de reserva;</p> <p>u. Operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho;</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Define requerimientos relevantes en cantidad y manejo de información. Puede hacerse más complejo de gestionar frente a integración de nuevas tecnologías y actores (?). ● Operación centralizada de sistemas de almacenamiento (X). ● Dicha información eventualmente podría ser motivo de auditorías y revisiones por parte del CEN difíciles de ejecutar (X).

Artículo	Comentarios
<p>v. Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía y otras energías gestionables; y</p> <p>w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.</p>	
<p>Artículo 48.- El Coordinador deberá determinar fundadamente y en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica respectiva, aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las cuales sea necesario calcular un costo de oportunidad de la energía gestionable, con el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico. Esta determinación se realizará considerando, entre otros, los siguientes aspectos de cada central:</p> <p>a. Capacidad de gestión temporal de energía;</p> <p>b. Nivel o volumen de energía almacenada;</p> <p>c. Pronóstico de generación renovable con recursos primarios variables y de energías afluentes;</p> <p>d. Potencia nominal de la central;</p> <p>e. Operación esperada; y</p> <p>f. Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia o eficiencia económica en el sistema eléctrico.</p> <p>Adicionalmente, para aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario sea hídrico, deberá considerar niveles y capacidad de almacenamiento de los embalses, características de las cuencas en que se encuentra la central y la conectividad hidráulica entre centrales, entre otros aspectos que estime necesarios.</p> <p>El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición. Asimismo, deberá informar al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones, respecto de si su instalación será de aquellas a las que se defina un costo de oportunidad. Esta definición podrá ser modificada por el Coordinador con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Entrega la posibilidad al CEN de determinar el conjunto de unidades con capacidad de regulación (✓). ● Operación centralizada difícil de ejecutar y calcular dichos costos de oportunidad. Especialmente en un escenario con mercado de ofertas en SSCC (X).
<p>Artículo 56.- El Coordinador podrá determinar el establecimiento y la cancelación de condiciones especiales de operación para centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Permite al coordinador establecer las distintas condiciones especiales para distintas tecnologías, considerando aspectos que correspondan (✓).

Artículo	Comentarios
<p>Capacidad de Almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de Energía, en base a la verificación o estimación de condiciones de operación proyectadas que las sustenten. Estas condiciones especiales de operación podrán considerar situaciones de vertimiento, vertimiento evitable y agotamiento, si se prevé que la central o Sistema de Almacenamiento de Energía alcanzará su capacidad máxima o mínima en el período de análisis que corresponda, o que existen restricciones en el sistema eléctrico que no permiten el uso óptimo de los recursos energéticos gestionables, entre otros, según lo determine la respectiva norma técnica.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, los Coordinados deberán solicitar fundadamente al Coordinador el establecimiento de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, acompañando los antecedentes que justifiquen la solicitud. Esta información deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.</p> <p>De manera análoga, los Coordinados de instalaciones sujetas a condiciones especiales de operación deberán solicitar al Coordinador la cancelación de una condición especial de operación cuando prevean que no se cumplirán o se han dejado de cumplir los factores que determinaron la pertinencia de dicha condición, solicitud que deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Permite a nuevas tecnologías solicitar el ingreso o cancelación a condiciones especiales (✓). ● Supone la operación centralizada de sistemas de almacenamiento, al igual que centrales hidroeléctricas de embalse (X).
<p>Artículo 57.- A partir de los resultados de la programación de la operación, el Coordinador deberá establecer el listado de prioridad de colocación, en el que deberá definir, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los costos de oportunidad en los términos señalados en el presente Título y en la respectiva norma técnica.</p> <p>El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación de cada central o unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, en función de los costos del listado de prioridad de colocación. En caso que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de orden económico, y</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Foco en listado de prioridad dificulta, o hace <u>impracticable</u>, necesidades de despachos que consideren elementos relevantes en sistemas con alta penetración de renovables o sistemas de almacenamiento donde existan restricciones intertemporales (X). ● Operación basada en listados de prioridad para energía y reservas <u>no asegura</u> una operación óptima (X).

Artículo	Comentarios
<p>deberá ser retribuida en sus costos de acuerdo a lo señalado en el Título IV del presente reglamento.</p> <p>Asimismo, el proceso de programación de la operación deberá entregar, al menos, los siguientes resultados:</p> <p>a. Costos marginales del sistema con resolución temporal acorde a la etapa de proceso de programación;</p> <p>b. Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centrales con Almacenamiento por Bombeo;</p> <p>c. Cotas iniciales y finales y estado de operación de los embalses;</p> <p>d. Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones;</p> <p>e. Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones;</p> <p>f. Niveles de reserva;</p> <p>g. Factores de penalización que representen las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el listado de prioridad de colocación desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema;</p> <p>h. Valor y nivel de colocación de la energía gestionable;</p> <p>i. Servicios complementarios, según corresponda; y</p> <p>j. En caso de decreto de Racionamiento vigente, se deberá indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente. Los resultados de la programación de la operación deberán publicarse en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72o-8 de la Ley.</p>	
<p>Artículo 62.- Los Coordinados, que no operen con Autodespacho, deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica, los que en cualquier caso deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio, entre otros.</p> <p>El Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de costos, pudiendo efectuar auditorías y solicitando los antecedentes que estime necesarios. Asimismo, deberá publicar y mantener actualizada la información que permita reproducir la determinación de los respectivos costos, debiendo adoptar las</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Foco en declaración de costos variables lo cual es implementable en sistemas con tecnologías convencionales. Sin embargo, en sistemas con capacidad de almacenamiento de energía, respuesta de demanda y otro tipo de tecnologías no es implementable (X). ● Diversidad de tecnologías donde los costos son principalmente costos de oportunidad los cuales se ven impactados por diversas fuentes de incertidumbre y gestión individual de riesgo no son posibles de auditar (X).

Artículo	Comentarios
<p>medidas necesarias para resguardar la confidencialidad y reserva de aquella información cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.</p>	
<p>Capítulo 6: Del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico</p> <p>Artículo 90.- Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía. A efectos de ser considerados Sistemas de Almacenamiento de Energía, éstos no deberán contar con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento. No se deberá considerar como energía afluente a los retiros efectuados para el proceso de almacenamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Reglamento define a qué se puede destinar el almacenamiento. Desde el punto de vista del equipo consultor, no parece razonable que sea a nivel de reglamento (y no de Ley), que se defina el tipo de prestaciones que puede prestar el almacenamiento (X). En este contexto, es de esperar que fuese a nivel de Ley que se habilitara la participación de ESS en los distintos niveles del mercado eléctrico, tal y como se define la participación de otros actores del sistema.
<p>Artículo 91.- Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo estarán habilitados para efectuar retiros desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y demás normativa vigente. Asimismo, las inyecciones de estas instalaciones serán determinadas por el Coordinador en cumplimiento de lo señalado en el artículo 72o-1 de la Ley.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Define operación centralizada de parte del Coordinador para los retiros (X). ● Reglamento especifica tecnología en específico “Centrales de Almacenamiento por Bombeo” lo cual está en contraposición con la neutralidad tecnológica (X). Esto, en lugar de tan solo remitirse el reglamento al concepto de Sistemas de Almacenamiento en general.
<p>Artículo 96.- El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Instrucción requiere visibilidad por parte del CEN del modo de operación del sistema de almacenamiento. Potencialmente difícil de ejecutar (?). ● Reafirma visión centralizadora en operación de infraestructura (X).
<p>Artículo 98.- Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros, en la forma, periodicidad y oportunidad de acuerdo a la respectiva norma técnica. El programa de retiros deberá especificar el nivel estimado de retiro de energía eléctrica, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en un determinado horizonte</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Arbitraje de precios requiere internalizar incertidumbre y manejo de riesgo por parte de los agentes (X). ● Se hace noción a “impacto sistémico” lo cual requiere que el CEN este constantemente evaluando los programas de retiros (X).

Artículo	Comentarios
<p>de tiempo, que deberá ser determinado por el Coordinador de acuerdo con las características técnicas y el impacto sistémico de la operación esperada de la respectiva instalación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Reglamento define un esquema probablemente <u>impracticable</u> en un escenario de masificación importante de sistemas de almacenamiento (X).
<p>Artículo 99.- El Coordinador deberá determinar un programa eficiente con los niveles óptimos de inyecciones y retiros para el Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo que, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico, minimice el costo total actualizado de abastecimiento. El Coordinador deberá comparar los niveles de retiro del programa eficiente de inyecciones y retiros determinado previamente, con los indicados en el programa de retiros presentado por el Coordinado respectivo. Del resultado de esta comparación, deberán ser calificadas por el Coordinador como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas del programa de retiros presentado por el titular, que tengan niveles de retiro superiores a las del programa eficiente de inyecciones y retiros.</p> <p>A partir de lo anterior, el Coordinador entregará al Coordinado el programa eficiente de inyecciones y retiros, la calificación de las horas de acuerdo a lo dispuesto en el inciso anterior y una propuesta de modificación del programa de retiros entregado inicialmente por el Coordinado. Una vez conocida la propuesta elaborada por el Coordinador, el Coordinado deberá informar a éste un programa definitivo de retiros que especifique el nivel de retiro de energía, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en el horizonte de tiempo determinado por el Coordinador. Este programa definitivo de retiros será incorporado en la programación de la operación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Este artículo define un esquema potencialmente impracticable, que no asegura una operación eficiente y da lugar a una serie de inconsistencias. Solo como ejemplo, la solución eficiente para el sistema en términos de uso de infraestructura de almacenamiento (asumiendo que se puede calcular bajo supuestos de información del resto del sistema) no está necesariamente alineada con períodos de máximos diferenciales de precios. Por lo tanto, el esquema que podría instruir el Coordinador no estará necesariamente alineado con el esquema en interés del agente con la infraestructura de almacenamiento (X). ● No es claro cómo implementar un esquema iterativo considerando múltiples sistemas de almacenamiento donde la secuencialidad y orden de las decisiones sí tiene impacto (X). ● El supuesto benchmark óptimo requiere una serie de supuestos que dificultará un trato no discriminatorio para distintos tipos de agentes con sistemas de almacenamiento (X). ● El esquema no es consistente con mercados con alta granularidad temporal donde pueden aparecer oportunidades de corto plazo que rentabilizan las inversiones (X). ● No es <u>factible</u> generar un esquema para sistemas de almacenamiento consistente, coherente y que asegure incentivos adecuados dado este Artículo del reglamento (X).
<p>Artículo 100.- Sin perjuicio de lo señalado en los artículos precedentes, el Coordinado de un Sistema de Almacenamiento de</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Entrega posibilidad para operación centralizada de sistema de

Artículo	Comentarios
<p>Energía destinado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrá solicitar al Coordinador, en la forma y oportunidad que defina la norma técnica, su operación centralizada en Modo Retiro, en cuyo caso el Coordinador determinará los niveles de retiro para almacenamiento. En este caso, los saldos que se originen a partir de las inyecciones y retiros valorizados del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, y que se produzcan a raíz de la operación centralizada de ambos modos, serán de cargo del Coordinado respectivo y deberán ser considerados en los balances de transferencias de energía correspondientes.</p>	<p>almacenamiento en caso que el coordinado así lo requiera (✓).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Artículo alineado con esquema híbrido bien implementado en el cual infraestructura decide su esquema de operación (✓).
<p>Artículo 102.- El Coordinador deberá comparar la operación en tiempo real del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, con el programa eficiente de inyecciones y retiros, y, del resultado de esta comparación, deberá calificar como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas en que la operación real de la instalación respectiva haya implicado un mayor nivel de retiro horario de potencia desde el sistema eléctrico que el definido en el señalado programa para dicha hora.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • No es clara la necesidad de este artículo y porque no se aplica a todo el resto de instalaciones: generación, demanda y cualquier otro sistema de energía participante. Adicionalmente, no es correcto que un desvío de lo programado sea necesariamente catalogable como una hora que no contribuye a la operación económica y segura del sistema, particularmente en sistemas con alta penetración de renovables (?).
<p>Artículo 103.- El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá optar por una de las siguientes metodologías en lo referente a su Modo Inyección:</p> <p>a. Considerar la inyección del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo en el listado de prioridad de colocación con un costo variable determinado por el Coordinador en los términos señalados en el artículo 105 del presente reglamento; o</p> <p>b. Determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un valor para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al costo variable calculado según lo dispuesto en</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Foco operación centralizada donde el Coordinador debe determinar el costo variable del sistema de almacenamiento o valor de energía almacenada. Este procedimiento no se condice con un escenario de alta incertidumbre y altas asimetrías de información (X). • Nuevamente se habla explícitamente de un tipo en particular de tecnología (e.g., “Centrales con Almacenamiento Bombeo”) lo cual entra en contradicción con la neutralidad tecnológica. Definiciones debiesen, de ser necesarias, estar en normas técnicas (X).

Artículo	Comentarios
<p>el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado para la instalación respectiva en el listado de prioridad de colocación.</p>	
<p>Artículo 105.- El costo variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía dedicado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado por el Coordinador, considerando los distintos costos incurridos para permitir el almacenamiento de energía, y su posterior uso para la inyección de electricidad, incluyendo las pérdidas asociadas a dicho proceso, durante la ventana de valorización. Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberá considerar la proporción que la energía retirada para almacenamiento representa respecto del total de energía almacenada en la central. El costo variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica. Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica. El costo variable de una Central con Almacenamiento por Bombeo será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro de la Central con Almacenamiento por Bombeo, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, multiplicado por el cociente entre la energía retirada para almacenamiento durante la ventana de valorización y el total de energía almacenada durante dicha ventana, y ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía en los mismos términos señalados en el inciso precedente. En caso que corresponda, deberá considerar además el costo variable no combustible, en conformidad con lo establecido en la norma técnica respectiva.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Reglamento materializa una visión centralizada para los sistemas de almacenamiento donde el CEN debe calcular costos variables (X). ● Propone un marco para la determinación de costos variables (X). ● Define Ventanas de Valorización que podrían hacer sentido en un sistema estático y determinista, pero difícilmente hagan sentido práctico en sistemas con alta variabilidad e incertidumbre (X). ● Exceso de detalles en el reglamento que dejan <u>poco marco de acción</u> para la NT.
<p>Artículo 106.- La ventana de valorización corresponderá al período de tiempo en el que se efectúan retiros de energía para el proceso de almacenamiento considerado para el cálculo del costo variable del Sistema de Almacenamiento de Energía destinado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo. Esta ventana deberá ser determinada por el Coordinador de acuerdo a lo establecido en la norma técnica, considerando la utilización óptima del recurso gestionable, y deberá considerar sólo aquellas horas en que se</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Reglamento materializa una visión centralizada para los sistemas de almacenamiento donde el CEN debe determinar ventanas de valorización (X). ● Define Ventanas de Valorización que podrían hacer sentido en un sistema estático y determinista, pero difícilmente hagan sentido práctico en

Artículo	Comentarios
<p>hayan realizado retiros de energía desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, la capacidad de almacenamiento y regulación de la instalación, su potencia nominal en distintos modos de operación, entre otros criterios técnicos, de forma tal de reflejar el costo total de la energía almacenada.</p> <p>El Coordinado respectivo, durante el período de puesta en servicio de la instalación, podrá proponer al Coordinador una ventana de valorización. El Coordinador podrá aceptar, rechazar o modificar la propuesta presentada por el titular, en función de la verificación del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos para minimizar el costo total de abastecimiento del sistema.</p>	<p>• sistemas con alta variabilidad e incertidumbre (X).</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿Cómo se reflejan los costos de oportunidad de la energía almacenada? • Exceso de detalles en el reglamento que dejan <u>poco marco de acción</u> para la NT.
<p>Artículo 107.- Los Coordinados de un Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrán solicitar justificadamente al Coordinador ajustar la ventana de valorización, quien deberá evaluar si dicho ajuste permite una mejor utilización de los recursos disponibles de acuerdo a las condiciones que se prevean en el sistema. Con todo, el Coordinador podrá de oficio modificar la ventana de valorización en forma temporal o permanente, en atención a modificaciones relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico y considerando la utilización óptima del recurso gestionable.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Asume condiciones operacionales predecibles (X). • Proceso poco práctico considerando múltiples tipos de tecnologías y unidades de almacenamiento, junto a condiciones operacionales altamente dependientes de fenómenos de corto plazo (X).
<p>Artículo 108.- El Coordinado de un Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo deberá informar al Coordinador respecto de la ocurrencia de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, a efectos de ser consideradas en la programación de la operación o en la operación real de las mismas. Estas condiciones especiales de operación serán definidas en la respectiva norma técnica.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Similar al artículo anterior.
<p>Artículo 113.- Para la determinación de la metodología señalada en el artículo precedente, así como del programa de generación eficiente, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Capacidad de almacenamiento; b. Nivel o volumen de energía almacenada; c. Pronóstico de generación y de energías afluentes; d. Potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento; e. Operación esperada de la central; y f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Asume condiciones operacionales predecibles (X). • Ejemplifica tipo de información que eventualmente debe ser auditada (X). • Proceso poco práctico considerando múltiples tipos de tecnologías y unidades de almacenamiento, junto a condiciones operacionales altamente dependientes de fenómenos de corto plazo (X).

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 115.- El Coordinado de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá informar al Coordinador, de acuerdo a lo indicado en la norma técnica, sus pronósticos de generación, considerando la gestión temporal de la energía que corresponda realizar de acuerdo a la metodología señalada en el artículo 112 del presente reglamento. El Coordinador deberá considerar, en la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable, la operación esperada de este tipo de centrales en sus distintos modos de operación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso poco práctico considerando múltiples tipos de tecnologías y unidades de almacenamiento, junto a condiciones operacionales altamente dependientes de fenómenos de corto plazo (X).
<p>Artículo 116.- Los Coordinados de las instalaciones a que hace referencia el presente Capítulo deberán poner en conocimiento del Coordinador, cuando éste lo requiera para el cumplimiento de sus funciones, toda la información necesaria respecto de niveles o estados de carga, niveles máximos y mínimos de almacenamiento, características técnicas de las instalaciones, entre otros.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Visión centralizada requiere información (✓). • El gran desafío es el manejo y verificación de esta información (X).
<p>Artículo 164.- El costo marginal de energía para cada barra se entenderá como aquel costo, incluida la componente de racionamiento, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el costo, incluida la componente de racionamiento, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica en la barra correspondiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Correcta definición. No obstante debiese dejarse explícita la consideración de todas las restricciones relevantes. (✓).
<p>Artículo 165.- El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el listado de prioridad de colocación resultado del proceso de programación de la operación, que considera los costos variables, los costos de oportunidad de las energías gestionables que correspondan y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas.</p> <p>El costo marginal en cada barra corresponderá al mayor costo de producción de energía en cada barra de acuerdo al listado de prioridad de colocación determinado en el proceso de programación de la operación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento no debiese definir cómo se calcula el costo marginal (X). En este contexto, sería de esperar que dichas especificaciones fueran definidas a nivel de Norma Técnica, ya que el proceso de cálculo descrito es resultado de las limitaciones técnicas de herramientas con las que cuenta el CEN hoy. • El procedimiento definido de cálculo no se condice con el artículo anterior. Es solamente una aproximación no apropiada para sistemas con alta penetración de ERV (X).
<p>Artículo 166.- Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor costo de producción de energía</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Foco en listado de prioridad dificulta, o hace <u>impracticable</u>, necesidades de despachos que consideren elementos relevantes en sistemas con alta

Artículo	Comentarios
<p>eléctrica, de acuerdo al listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador.</p> <p>Aquellas unidades que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico y cuya operación haya sido instruida por el Coordinador con el objetivo de suministrar a la demanda a mínimo costo no fijarán el costo marginal del sistema.</p>	<p>penetración de ERV donde existen restricciones intertemporales (X).</p> <ul style="list-style-type: none"> Operación basada en listados de prioridad para energía y reservas no asegura una operación óptima (X).
<p>Artículo 170.- La determinación de los costos marginales de energía y las remuneraciones señaladas en los artículos anteriores deberán ser compatibles con el mecanismo de determinación y pago de los Servicios Complementarios que correspondan, de acuerdo a la normativa vigente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Dificultad de compatibilizar costo marginal con cálculo definido anteriormente con SSCC (X).
<p>Artículo 172.- El Coordinador podrá definir zonas diferenciadas para la determinación de costos marginales, en caso de verificar en la operación real restricciones en la capacidad de transmisión que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> No asegura una operación eficiente en sistemas con alta penetración de ERV. Costos marginales deben ser resultado de modelos de operación económica y no listas de mérito (X).

Norma Técnica de Coordinación y Operación

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 2-3 Definición de costo marginal</p> <p>Se entenderá por Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea, según corresponda, para cada barra el costo en que, incluida la componente de racionamiento y las limitaciones del sistema transmisión, el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica, dado un determinado nivel de producción.</p> <p>Alternativamente, dado un determinado nivel de producción, se entenderá como Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea, según corresponda, aquel que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Definición de costo marginal debiese incluir todas las restricciones relevantes. Racionamiento y limitaciones de transmisión son solamente algunas dimensiones relevantes para el cálculo del costo marginal. Eventualmente, en sistemas con mayor penetración de ERV el costo marginal debiese considerar fenómenos intertemporales (X).

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 2-4 Antecedentes para el cálculo de los costos marginales</p> <p>Para la determinación del Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea según corresponda, el Coordinador deberá utilizar la siguiente información, la cual además deberá ser publicada junto con los antecedentes de cálculo una vez publicado el Costo Marginal Real:</p> <ol style="list-style-type: none"> Registro de instrucciones, así como los Estados Operativos de la operación en tiempo real del SEN registrada por el Coordinador. Generación real neta de cada Unidad Generadora o inyección del Sistema de Almacenamiento de Energía registrada mediante el Sistema de Medidas de Transferencias Económicas. Costos variables y costos de oportunidad de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de acuerdo con la normativa vigente. Costo de falla vigente del sistema, según lo resuelto por la Comisión. Factores de Penalización obtenidos a partir de lo señalado en la presente NT. Condiciones especiales de operación de las instalaciones del SEN. Restricciones en las instalaciones del sistema eléctrico durante la operación en tiempo real, que tengan incidencia en la determinación tanto del Costo Marginal en Línea como el Costo Marginal Real según corresponda. Listado de prioridad de colocación de conformidad a lo dispuesto en el presente capítulo. Componente de racionamiento en caso de que corresponda. Otros antecedentes que el Coordinador considere relevantes. 	<ul style="list-style-type: none"> Listado de prioridad de colocación dificulta necesidades de sistemas con penetración de generación ERV o ESS asociadas a sus restricciones intertemporales (X).
<p>Artículo 2-5 Consideraciones para la de determinación del costo marginal</p> <p>El Coordinador deberá determinar, para cada Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea, según corresponda, de cada Barra de Transferencia Económica y de otras barras del SEN necesarias para el cálculo de los IT por tramo y de todos aquellos pagos y demás obligaciones que correspondan. En cada Periodo de Cálculo, el Coordinador deberá determinar para cada minuto, la o las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento o Costo de Falla, que se encuentra fijando el Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea según corresponda.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El costo marginal real debiese considerar espacio para la incorporación de elementos intertemporales que capturen atributos de flexibilidad. La definición parte de la base del uso de listas de mérito, las cuales son una brecha para el cálculo de precios que internalicen dichos elementos de flexibilidad que pueden ser relevantes para tecnologías como ESS (X).

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 2-6 Listado de prioridad de colocación</p> <p>El listado de prioridad de colocación, definirá el orden creciente de colocación de cada Unidad de Generación y sus respectivas configuraciones según corresponda, además de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de menor a mayor costo variable de producción de energía eléctrica referidos a una barra de referencia del sistema, considerando los costos variables y los costos de oportunidad de las respectivas instalaciones.</p> <p>El listado de prioridad de colocación se obtendrá a partir de los resultados de la programación de la operación que se encuentre vigente.</p> <p>Para efectos del despacho y determinación del Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea, según corresponda, las unidades de generación térmicas serán consideradas con el costo variable de producción indicado en el listado de prioridad de colocación vigente o aquel que indique la normativa vigente según corresponda.</p> <p>Artículo 2-7 Orden económico</p> <p>Se entenderá por orden económico, para efectos de la determinación del Costo Marginal Real y el Costo Marginal en Línea, como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en orden creciente de costos variables de producción de energía eléctrica, de acuerdo con el listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador como resultado de la programación.</p> <p>El despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación, debido a restricciones o condiciones especiales de cualquier tipo, tales como operación por pruebas o respaldo a éstas, operación por regulación de tensión, operación por seguridad del sistema, entre otras, se entenderá realizado fuera de orden económico, las cuales serán remuneradas, en caso que corresponda, según se define en el Capítulo 3.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Operación basada en listados de prioridad no asegura una operación eficiente del sistema (X).
<p>Artículo 2-10 Determinación de la instalación que fija el costo marginal</p> <p>Para efectos de la determinación del Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea en la Barra de Referencia según corresponda, el Coordinador deberá establecer, del conjunto de Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren despachadas por orden económico en la operación en tiempo real, la instalación con el mayor costo variable de producción por unidad de energía, de acuerdo al listado de</p>	<ul style="list-style-type: none"> La forma en que se fija el costo marginal no permite internalizar restricciones intertemporales, relevante para nuevas tecnologías como ESS (X).

Artículo	Comentarios
<p>prioridad de colocación y que sea candidata a marginar de conformidad al TÍTULO 2-3 del presente Capítulo, y el registro de instrucciones y Estados Operativos señalado el Artículo 2-9, así como otros antecedentes indicados en el Artículo 2-4.</p>	

Borrador Consulta Pública de la Norma Técnica de Coordinación y Operación

Artículo	Comentario
<p>Artículo 2-163 Metodología de modelación de SAE y CAB El Coordinador deberá incluir en el Informe Anual la metodología que utilizará durante el siguiente año para la correcta modelación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y de las Centrales de Almacenamiento por Bombeo en cada una de las etapas de la Programación de la Operación, respetando lo establecido en el presente capítulo de esta NT.</p>	<ul style="list-style-type: none"> El Coordinador debe elaborar un informe anual de la operación y modelación de ESS en la programación de la operación, lo que mantiene una constante mejora de la operación de estos sistemas a medida que se incorporan y masifican (✓).
<p>Artículo 2-164 Proyección de inyecciones y retiros de SAE y CAB Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberán enviar al Coordinador una proyección de las inyecciones y retiros esperados de su instalación para las próximas 48 horas, al menos, una vez en cada hora, y con una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PID. Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía o Centrales con Almacenamiento por Bombeo que operen de manera centralizada, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 100 del Reglamento CyO y el Artículo 2-169 del presente capítulo de esta NT, estarán exentos del envío de la proyección señalada en el inciso anterior.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ESS tendrían la opción de ser operados de manera centralizada o ellos enviar proyecciones de retiros e inyecciones tentativos (✓).
<p>Artículo 2-166 Programa de retiros del SAE y CAB del Coordinado Diariamente, a más tardar a las 08:00 horas del día, los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros para el día siguiente, con una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PID. Se entenderá cumplido este requerimiento con el envío de la proyección de retiros de la hora antes señalada, según lo</p>	<ul style="list-style-type: none"> Similar al artículo anterior.

Artículo	Comentario
<p>establecido en el Artículo 2-164 del presente capítulo de esta NT.</p>	
<p>Artículo 2-167 Programa eficiente de inyecciones y retiros de SAE y CAB del Coordinador Diariamente, a más tardar a las 09:00 horas del día, el Coordinador deberá determinar el programa eficiente con los niveles óptimos de inyecciones y retiros para Sistemas de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo para el día siguiente, con una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PID. Para estos efectos, el Coordinador podrá considerar el resultado vigente de la etapa PCP o PID.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Visión centralizada en línea con la operación más eficiente del sistema (✓) • Se define un proceso que es poco escalable frente a una integración masiva de recursos de almacenamiento, genera incertidumbre en el programa de retiros del sistema de almacenamiento y reduce la posibilidad de gestión de riesgos de cada agente (X).
<p>Artículo 2-168 Programa definitivo de retiros de SAE y CAB del Coordinado Una vez conocido el programa eficiente de inyecciones y retiros determinado por el Coordinador, el Coordinado titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo deberá informar al Coordinador un programa definitivo de retiros para el día siguiente, en el que se especifique el nivel de retiro de energía, con una resolución igual a la del primer día del horizonte de la etapa PID. El programa definitivo de retiros deberá ser entregado, a más tardar, a las 10:00 horas y será considerado en las etapas de la Programación de la Operación que se desarrollarán ese día. Se entenderá cumplido el requerimiento establecido en este artículo con el envío de la proyección de retiros de la hora antes señalada, según lo establecido en el Artículo 2-164 del presente capítulo de esta NT.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El objetivo de eficiencia del sistema en base al que se determina el programa eficiente de inyecciones y retiros por parte del CEN no necesariamente se alinea con el interés de cada agente de arbitraje de energía (X). • Este esquema iterativo se vuelve impracticable a medida que aumenta el número y características de los sistemas de almacenamiento participantes (X).
<p>Artículo 2-169 Operación centralizada de SAE y CAB El Coordinado titular de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo, que destine íntegra o parcialmente una proporción de su infraestructura al arbitraje de precios de energía, podrá solicitar al Coordinador su operación centralizada para efectos de retirar e inyectar energía del Sistema, en cuyo caso, el Coordinador determinará los niveles de retiro e inyección de la instalación, solo para la proporción de la infraestructura que se destina al arbitraje de precios de energía. Bajo la operación centralizada, el Coordinador determinará el programa de inyecciones y retiros del Sistema de Almacenamiento de Energía o de la Central con Almacenamiento por Bombeo en la etapa PID, así como los retiros durante la operación en tiempo real.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se menciona que sistemas de almacenamiento que decidan operar de manera centralizada, tienen la posibilidad de realizar retiros en tiempo real (✓).

Artículo	Comentario
<p>Si la instalación se encuentra bajo la modalidad de operación centralizada, no aplicará lo dispuesto en el Artículo 2-164, Artículo 2-166, Artículo 2-167 y el Artículo 2-168 de la presente Norma Técnica.</p> <p>En caso de que el Coordinado desee modificar el modo de operación de los retiros de su instalación dedicada al arbitraje de precios de energía, el titular de esta deberá realizar una solicitud de cambio al Coordinador. Dicha solicitud deberá ser realizada con, al menos, 3 meses de anticipación a la modificación efectiva del modo de operación.</p>	
<p>Artículo 2-172 Costo variable total de Sistemas de Almacenamiento de Energía</p> <p>En caso de que el SAE corresponda a un Recurso Gestionable de Larga Duración, el costo variable total será igual a:</p> $CV_{total} = \text{Max}(COp, CV + CV_{NC})$ <p>Donde, CV: es el costo variable del SAE, en USD/MWh; CVnc: es el costo variable no combustible, en USD/MWh; y Cop: es el Costo de Oportunidad de la Energía Gestionable de la energía almacenada, durante la ventana de valorización, en USD/MWh.</p> <p>Si el SAE corresponde a un Recurso Gestionable de Corta Duración, el costo variable total corresponderá a la siguiente expresión:</p> $CV_{total} = CV + CV_{NC}$	<ul style="list-style-type: none"> • Costo variable total no reconoce costos de oportunidad en el caso de ESS determinados como de corta duración, en cuyo caso no se reconoce el valor de flexibilidad que estos pueden entregar al sistema (X).
<p>Artículo 2-173 Costo variable total de Centrales con Almacenamiento por Bombeo</p> <p>En caso de que el CAB corresponda a un Recurso Gestionable de Larga Duración, su costo variable total será igual a la siguiente expresión:</p> $CV_{total} = \text{Max}\left(COp, \frac{(CV + CV_{NC}) * E_{BOM} + COp * E_{AFL}}{E_{ALM}}\right)$ <p>Donde, Ealm: corresponde a energía almacenada en el CAB, en MWh; Ebom: corresponde a energía bombeada en el CAB, en MWh; y Eafl: corresponde a la energía afluente al CAB, en MWh. Además, la energía almacenada es igual a la suma de la energía</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Similar al artículo anterior.

Artículo	Comentario
<p>bombeada y la energía afluyente durante la ventana de valorización. Si el CAB corresponde a un Recurso Gestionable de Corta Duración, el costo variable total corresponderá a la siguiente expresión:</p> $CV_{total} = \frac{(CV + CV_{NC}) * E_{BOM}}{E_{ALM}}$	
<p>Artículo 2-174 Costo variable del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo El costo variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo será determinado considerando la siguiente expresión:</p> $CV = \frac{\sum_i^n CMg_i \cdot R_i \cdot \frac{1}{f_e(R_i)}}{\sum_i^n R_i \cdot \frac{1}{f_e(R_i)}}$ <p>Donde, CV: corresponde al costo variable del SAE o CAB, en USD/MWh, durante la ventana de valorización; Ri: corresponde a los retiros de energía en el periodo de tiempo i; CMgi: corresponde al Costo Marginal Real o, si este no se encuentra disponible, al Costo Marginal en Línea en la barra correspondiente en el periodo de tiempo i; fe(Ri): corresponde al factor de eficiencia en el punto de operación del Sistema de Almacenamiento de Energía o de la Central con Almacenamiento por Bombeo, que representa las pérdidas durante el proceso de retiro e inyección de energía de estos; y n: corresponde al último periodo en la ventana de valorización.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Definición es una primera aproximación para definir costos marginales de sistemas de almacenamiento en un esquema basado en listas de colocación y orden económico, la que sin embargo no reconoce el valor de flexibilidad que entregan sistemas de almacenamiento al sistema (X).
<p>Artículo 2-179 Condición Especial de Operación de almacenamiento por tiempo prolongado En caso de que un Sistema de Almacenamiento de Energía o una Central con Almacenamiento por Bombeo categorizado como Recurso Gestionable de Corta Duración tenga un costo variable total tal que no le permita inyectar su energía por un tiempo mayor a una ventana de valorización definida para esa instalación, el Coordinador titular de la instalación podrá solicitar al Coordinador la Condición Especial de Operación de almacenamiento por tiempo prolongado. En caso de que el Coordinador acepte dicha Condición Especial de Operación, la</p>	<ul style="list-style-type: none"> La existencia de condiciones especiales de operación para centrales de almacenamiento, permite vías alternativas de accionar, en caso que las centrales se encuentren en situaciones que dificulten su operación (✓).

Artículo	Comentario
<p>energía almacenada por la instalación tendrá costo variable total igual al Costo Marginal del Sistema de la barra correspondiente. De esta manera, el Coordinador deberá optimizar la colocación de esa energía descargando completamente la instalación en un horizonte tal que permita la operación segura y más económica del Sistema.</p>	

4.2.2. Mercado de Servicios Complementarios

Reglamento de Servicios Complementarios

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 76.- Los Sistemas de Almacenamiento de Energía estarán habilitados para prestar Servicios Complementarios, mediante sus recursos técnicos tales como inyecciones y retiros de energía del sistema, a través de los distintos mecanismos de materialización que se definan en el Informe SSCC. Para estos efectos, se entenderá que los Sistemas de Almacenamiento de Energía no cuentan con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● No se restringe la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado de SSCC (✓).
<p>Artículo 77.- En el caso que los Sistemas de Almacenamiento de Energía presten servicios materializados mediante subastas o licitaciones de SSCC, el Coordinador deberá resguardar y establecer la compatibilidad entre la prestación de Servicios Complementarios con servicios de distinta naturaleza, como el arbitraje de precios de energía, que el titular del Sistema de Almacenamiento de Energía esté habilitado para realizar según la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, la operación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía para la prestación de Servicios Complementarios deberá ser considerada prioritaria respecto de los servicios anteriormente señalados. Tratándose de subastas de SSCC, el Coordinador deberá analizar las incompatibilidades de la prestación de Servicios Complementarios subastados con otros servicios de distinta naturaleza que el Sistema de Almacenamiento de Energía esté habilitado para realizar según la normativa vigente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Compatibiliza la prestación de SSCC con la participación en el mercado de energía de sistemas de almacenamiento (✓).
<p>Artículo 80.- Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados por un Sistema de Almacenamiento de Energía para la prestación de Servicios Complementarios no estarán sujetos a los cargos asociados a Clientes Finales, conforme a la normativa vigente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Determinación correcta (✓).

Norma Técnica de Servicios Complementarios

La última Norma Técnica disponible de SSCC, sólo menciona sistemas de almacenamiento como un participante más, es decir, no ahonda particularmente en temáticas de operación o participación de este tipo de tecnología.

Resoluciones Exenta de Definición de Servicios Complementarios

Al igual que en la Norma Técnica, la RE N°442 del 23 de noviembre de 2020 también posiciona a sistemas de almacenamiento como un participante más dentro del mercado, a la par de unidades

generadoras. No obstante, tampoco ahonda particularmente en cómo se define la provisión de servicios en el caso de sistemas de almacenamiento, lo que repercute en la participación de este tipo de tecnología, por ejemplo, en la forma en como restricciones asociadas a ESS ingresan al problema de co-optimización de energía y reservas centralizado.

Resolución Exenta de Valores Máximos de Servicios Complementarios

La RE N° 442 deja como único componente de la oferta por SSCC el valor de desgaste y uso de la unidad¹⁴, mientras que los costos que se producen en la operación real, debido a la prestación de los SSCC (sobre costos y costos de oportunidad), se remuneran de acuerdo con la operación efectiva. En particular, se destaca la definición de los costos de oportunidad, como aquellos que remuneran el margen de energía no inyectada al sistema producto de la prestación del servicio, según la siguiente expresión:

$$\text{Costos de Oportunidad} = \max\{\text{Costo Marginal} - \text{Costo Variable}, 0\} * \text{Potencia de Reserva}$$

Lo que considera además una ponderación por un factor de desempeño. No obstante, en este punto cabe destacar que la determinación administrativa de costos variables para ESS¹⁵ supone un desincentivo para la prestación de reservas por parte de este tipo de tecnologías, ya que asume la capacidad por parte del CEN de estimar correctamente los costos de oportunidad de la energía almacenada de ESS (e.g., sin internalizar dentro del costo variable de la energía almacenada de ESS el valor del atributo de flexibilidad de estos sistemas).

A partir de lo anterior, los costos de oportunidad reconocidos a ESS en la provisión de reservas podrían ser menores a los ingresos que estos podrían percibir por el solo arbitraje de energía. Esto, ya que los costos de oportunidad reconocidos podrían encontrarse por debajo de los costos marginales de inyección del ESS, al depender de la estimación del costo variable del ESS. Por lo tanto, es particularmente crítico avanzar en un diseño de mercado que internalice correctamente dentro de las señales de precio los costos de oportunidad de la energía almacenada, y que con ello incentive la participación de ESS en el mercado de reservas.

Adicionalmente, destacar la urgencia de realizar el estudio de determinación de los costos de desgaste representativos de tecnologías en consideración de la realidad nacional, lo que inicialmente según la resolución debiera haber sido realizado en el transcurso del año 2021, lo que podría incentivar la participación de agentes en el mercado de SSCC en la medida que al menos sus costos de desgaste, única componente ofertada en la actualidad, no resulten limitados de forma administrativa según la tabla presentada en el artículo transitorio.

¹⁴ Minuta Técnica Efecto en remuneración de SSCC por aplicación de la Resolución Exenta N° 442 de 2020, junio 2022. Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/06/Minuta-Remuneracio%CC%81n-SSCC-2021-20210607.pdf>

¹⁵ Esto es, en función de los costos de la energía en base a la cual se cargó el sistema. Ver 4.2.1. Mercado de Energía. Borrador Consulta Pública de la Norma Técnica de Coordinación y Operación.

4.2.3. Mercado de Potencia

Reglamento en Tramitación de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras

El 12 de enero de 2022 se emitió el Decreto Supremo N°3 que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia y que deroga el Decreto Supremo N°62 de 2006 respecto a la misma temática. Este Reglamento fue desarrollado durante una serie de mesas de trabajo y estuvo en consulta pública hasta el 5 de octubre del 2021¹⁶. Los objetivos que se buscan cumplir con este cambio consideran:

- Contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional (SEN), que permita asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo.
- Determinar los requerimientos de suficiencia para sistema, de acuerdo con los periodos de mayor exigencia en el referido sistema, entregando una señal eficiente y sostenible a la demanda que sean consistentes con dichos requerimientos.
- Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema.
- Perfeccionar diversos aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

El documento, desde su etapa en borrador para la consulta pública, propone un cambio en la metodología del reconocimiento de potencia utilizando la **metodología ELCC**, la que busca cuantificar, para cada unidad, la cantidad adicional de demanda que se puede suministrar en el sistema, cuando dicha unidad es añadida, sin variar el nivel de suficiencia o confiabilidad (e.g., LOLH, LOLE, etc.) que se tenía antes de considerar a esta unidad. Por otra parte, se propone un cambio en la función del margen de reserva teórico, la cual se utiliza para ajustar el precio de potencia según la capacidad instalada del sistema. Además, propone un cambio en la asignación de cargos de horas de punta, donde ahora los clientes recibirán cargos según sus respectivos consumos durante las **horas de punta del sistema**, donde dichas horas de punta son un conjunto de horas dentro del período de control de punta. Lo anterior es un paso importante para la valorización de la gestión del consumo, puesto que se vuelve relevante la capacidad de la demanda para pronosticar los períodos de alta exigencia del sistema y gestionar su demanda durante ellos, ya sea mediante disminución de demanda, uso de sistemas de almacenamiento o generación propios, etc. La Tabla 4.1 resume los principales cambios que presenta la propuesta respecto al esquema actual.

¹⁶ Disponible en: <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/reglamento-de-transferencias-de-potencia-0>

Tabla 4.1 Principales cambios al esquema actual contenidos en la propuesta de Reglamento de Transferencias de Potencia.

Aspecto	Esquema Actual	Propuesta	Impacto
Potencia de Suficiencia	Metodología en función de cada tecnología. IFOR calculado en función del tiempo indisponible y disponible.	Se añade la metodología ELCC y la consideración de un Objetivo de Suficiencia predefinido. Se agregan factores de eficiencia. IFOR incluye estado para unidades en ERE y tiempo de falla pondera según si unidad fue convocada a despacho o no.	Potencia reconocida para aporte a suficiencia del sistema lo que impacta los ingresos asociados a pagos por potencia.
Margen de Reserva Teórico	Función decreciente con mínimo de 10%	Función decreciente con mínimo de 0% que se alcanza con un Margen de Potencia mayor a 1.3	Precio por potencia al verse escalado por un factor distinto impacta los ingresos asociados a pagos por potencia.
Control de Punta	Los Retiros de Potencia se asignan según el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta. Horario punta definido no necesariamente asociado a periodos de mayor exigencia en función de métrica de confiabilidad.	Los Retiros de Potencia se asignan según el promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta . Número de horas de punta es un subconjunto de horas del período de control definido cada 4 años. Período punta definido anualmente en base a estudio realizado por el CEN que considera de manera esperada períodos de exigencia en base a métricas de confiabilidad.	Incentivos en consumidores para gestión de punta desde todo el período de control hacía horas particulares. Impacta modelos de negocio asociados a recorte de punta.

En particular, a continuación se presentan los artículos considerados más relevantes para el tratamiento de recursos de almacenamiento.

Artículo	Comentarios
<p>Artículo 44.- A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia ELCC, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual corresponderá al valor de potencia que se obtenga de la aplicación de la metodología probabilística denominada capacidad efectiva de suministro de demanda (ELCC, por sus siglas en inglés), y que caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.</p> <p>La metodología a que hace referencia el inciso precedente deberá cuantificar, para cada Unidad Generadora, la cantidad adicional de demanda que se puede suministrar en el sistema o subsistema eléctrico, según sea el caso, sin variar el Objetivo de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional cuando dicha unidad se añada al sistema o subsistema eléctrico, según corresponda. El nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional se determinará empleando la Métrica de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.</p> <p>La metodología a que hace referencia el inciso primero del presente artículo deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:</p> <p>a) Métrica de Suficiencia. b) Objetivo de Suficiencia. c) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras. d) Disponibilidad de combustible de las Unidades Generadoras térmicas. e) Indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras. f) Estadística del perfil de disponibilidad del recurso primario de Unidades Generadoras que utilizan como fuente primaria la energía geotérmica, solar, eólica o de los mares. g) Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural, utilizada para la coordinación de la operación que hace referencia el artículo 72°-1 de la Ley. h) Representación de embalses y de las cuencas hídricas presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, junto con las restricciones de operación de embalses, tales como convenios de riego o caudales ecológicos. i) Proyección de las trayectorias de cotas de los embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el Año de Cálculo, para cada una de las hidrologías consideradas, según lo dispuesto en la Norma Técnica. j) Representación de los Sistemas de Transmisión con el detalle que establezca la Norma Técnica. k) Modelación de características inter-temporales, que permita representar el aporte a la suficiencia de Unidades Generadoras que cuenten con capacidad de regulación y almacenamiento. l) Subsistemas eléctricos que se identifiquen en los informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo. m) Perfil de demanda del sistema o subsistema eléctrico, según corresponda.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Se debiera generalizar o explicitar el tratamiento de Sistemas de Almacenamiento de Energía independiente de Unidades Generadoras (X). ● Se considera para el cálculo de potencia de ELCC, las características inter-temporales de unidades con capacidad de regulación y almacenamiento, lo que reconoce su contribución a la suficiencia del sistema (✓).
<p>Artículo 53.- En el caso de una Unidad Generadora que cuente con menos de cinco Años de Cálculo de su potencia ELCC, incluido el Año de Cálculo, su potencia inicial corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de todos los Años de Cálculo en los que se le determinó una potencia ELCC, incluido el Año de Cálculo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Se reconoce en el cálculo de potencia de ELCC componente de almacenamiento de

Artículo	Comentarios														
<p>En el caso de una Unidad Generadora que, modifique sus instalaciones y/o componentes asociadas, que impliquen un cambio relevante en el resultado de su potencia ELCC, determinada de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 44.- y siguientes del presente reglamento, tal como la inclusión de una componente de almacenamiento, entre otros cambios que determine la Norma Técnica, su potencia inicial se determinará según lo siguiente: ...</p>	<p>unidades de generación (✓).</p>														
<p>Artículo octavo transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del Artículo Primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia preliminar de la componente de generación de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.</p> <p>La potencia preliminar de la componente de generación de la Unidad Generadora se determinará de acuerdo a las disposiciones del reglamento que el presente decreto deroga en su Artículo Segundo. Por su parte, la potencia preliminar de la componente de almacenamiento se determinará aplicando las mismas disposiciones aplicables a una Unidad Generadora, considerando que su potencia inicial se calculará en función de su Potencia Máxima y su capacidad de almacenamiento en horas, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo.</p> <p>La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla.</p> <table border="1" data-bbox="331 1318 989 1701"> <thead> <tr> <th>Capacidad de almacenamiento (horas)</th> <th>Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>85%</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>95%</td> </tr> <tr> <td>≥5</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table> <p>En los casos de componentes de almacenamiento cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial se determinará a partir de la tabla anterior, realizando una aproximación lineal entre las horas que corresponda.</p>	Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial	<1	0%	1	50%	2	70%	3	85%	4	95%	≥5	100%	<ul style="list-style-type: none"> ● Reglamento debiera dar especificaciones generales del tratamiento de Sistemas de Almacenamiento de Energía, no necesariamente asociadas a Unidades Generadoras (X). ● No se explicita de forma concreta el período en que será aplicable el artículo transitorio, con lo que se pierde certeza respecto de la remuneración de ESS en el mercado de potencia (X).
Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial														
<1	0%														
1	50%														
2	70%														
3	85%														
4	95%														
≥5	100%														

Artículo	Comentarios
<p>Para efectos de la determinación de la potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo, se deberá verificar que la energía promedio diaria, en el Año de Cálculo, generada por la Unidad de Generación correspondiente, sea igual o superior a la capacidad de energía de almacenamiento de la componente de almacenamiento. En el caso de que esto no se cumpla, a la componente de almacenamiento se le considerará una potencia menor a su Potencia Máxima, de modo que con dicha potencia y sin modificar las horas de almacenamiento, la energía de almacenamiento sea igual a la energía promedio diaria, en el Año de Cálculo, generada por la Unidad de Generación correspondiente.</p>	

Norma Técnica de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras

Junto con la tramitación de un nuevo reglamento, la última norma técnica disponible de transferencias de potencia entre empresas generadoras quedaría obsoleta, la cual cabe mencionar no explicita la participación de sistemas de almacenamiento como un actor más dentro del mercado de potencia.

4.3. Experiencia de Actores del Sector

Con el objeto de enriquecer el trabajo desarrollado y contrastar el levantamiento de información acerca de las brechas, barreras y propuestas para invertir en proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en Chile, **se considera indispensable contar con la visión de los principales actores relevantes en esta materia.** Estos corresponden a empresas generadoras (abarcando tanto grandes como medianas y pequeñas empresas de diferentes tecnologías), consumidores finales del sistema, transmisoras y distribuidoras, asociaciones gremiales e inversionistas.

A partir de lo anterior, y de forma complementaria al trabajo desarrollado, se contactaron y coordinaron una serie de entrevistas a asociaciones gremiales representantes del sector eléctrico. Adicionalmente, se difundió entre sus asociados un cuestionario con el objetivo de recopilar información respecto de las **brechas, barreras y propuestas para invertir** en proyectos de almacenamiento **según lo experimentado y observado por los diferentes agentes en la actualidad,** así como también **alternativas de solución posible en el corto, mediano, y largo plazo.**

4.3.1. Principales Observaciones Respecto a Experiencia de Asociaciones

A partir de conversaciones junto a de diferentes asociaciones representantes del sector, AG, ACERA, GPM, APEMEC, ACESOL, ACENOR, ACEN, Transmisoras y EEAG, se constata el **consenso transversal respecto al rol crucial que tendrán proyectos de ESS para la descarbonización de la matriz de generación del SEN.** No obstante lo anterior, también existe como **diagnóstico común la falta de condiciones habilitantes para su promoción y desarrollo en la magnitud y plazos requeridos.**

En base a las entrevistas realizadas, algunos puntos relevantes a considerar en la discusión respecto a los desafíos a la integración de ESS son los siguientes:

Reglas actuales dificultan la bancabilidad de proyectos:

- No ven con certeza cómo serán operados, y bajo qué conceptos serán remunerados supone importantes fuentes de incertidumbre difícil de bancabilizar.
- El modelo de negocios de ESS no se ajusta necesariamente a cánones de activos de generación, e.g., óptimo sistémico no necesariamente se alinea con arbitraje de energía.
- Hoy el segmento de menor riesgo para el desarrollo de proyectos es aquel de transmisión.
- No obstante, ESS pueden proveer servicios trans-segmentos (i.e., gx, tx, dx, y como demanda), discusión que aún se encuentra abierta en el mundo.
- Aún en un mismo segmento, ESS pueden proveer una serie de servicios al sistema aún no definidos ni remunerados, lo que podría abrir paso a un revenue stacking. Sin embargo, este no se encuentra exento de riesgos y es un desafío aún no resuelto en el mundo.
- No obstante, la incertidumbre regulatoria y condiciones actuales de costos marginales del mercado, podrían existir incentivos para la inversión en ESS para la gestión de inyecciones como cobertura frente a limitaciones de transmisión y problemas de desacople (exposición a costos marginales cero) actuales o futuros.

Mercado de capacidad es el principal driver en el desarrollo de proyectos:

- Principalmente asociados a generación (centrales híbridas) como medio para la reducción del vertimiento, aportando a la potencia de suficiencia de la central renovable variable, lo que exige metodologías concretas de reconocimiento de aporte de ESS a la suficiencia.
- Mercado de SSCC no se observa como driver, producto entre otros factores del diseño de mercado (e.g., pay-as-bid). No obstante, hoy CEN podría levantar requerimientos de licitaciones para SSCC que puedan promover ESS.
- Diseño de mercado no reconoce atributos no disociables, que nuevas tecnologías permiten modularizar y participar en nuevos mercados y capturar rentas que de otra manera irían a otros actores (e.g., rampa, inercia). No obstante, problemas básicos de mercados actuales generan menores incentivos para la creación de mercados por nuevos servicios.
- En el caso de consumidores, ahorros a partir de la gestión de horas de punta del sistema en base a ESS (e.g., en costos de combustible, eficiencia energética, reducción de emisiones) no son suficientes para incentivar el desarrollo de proyectos.
- La reducción del período de horas de punta, de actualmente 4 hrs., podría viabilizar inversiones en ESS al reducir la capacidad, y con ello la inversión requerida de proyectos para gestión de demanda en dichos períodos.

Necesidad de pensar en soluciones y alternativas multidimensionales:

- Se requiere de mejoras en el diseño de mercado, así como avanzar hacia un mercado de ofertas.
- Modelación basada en bloques de demanda de herramientas de planificación de largo y mediano plazo (coordinación hidrotérmica) estándares utilizadas por reguladores, CEN y la industria (e.g., OSE2000, PLP), no son capaces de capturar de manera adecuada requerimientos de flexibilidad y con ello el valor de ESS.
- En el corto plazo y mediano plazo, mejoras a las herramientas de operación y planificación del CEN (e.g., necesidad de mayor granularidad, órdenes de mérito que no reflejan inflexibilidades del sistema).
- Se requiere de estudios adecuados de planificación y evaluación de beneficios para el sistema y consumidores de la expansión de la red de transmisión en base a ESS, que internalicen todos los aportes de este tipo de sistemas al desarrollo de la red, dando respaldo a requerimientos de nuevos proyectos.
- Como requerimientos dentro de licitaciones de suministro/licitaciones específicas por energía. Por ejemplo, mediante bloques de licitación 24 hrs, 7 días a la semana, que entreguen señales de inversión a generación renovable variable a complementar su oferta con ESS.
- Como participantes dentro de licitaciones o requerimientos de contratación de potencia por períodos y capacidades determinadas.

- Evolución de costos de tecnologías no han sido las esperadas, a lo cual sumar que una gestión deficiente podría llevar a la degradación acelerada de estas, encareciendo proyectos. Por lo que surgen como posibles alternativas de promoción incentivos a nivel de costos, reducción de costos “administrativos” (e.g., tributarios, de importación, tramitación).
- Falta de incentivos para la integración de ESS por parte de consumidores finales en términos de las señales económicas que estos perciben (e.g., tarifas de suministro ToU).
- Distribución requiere avanzar en el desarrollo de redes más robustas, preparadas para la transición energética dentro de la cual forman parte ESS y la electromovilidad, así como la posibilidad de desarrollo (y remuneración) de proyectos de generación distribuida y ESS como alternativas a la expansión en redes de distribución.
- Se requiere evaluar la limitación con la que cuentan empresas de transmisión para el desarrollo y operación de proyectos de ESS de larga duración (hoy considerados como parte del segmento de generación), y que permitan la gestión de redes de transmisión y no solo de contingencias.
- Puntos anteriores recalcan la necesidad por avanzar en temas de regulación de la distribución, comercialización de energía, y planificación de la distribución, entre otros puntos.
- Mecanismos regulatorios que habiliten la innovación tecnológica y de modelos de negocios, por ejemplo, a nivel de proyectos piloto.
- Bienes públicos (e.g., exploradores solar y eólico) que aporten a la reducción de brechas de información que apoyen el desarrollo de ESS.
- Esquemas de incentivo que no necesariamente se apegan al concepto en Chile de “neutralidad tecnológica” (e.g., feed-in tariff).
- Impuestos a las emisiones.
- Comunicación y difusión entre y hacia actores locales. Los gremios perciben que debiese mejorar la comunicación y coordinación entre el trabajo desarrollado por el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. De la misma forma, se requiere que los distintos stakeholders puedan comprender los riesgos, la estructura de remuneraciones y costos que tienen los diferentes modelos de negocios de ESS, diferentes a los tradicionales de generación, transmisión y distribución.

4.3.2. Análisis de Respuestas al Cuestionario

Quienes respondieron el cuestionario corresponden a una diversidad de actores miembros del sector eléctrico, empresas de generación, comercializadoras, inversionistas, miembros de la cadena de suministros y consultoras, entre otros, gran parte de los cuales se encuentra evaluando proyectos de ESS tanto frente como detrás del medidor, en una diversidad de tecnologías de corta y larga duración, entre las que se cuentan el almacenamiento electroquímico en base a baterías (ión litio, sulfuro de sodio, flujo redox), baterías de segunda vida (SLBESS), baterías de Carnot, concentración solar de potencia (CSP), sales a alta temperatura, sistemas power-to-gas (P2G), almacenamiento hidráulico de bombeo, almacenamiento en hidrógeno, sistemas de almacenamiento de aire comprimido (CAES) y líquido (LAES).

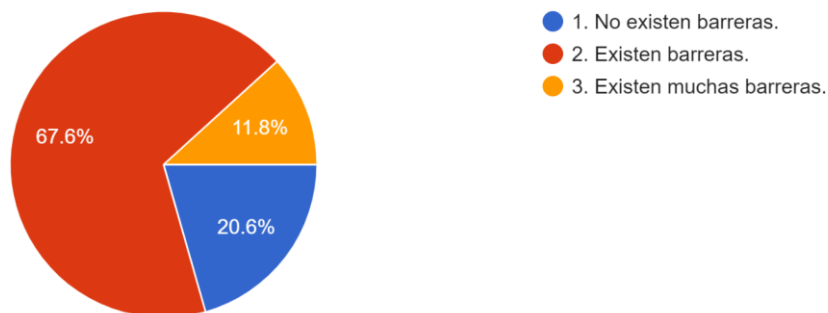
A continuación, se presentan las principales observaciones que se desprenden a partir de las respuestas recibidas al cuestionario difundido.

Barreras Tecnológicas

Al consultar respecto al nivel de desafíos tecnológicos que se observan, se observa que la **mayoría de los encuestados considera que existen barreras tecnológicas** para el desarrollo de proyectos de ESS.

En una escala de 1 al 3, ¿Cuál diría usted es el nivel de desafíos tecnológicos que se observan para el desarrollo de proyectos de ESS? Elija 1 sola opción.

34 respuestas



Entre los **principales desafíos tecnológicos** se observan:

- **Altos costos de desarrollo**, los que se pueden relacionar con la **falta de madurez de diferentes tecnologías** de almacenamiento de pequeña y gran escala, de corta y larga duración, maduración de procesos metalúrgicos, disponibilidad de materias primas y la falta de madurez de proyectos de segunda vida para baterías.
- **Escalabilidad de plantas de producción** de módulos de baterías de ión litio **y disponibilidad u oferta de módulos** a nivel internacional. Industria actualmente enfocada en la producción de baterías para vehículos eléctricos.
- Aún tecnologías con mayores niveles de madurez, como el bombeo hidráulico, enfrentan **desafíos ambientales relevantes** para su desarrollo.
- **Falta de experiencia en el desarrollo de proyectos de referencia de gran escala** en Chile que sirvan de ejemplo para el desarrollo de proyectos por parte del resto de actores, resolviendo por ejemplo **desafíos de confiabilidad y tasa de fallas** ante una regulación estricta de funcionamiento.

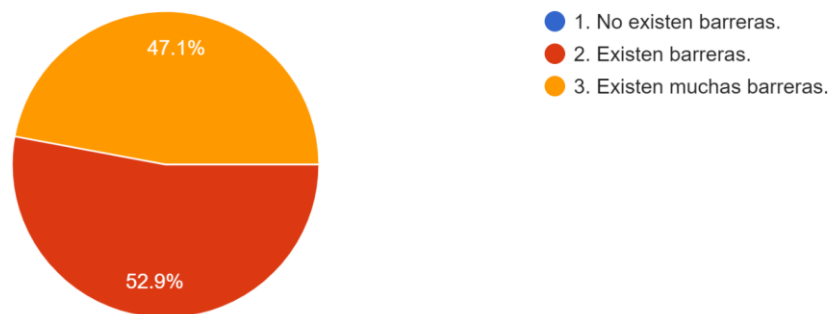
- Existen **restricciones técnicas en las curvas de operación y ciclaje de baterías** que deben ser respetadas con el propósito de no dañar la vida útil de estas producto de una **degradación** acelerada. Limitaciones como la profundidad de descarga requiere del **sobredimensionamiento de proyectos**. Adicionalmente, al reducirse este parámetros con el paso del tiempo, debe ser considerado en la evaluación de proyectos.
- **El desarrollo de proyectos requiere de la evaluación precisa de la aplicación que se quiere dar al sistema de almacenamiento**. Por ejemplo, en el caso de proyectos a nivel de generación o transmisión, aún en el caso de sistemas de almacenamiento intradiario, opciones posibles de desarrollo en base a baterías varían en tiempos de carga/descarga/vida útil, etc.
- En el caso del **almacenamiento de hidrógeno**, aún **se requiere de desarrollos para aumentar las eficiencias del proceso de conversión** y los desafíos de transporte del combustible.

Barreras Financieras

Al consultar de forma general respecto al nivel de barreras financieras, se observa que **todos los encuestados consideran que existen barreras financieras** para el desarrollo de proyectos.

En una escala de 1 al 3, ¿Cuál diría usted es el nivel de barreras financieras que se observan para el desarrollo de proyectos de ESS? Elija 1 sola opción.

34 respuestas



Entre las principales barreras financieras se observan:

- **Altos niveles de inversión** debido a la falta de madurez de la mayoría de tecnologías aún poco conocidas y falta de competencia en el mercado nacional.
- **Dificultad en el acceso al financiamiento bancario de proyectos** producto de los altos costos de desarrollo e incertidumbre regulatoria y diseño de mercado que **no es comprendido por el sector financiero en general**.

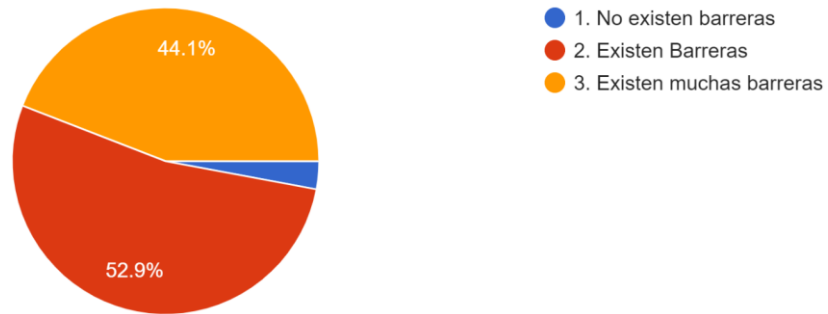
- En línea con el punto anterior, la **falta de experiencias o casos de financiamiento** de proyectos de ESS.
- **Falta de instrumentos de inversión específicos o herramientas para la promoción** de ESS (e.g., subvención o incentivos de remuneración).
- **Se requiere precisar ciertas disposiciones regulatorias que entreguen mayor certeza respecto de los modelos de negocio y revenue stream predecibles** que permitan estimar la forma de despacho de proyectos e ingresos futuros de ESS en todos los mercados posibles para poder maximizar los retornos de la inversión lo que dificulta el financiamiento de proyectos.
- En este contexto, los **ingresos por arbitraje de energía y servicios complementarios** no se encuentran establecidos claramente en la regulación actual y resultan **difíciles de proyectar**. Adicionalmente, la **volatilidad** de estos ingresos **requeriría de la firma de contratos de suministro** de energía que generen ingresos fijos. Finalmente, el **pago por capacidad** para el almacenamiento **aún no se encuentra resuelto**.
- Las inversiones **no cumplen paybacks exigidos** por los inversionistas.
- **Grandes empresas que financian de forma corporativa** proyectos con almacenamiento no tienen mayores problemas más allá de estructurar un modelo de negocio adecuado para proyectos híbridos que les permita alcanzar su rentabilidad mínima exigida.
- El resto de actores en el mercado (medianos o más pequeños) difícilmente pueden establecer un nivel de ingresos certero que permita a la banca internacional financiar proyectos, mientras que PPAs convencionales que suministran energía 24/7 son difíciles de adjudicar si solo se estructuran subastas (reguladas o libres) que minimizan el precio de energía ofertado. Dichos actores parecen estar de acuerdo en que **se requiere reevaluar las subastas de energía incorporando** de alguna forma otros **atributos** que ESS pueden contribuir al SEN.

Barreras Regulatorias

Al consultar respecto al nivel de barreras regulatorias en general, se observa que **la gran mayoría de los encuestados consideran que existen barreras o muchas barreras regulatorias** para el desarrollo de proyectos de ESS.

En una escala de 1 al 3, ¿Cuál diría usted es el nivel de barreras regulatorias que se observan para el desarrollo de proyectos de ESS? Elija 1 sola opción.

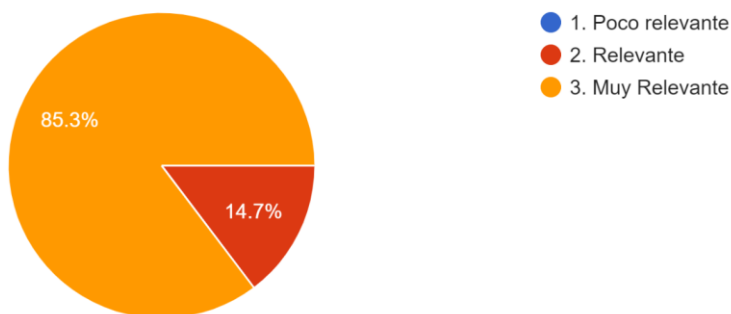
34 respuestas



En particular, al ser consultados respecto de los diferentes niveles del mercado eléctrico, la mayoría de los participantes de la encuesta considera que el **mercado de energía es muy relevante para el desarrollo de proyectos de ESS, a la vez existen barreras en este mercado para proyectos de esta categoría.**

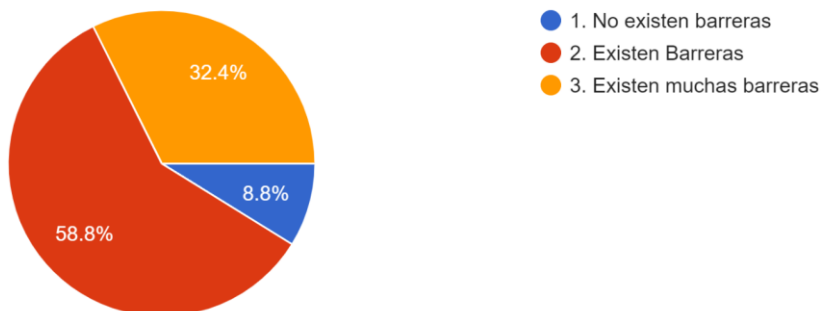
Según su visión, ¿Cuál cree usted es la relevancia del mercado de Energía para el desarrollo de proyectos de ESS? Evalúe de 1 a 3 el mercado de En... 1 poco relevante, 2 relevante y 3 muy relevante.

34 respuestas



Según su visión, ¿Cuál cree usted es el nivel de barreras en el mercado de Energía para el desarrollo de proyectos de ESS? Evalúe de 1 a 3 el ..., 2 existen barreras y 3 existen muchas barreras.

34 respuestas



Respecto al mercado de energía, los actores entrevistados perciben como barreras regulatorias:

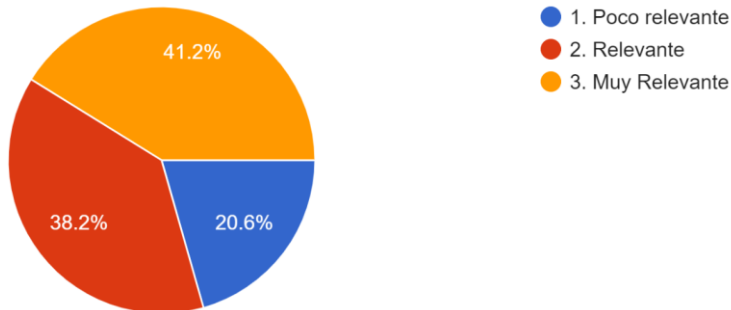
- **Incertidumbre respecto a cuáles serán los criterios de programación y despacho de ESS.**
- La operación en tiempo real presenta un alto nivel de riesgo según las reglas actuales y la propuesta asociada a la Norma Técnica de Programación y Operación en consulta pública, cuya aplicación no resulta sencilla de entender del todo. Para los Coordinados propietarios de ESS **no es posible gestionar riesgo en base a información de operación real, quedando particularmente sujetos a los efectos de los desvíos de la programación.**

- **Proceso de determinación de costos variables** para el despacho de proyectos de ESS, en función de los costos marginales de carga de sistemas de almacenamiento, no reconoce el costo de carga cuando estos se encuentran junto con una central renovable, así como tampoco otros costos variables no combustibles. Lo anterior supone **preocupación respecto a si el proceso asegurará la recuperación de los costos de carga** de ESS.

La mayoría de los participantes de la encuesta considera que el **mercado de servicios complementarios es al menos relevante para el desarrollo de proyectos de ESS, a la vez existen barreras en este mercado para proyectos de esta categoría.**

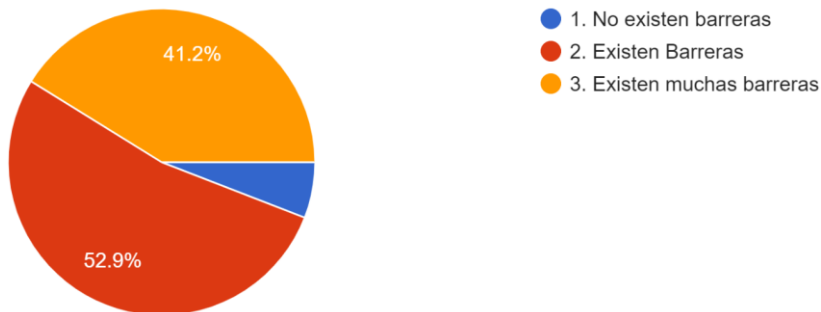
Según su visión, ¿Cuál cree usted es la relevancia del mercado de Servicios Complementarios para el desarrollo de proyectos de ESS? Evalúe de 1 a 3 ...o 1 poco relevante, 2 relevante y 3 muy relevante.

34 respuestas



Según su visión, ¿Cuál cree usted es el nivel de barreras en el mercado de Servicios Complementarios para el desarrollo de proyectos d... 2 existen barreras y 3 existen muchas barreras.

34 respuestas

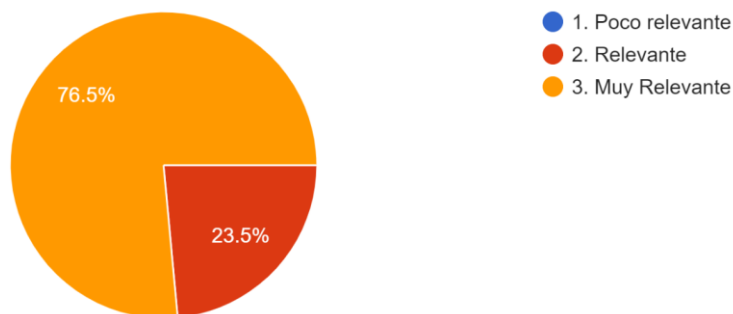


Respecto al mercado de servicios complementarios, los actores entrevistados perciben como barreras:

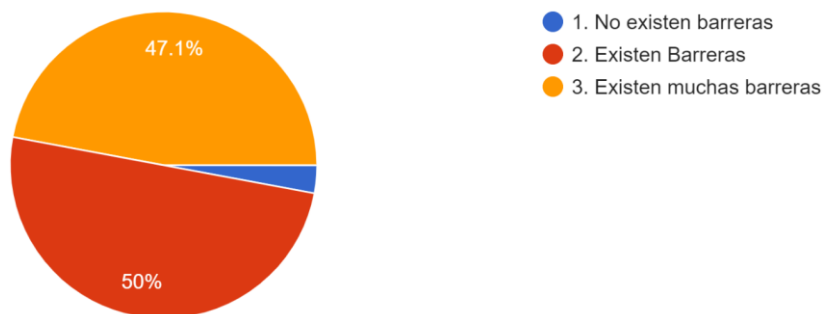
- Como punto de partida, la **complejidad del mercado** que aún no logra ser comprendido por parte de los agentes del sistema.
- Remuneración en base a ofertas solo por concepto de **costos de desgaste**, cuyo **precio máximo** en el caso de ESS resulta **menor a aquel de otras tecnologías**, como la generación a carbón. Adicionalmente, el hecho de que actualmente se cuenta con un **precio máximo definido administrativamente**, por lo que **se requiere de un estudio dedicado que permita sincerar este tipo de precio techo para ESS**, lo que corresponde a un desafío mayor en sí mismo, debido a la diversidad de tecnologías en cuestión.
- **Falta de certeza respecto del resto de los ingresos por participación** en este mercado, y en particular, la **falta de una definición precisa del cálculo del costo de oportunidad** para ESS al momento de proveer SSCC cuando se ha dejado de realizar arbitraje de energía. En este contexto, las herramientas actuales con las que dispone el CEN no son suficientes para determinar de forma adecuada los costos de oportunidad de ESS.
- Los puntos anteriores, junto a la necesidad de realizar **inversiones adicionales para la habilitación de proyectos para la provisión de reservas** supone desafíos aún difíciles de abordar. Inversores de BESS no vendrían preparados de fábrica para la provisión de SSCC, mientras que las garantías de BESS se asocian a ciclaje y vida útil de sistemas. En este contexto, la provisión de SSCC podría generar desgastes acelerados y pérdidas de garantía de sistemas.
- La **determinación de que no es requerido el servicio de regulación rápida de frecuencia (CRF)** por parte del CEN. Adicionalmente, frente al requerimiento de rampas cada vez más agresivas del SEN, la posibilidad de definición de un servicio de rampas. Requerimientos por parte del SEN de **nuevos servicios podrían ser un incentivo directo** para el desarrollo de ESS.

La mayoría de los participantes de la encuesta considera que el **mercado de potencia es muy relevante para el desarrollo de proyectos de ESS, a la vez existen barreras en este mercado para proyectos de esta categoría.**

Según su visión, ¿Cuál cree usted es la relevancia del mercado de Potencia para el desarrollo de proyectos de ESS? Evalúe de 1 a 3 el mercado de Po... 1 poco relevante, 2 relevante y 3 muy relevante.
34 respuestas



Según su visión, ¿Cuál cree usted es el nivel de barreras en el mercado de Potencia para el desarrollo de proyectos de ESS? Evalúe de 1 a 3 el ..., 2 existen barreras y 3 existen muchas barreras.
34 respuestas



Respecto al mercado de potencia, los actores entrevistados perciben como barreras regulatorias:

- **Falta de precisiones en las disposiciones regulatorias** para la participación y remuneración de ESS en el mercado de potencia. Lo que se extenderá en función de los tiempos requeridos aún para cambios regulatorios en esta materia.
- La **nueva metodología** de reconocimiento de potencia de suficiencia **ELCC** es **particularmente compleja** y podría no dar señales prontas para el desarrollo de ESS.
- Persiste la **incertidumbre respecto del reconocimiento al aporte a la potencia de suficiencia del sistema** que tendrán proyectos de almacenamiento, tanto para proyectos híbridos como de almacenamiento puro. Esta definición no se encuentra en la actual regulación y la discusión acerca del nuevo reglamento de potencia podría retrasarse. **Esquema transitorio**

de homologación utilizado actualmente por el CEN asimila los reconocimientos de potencia por parte de ESS a los de una central renovable con capacidad de regulación, mientras que, en opinión de algunos actores entrevistados, la propuesta reglamentaria recientemente retirada de Contraloría contaba con un método probabilístico cuyo impacto tampoco ha sido dimensionado.

- **Se destaca la importancia de las disposiciones transitorias** del reglamento que se ingresó a contraloría, las cuales **aseguraban ingresos por un período de tiempo**, lo que sin embargo no sería suficiente para asegurar la inversión en proyectos de ESS. En este contexto, se destaca la necesidad de contar con un período del transitorio claro y certero, por un horizonte de tiempo que permita entregar señales potentes para el desarrollo de proyectos de almacenamiento, tanto para proyectos híbridos como de almacenamiento puro.

Finalmente, **entre otras barreras regulatorias** se mencionan:

- Falta de **mecanismos de mercado flexibles que reconozcan y que permitan capturar** a proyectos de ESS todos los **aportes de estas tecnologías aportan a la operación, confiabilidad y resiliencia** del sistema (e.g., atributo de flexibilidad, almacenamiento de larga duración, etc.) (revenue stacking).
- Existen **tecnologías de larga duración** (más recientes) que a pesar de sus altos niveles de inversión, sus precios nivelados de almacenamiento de energía (LCOS) para una cantidad de horas de descarga sobre las 6 u 8 horas son menores que aquellos de baterías de ion-litio. Por lo que **es importante que se desarrollen proyectos de este tipo, aunque sea a pequeña escala**, dado que son fundamentales en el corto y mediano plazo para el proceso de descarbonización y transición energética del SEN.
- Los ingresos por arbitraje se diluyen a medida que aumenta el número de horas de almacenamiento, mientras que la capacidad hoy muestra una maximización de este tipo de remuneración con 5 horas de almacenamiento, lo que se traduce en una **falta de incentivos para el desarrollo de ESS de largo plazo** (missing money).
- Se requiere **impulsar fondos de inversión con foco en nuevas tecnologías** de almacenamiento para realizar pruebas y recibir retroalimentación de estas.
- **Con el objetivo de tener menores costos, algunos de los actores entrevistados sugieren modificar licitaciones de suministro**, con la finalidad de reestructurar subastas de generación renovable y almacenamiento, de tal forma que el beneficio sistémico de reducir los **costos por concepto de SSCC lo pague la demanda de clientes regulados**. Más aún, se deben promover licitaciones de SSCC para proyectos renovables con capacidad de almacenamiento, además de la adjudicación de PPAs regulados o libres, para que proyectos

puedan estabilizar flujos de ingresos y la banca se interese en entregar financiamiento a este tipo de proyectos.

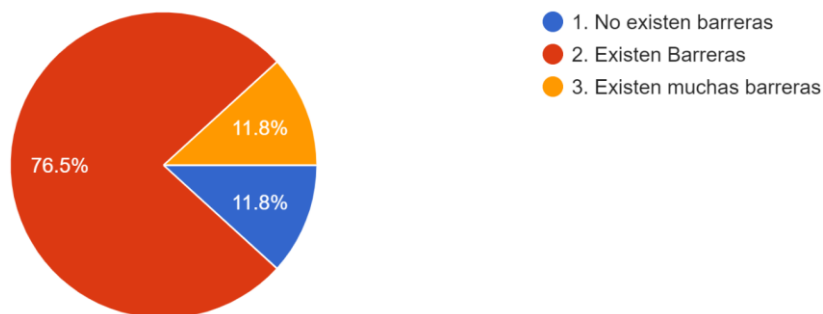
- Una estructura rígida de la **regulación que no reconoce el aporte del arbitraje de energía a la gestión de congestiones en redes de transmisión**, lo que levanta interrogantes respecto a los cargos (e.g., de transmisión) que debieran asumir proyectos de ESS en períodos de carga como clientes finales.
- **Respecto al desarrollo y operación de proyectos híbridos con almacenamiento**, se menciona la **imposibilidad de generar retiros** para cargar su componente de almacenamiento en aquellos momentos en donde la planta renovable no se encuentre disponible, y la **falta de procedimientos para la incorporación de almacenamiento a plantas de generación actuales**.
- En línea con el punto anterior, la **necesidad de liberar el límite de capacidad máxima de inyección de la central renovable con capacidad de almacenamiento**, permitiéndole inyectar la suma de capacidades de la unidad generadora y su componente de almacenamiento, con el debido reconocimiento de potencia.
- Respecto al **desarrollo por parte de clientes libres, no existe la posibilidad de inyección de energía a la red**, lo que desincentiva el desarrollo de sistemas sobredimensionados. Por otro lado, el subdimensionamiento del ESS podría repercutir en la necesidad de obtener energía desde la red aún en periodos de horas punta del sistema, por ejemplo, dificultando el desarrollo de proyectos enfocados en el recorte de punta por parte de consumidores finales.
- Falta de flexibilidad y claridad para la incorporación de baterías en PMGDs.
- Barreras para el desarrollo de ESS **en redes de distribución**.
- Falta de una **correcta definición** del impuesto al carbono.
- **No reconocimiento como generador de energía**.

Barreras Operacionales

Al consultar respecto al nivel de barreras operacionales, se observa que **la mayoría de los encuestados consideran que existen barreras operacionales** para el desarrollo de proyectos de ESS.

En una escala de 1 al 3, ¿Cuál diría usted es el nivel de barreras operacionales que se observan para el desarrollo de proyectos de ESS? Elija 1 sola opción.

34 respuestas



Como algunas de las principales barreras operacionales se mencionan:

- La **operación de ESS bajo instrucciones de despacho centralizado bajo criterios técnico-económicos del CEN**, y por tanto la imposibilidad de autodespacho y gestión de riesgos por parte de los propietarios de proyectos, **podrían no ser los mejores para el financiamiento de proyectos de ESS**. La operación centralizada no asegura ciclajes, degradación y garantías asociadas de sistemas esperados por desarrolladores de proyectos, tampoco necesariamente resulta en la maximización del arbitraje de energía de proyectos de ESS, al no capturar de forma correcta los costos de oportunidad de ESS.
- **Falta de herramientas computacionales en la operación intradiaria** realizada por el CEN, **para asegurar la operación eficiente** de ESS (nueva exigencia que sin embargo es considerada en la Norma Técnica de Programación y Operación). Lo que se refleja, por ejemplo, en la necesidad del cálculo de un costo variable para ESS para su despacho. Desafío aún mayor frente a la necesidad de resolver el despacho en tiempo real de una gran cantidad de unidades con almacenamiento operando en el sistema en el futuro.
- La vida útil de sistemas de baterías depende fuertemente de los ciclos de carga/descarga de estos, lo que levanta la **interrogante si bajo una operación centralizada debiera ser el CEN quien considere la degradación de baterías** dentro del problema de co-optimización.
- **Falta de personal capacitado** para la operación y mantenimiento de ESS, disponibilidad de piezas de repuesto, entre otras, lo que supone desafíos adicionales para la operación sin fallas y aseguramiento de la disponibilidad de sistemas.

4.4. Principales Brechas y Barreras Identificadas

A partir de la revisión y análisis crítico de cuerpos regulatorios asociados a los principales niveles del mercado eléctrico, es posible aseverar que estos definen un marco de acción que dificulta el hacerse cargo de las necesidades actuales y futuras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), particularmente en escenarios de alta penetración de nuevas tecnologías, como lo son los sistemas de almacenamiento.

En particular, la regulación materializa una visión de operación y de diseño de mercado del SEN con altos grados de centralización. Esto marca la necesidad de definir una serie de procedimientos que debe implementar el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) los cuales, tal como se presentó en la revisión, pueden resultar en procesos complejos de ejecutar.

Una operación con aspectos centralizados en los sistemas eléctricos es un elemento necesario para lograr la coordinación que asegure una operación segura, confiable y eficiente. Sin embargo, es importante evaluar el nivel de centralización y los requerimientos, particularmente de información, asociados a una correcta implementación. Por otro lado de igual manera, en sistemas eléctricos donde existen implementados mercados eléctricos, se hace crítico evaluar la relación entre la necesidad de una operación con niveles de centralización y el funcionamiento de estructuras de mercado asociadas.

De manera general, en el caso de sistemas de almacenamiento, los aspectos definidos en los diversos cuerpos regulatorios impactan la certeza para estimar tanto formas de operación como los mecanismos de remuneración para los distintos segmentos de los mercados mayoristas. En particular, existen diversos elementos que contribuyen a aumentar la incertidumbre que potenciales agentes con tecnologías de almacenamiento tienen que enfrentar tanto en el mercado de energía como en el de servicios complementarios y potencia. **En opinión de este equipo consultor, dicha incertidumbre es el resultado tanto de aspectos que sí están definidos en los cuerpos regulatorios pero que dan lugar a la necesidad de definición de procesos de difícil ejecución, como también por la falta de definición en detalles centrales en todos estos mercados.** Lo anterior se configura como una barrera central para incentivar inversiones en este tipo de tecnologías.

4.4.1. Mercado de Energía

El actual esquema regulatorio estructura una normativa que se basa en escenarios idealizados y poco prácticos para una correcta gestión y operación de ESS, el cual es resultado de la visión de operación centralizada llevada a cabo en el SEN. El ideal de que el operador del sistema tenga visibilidad de la estructura de costos (particularmente en esquemas basados en costos auditados) y restricciones operacionales frente a una gran diversidad de tecnologías, incluyendo ESS, encuentra inconvenientes de implementación y rigidez. Por otro lado, la gestión de recursos de almacenamiento bajo un esquema de operación centralizada sólo puede replicar la operación descentralizada, a través de supuestos idealizados como es la información perfecta. Luego, la **operación centralizada basada en costos auditados, impide que los propios agentes gestionen su riesgo**, lo que se contrapone a las mejores prácticas de sistemas internacionales basados en esquemas de ofertas y un tratamiento del almacenamiento con opciones de autodespacho.

La experiencia internacional muestra que el nivel de integración entre la operación y el mercado se materializa de diferentes formas [17]. Por un lado, existe el paradigma de operación de los mercados eléctricos en los sistemas de Estados Unidos donde los modelos utilizados para el despeje del mercado del día anterior son, en la práctica, versiones detalladas de modelos de operación de predespacho y despacho. Los agentes entregan ofertas, usualmente asociadas a costos de energía, encendido y costos fijos de operación, y elementos operacionales y el operador del sistema realiza tanto la programación centralizada de la operación como la generación de precios asociados, usualmente endógenamente desde los mismos modelos. Estos modelos se conocen como Centralized Wholesale Market. En el caso chileno el nivel de centralización es aún mayor que en el caso de Estados Unidos, ya que los agentes deben declarar, y estar sujetos a verificación, sus costos e información operacional [18]. En el caso de los sistemas de Estados Unidos, la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados se ve favorecida por diseños de mercados basados en ofertas, donde las reglas de participación son claras y simples, sin grandes diferencias respecto a la forma de participación que tienen el resto de las tecnologías. El almacenamiento puede decidir si actúa como generador, consumidor o ambos en el o los mercados que decida, siempre y cuando cumpla con los requerimientos técnicos necesarios. Acompañando lo anterior de productos y reglas específicas para incentivar y agilizar la integración de sistemas de almacenamiento.

Por otro lado, en sistemas y mercados eléctricos de Europa, generalmente el despeje de los mercados toma en consideración estructuras más simples en que antes de la operación en tiempo real se consideran esquemas de auto-despacho. A este tipo de estructuras de mercado se le conoce como Decentralized Wholesale Market. En este tipo de instancias de mercados, las etapas anteriores a la operación en tiempo real, se encuentran desalineados de elementos operacionales del sistema, por un lado entrega mayor libertad y flexibilidad para la gestión de riesgo por parte de los agentes, pero por otro lado es posible que aumenten los costos asociados a la operación del sistema, debido a su falta de coordinación. Sin embargo, en este tipo de mercados sigue existiendo un actor que cumple el rol de operador en el sistema, pero reduciendo sus atribuciones a la coordinación y operación física del sistema.

En un escenario, generalmente idealizado, donde es plausible contar con información sobre costos y elementos operacionales de las distintas tecnologías, un escenario centralizado asegura una operación eficiente, y frente a correctos pronósticos de condiciones en tiempo real, minimiza la necesidad de redespachos y acciones correctivas en tiempo real [19]. Sin embargo, al enfrentarse a problemas reales de **requerimientos de información y verificación para los procesos de operación**, incertidumbre, estructuras de costos altamente complejas, un alto y creciente número de tecnologías con restricciones específicas y otros desafíos existentes, se vuelve necesario contar con estructuras de **mercado más flexibles**, que hagan más adaptable la integración de sistemas de almacenamiento de energía y otras tecnologías.

La discusión sobre el **nivel de centralización** es relevante debido a la integración de nuevas tecnologías, como lo son diversos recursos de almacenamiento, volviendo necesaria la evaluación de estructuras de **operación y de mercado híbridas** donde cierto tipo de recursos pueda tener un tratamiento más centralizado y otro tipo de recursos un esquema de auto-despacho, como por ejemplo recursos de almacenamiento, agregadores de recursos distribuidos o de demanda. De igual manera, otra dimensión relevante es lo relacionado con la información. Frente a tecnologías donde los costos son altamente dependientes de decisiones de operación y manejo del riesgo, tener

esquemas de **costos auditados** implementados en esta realidad tecnológica resulta necesariamente en la creación de procedimientos **altamente ad-hoc y difíciles de implementar**.

A partir de su análisis detallado, se desprenden del reglamento de Coordinación y Operación una serie de brechas y lo más importante incertidumbre respecto a cómo operarán y serán remunerados en el mercado de energía proyectos de ESS. Como se ha mencionado, la **operación centralizada basada en costos auditados impide que los propios agentes gestionen su riesgo**, y que en el reglamento y norma técnica se traducen en procedimientos engorrosos que supone la inviabilidad práctica de implementación una vez que se masifique la integración de recursos de almacenamiento en el SEN.

Por otro lado, la utilización de listas de orden de mérito para la operación en tiempo real del sistema supone la **determinación de costos variables de ESS** a través de procedimientos que no necesariamente reconocen el aporte a la flexibilidad del sistema de ESS. Más aún, el **cálculo de costos marginales en función de los costos variables** que conforman las listas de mérito no permite internalizar el impacto de restricciones intertemporales asociadas a los fenómenos señalados anteriormente, las que pueden generar mejores condiciones para diferenciales de precios que favorezcan tecnologías que provean de flexibilidad al sistema como ESS, lo que supone la necesidad de una transición a modelos de despacho económica en tiempo real. Por lo demás, la **utilización de listas de orden de mérito** no se alinea con la operación de un sistema donde cada vez más se observan fenómenos intertemporales fundamentales, producto de la integración masiva de fuentes de energía renovable variable (e.g., solar y eólica). En el presente contexto, imponer el requisito de operar bajo una lista de mérito no asegura necesariamente una operación eficiente y óptima.

Por lo demás, cabe destacar que bajo el esquema actual, la programación de la operación que se realiza el día anterior a la operación en tiempo real no es de carácter vinculante, por lo que la operación y más aún las remuneraciones que reciben los agentes del sistema se determinan en función de las decisiones en tiempo real que toma el CEN en base al uso de listas de orden de mérito, procedimientos y heurísticas que intentan asemejar las decisiones que serían tomadas por modelos de optimización de la operación en tiempo real del sistema. Lo anterior dificulta definir de forma clara y reducir la incertidumbre existente respecto a la forma en cómo finalmente operarán ESS. Por lo anterior, resulta necesario considerar la necesidad del SEN en avanzar hacia esquemas de mercado de múltiples etapas que entreguen mayor certidumbre respecto a las remuneraciones que recibirán los agentes en la operación del sistema.

4.4.2. Mercado de Servicios Complementarios

La regulación respecto a la prestación de servicios complementarios (SSCC) hace mención en múltiples ocasiones a los sistemas de almacenamiento tanto en el reglamento como en la Norma Técnica de SSCC. No obstante, hasta la fecha en el mercado de SSCC no se ha observado la participación de ningún tipo de almacenamiento. Más aún, a partir de la información dispuesta de forma pública por parte del CEN y analizada por el propio equipo consultor (e.g., respecto de porcentajes de asignación directa de diferentes servicios), se denota la aún falta de conocimiento de parte de los agentes del sistema respecto de las reglas del mercado y oportunidades de participación. Lo que supone un proceso de iteración y aprendizaje tanto de los agentes del sistema como del CEN que seguirá tomando tiempo.

Bajo el actual diseño de mercado de SSCC en los que existe competencia, los agentes participantes deben entregar una oferta. No obstante, el impacto de la componente ofertada en los ingresos es menor respecto a otras fuentes de pagos ex-post, tales como sobrecostos y costos de oportunidad, calculados de manera diferenciada a través de pagos laterales en base a los costos de operación individuales de cada agente y operación efectiva del sistema. Al limitar la componente de oferta tan solo al valor de desgaste y uso de la unidad, a la vez que se definen precios máximos para la presentación de ofertas por este concepto, este esquema de diseño de mercado limita las rentas que podrían recibir nuevos participantes y tecnologías, impactando las señales de incentivo a la inversión y participación en el mercado de SSCC. Esto vuelve relevante la discusión respecto a la necesidad de transitar hacia un mercado co-optimizado de energía y reservas basado en esquemas de precio uniforme, tal y como ha sido discutido en otros estudios realizados junto a la CNE¹⁷. Por lo tanto, hay un desafío general del diseño actual del mercado de SSCC en la generación de señales de inversión, impacto transversal para todas las tecnologías.

Por otro lado, el actual diseño de mercado tiene una serie de elementos asociados a la participación y remuneración por la prestación de SSCC que aún **no están definidos de manera clara, ni tampoco internalizados por los agentes del sistema**, particularmente desafiante en el caso de ESS debido a las lógicas y restricciones intertemporales de su operación. No se encuentra documentación dispuesta de manera pública y transparente por parte del CEN respecto al cómo recursos de almacenamiento son y serán modelados dentro del problema de co-optimización de energía y reservas, lo que en última instancia define cómo participará y por tanto las remuneraciones que recibirá en el mercado de SSCC un ESS. En este contexto, se requiere un énfasis primordialmente en **aspectos de ejecución, que definan de forma clara y transparente elementos como formato de ofertas para ESS, factores de desempeño y otros elementos necesarios para estimar ingresos por participación de ESS en el mercado de SSCC**.

En esta temática de SSCC, y relacionado con generar señales adicionales a la inversión, es importante evaluar la implementación de mecanismos que entreguen señales de largo plazo como contratos de prestaciones de SSCC¹⁸, que en la experiencia internacional (e.g. Australia¹⁹) se han utilizado para dar ingresos a sistemas de baterías por su provisión en SSCC, dando fuerza a señales de corto plazo existentes. En la misma línea, evaluar la definición de servicios donde los sistemas de almacenamiento tienen características predilectas para la entrega de ellos (e.g., Control Rápido de Frecuencia), y de esta forma remunerar eficientemente la flexibilidad que contribuyen al sistema.

¹⁷ Vinken: Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes. Disponible en:

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>

¹⁸ Regulación actual permite el uso de licitaciones. Se requiere la definición de productos y requerimientos alineados con los tiempos establecidos en la regulación.

¹⁹ Disponible en: [Hornsedale Power Reserve Year 1 Technical and Market Impact Case Study](#)

4.4.3. Mercado de Potencia

Junto con la tramitación de un nuevo reglamento, el que bajo las modificaciones propuestas a la LGSE considera el reconocimiento de recursos de almacenamiento dentro del mecanismo de suficiencia del sistema, la última Norma Técnica disponible de transferencias de potencia entre empresas generadoras quedaría obsoleta, la cual cabe mencionar no explicita la participación de sistemas de almacenamiento como un actor más dentro del mercado de potencia.

En este contexto, el reglamento en tramitación y lineamientos que se definan para la aplicación de la metodología ELCC resulta central. No obstante lo anterior, **aún existen una serie de brechas asociadas a la falta de claridad respecto a elementos de cálculo aún no especificados de la metodología ELCC** y que suponen aún **incertidumbre respecto a las remuneraciones a las que podrán optar ESS dentro del mecanismo de suficiencia**. En particular:

- Se destacan **diferencias en el reconocimiento de la potencia de suficiencia de ESS dentro de la metodología cuando estos se rigen por una operación descentralizada o centralizada**. Una gestión independiente de recursos de almacenamiento, donde cada agente persigue libremente objetivos propios de arbitraje de energía, no necesariamente se alinearán con los objetivos de suficiencia del sistema y puede resultar en un detrimento de las remuneraciones recibidas por ESS en este mercado. Por otro lado, una gestión centralizada que optimiza el uso del almacenamiento para cumplir algún objetivo de minimización de costos de operación del sistema, se vuelve inmanejable a medida que aumenta la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento.
- Adicionalmente, una alta proporción de almacenamiento, o cualquier tecnología, en el sistema puede producir un efecto de **saturación** en el aporte de esa tecnología a la suficiencia. Esto se debe a que al tener una gran cantidad de capacidad que se comporte o se modele de manera similar, esta pierde valor al no ofrecer confiabilidad adicional al sistema. Un ejemplo de esto son las unidades solares que solo generan en determinados momentos del día, por lo que una mayor cantidad de estas unidades, al comportarse igual, no entregan mayor o nueva confiabilidad en las horas en las que operan, así saturando su aporte en suficiencia.
- Por último, se debe tener en consideración que hay tecnologías que tienen **sinergías** entre sí, lo que provoca que la presencia de ellas, de manera simultánea, genere beneficios en el aporte a suficiencia que obtiene cada tecnología. Un caso de esto son las centrales solares y ESS. La tecnología solar junto con la masificación de ESS se ve beneficiada, ya que se puede tener una mayor capacidad solar sin que esta sature su aporte de suficiencia, debido a que los ESS utilizan el exceso de generación solar para trasladar esa energía a momentos más críticos del sistema. De esta forma, el aporte a suficiencia que obtienen ambas tecnologías juntas es mayor a lo que obtendría cada una por separado.

Si bien los detalles no se encuentran definidos en el reglamento, se espera sean definidos en la norma técnica correspondiente, ya que estudios realizados muestran que estos supuestos de implementación pueden tener impactos relevantes en el reconocimiento de potencia de estas tecnologías.

Por otro lado, la metodología de cálculo de ELCC que se decida usar también tiene impactos en los reconocimientos de potencia de suficiencia que obtiene cada tecnología. Esto se debe a que distintas formas de proceder con la metodología, aunque similares, pueden impactar de manera importante los resultados. Por ejemplo, utilizando una metodología de cálculo de **average ELCC**, tecnologías renovables como solares y eólicas obtienen reconocimientos mayores en comparación a otras metodologías como marginal ELCC o delta ELCC. Esto se explica a que en la metodología de cálculo de average ELCC se consideran todas las unidades de un tipo de tecnología como un sólo conjunto, y se cuantifica el aporte a suficiencia de ese conjunto de manera colectiva. De esta forma el costo computacional se reduce y se obtiene un sólo valor de suficiencia por tipo de tecnología, aunque se pierde el aporte individual que contribuye cada central en el conjunto de esa tecnología.

Por otra parte, el uso de otras metodologías de cálculo de ELCC pueden desfavorecer el aporte a suficiencia que entregan ciertas centrales. Siguiendo con el ejemplo de las centrales renovables, en el caso que se utilice la metodología de **marginal ELCC**, en la cual se determina el aporte de cada central en el sistema de manera individual, tecnologías renovables obtienen reconocimientos de potencia menores, ya que, marginalmente, su aporte a un sistema que ya está conformado por un gran número de centrales es menor. En cambio el aporte de una central térmica sigue siendo considerable, aún cuando se esté evaluando su aporte en un sistema ya conformado, ya que puede entregar potencia de manera constante a lo largo del día, a diferencia de energías renovables variables o sistemas de almacenamiento. Sin embargo, se obtienen los aportes individuales de cada central en el sistema y no por tipo de tecnología, aunque esto tiene un costo computacional mucho mayor y los supuestos de modelación son aún más críticos.

Adicionalmente, se debe tener en consideración que en el marco actual y el reglamento en tramitación falta definir dos aspectos claves para la metodología de ELCC. El primero de ellos es determinar la métrica de suficiencia a utilizar, esta puede ser Loss of Load Expectation (LOLE), que mide la cantidad de horas en un año en que pueden haber pérdidas de carga en el sistema; Expected Energy not Served (EENS), que mide la energía total que no será suministrada a la demanda; Loss of Load Frequency (LOLF), que mide la ocurrencia de eventos de pérdidas de frecuencia; entre otros. Al mismo tiempo, que se defina el valor de referencia que se usará para la métrica seleccionada, lo que depende de las condiciones sistémicas, y evaluaciones costo-beneficio que permitan encontrar un nivel de confiabilidad que pondere los costos de mantener ese nivel de confiabilidad respecto al impacto económico de potenciales escenarios de desprendimiento de carga.

El segundo aspecto es reevaluar la determinación de la tasa de indisponibilidad forzada (IFOR) que existe en la regulación actual. Con el objetivo de que represente de mejor manera la real disponibilidad/indisponibilidad de las unidades actuales y futuras del sistema, como centrales peaking o renovables, al igual que nuevas tecnologías que empiecen a implementarse en el sistema, e.g., Sistemas de almacenamiento. Con esto poder representar de manera correcta la auténtica

disponibilidad de unidades y sus pagos por potencia, tanto en mecanismos de capacidad como en la metodología de cálculo de ELCC para determinar su aporte a suficiencia.

Con todo lo anterior, aún cuando a partir de cambios propuestos a nivel de la LGSE y cuerpos reglamentarios reconocen la participación de ESS en el mercado de potencia, aún existen una serie de detalles que no se encuentran definidos, lo que resulta en una mayor incertidumbre respecto de ingresos futuros de proyectos de ESS, lo que desincentiva a potenciales desarrolladores de proyectos. Es por lo tanto, que se destaca el caso del Reglamento en Tramitación de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, el cual es de esperar que entregue particular énfasis en períodos transitorios que reduzcan la incertidumbre de potenciales nuevos entrantes.

4.4.4. Conclusiones

Las **principales brechas** identificadas para la incorporación de ESS en el SEN emanan del **reglamento de Coordinación y Operación**. En este, se define una **visión centralizada de operación del SEN** que puede dificultar el abordar las necesidades del sistema frente a la fuerte penetración de nuevas tecnologías. Muchos artículos de este reglamento asumen la posibilidad de determinar de manera correcta costos variables y de oportunidad y factibilidad de contar con toda la información necesaria para ejecutar los múltiples procesos definidos. Por otra parte, la utilización de orden de mérito para la operación, lo que no asegura la operación eficiente del sistema, no se alinea con la operación de un sistema donde cada vez más se observan elementos con restricciones intertemporales fundamentales en la propuesta de valor de tecnologías capaces de proveer de flexibilidad al sistema, como recursos de almacenamiento, lo que supone la necesidad de una transición a modelos de despacho económica en tiempo real que favorezcan este tipo de tecnologías. Lo anterior define un marco regulatorio que dificulta el aprovechamiento de ESS o cualquier unidad de generación que cuente con almacenamiento, lo que dificulta la implementación efectiva de estas tecnologías.

En particular, el **reglamento de coordinación y operación** plantea aún una serie de interrogantes respecto a cómo se operarán y remunerarán en la práctica ESS. De la misma forma, aún cuando a partir de **cambios propuestos a nivel de la LGSE y cuerpos reglamentarios de servicios complementarios y transferencias de potencia** se reconoce la participación de ESS en estos niveles de mercado, aún existen una serie de detalles que no se encuentran definidos, lo que resulta en una mayor incertidumbre respecto de ingresos futuros de proyectos de ESS, lo que desincentiva a potenciales desarrolladores de proyectos.

En este punto cabe recalcar que normas técnicas entregan los detalles necesarios para la ejecución y materialización de lo definido en reglamentos, por lo que reglamentos adecuados y eficientes son necesarios para desarrollar una normativa que también sea adecuada y eficiente. En caso que los reglamentos sean restrictivos e inadecuados, es decir, no permiten resolver las necesidades actuales y futuras del sistema, hacen imposible, o en el mejor de los casos dificultan, que la normativa técnica pueda especificar los detalles necesarios para seguir con los objetivos de desarrollo y eficiencia.

A partir de todo lo anterior, se desprende que, si bien se están presentando avances en ciertas materias, faltaría desarrollar mejoras en el **actual marco regulatorio** en Chile, **herramientas de operación** del CEN, y **diseño de mercado** mayorista, entre otros factores; de modo de no presentar

mayores **dificultades en la materialización de la inversión requerida en almacenamiento**, en la magnitud y plazos que requiere el SEN. Esto, ya que aún existen importantes fuentes de incertidumbre en elementos centrales y básicos para incentivar la inversión, asociadas a la operación del sistema y la forma de remuneración de los agentes en los distintos niveles de mercado. Esto último es crítico, ya que la incertidumbre que rodea a las tecnologías de almacenamiento no favorece su viabilidad económica, los que requieren de múltiples fuentes de ingresos para sustentar sus modelos de negocios. Lo anterior supone la evaluación y modificación de mercados de energía, potencia, SSCC y estructuras regulatorias adecuadas para proveer de manera idónea sus servicios. Los cambios regulatorios y de diseño de mercado requeridos por tanto no son menores, e incluso si dichos cambios se pudieran materializar en plazos acotados, los agentes deberán internalizarlos para evaluar inversiones futuras, lo que empíricamente (e.g., mercado de SSCC) ha demostrado que requiere de tiempo. En este contexto, **estructuras de mercado híbridas suponen una solución factible de mediano y corto plazo** para dar viabilidad y materializar las primeras inversiones necesarias en sistemas de almacenamiento.

5. Análisis Económico de Sistemas de Almacenamiento

5.1. Metodología

La metodología utilizada para simular escenarios prospectivos de operación de corto plazo de sistemas de almacenamiento, se basa en: i) una proyección del desarrollo del sistema eléctrico, que define rutas de inversión y desarrollo del parque generador y de transmisión; ii) una etapa de coordinación hidrotérmica, que toma la información anterior y entrega la gestión óptima y valor del agua bajo distintas hidrologías; y iii) una etapa de simulación del predespacho con resolución horaria y restricciones intertemporales, que recoge el plan de expansión y los valores del agua embalsada y entrega resultados con una alta granularidad temporal. Lo anterior, siguiendo supuestos similares a los utilizados por el CEN para el desarrollo diario de la Programación de la Operación, tales como consideración de la red hídrica, disponibilidad de combustibles y restricciones operacionales relevantes. La etapa de coordinación hidrotérmica considera el uso del modelo PLP utilizado por el CEN el cual ocupa un método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual. Por otro lado, para la simulación de la operación se utiliza una herramienta que representa el predespacho de corto plazo desarrollada por el equipo consultor llamada NewEn Operations, para poder incorporar fenómenos inter-horarios de la operación dentro de los resultados, tales como capacidad de rampa de las unidades, tiempos mínimos de encendido y apagado, entre otros.

A partir de este punto, el uso del modelo NewEn Operations permite simular la operación detallada de corto plazo del sistema eléctrico utilizando proyecciones del valor del agua embalsada (resultado del modelo PLP, para condiciones hidrológicas particulares), la representación de la red hídrica del SEN, restricciones inter horarias de rampas de generación, requerimientos de reserva para la provisión de servicios complementarios, entre otras restricciones. Lo anterior, con el fin de determinar los niveles de despacho óptimo de las centrales de generación del sistema y costos marginales (variables duales de las ecuaciones de balance) de energía y reservas. En particular, la simulación de la operación de corto plazo a partir de la herramienta NewEn Operations contempla la simulación horaria para los años 2025, 2026 y 2027. Estos resultados permiten a su vez realizar una estimación de la remuneración por concepto de despacho de energía y prestación de servicios complementarios que debiesen recibir distintos proyectos de almacenamiento de energía. Finalmente, estas remuneraciones pueden ser contrastadas con los respectivos costos de inversión para determinar la viabilidad económica de cada proyecto de almacenamiento. El esquema completo descrito anteriormente puede ser encontrado en la Figura 5.1.1.

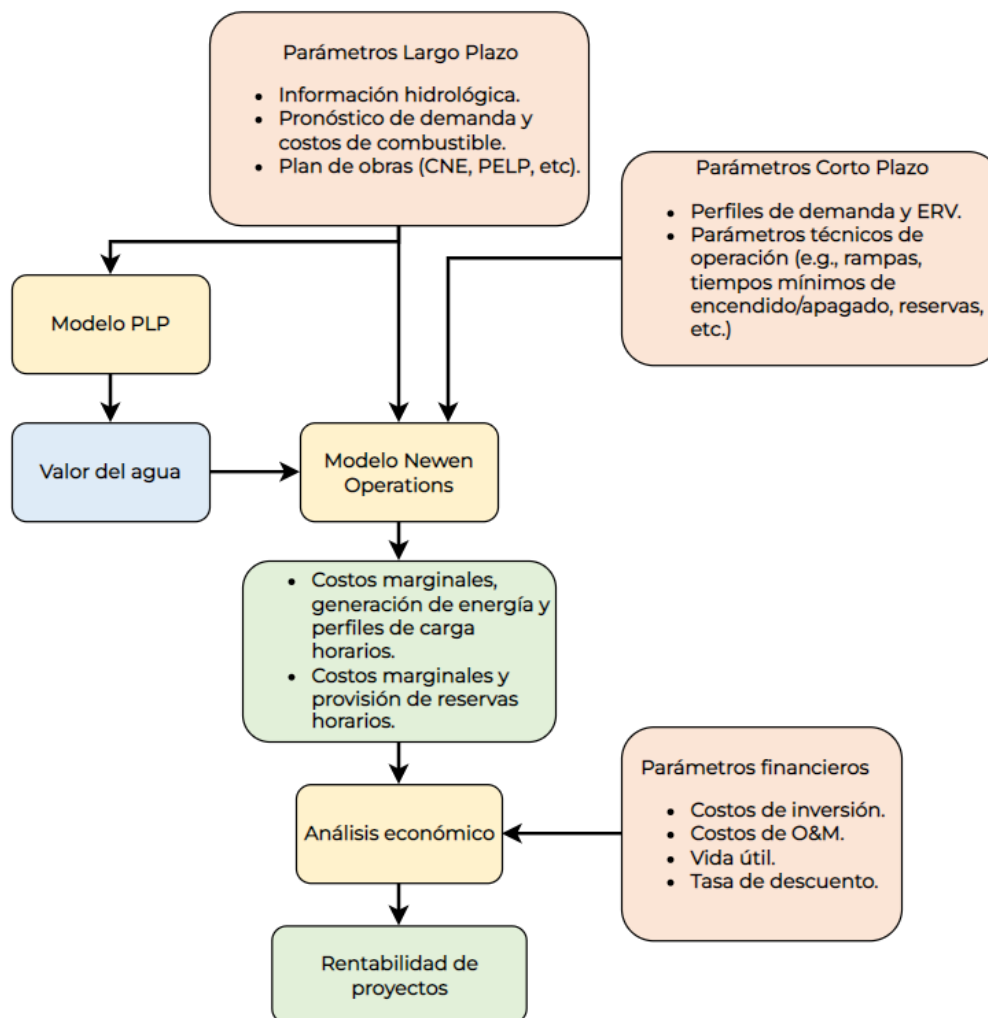


Figura 5.1.1. Metodología de análisis económico proyectos de almacenamiento.

5.2. Definición de Casos de Estudio y Escenarios

El estudio considera el análisis de ingresos anuales y anualidades de inversión de proyectos de almacenamiento por participación en mercados de energía, reservas y potencia para los años 2025, 2026 y 2027. Para estimar los ingresos y costos operacionales se utilizan los resultados obtenidos desde el modelo de operación de corto plazo, en particular los resultados para perfiles de carga/descarga y costos marginales para los distintos mercados. Por otro lado, las anualidades de costos de inversión y O&M se calculan ex-post en base a los parámetros financieros de las distintas tecnologías de almacenamiento. Finalmente, dichos ingresos y costos operacionales obtenidos desde las simulaciones de corto plazo, se contrastan con las anualidades de los costos de inversión y O&M para evaluar la rentabilidad de cada proyecto en el horizonte de estudio.

Adicionalmente, se simula el escenario de operación descentralizada de unidades de almacenamiento stand-alone y cuando unidades de almacenamiento se utilizan para recortes de potencia de punta de clientes finales. La operación descentralizada asume agentes tomadores de

precios de menor escala cuya operación no afecta los resultados de la operación del resto del sistema²⁰.

En particular, el propósito de la simulación descentralizada de ESS de gran escala responde al hecho de que la operación centralizada que realizaría el operador del sistema no necesariamente se alinea con la maximización de utilidades por parte de proyectos de ESS. Esto es, la gestión de la carga y descarga de ESS determinada por el operador que minimiza los costos de operación del sistema no necesariamente corresponderá a las decisiones que hubieran tomado operadores de proyectos de ESS que buscan maximizar las utilidades de estos por concepto particularmente del arbitraje de energía.

En este contexto, los ingresos/ahorros y costos operacionales de estos proyectos se calculan de forma ex-post, tomando los precios de mercado obtenidos desde las simulaciones de la operación centralizada descritas anteriormente, y las decisiones de carga y descarga de proyectos bajo una operación descentralizada, resultado de la resolución de los problemas de optimización particulares de estos agentes (los cuales se presentan en las siguientes subsecciones).

Lo anteriormente descrito, respecto de la operación centralizada y del supuesto de agentes tomadores de precio para simular la operación descentralizada y recorte de punta, se ilustra en la figura a continuación.

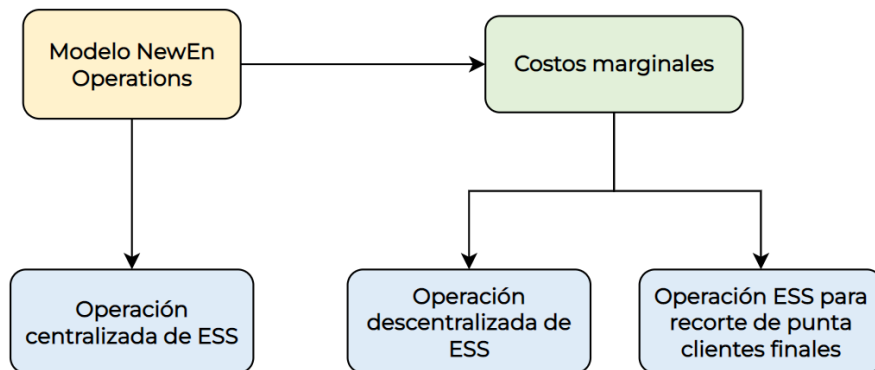


Figura 5.2.1. Simulación de la operación descentralizada.

²⁰ En el caso de sistemas de almacenamiento de mayor envergadura, que pudieran tener impacto sobre el sistema, es de esperar que se desarrollen medidas de mitigación de este potencial de poder de mercado, ya sea mediante una operación totalmente centralizada de dichas unidades de gran envergadura (e.g., similar al caso de los grandes embalses), o con medidas alternativas de mitigación.

5.2.1. Simulación de la Operación Centralizada

Definición de Escenarios de Simulación de la Operación

Como se explicó anteriormente, para calcular ingresos y costos operacionales de ESS se utiliza el modelo NewEn Operations que simula la operación de corto plazo del sistema eléctrico considerando un despacho centralizado de dichas unidades.

Se definen dos criterios que dan lugar a cuatro escenarios de simulación de la operación. Dichos criterios son los siguientes:

1. **Nivel de integración de proyectos de ESS en el SEN:** Define la capacidad, distribución espacial y mix tecnológico de proyectos de almacenamiento en el sistema eléctrico para el horizonte de estudio. Bajo este criterio se definen dos tipos de escenarios:
 - a. **Escenarios de poca integración de ESS:** En base a la información disponible en el último Plan de Obras publicado por la CNE y cuya integración en MW de capacidad instalada de ESS se encuentra en línea con el plan de inversión del último proceso PELP en su escenario de Carbono Neutralidad, el que se basa principalmente en tecnologías BESS. Adicionalmente, se considera lo dispuesto en el último plan de obras de la CNE en conjunto con los proyectos comprometidos por licitaciones de suministro a clientes regulados.
 - b. **Escenarios de mayor integración de ESS:** Los que cuentan con una mayor variedad tecnológica y capacidad instalada de ESS, en línea con el plan de inversión del último proceso PELP en su escenario de Transición Acelerada, el que se basa principalmente en tecnologías BESS. Por lo tanto, y con el objetivo de incorporar al análisis otras tecnologías de ESS, se amplía el mix tecnológico de ESS (Carnot, PSH, BESS y CAES), en consideración del proceso de reconversión de centrales a carbón en el contexto del proceso de descarbonización del SEN y proyectos relevantes ya planificados.

A continuación, se presenta la evolución del mix tecnológico de proyectos de ESS para cada año de análisis y nivel de integración, en comparación a los niveles de capacidad acumulada de tecnologías de ESS dispuestos por la PELP en diferentes escenarios. Respecto a los supuestos utilizados para determinar las capacidades de cada escenario y para cada tecnología de ESS mostradas en la figura, estos se describen en detalle en la sección 5.3.2.

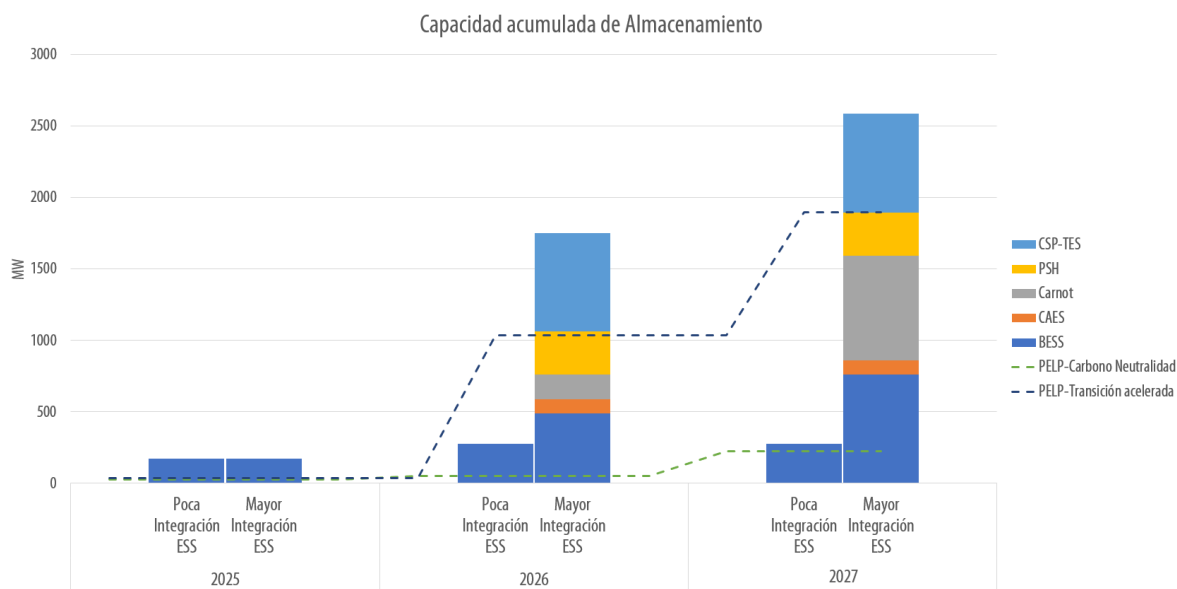


Figura 5.2.2. Mix tecnológico de proyectos de ESS según nivel de integración.

- **Nivel de participación de ESS en mercados eléctricos:** Define la participación de proyectos de ESS en los distintos mercados del sistema eléctrico. En este punto, cabe destacar que si bien es de esperar que un sistema de almacenamiento debiese estar interesado en participar en la mayor cantidad de servicios y niveles de mercado posibles para complementar su remuneración (revenue stacking), la experiencia de actores del sector da cuenta de la necesidad de incurrir en inversiones adicionales para la habilitación y participación en la provisión de reservas de SSCC. Adicionalmente, mencionar la aversión al riesgo de inversionistas, asociado al proceso de cambios en que aún se encuentra el mercado de SSCC desde su apertura. Bajo estas circunstancias y criterio, se definen dos tipos de escenarios:
 - **Participación solo en mercados de energía y capacidad.**
 - **Participación en mercados de energía, capacidad y reservas.**

A partir de los criterios anteriormente descritos se definen cuatro escenarios de simulación, los cuáles pueden ser observados en la Figura 5.2.3.

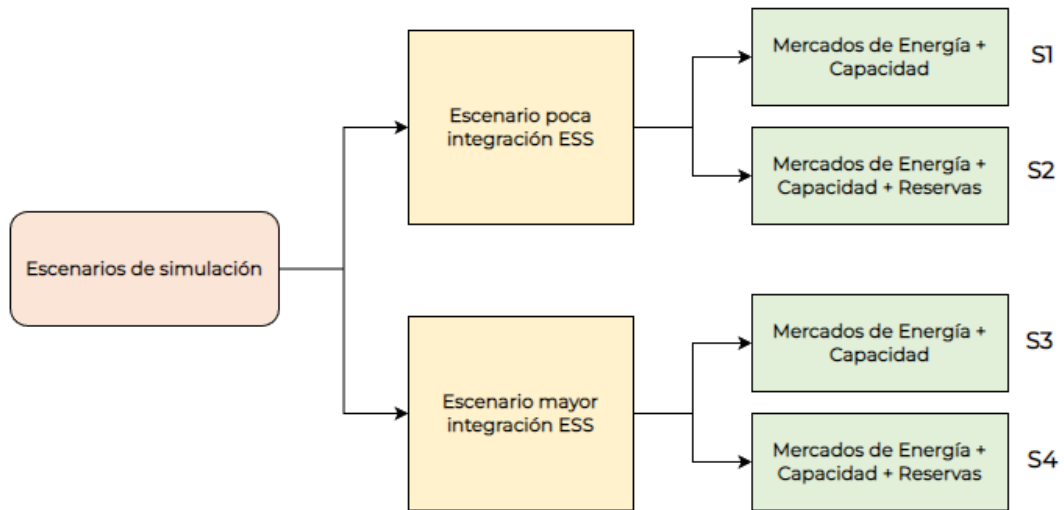


Figura 5.2.3. Escenarios de simulación de la operación.

Cálculo de Ingresos y Costos de Operación Centralizados

A partir de los resultados del modelo de operación de corto plazo (costos marginales de energía y reserva, perfiles de carga y perfiles de descarga) se calculan los ingresos y costos operacionales de los distintos proyectos ESS.

Mercado de Energía

Para el mercado de energía el margen operacional de cada generador se calcula según la siguiente expresión:

$$MO_g^E = \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y} \lambda_t^E \cdot (P_{g,t} - Q_{g,t})$$

MO_g^E	Margen operacional por energía central g .
λ_t^E	Costo marginal energía en hora t .
$P_{g,t}, Q_{g,t}$	Perfiles de descarga y carga respectivamente central g en hora t .

Mercado de Reservas

Para el mercado de reservas, se consideran los servicios de Control de Frecuencia definidos por el CEN en el último informe de SSCC [8]. En particular, los productos que se consideran son: control primario de subida y bajada (CPF+ y CPF-), control secundario de subida y bajada (CSF+ y CSF-) y control terciario de subida y bajada (CTF+ y CTF-).

En este punto, es importante destacar que a pesar de que se supone sean remunerados por este concepto, aún no se ha definido con certeza cómo serán pagados los costos de oportunidad de ESS cuando estos dejan de realizar arbitraje de energía para la provisión de reservas de SSCC. En este contexto, se plantean dos alternativas para el análisis de ingresos en el mercado de SSCC:

- En primer lugar, un **esquema de pago de precio diferenciado (pay-as-bid)** como el actual, en que solo existe certeza respecto del pago de la componente ofertada por concepto de los **costos de desgaste representativos de la unidad**, definidos en la Resolución Exenta N° 443 de 2020 que fija y determina los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia. Para estos efectos, sin considerar la remuneración de costos de oportunidad de la energía almacenada en ESS, lo que **representa un peor escenario** para la participación de ESS en el mercado de SSCC.
- En segundo lugar, un **esquema de pago del tipo precio uniforme (pay-as-clear)**, donde la **provisión de reservas se remunera según la variable dual de la restricción de balance del servicio en cuestión** (i.e., resultado de la simulación de la operación que **internaliza** dentro de otros elementos los **costos de oportunidad** de la energía almacenada en ESS), lo que **representaría una cota optimista** para la remuneración de ESS en el mercado de SSCC.

Bajo estas consideraciones, el margen operacional de cada generador se calcula según las siguientes expresiones:

$$MO_g^{R_{clear}} = \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y} \sum_{p \in SSSC} \lambda_{t,p}^{+/-} \cdot R_{g,t,p}^{+/-}$$

$$MO_g^{R_{bid}} = \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y} \sum_{p \in SSSC} \theta_g \cdot R_{g,t,p}^{+/-}$$

$MO_g^{R_{clear/bid}}$	Margen operacional por mercado de reservas central g según modalidad de pago PayAsClear o PayAsBid.
$\lambda_{t,p}^{+/-}$	Costo marginal producto p en hora t .
θ_g	Costo de desgaste central g .
$R_{g,t,p}^{+/-}$	Provisión de reserva central g de servicio complementario p en hora t .

Mercado de Potencia

Aún existen una serie de brechas asociadas a la falta de claridad respecto a **elementos de cálculo aún no especificados de la metodología ELCC** y que **suponen aún incertidumbre** respecto al **reconocimiento** de que tendrán diferentes tipos de tecnologías y las **remuneraciones** a las que podrán optar, particularmente proyectos de ESS, dentro del mecanismo de suficiencia (ver sección 4.3.3), y más aún en vista de que recientemente se solicitó el retiro del reglamento de transferencias de potencia que había ingresado a Contraloría a principios de 2022²¹. **En este contexto, el análisis se basa en el cálculo del valor del precio por potencia requerido que logra rentabilizar los proyectos de ESS** conectados al sistema eléctrico, luego de calcular la utilidad total en los mercados de energía y reserva (en caso de que corresponda) como la suma de todos los ingresos operacionales menos los costos operacionales y las anualidades de costos de inversión. De esta manera, se logra obtener una **noción de la magnitud de los precios de remuneración requeridos** para asegurar la rentabilidad de proyectos de ESS, los que luego son **comparados con los niveles de precio de potencia vigentes** en la actualidad definidos para el sistema. La fórmula explícita para realizar el cálculo descrito anteriormente se presenta a continuación:

$$\lambda_g^P = \frac{\max \{0, C_g - MO_g^E - MO_g^R\}}{3 \cdot 12 \cdot P_g^{SUF}} \quad \text{\$US/kW/mes}$$

λ_g^P	Costo por potencia para rentabilizar proyecto g .
C_g	Costos de inversión y O&M central g durante el horizonte de estudio.
P_g^{SUF}	Potencia de suficiencia reconocida a central g .

²¹ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_3_2022.pdf

Donde el cálculo de la potencia de suficiencia se basa en las **limitadas señales económicas con las que cuentan con certeza actualmente los agentes del sistema**, tanto para tecnologías de ESS²², como el resto de las tecnologías presentes dentro del mix del parque generador²³. En el caso de proyectos de ESS, se considera una potencia preliminar equivalente a la potencia inicial que se describe en el artículo 8° transitorio de la propuesta de Reglamento de Potencia (Decreto Supremo N°3) de 2022²⁴, mientras que para el resto de las centrales, se utiliza la potencia preliminar promedio de cada tecnología según el último Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia²⁵ disponible. Finalmente, se considera una Demanda de Punta calculada como el promedio de las 52 horas de mayor demanda en cada año del período 2025-2027.

5.2.2. Simulación de la Operación Descentralizada

Operación Descentralizada de Proyectos de ESS

En base a la señal de precio de la energía obtenida como resultado de la simulación de corto plazo del sistema eléctrico en el caso de operación centralizada, se analizan los ingresos y costos operacionales obtenidos por un agente tomador de precios funcionando bajo un esquema de operación descentralizada de ESS. En este contexto, el agente buscará maximizar su utilidad (ingresos menos costos) dada por la valorización de la descarga y carga de energía a costo marginal. Dicha maximización, estará sujeta a las restricciones técnicas de operación de la tecnología ESS en cuestión (inventario de energía, niveles máximos de carga/descarga, horas de almacenamiento, etc.). La formulación matemática descrita anteriormente se presenta a continuación:

$$MO_g^{Desc} = \max_{(P,Q) \in \Theta_g} \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y} \lambda_t^E \cdot (P_{g,t} - Q_{g,t})$$

MO_g^{Desc}	Margen operacional bajo esquema descentralizado central g .
Θ_g	Set de restricciones operativas ESS asociadas a la central g .
λ_t^E	Costo marginal energía en hora t .
$P_{g,t}, Q_{g,t}$	Perfiles de descarga y carga respectivamente central g en hora t .

Operación de Proyectos de ESS Para Recorte en Punta de Clientes Finales

En este caso, se analizan los ahorros y costos producto del desarrollo de proyectos ESS destinados al recorte de punta para clientes finales consumidores de energía. En particular, se toma como supuesto que dichos agentes serán tomadores de precio, observando los costos marginales de la energía obtenidos desde la simulación de corto plazo para el caso centralizado. Adicionalmente, se asume que la demanda del cliente en todo momento es mayor a la capacidad máxima de inyección de la batería, lo que permite analizar la rentabilidad del BESS de manera independiente a los patrones de consumo del cliente final. De esta forma, se evalúa la viabilidad de la inversión en ESS comparando

²² i.e., el Artículo 8° transitorio de la propuesta de Reglamento de Potencia (Decreto Supremo N°3) de 2022.

²³ i.e., el último Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia.

²⁴ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_3_2022.pdf

²⁵ Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-definitivo-de-potencia-de-suficiencia/>

los respectivos costos de inversión y O&M con los ahorros a partir de la gestión del recurso de almacenamiento.

Para dicho análisis, se consideran 2 subescenarios, uno donde el agente solo puede utilizar el ESS para disminuir su demanda durante el horario de punta del sistema, y otro donde además de lo anterior, realiza arbitraje de energía en horas que no sean punta.

Subescenario A: Solo Recorte de Punta

En este caso, el agente percibe ahorros producto de disminuir su potencia en horas punta y además producto de disminuir su consumo de energía en horas punta. En cuanto a sus costos operacionales, el agente busca minimizar el costo de cargar el ESS al nivel suficiente que le permita realizar el recorte de punta de manera efectiva. La formulación matemática de lo anterior se presenta a continuación:

$$MO^{R.punta} = \lambda^P \cdot 12 \cdot 3 \cdot P_{max} + \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y^{punta}} \lambda_t^E \cdot P_{max} - z$$

$$z = \min_{(P,Q) \in \Theta} \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y} \lambda_t^E \cdot Q_t$$

$$s.a \quad Q_t = 0 \quad \forall y \in Y, t \in T_y^{punta}$$

$$P_t = P_{max} \quad \forall y \in Y, t \in T_y^{punta}$$

$$P_t = 0 \quad \forall y \in Y, \forall t \notin T_y^{punta}$$

$MO^{R.punta}$	Margen operacional bajo esquema ESS solo recorte en punta.
Θ	Set de restricciones operativas ESS.
λ_t^E	Costo marginal energía en hora t .
P_t, Q_t	Perfiles de descarga y carga respectivamente en hora t .
T_y^{punta}	Horas del año y definidas como horas punta.

Subescenario B: Recorte de Punta + Arbitraje de Energía

En este caso, el agente además de realizar recorte de punta, realiza arbitraje de energía, es decir, utiliza su ESS para disminuir sus consumos en horas de punta, generando un ahorro, mientras que durante el resto del tiempo utiliza su ESS para sacar provecho de las diferencias horarias en las señales de precio. La formulación matemática de su margen operacional se presenta a continuación:

$$MO^{Punta+A} = \lambda^P \cdot 12 \cdot 3 \cdot P_{max} + z$$

$$z = \max_{(P,Q) \in \Theta} \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T_y} \lambda_t^E \cdot (P_t - Q_t)$$

$$s.a \quad Q_t = 0 \quad \forall y \in Y, t \in T_y^{punta}$$

$$P_t = P_{max} \quad \forall y \in Y, t \in T_y^{punta}$$

$MO^{Punta+A}$	Margen operacional bajo esquema ESS recorte en punta + arbitraje.
Θ	Set de restricciones operativas ESS.
λ_t^E	Costo marginal energía en hora t .
P_t, Q_t	Perfiles de descarga y carga respectivamente en hora t .
T_y^{punta}	Horas del año y definidas como horas punta.

5.2.3. Cálculo de Costos Fijos Anuales

En función de lo expuesto anteriormente, es posible calcular el margen operacional (ingresos menos costos) de los proyectos ESS funcionando bajo distintos esquemas de operación. Sin embargo, para determinar la viabilidad económica de dichos proyectos, a lo anterior se deben restar los costos de inversión y de O&M asociados a la capacidad instalada del proyecto. Producto de la incertidumbre asociada a la materialización de las trayectorias de costos de inversión en el corto y mediano plazo, en este estudio se consideran **3 escenarios de costos de inversión: altos, medios y bajos**. Lo anterior se comparará con los márgenes operacionales de los esquemas descritos anteriormente, buscando estudiar los efectos de distintos escenarios de costos en la rentabilidad de los proyectos bajo los distintos esquemas de operación.

Para el cálculo de los costos de fijos en el horizonte 2025-2027, se considera la anualización de los costos de inversión durante la vida útil del proyecto y los costos fijos de O&M por año:

$$C_g = \sum_{y \in Y} (CInv_{g,y} + CO\&M_g)$$

$$CInv_{g,y} = Inv_g \cdot \frac{r}{1+r} \cdot (1 - (1+r)^{-\tau_g})^{-1}$$

C_g	Costo de inversión y O&M horizonte estudio.
$CInv_{g,y}$	Cuota de inversión central g en año y .
$CO\&M_g$	Costo de operación y mantenimiento anual central g .
Inv_g	Costo de inversión total central g .
r	Tasa de descuento.
τ_g	Vida útil en años del proyecto g .

Para el caso de los costos fijos de inversión, el cálculo de la cuota anual mostrado en la expresión anterior corresponde a encontrar el monto anual que se debe pagar durante todos los años de vida útil y que sumados en valor presente corresponden al costo de inversión total del proyecto en cuestión. Es importante destacar que para efectos de contrastar lo anterior con los márgenes operacionales de cada año, sólo se consideran las cuotas anuales relativas a los años 2025, 2026 y 2027.

5.2.4. Resumen de Casos de Estudio y Escenarios

Con todo lo anterior, a continuación se presenta una tabla resumen con todos los casos de estudio y escenarios considerados en el análisis económico de ESS.

Tabla 5.2.1. Resumen de casos de estudio y escenarios considerados.

		Simulación de la operación centralizada		
Escenario de Integración	Escenario de Fuente de Ingresos	Escenario de Costos Alto	Escenario de Costos Medio	Escenario de Costos Bajo
Escenario poca integración ESS	Mercados de Energía + Capacidad (S1)	x	x	x
	Mercados de Energía + Capacidad + Reservas (S2)	x	x	x
Escenario mayor integración ESS	Mercados de Energía + Capacidad (S3)	x	x	x
	Mercados de Energía + Capacidad + Reservas (S4)	x	x	x
		Simulación de la operación descentralizada		
Escenario de Integración	Escenario de Fuente de Ingresos	Escenario de Costos Alto	Escenario de Costos Medio	Escenario de Costos Bajo
Escenario poca integración ESS (S1)	Arbitraje de energía de ESS operados descentralizadamente.	x	x	x
	Recorte de punta de clientes finales.	x	x	x
	Recorte de punta y arbitraje de energía de clientes finales.	x	x	x
Escenario mayor integración ESS (S3)	Arbitraje de energía de ESS operados descentralizadamente.	x	x	x
	Recorte de punta de clientes finales.	x	x	x
	Recorte de punta y arbitraje de energía de clientes finales.	x	x	x

5.3. Supuestos del Estudio

5.3.1. Supuestos de Información de la Simulación de la Operación del SEN

Los principales supuestos respecto a la proyección de parámetros relevantes en relación a costos, demanda, parque de generación, hidrologías y similares necesarios para la realización de las simulaciones de la operación utilizando la metodología descrita anteriormente se detallan en el Anexo A.

5.3.2. Supuestos Sobre Niveles de Integración de ESS en el SEN

Tal como se indicó anteriormente, en el presente estudio se consideran dos subescenarios de integración de ESS en el SEN.

El **primer subescenario**, correspondiente a una **baja integración de ESS**, se construyó en base a las últimas actualizaciones del plan de obras publicadas en la Resolución Exenta CNE 766 [9] y en base a los proyectos comprometidos, donde se consideran los contratos que surgen en el marco del proceso de licitaciones de suministro a cliente regulados, basado en la información utilizada en el “Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo” [1]. En base a dichas referencias, se observa una capacidad de 172.3 MW entrantes al 2025 y 105 MW adicionales entrantes al 2026, lo que suma un total de 277.3 MW disponibles en 2026 y 2027. Estos valores van en línea con las proyecciones del escenario de Carbono Neutralidad del actual proceso PELP, información que fue entregada por la contraparte técnica.

El **segundo subescenario**, correspondiente a una **mayor integración de ESS**, se construyó en base a distintas fuentes de referencia, buscando homologar la capacidad adicional de ESS instalados en el escenario de Transición Acelerada del actual proceso PELP (1895 MW al 2027), información que fue entregada por la contraparte técnica. Para lograr lo anterior, primero se mantienen los 277.3 MW de BESS en plan de obras y comprometidos (explicados anteriormente en el primer subescenario). Luego, se consideran 732 MW de capacidad de baterías de Carnot, correspondiente al 30% de la capacidad retirada de carboneras hasta 2025²⁶. Adicionalmente, se considera la materialización de un proyecto de almacenamiento de largo plazo por bombeo hidráulico (PSH) de 300 MW en la zona norte, donde ya se ha estudiado la factibilidad de un proyecto de este tipo y además donde existen condiciones geográficas idóneas para dicha tecnología.²⁷ Los restantes 585 MW por asignar para homologar la capacidad del escenario de Transición Acelerada de la PELP se reparten entre proyectos BESS y CAES. Así, 485 MW se asignan a BESS de 4 horas de almacenamiento y 100 MW se asignan a un proyecto CAES de 8 horas de almacenamiento. La ubicación de estos proyectos BESS y CAES se definió mediante un modelo de asignación que determinó las ubicaciones de cada unidad ESS en el SEN que minimizan los costos de operación sistémicos. Finalmente, también se consideró la

²⁶ Estudio de potencial de reconversión de carboneras realizado por el Coordinador considera entre 30% y 70% de reconversión eficiente de centrales. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Coal-power-plant-reconversion-ATA-Feb-2021.pdf>

²⁷ Por ejemplo, podría darse la materialización del proyecto Espejo de Tarapacá del grupo Valhalla.

materialización del proyecto CSP-TES Likana Solar de 690 MW de capacidad emplazado en la región de Antofagasta el cual ya cuenta con evaluación ambiental aprobada²⁸.

En la Tabla 5.3.1. se presenta un resumen con la distribución en MW de los proyectos de ESS conectados en distintos puntos del SEN para los dos subescenarios de integración. Notar que las zonas corresponden a barras representativas de las verdaderas barras de conexión de los proyectos.

Tabla 5.3.1. Distribución espacial y tecnológica de capacidad instalada en MW proyectos ESS en los diferentes subescenarios de integración.

Escenario	Zona	BESS	CAES	Carnot	PSH	CSP-TES
Baja integración ESS	Crucero	195	0	0	0	0
	Diego Almagro	8	0	0	0	0
	AJahuel	74.3	0	0	0	0
	Charrua	0	0	0	0	0
	PtoMontt	0	0	0	0	0
Mayor integración ESS	Crucero	343	0	490	300	690
	Diego Almagro	16	0	0	0	0
	AJahuel	275.3	0	98	0	0
	Charrua	117	100	144	0	0
	PtoMontt	9	0	0	0	0

5.3.3. Supuestos Sobre Parámetros Técnicos de Operación de ESS

La Tabla 5.3.2. presenta un resumen de los parámetros técnicos que definen la operación de cada tecnología de ESS. Estos valores fueron obtenidos desde distintas fuentes de información las cuales se especifican al costado de cada tecnología.

Tabla 5.3.2. Parámetros técnicos de operación proyectos ESS.

Tecnología	Eficiencia de carga y descarga	Horas de almacenamiento	Pot.carga/Pot.instalada
BESS [10]	0.86	2-5	1
CAES [10]	0.52	8	1
Carnot [11]	0.38	14	3.588
PSH [10]	0.8	12	1

²⁸Calificación ambiental Likana Solar:

<https://infofirma.sea.gob.cl/DocumentosSEA/MostrarDocumento?docId=13/95/19a76152b7dac0889e1da63301ad1e412643>

CSP-TES [12]	0.4	12	-
--------------	-----	----	---

Para el caso de las centrales CSP-TES el resto de parámetros necesarios para su modelación, en particular los perfiles horarios de campo solar y el múltiplo solar, fueron obtenidos desde las bases de datos preliminares del último proceso PELP [13].

Además de lo anterior, cada tecnología posee ciertas características técnicas que las habilitan o deshabilitan para participar en los distintos mercados de control de frecuencia, dependiendo de los tiempos de respuesta necesarios para prestar dichos servicios. En función de dichos requerimientos técnicos, la Tabla 5.3.3. define qué tecnologías se consideraron habilitadas para prestar servicios de reserva primaria, secundaria y terciaria.

Tabla 5.3.3. Participación de las distintas tecnologías de ESS en servicios de control de frecuencia.

Tecnología	CPF	CSF	CTF
BESS [15]	X	X	X
CAES [15] y [16]			X
Carnot [15]			X
PSH [15]		X	X
CSP-TES [15]			X

Finalmente, para construir la provisión de reservas en la simulación de la operación de corto plazo, los costos de cada tecnología se consideran en función de sus costos de desgastes presentados en la Resolución Exenta N° 443²⁹ de 2020 que fija y determina los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia.

5.3.4. Supuestos Sobre Parámetros Financieros de ESS

Los costos de inversión utilizados para calcular las anualidades bajo los distintos escenarios de costos, fueron obtenidos principalmente de las trayectorias de costos utilizadas en el último proceso quinquenal PELP 2023-2027 [13], tomando como año base para los costos el año 2025. La información anterior se complementa con los costos de O&M presentados en el Annual Technology Baseline 2022 publicado por NREL [14]. Finalmente, los parámetros de costos relativos a las centrales Carnot de 14 horas de almacenamiento se obtuvieron de [11].

²⁹ Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/11/Res.-Exta.-N%C2%B0443_Valores-M%C3%A1ximos-SSCC-23-11-2020.pdf

Tabla 5.3.4. Costos de inversión para las distintas tecnologías consideradas y para los 3 escenarios de costos.

Tecnología	CAPEX bajo (US\$/kW)	CAPEX medio (US\$/kW)	CAPEX alto (US\$/kW)
BESS 2h [13]	555.45	617.16	738.72
BESS 4h [13]	929.82	1033.14	1236.62
BESS 5h [13]	1162.28	1291.42	1545.78
CAES 8h [13]	1314.50	1314.50	1439.50
PSH 12h [13]	1605.00	1605.00	1823.00
Carnot 14h [11]	1201.54	1840.00	3613.49
CSP-TES 12h [13]	4430.52	4430.52	4906.03

Tabla 5.3.5 Costos de O&M anuales para las distintas tecnologías consideradas y para los 3 escenarios de costos³⁰.

Tecnología	OPEX bajo (US\$/kW/año)	OPEX medio (US\$/kW/año)	OPEX alto (US\$/kW/año)
BESS 2h [14]	14.59	16.80	19.05
BESS 4h [14]	25.13	27.60	32.81
BESS 5h [14]	29.06	32.29	38.64
CAES 8h [14]	17.09	17.09	18.71
PSH 12h [14]	17.80	17.80	17.80
Carnot 14h [11]	36.05	55.20	108.40
CSP-TES 12h [14]	52.65	61.31	66.00

Finalmente, en la Tabla 5.3.6. se presentan los tiempos de vida y las tasas de descuento utilizadas para calcular las anualidades de inversión para cada una de las tecnologías de ESS consideradas en este estudio.

Tabla 5.3.6. Tiempos de vida de las distintas tecnologías y tasa de descuento.

Tecnología	Tiempos de vida (años)	Tasa de descuento
BESS [10]	10	7%
CAES [10]	25	7%
Carnot [10]	25	7%
PSH [10]	40	7%

³⁰ No incluye los costos de retiro de ESS.

CSP-TES [12]	30	7%
--------------	----	----

5.3.5. Supuestos Sobre Escenario de ESS operación descentralizada

El análisis de rentabilidad de proyectos de ESS funcionando de manera descentralizada, considera la evaluación de 1 proyecto estándar de 1 MW de baterías de 4 horas de almacenamiento, conectado en 3 posibles barras: Crucero220, Quillota220 y PtoMontt220. Dichos proyectos acceden a los costos marginales de las respectivas barras, los cuales definen sus ingresos y costos operacionales. Finalmente, los costos de inversión considerados para el proyecto, corresponden a los mismos costos considerados para las baterías de 4 horas de almacenamiento del caso centralizado.

5.3.6. Supuestos Sobre Escenario de ESS para Recorte en Punta

El análisis de rentabilidad de proyectos de ESS para recorte de potencia de punta, considera un proyecto estándar de 1 MW de baterías de 4 horas de almacenamiento, conectado en 3 posibles barras: Crucero220, Quillota220 y PtoMontt220. Por otro lado, las horas de punta se consideran según lo definido en decreto 3T de la CNE que fija precios de nudo para suministros de electricidad³¹, donde se indica que las horas de punta abarcan entre las 18:00 y las 21:59 para los meses entre abril y septiembre, exceptuando los días sábado, domingo y festivos. En el caso de este estudio, sólo se consideraron como casos especiales los días sábado y domingo y se ignoró la diferenciación para días festivos. Finalmente, el costo por potencia de punta para cada una de las barras mencionadas anteriormente, se obtuvo desde la resolución exenta 690 de la CNE³² que fija los nuevos valores para los precios nudo de potencia con fecha septiembre 2022 los cuales se presentan a continuación en la Tabla 5.3.7.

Tabla 5.3.7. Precio nudo potencia distintas barras del SEN.

Barra	Precio nudo potencia (US\$/kW/mes)
Crucero220	9.78
Quillota220	8.06
PtoMontt220	7.53

³¹ Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Decreto-3T-2022.pdf>

³² Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/09/Rex-CNE-N°690_01-09-2022.pdf

5.4. Resultados

5.4.1. Escenario de Poca Integración de ESS

Resultados de la Operación de Corto Plazo

En las Figuras 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3 y 5.4.4 se presentan los resultados para los costos marginales promedio mensuales y diferencias noche-día de las principales barras del sistema. En particular, en la Figura 5.4.1 se puede observar que los costos marginales promedio mensuales presentan una estacionalidad al alza en meses de invierno, producto de menores disponibilidades solares respecto a verano. Adicionalmente, se observa un pequeño aumento en los marginales año a año, producto del alza esperada en los costos de combustible. Por otro lado, en las Figuras 5.4.2, 5.4.3 y 5.4.4 se puede observar que los costos marginales promedio en los bloques de día y de noche se mantienen bastante estables para los tres años del horizonte estudiado. Por esto mismo, no se observan cambios significativos en las diferencias entre costos marginales noche y día.

En las Figuras 5.4.5 y 5.4.6 se presentan los resultados para los niveles de generación mensual y los vertimientos de generación renovable. En la Figura 5.4.5 se puede observar un aumento en la generación térmica en los meses de invierno producto de una menor disponibilidad solar. De la misma forma, los gráficos de vertimientos muestran como los mayores niveles de vertimientos se presentan en meses de verano, lo cual se asocia a excesos en generación solar. Adicionalmente, estos vertimientos no presentan disminuciones en los últimos años del horizonte de estudio, producto de la baja integración de almacenamiento de energía en este escenario.

Entre las Figuras 5.4.7 y 5.4.14 se presentan los resultados para los costos marginales horarios y generación sistémica horaria en dos semanas de Enero y Julio de 2025 y 2027. Nuevamente es posible observar cómo la presencia de horas con costo marginal cero es mayor en Enero, mientras que en meses como Julio, el aumento en generación térmica genera un consecuente aumento en los costos marginales.

Entre las Figuras 5.4.15 y 5.4.17 se presentan los resultados para las variables duales de equilibrio para los distintos productos de subida de SSCC promediados en una escala mensual. Observando dichas figuras, es posible notar una disminución considerable en los valores de las variables duales cuando se considera que los ESS prestan servicios de reserva.

Finalmente, la Figura 5.4.18 muestra la distribución de carga y descarga para todos los proyectos de ESS en cada una de las horas del día. En particular, se observa una concentración de los perfiles de carga en horarios solares, mientras que las unidades se descargan en horarios fuera de dicho bloque.

Es importante destacar que todos los resultados de operación mostrados en esta subsección, salvo las comparaciones de variables duales de SSCC, corresponden solamente a los obtenidos en la simulación donde los ESS operan solo en el mercado de energía, ya que el caso donde operan en ambos mercados genera diferencias poco significativas.

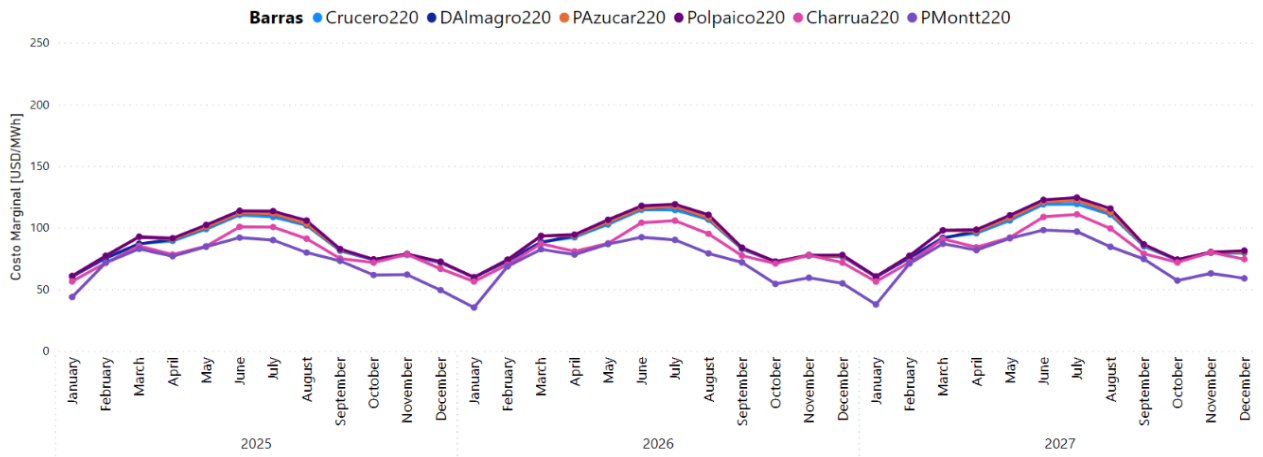


Figura 5.4.1. Costos marginales promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS.

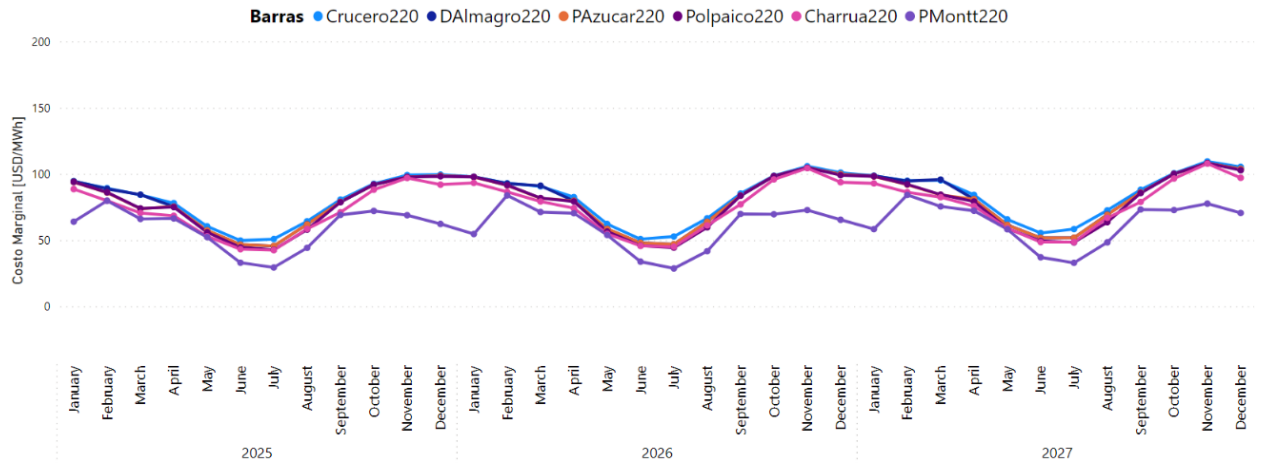


Figura 5.4.2. Diferencias costos marginales noche-día promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS.

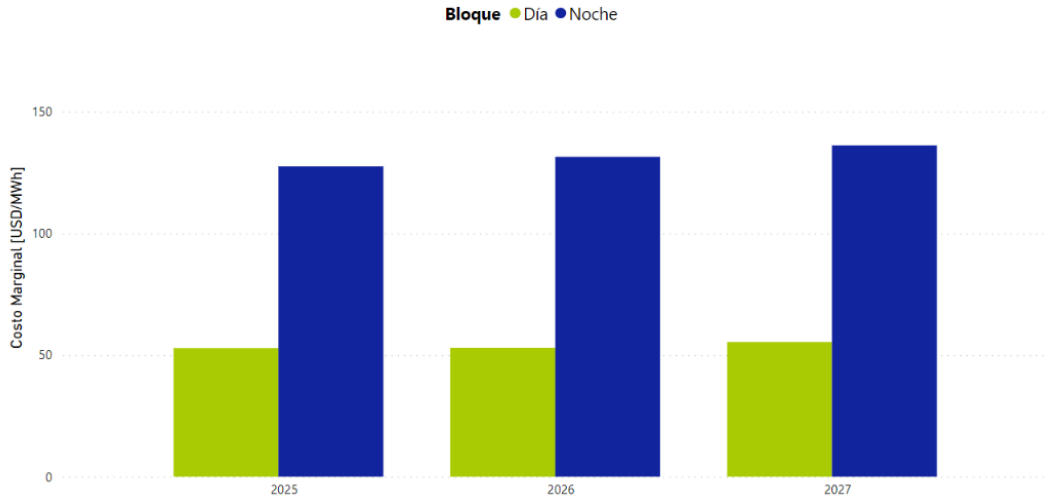


Figura 5.4.3. Promedio anual bloques día y noche barra Polpaico220 en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS.

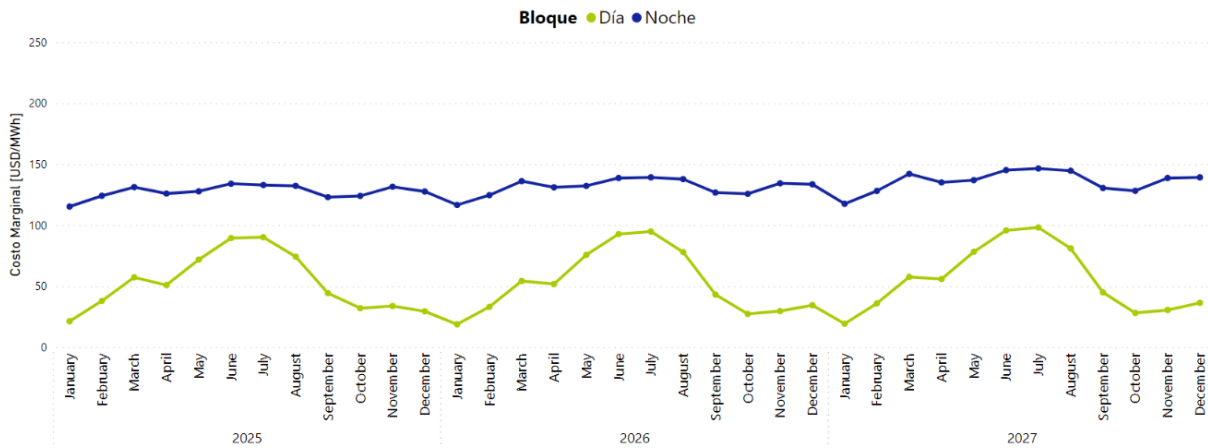


Figura 5.4.4. Promedio mensual bloques día y noche barra Polpaico220 en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS.

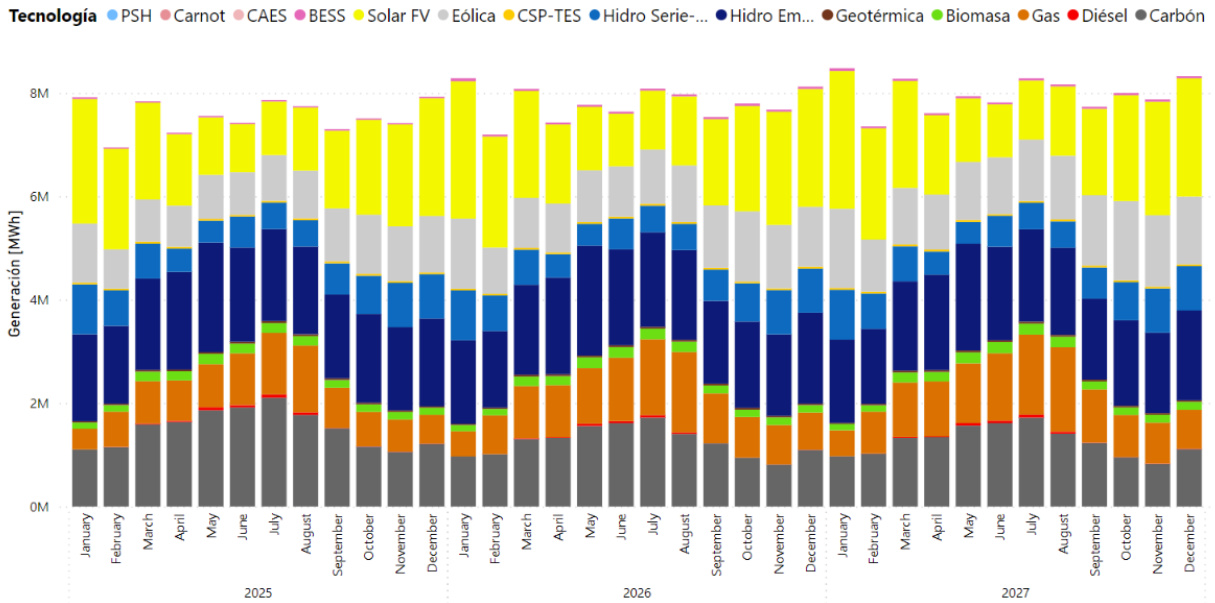


Figura 5.4.5. Generación mensual por tecnología en el Escenario de Poca Integración ESS.

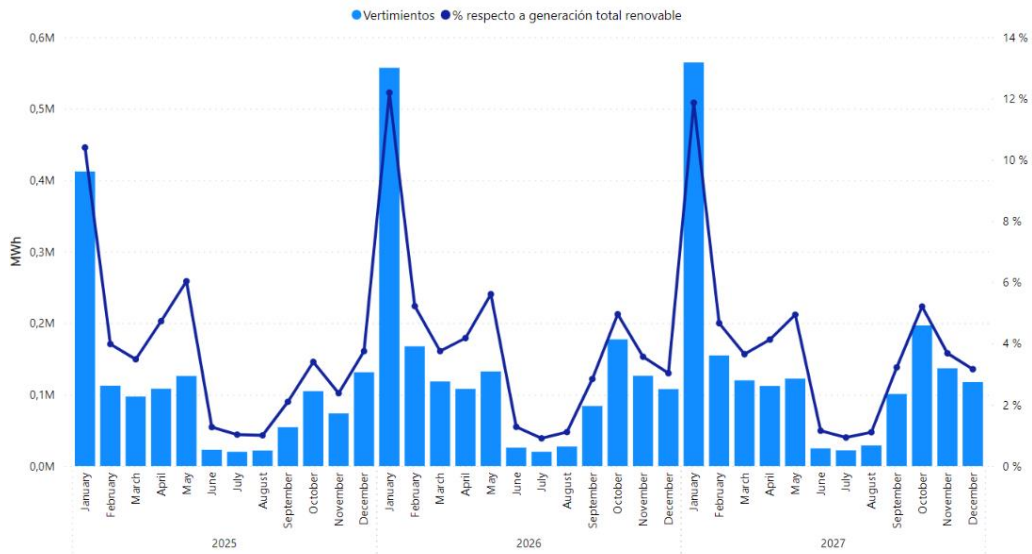


Figura 5.4.6. Vertimientos renovables por mes en el Escenario de Poca Integración ESS.

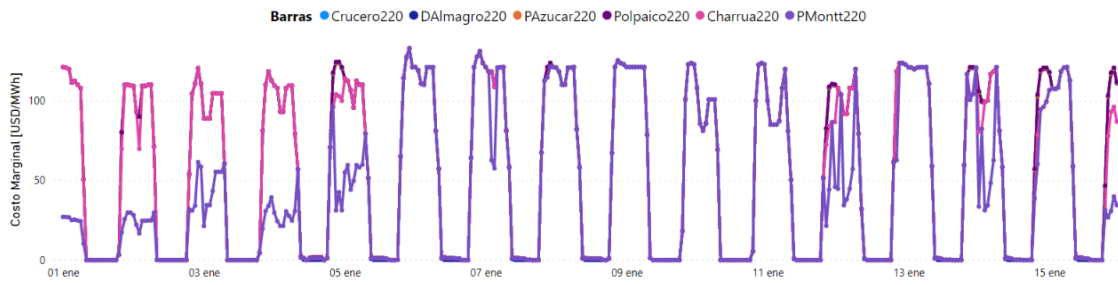


Figura 5.4.7. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Enero 2025 Escenario de Poca Integración ESS.

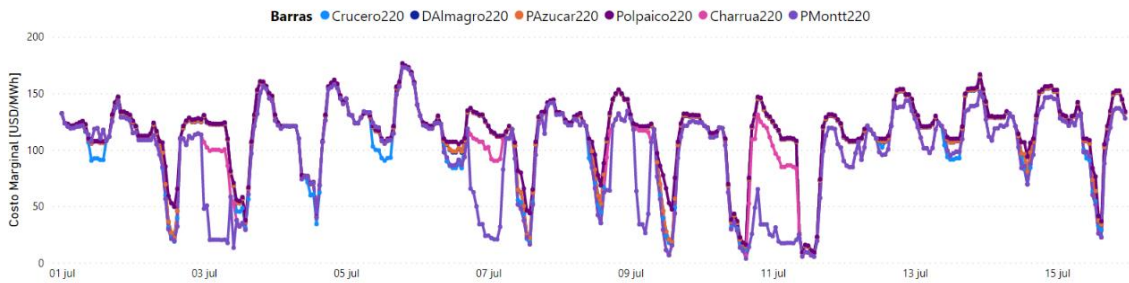


Figura 5.4.8. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Julio 2025 Escenario de Poca Integración ESS.

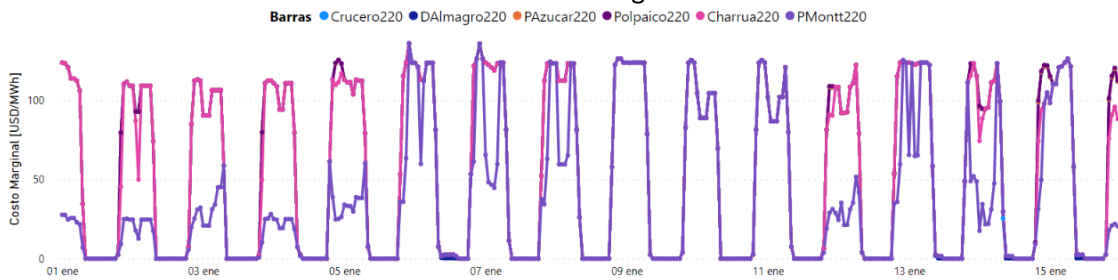


Figura 5.4.9. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Enero 2027 Escenario de Poca Integración ESS.

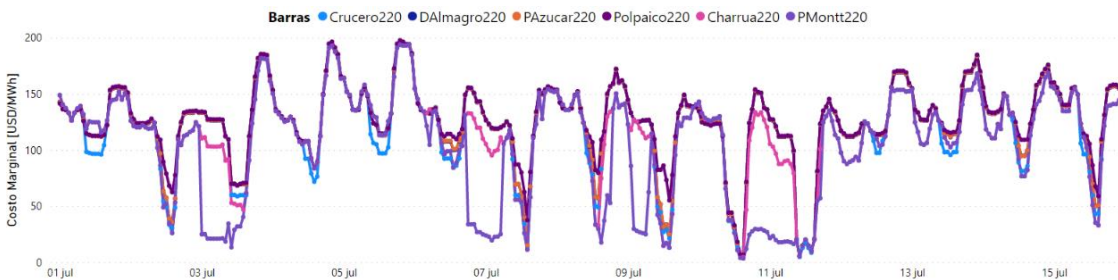


Figura 5.4.10. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Julio 2027 Escenario de Poca Integración ESS.

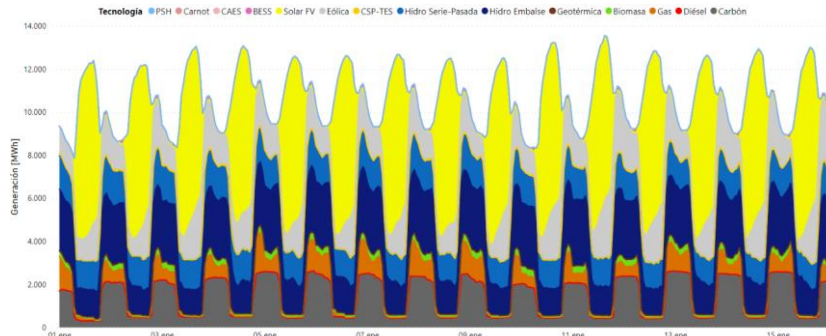


Figura 5.4.11. Generación horaria en semanas Enero 2025 Escenario de Poca Integración ESS.

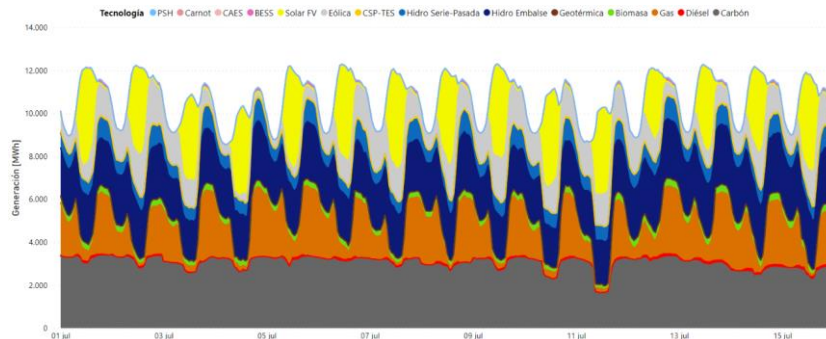


Figura 5.4.12. Generación horaria en semanas Julio 2025 Escenario de Poca Integración ESS.

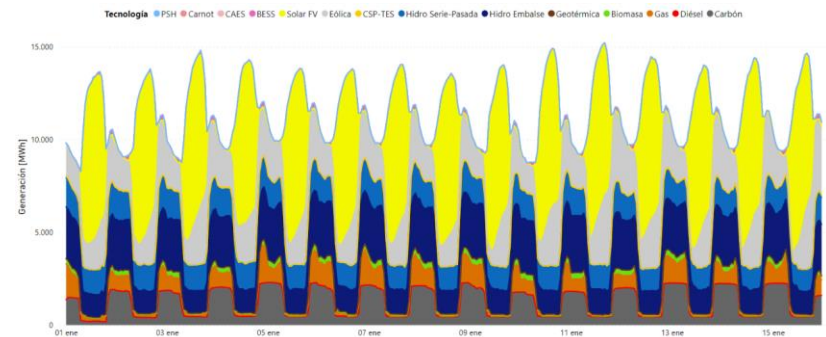


Figura 5.4.13. Generación horaria en semanas Enero 2027 Escenario de Poca Integración ESS.

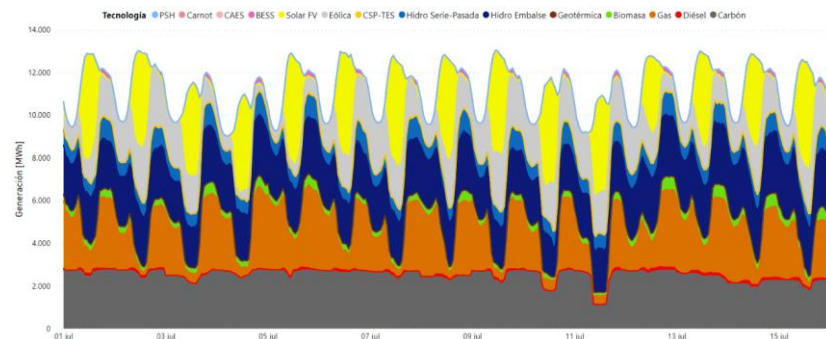


Figura 5.4.14. Generación horaria en semanas Julio 2027 Escenario de Poca Integración ESS.

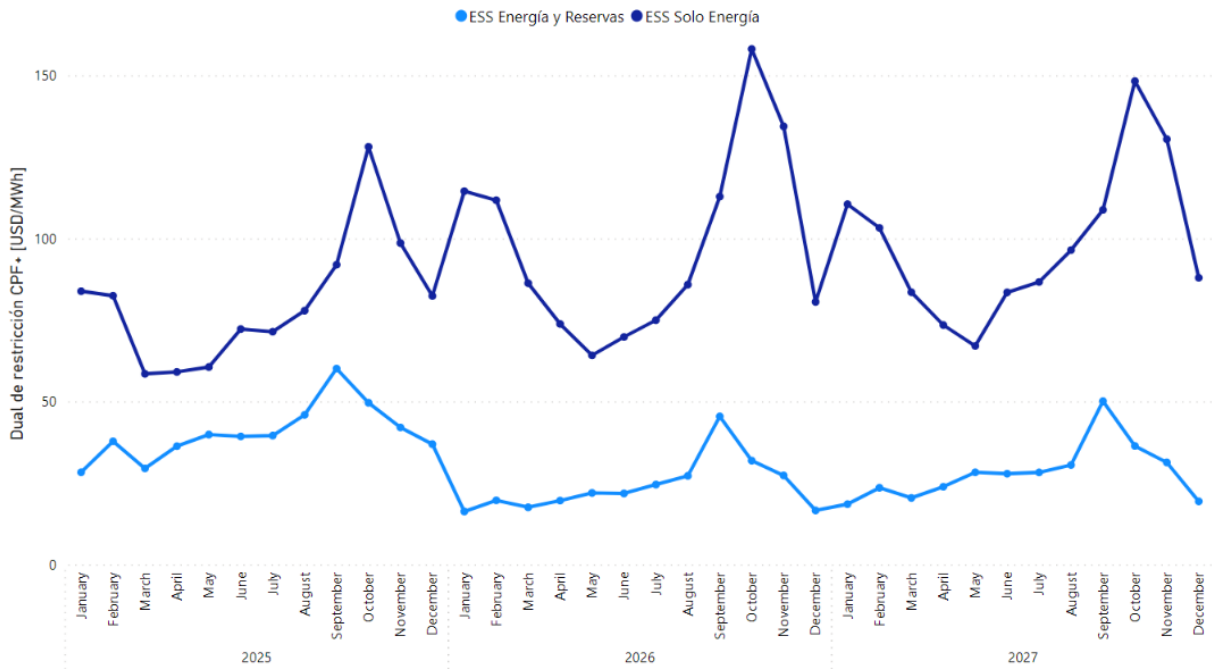


Figura 5.4.15. Duales de restricciones de balance CPF+ promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS operados solo en mercado de energía versus operados en energía y reservas.

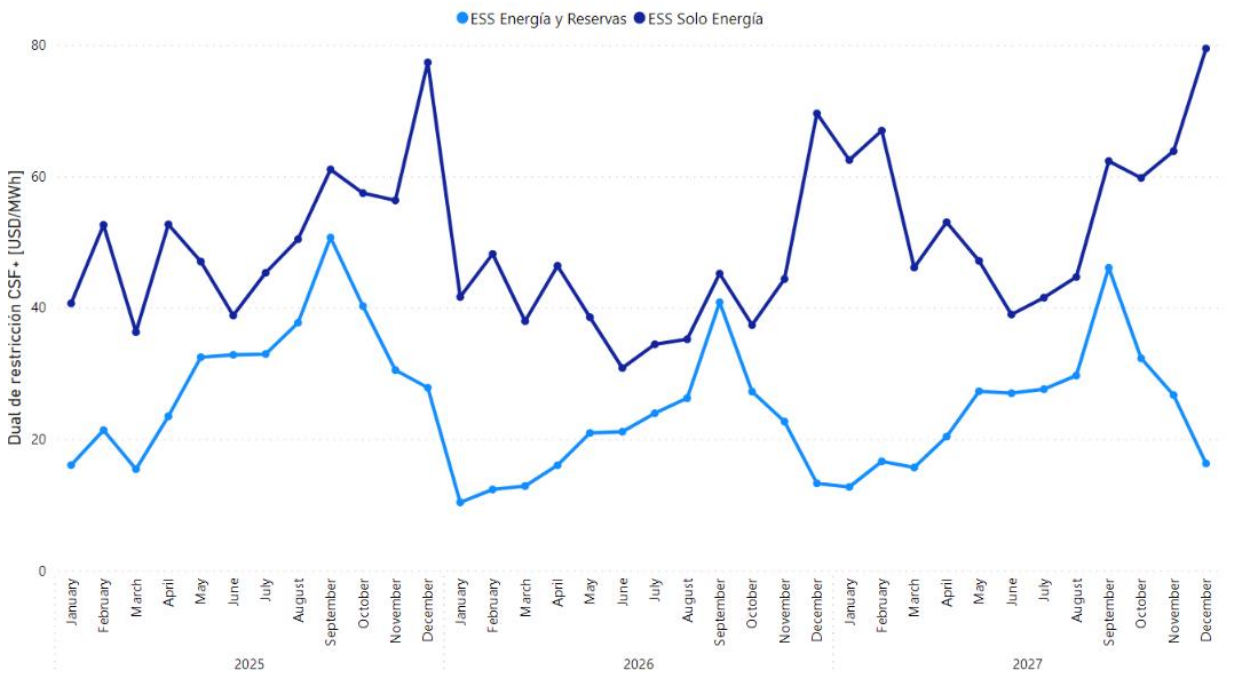


Figura 5.4.16. Duales de restricciones de balance CSF+ promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS operados solo en mercado de energía versus operados en energía y reservas.

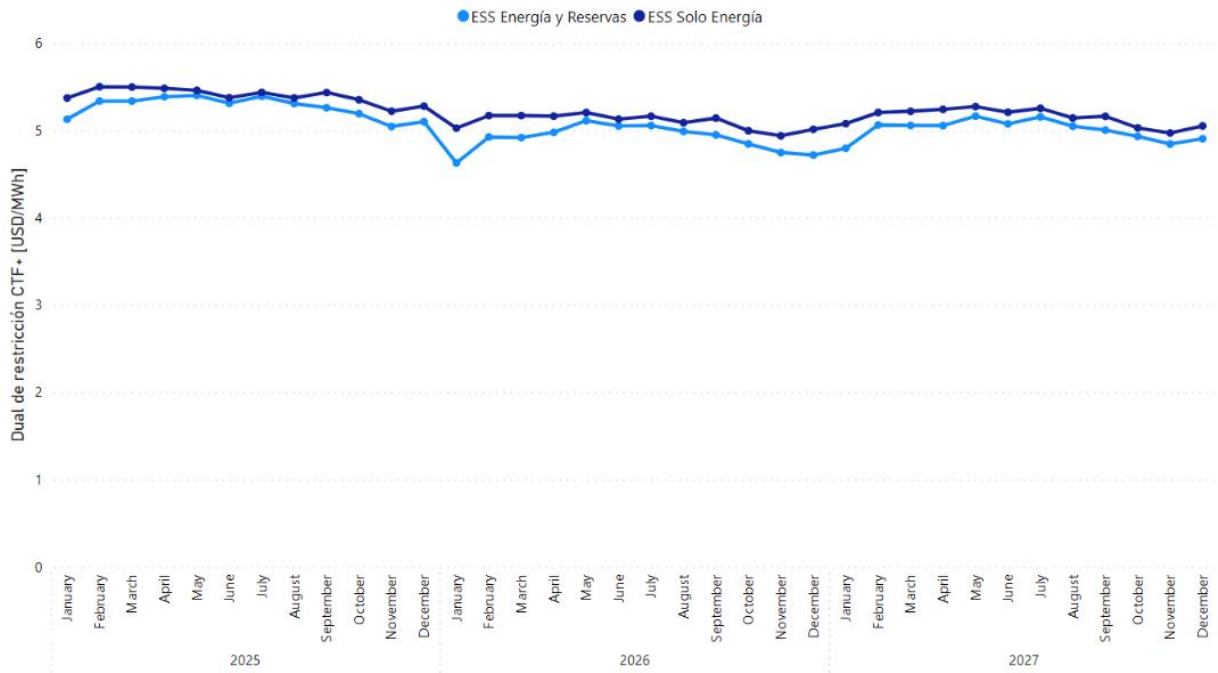


Figura 5.4.17. Duales de restricciones de balance CTF+ promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS operados solo en mercado de energía versus operados en energía y reservas.

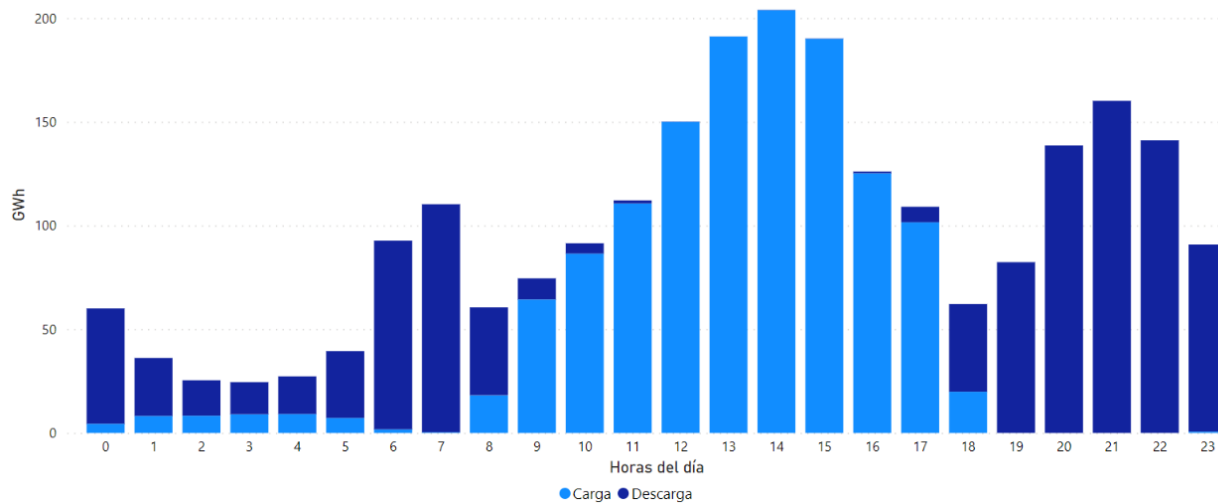


Figura 5.4.18. Distribución de energía en GWh en que ESS se cargaron y descargaron en el horizonte 2025-2027 Escenario de Poca Integración ESS.

Análisis Económico de ESS

En las Figuras 5.4.19, 5.4.20 y 5.4.21 se presentan los resultados para las rentabilidades de cada proyecto ESS considerando el caso donde sólo participan en mercados de energía y el caso donde participan en el mercado de energía y reservas. Lo anterior, para cada uno de los escenarios de costos de inversión. Cabe destacar, que la rentabilidad aquí mostrada representa la proporción de los márgenes operacionales con respecto a los costos de inversión de cada unidad. De esta forma, si los márgenes operacionales son mayores a los costos de inversión, la rentabilidad es positiva, y es negativa en el caso contrario.

De los resultados del escenario de **participación solo en mercados de energía**, se observa que **distintos proyectos considerados alcanzan a cubrir sus costos de operación y de inversión con los ingresos percibidos en la operación**. En particular, además es posible observar cómo los **ingresos fluctúan dependiendo de la localización del proyecto**, lo cual corresponde a una definición que debe tomar el inversionista al momento de tomar sus decisiones de inversión y al cual no se encuentra ajeno ningún actor del sistema.

Respecto a los resultados del escenario con **participación en mercados de energía y reserva**, es posible observar que en el **esquema de pago del tipo pay-as-bid**, bajo el cual solo hay certeza respecto de la remuneración de la oferta por costos de desgaste de la unidad, la rentabilidad de los proyectos de ESS se mantiene e incluso disminuye. Esto, ya que a pesar de que la asignación de ESS en SCCC resulta costo eficiente para el sistema en una operación centralizada, no resulta conveniente para los agentes dejar de participar en el mercado de energía para proveer **servicios** de control de frecuencia **remunerados** valorizados **con certeza tan solo según los costos de desgaste**, que en el caso de BESS corresponden a 2 US\$/MWh, lo que como se ha mencionado **representa un peor escenario**, mientras no se cuente con una definición certera respecto a cómo serán pagados los costos de oportunidad de ESS cuando estos dejan de realizar arbitraje de energía para la provisión de reservas de SCCC.

Finalmente, se observa un aumento en la rentabilidad de proyectos en el caso con participación en mercados de reservas bajo el **esquema de pago pay-as-clear**, donde la provisión de reservas se remunera según la variable dual de la restricción de balance del servicio en cuestión, la que **internaliza dentro de otros elementos los costos de oportunidad de la energía almacenada** en ESS, lo que como se ha mencionado representaría una **cota optimista para la remuneración de ESS** en el mercado de SCCC. Esto se produce debido a la participación de BESS en servicios como CPF+ y CSF+, los cuales presentan las variables duales de equilibrio más altas al ser los productos de control de frecuencia en donde los requerimientos se encuentran más ajustados a la capacidad disponible, tal como se puede observar en la Figura 5.4.22³³.

Las conclusiones anteriores para participaciones en mercados de energía y reserva se refuerzan en la Figura 5.4.23 donde se observa que los **márgenes operacionales** producto del mercado de reservas

³³ Por ejemplo la oferta de CPF+ por parte de los generadores es similar a la demanda de CPF+, y por ende, los costos de aumentar los requerimientos (MWh) de CPF+ crecen ya que requiere sacar capacidad de energía para ser entregada en este SCCC. De esta manera, dicho aumento también genera un costo a nivel del mercado de energía y el precio de equilibrio resultante termina siendo una combinación entre el precio de equilibrio del mercado de energía y los costos de desgaste de cada tecnología.

son más significativos para las BESS cuando se considera un esquema que **internaliza de manera razonable los costos de oportunidad** de la energía almacenada (e.g., un esquema de pago pay-as-clear).

Luego, en las Figuras 5.4.24, 5.4.25 y 5.4.26 se presentan los cálculos de los precios por potencia necesarios para cubrir las diferencias en rentabilidad que no se logran cubrir con los mercados de energía y con los mercados de energía y reserva según el caso, para cada uno de los 3 escenarios de costos de inversión.

A partir de los resultados obtenidos, tanto para el escenario donde ESS participan **solo en el mercado de energía** como en el escenario de participación de **mercados de energía y reservas con un esquema de pago pay-as-bid en que no hay certeza respecto de la remuneración de costos de oportunidad**, existen proyectos con rentabilidades negativas, los cuáles requerirían de precios de potencia con valores entre 0.0-7.7 US\$/kW/mes para lograr rentabilizar sus inversiones. Dichos valores están en línea con los pagos por potencia actuales los cuales fluctúan entre 6-10 US\$/kW/mes dependiendo de la barra de conexión³⁴.

De la misma forma, debido a la rentabilidad positiva de los proyectos de ESS frente a los escenarios de participación en **mercados de energía y reservas con esquemas de pago pay-as-clear (o con un reconocimiento adecuado de los costos de oportunidad de la energía almacenada)**, los costos por potencia en US\$/kW/mes necesarios para rentabilizar los proyectos son iguales a 0 US\$/kW/mes para todos los escenarios de costos de inversión.

³⁴ Resolución Exenta CNE 690: Precios nudo corto plazo. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/09/Rex-CNE-N°690_01-09-2022.pdf

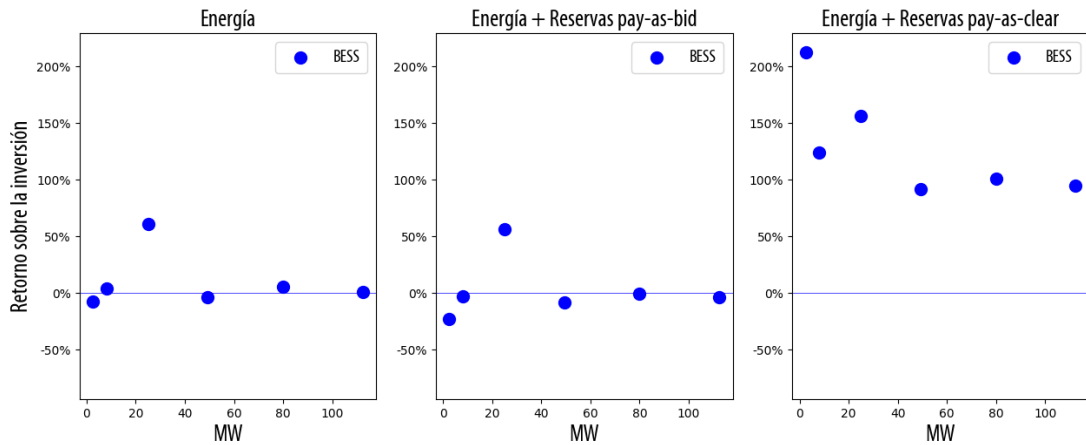


Figura 5.4.19. Rentabilidad proyectos ESS Escenario de Poca Integración ESS **costos de inversión medios.**

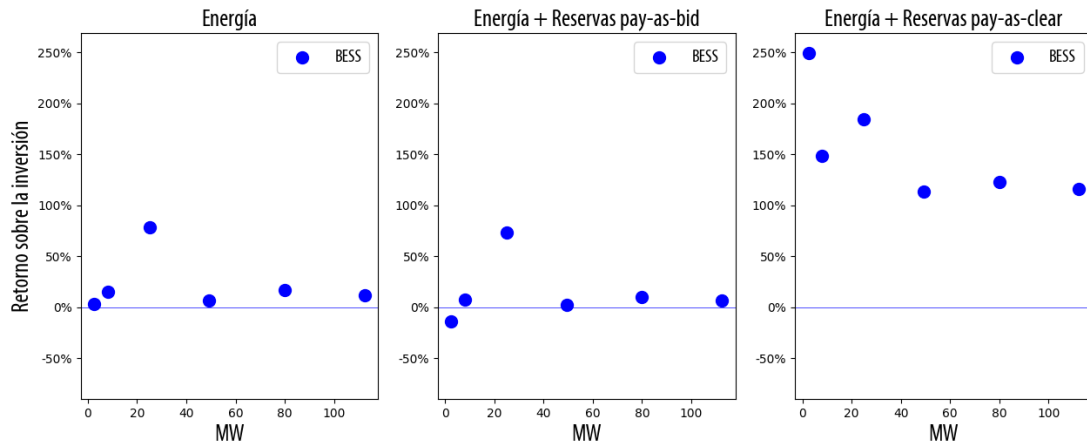


Figura 5.4.20. Rentabilidad proyectos ESS Escenario de Poca Integración ESS **costos de inversión bajos.**

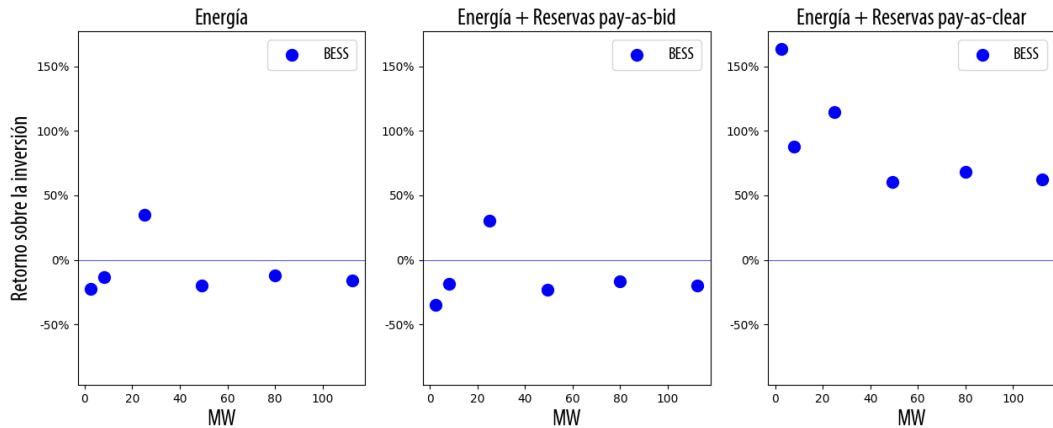


Figura 5.4.21. Rentabilidad de proyectos ESS Escenario de Poca Integración ESS **costos de inversión altos.**

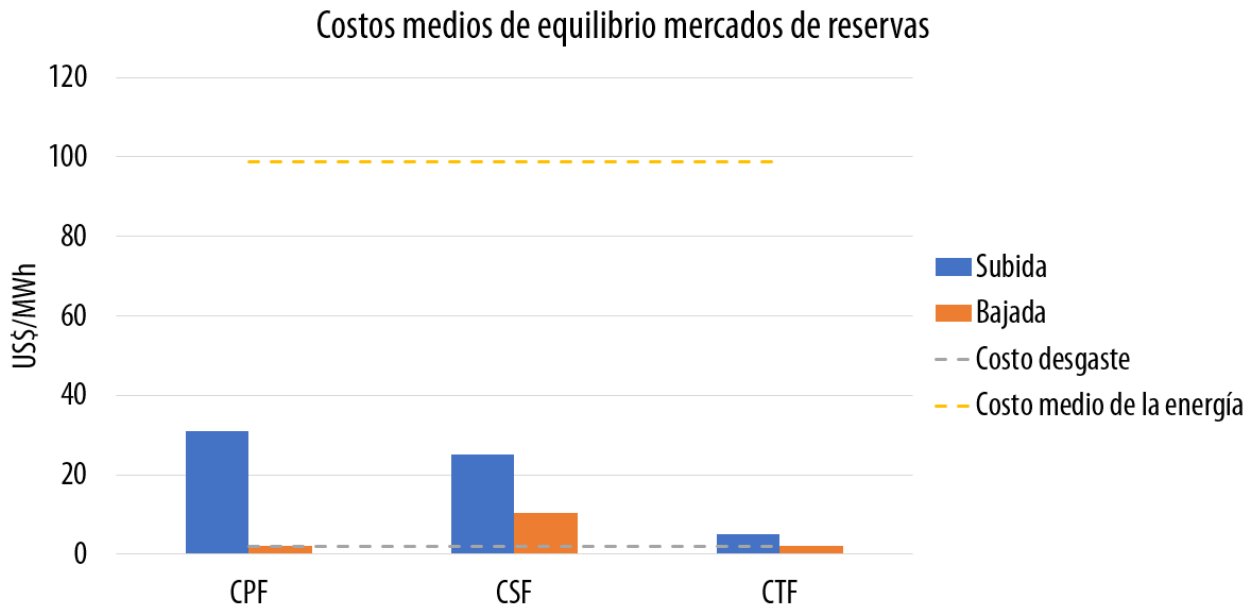


Figura 5.4.22. Costos medios de equilibrio productos mercado de reservas versus costos de desgaste BESS y costo medio de la energía.

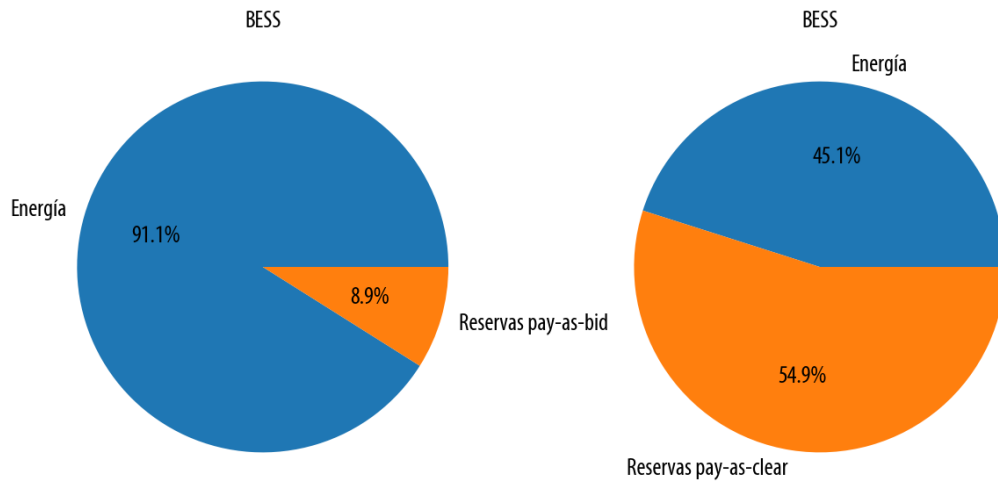


Figura 5.4.23 Distribución de márgenes operacionales BESS mercado de energía + reservas esquema pay-as-bid (izquierda) y esquema pay-as-clear (derecha).

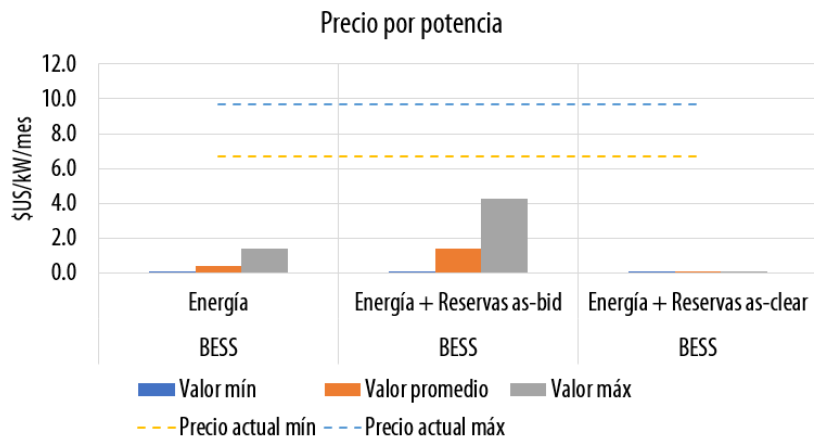


Figura 5.4.24. Precios por potencia para rentabilizar proyectos de ESS Escenario de Poca Integración ESS **costos de inversión medios.**

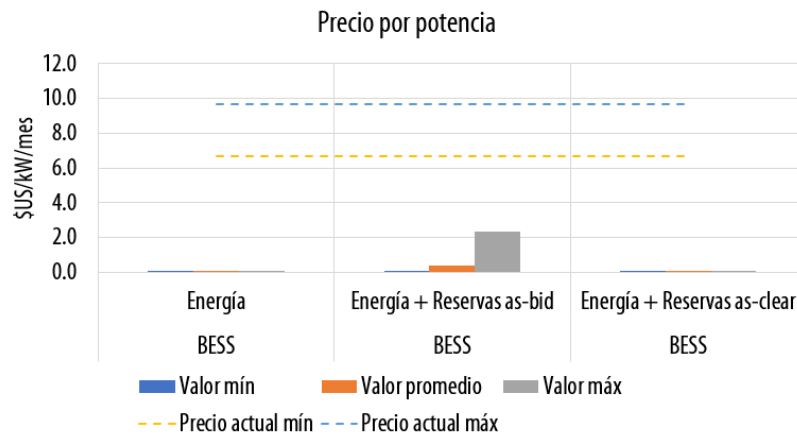


Figura 5.4.25. Precios por potencia para rentabilizar proyectos de ESS Escenario de Poca Integración ESS **costos de inversión bajos.**

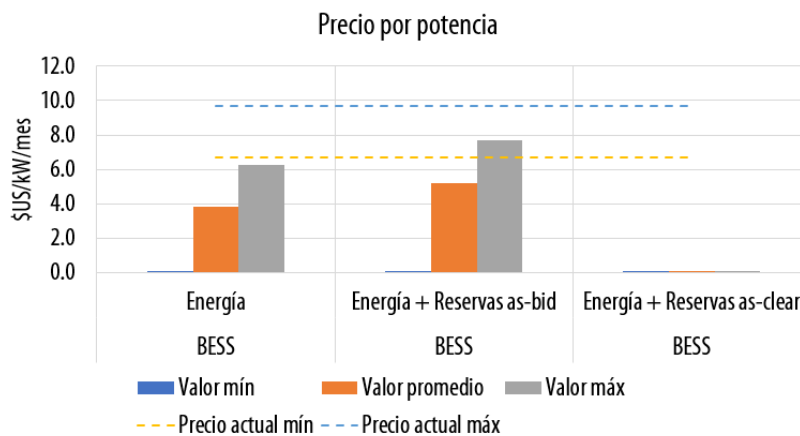


Figura 5.4.26. Precios por potencia para rentabilizar proyectos de ESS Escenario de Poca Integración ESS **costos de inversión altos.**

5.4.2. Escenario de Mayor Integración de ESS

Resultados de la Operación de Corto Plazo

En las Figuras 5.4.27, 5.4.28, 5.4.29 y 5.4.30 se presentan los resultados para los costos marginales promedio mensuales y diferencias noche-día de las principales barras del sistema. En particular, en la Figura 5.4.27 se puede observar que los costos marginales promedio mensuales presentan un comportamiento muy similar al caso con poca integración: una estacionalidad al alza en meses de invierno y un pequeño aumento en los marginales año a año. Por otro lado, en las Figuras 5.4.28, 5.4.29 y 5.4.30 se puede observar que los **costos marginales promedio en los bloques de día y noche se acercan, disminuyendo así las diferencias entre ambos bloques**, especialmente en los años 2026 y 2027. Esto se debe a la gran integración de almacenamiento en esos mismos años, a diferencia de lo ocurría en el caso de poca integración de ESS.

En las Figuras 5.4.31 y 5.4.32 se presentan los resultados para los niveles de generación mensual y los vertimientos de generación renovable. Nuevamente, en la Figura 5.4.31 se puede observar un aumento en la generación térmica en los meses de invierno producto de una menor disponibilidad solar. Sin embargo, a diferencia de lo observado en el caso con poca integración de ESS, la Figura 5.4.32 muestra que los **vertimientos disminuyen considerablemente a medida que ingresa más capacidad de almacenamiento** al sistema.

Entre las Figuras 5.4.33 y 5.4.40 se presentan los resultados para los costos marginales horarios y generación sistémica horaria en dos semanas de Enero y Julio de 2025 y 2027. Nuevamente es posible observar cómo la presencia de horas con costo marginal cero es mayor en Enero. Sin embargo, en el año 2027 se observa que **el ingreso de almacenamiento disminuye las horas de costo marginal cero y también disminuye los peaks de costos marginales en horas de menor disponibilidad solar**.

Entre las Figuras 5.4.41 y 5.4.43 se presentan los resultados para las variables duales de equilibrio para los distintos productos de subida de SSCC promediados en una escala mensual. Observando dichas figuras, es posible notar una mayor disminución entre el caso donde los ESS operan tanto en el mercado de energía como de reservas respecto al caso donde los ESS operan solo en el mercado de energía. Esta mayor disminución, se debe a la gran capacidad disponible de las distintas tecnologías de ESS las cuales aportan en los distintos productos (CPF, CSF y CTF) dependiendo de sus parámetros técnicos. En particular, la **mayor capacidad de BESS influye considerablemente en la baja de las variables duales de SSCC**.

Finalmente, y al igual que en los resultados obtenidos en el caso con Poca Integración ESS, la Figura 5.4.44 muestra la distribución energética de carga y descarga de ESS en el horizonte 2025-2027, la cual presenta una clara concentración de carga en horas solares y una descargar en horas fuera de dicho bloque.

Es importante destacar que todos los resultados de operación mostrados en esta subsección, salvo las comparaciones de variables duales de SSCC, corresponden solamente a los obtenidos en la simulación donde los ESS operan solo en el mercado de energía, ya que el caso donde operan en ambos mercados genera diferencias poco significativas.

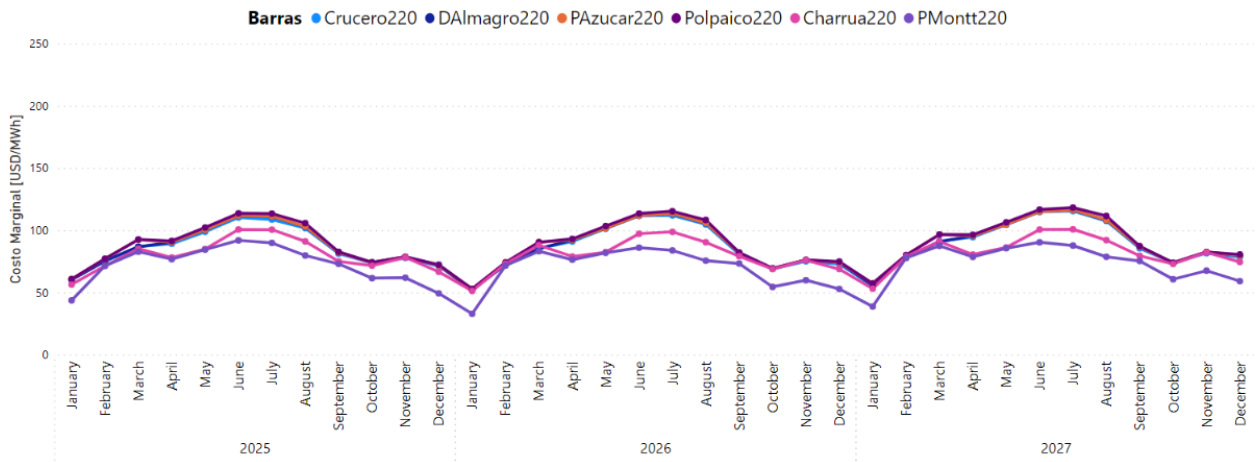


Figura 5.4.27. Costos marginales promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

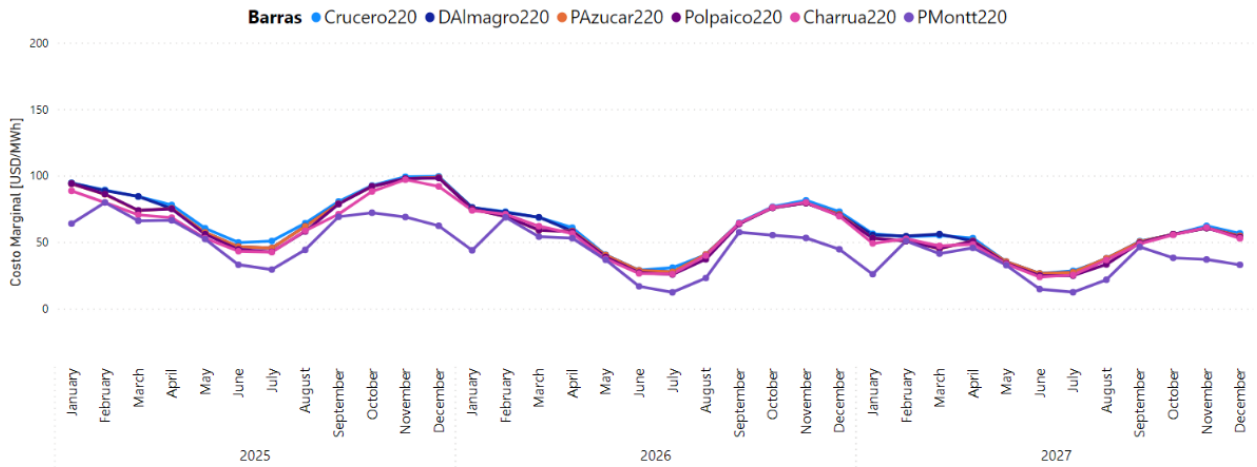


Figura 5.4.28. Diferencias costos marginales noche-día promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

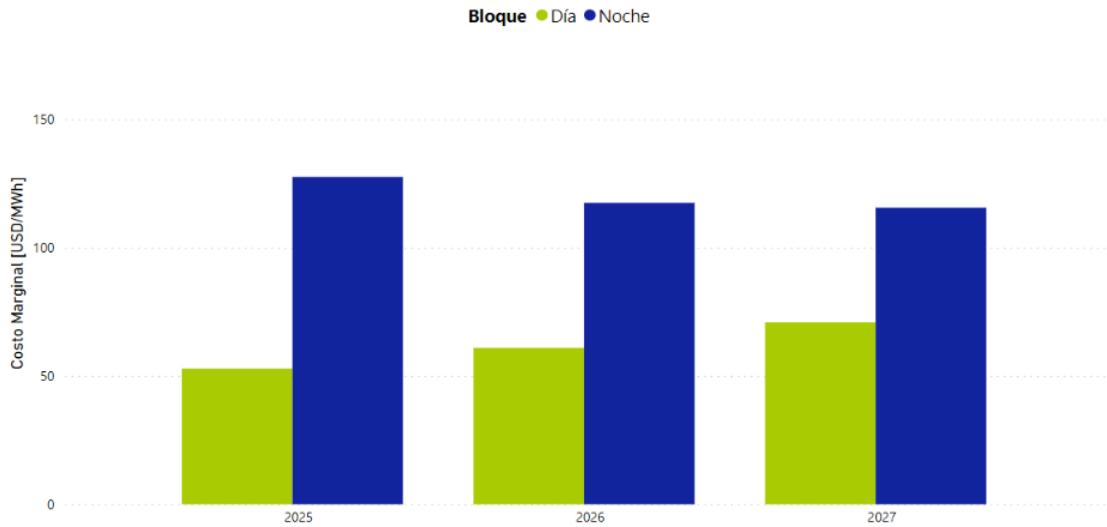


Figura 5.4.29. Promedio anual bloques día y noche barra Polpaico220 en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

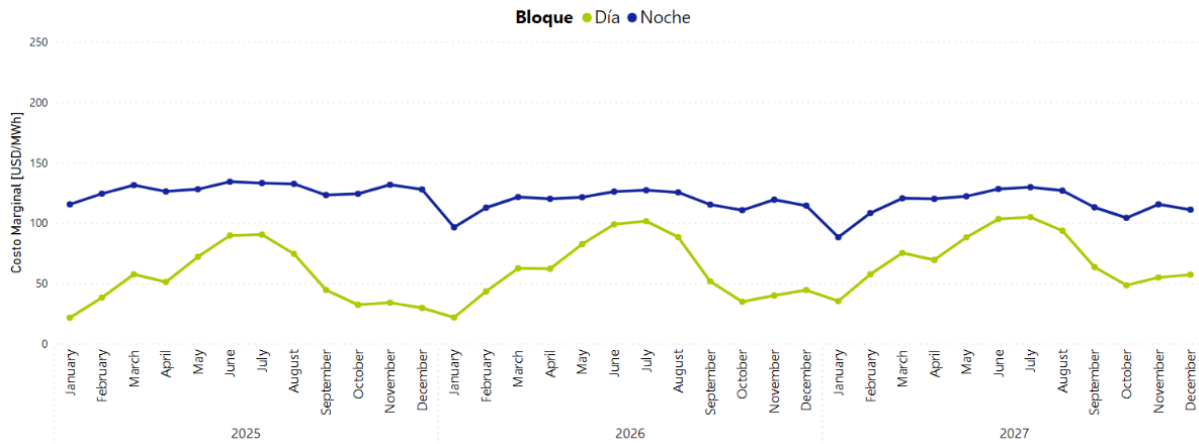


Figura 5.4.30. Promedio mensual bloques día y noche barra Polpaico220 en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

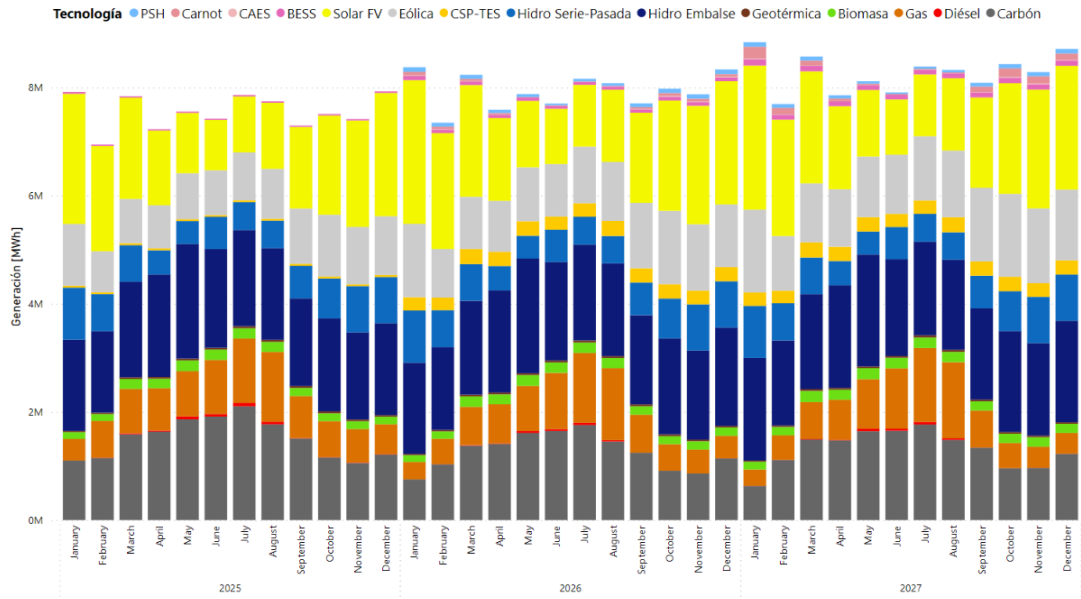


Figura 5.4.31 Generación mensual por tecnología en el Escenario de Mayor Integración ESS.

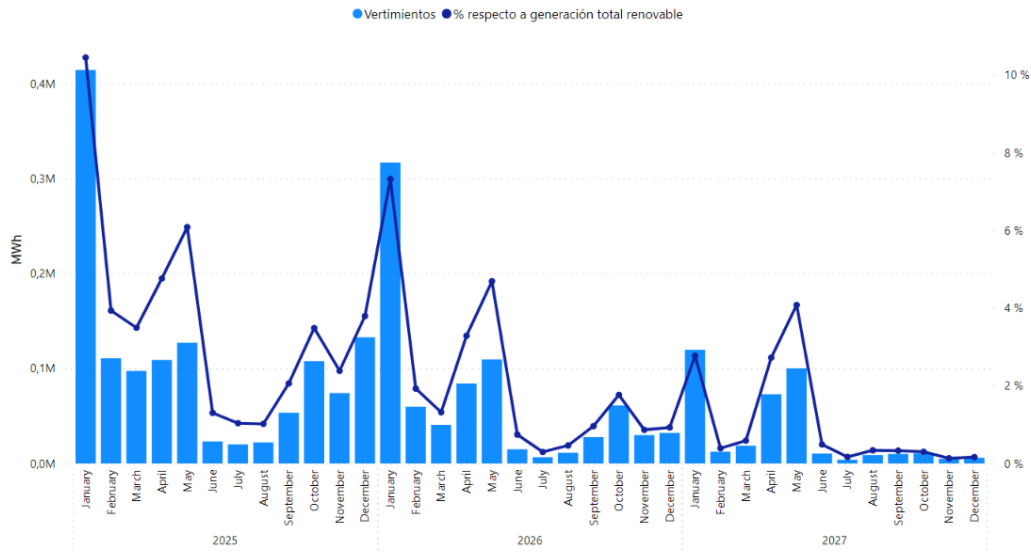


Figura 5.4.32. Vertimientos renovables por mes en el Escenario de Mayor Integración ESS.

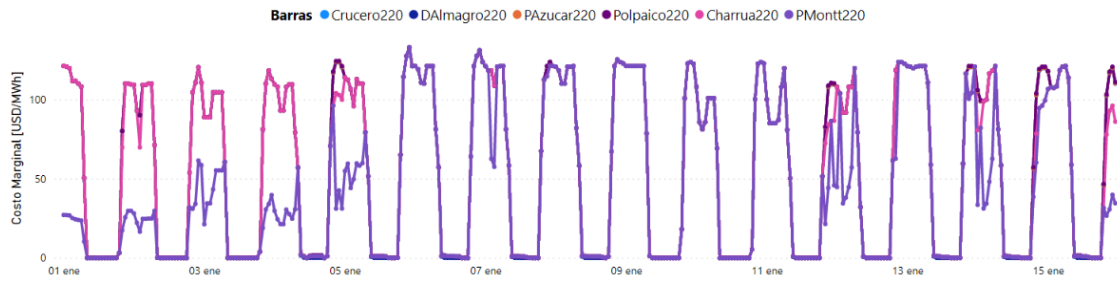


Figura 5.4.33. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Enero 2025 Escenario de Mayor Integración ESS.

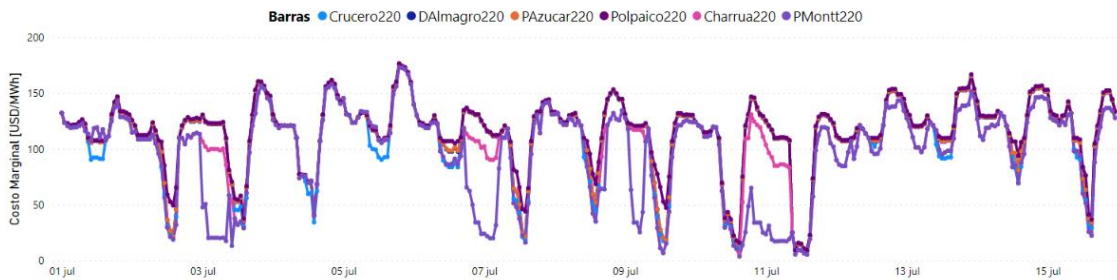


Figura 5.4.34. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Julio 2025 Escenario de Mayor Integración ESS.

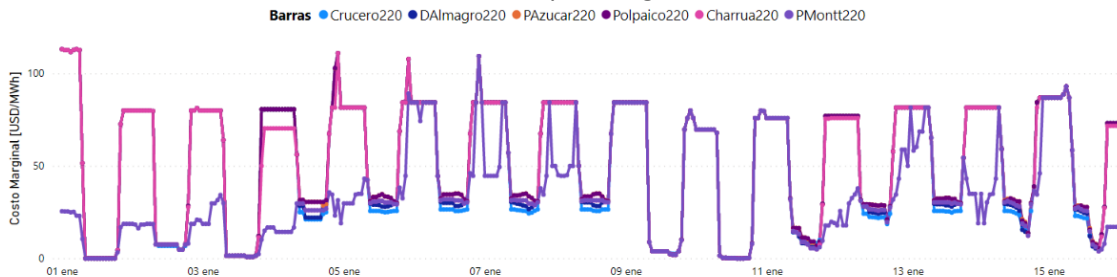


Figura 5.4.35. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Enero 2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

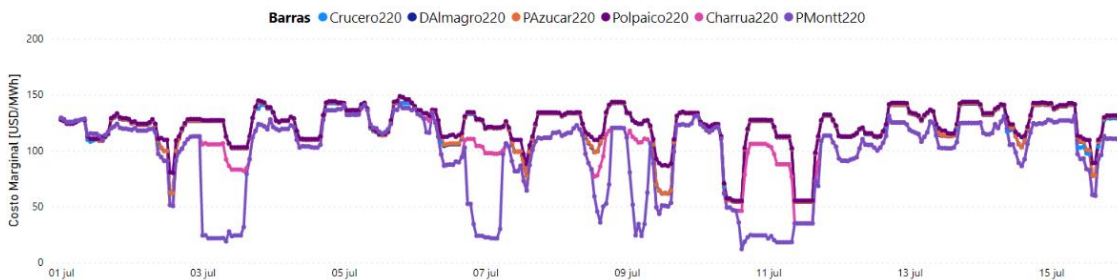


Figura 5.4.36. Costos marginales horarios en las principales barras primeras dos semanas Julio 2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

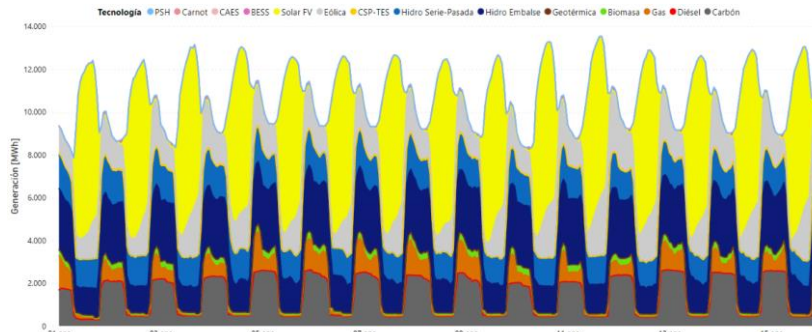


Figura 5.4.37. Generación horaria en semanas Enero 2025 Escenario Mayor Integración ESS.

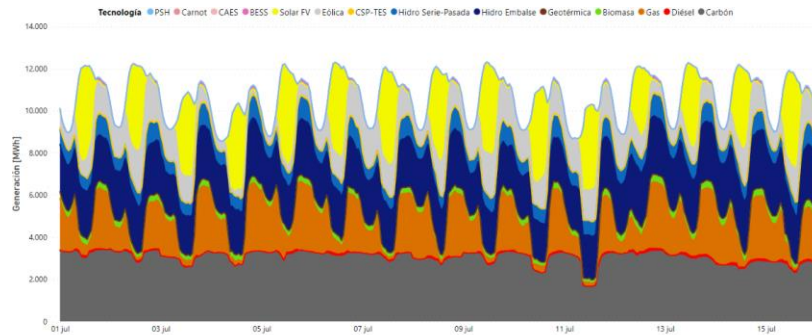


Figura 5.4.38. Generación horaria en semanas Julio 2025 Escenario Mayor Integración ESS.

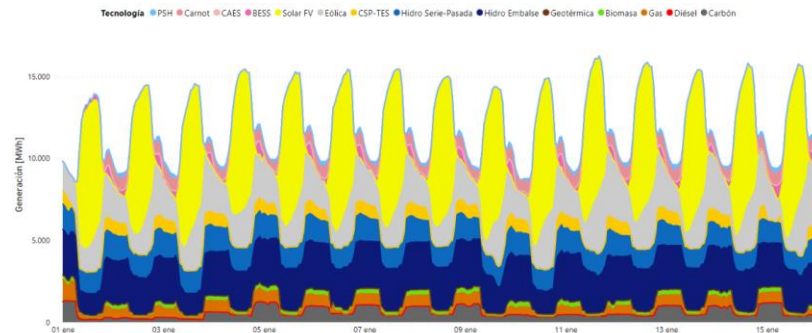


Figura 5.4.39. Generación horaria en semanas Enero 2027 Escenario Mayor Integración ESS.

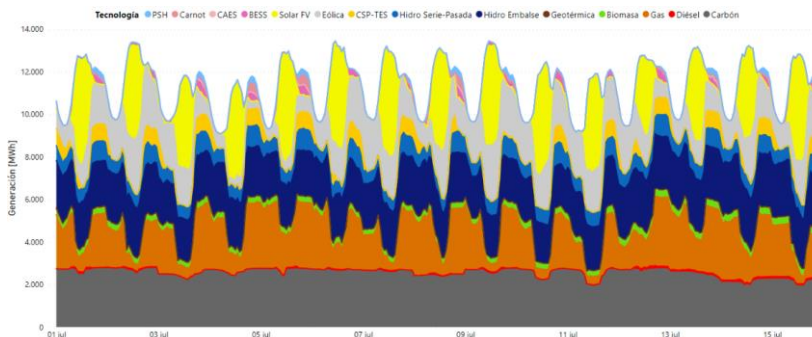


Figura 5.4.40. Generación horaria en semanas Julio 2027 Escenario Mayor Integración ESS.

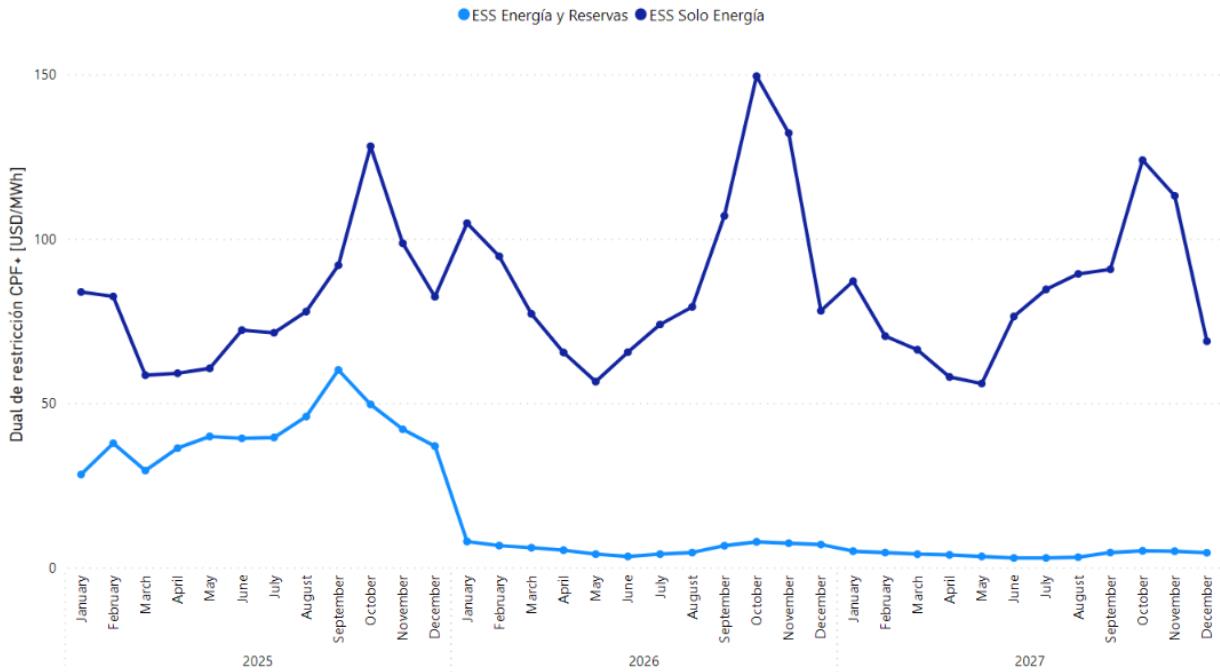


Figura 5.4.41. Duales de restricciones de balance CPF+ promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS operados solo en mercado de energía versus operados en energía y reservas.

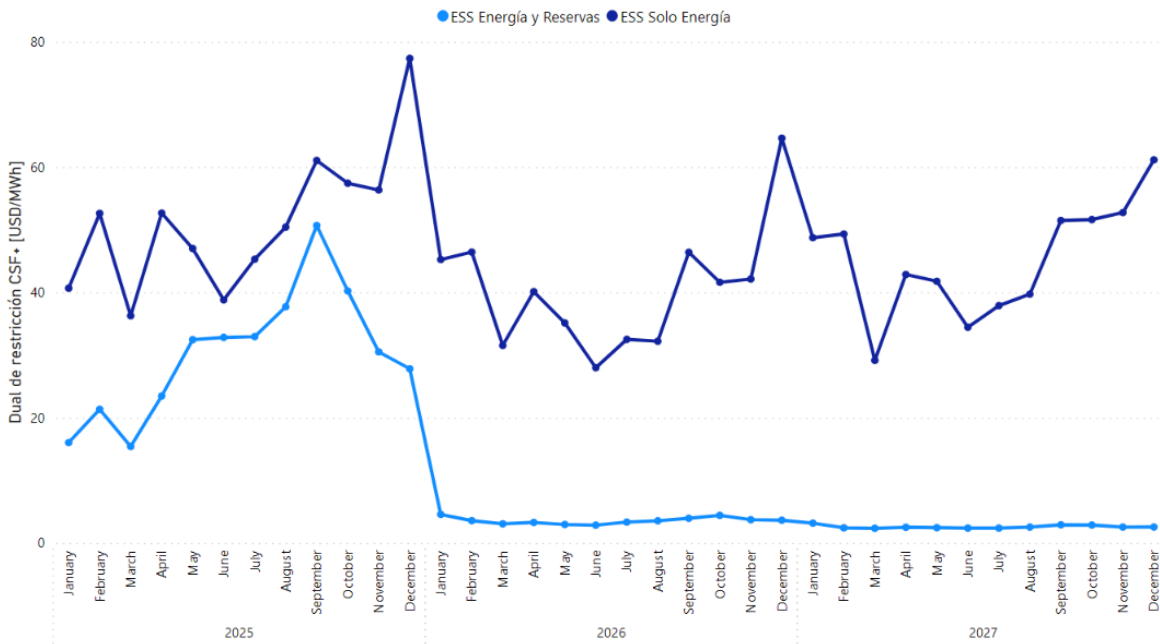


Figura 5.4.42. Duales de restricciones de balance CSF+ promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS operados solo en mercado de energía versus operados en energía y reservas.

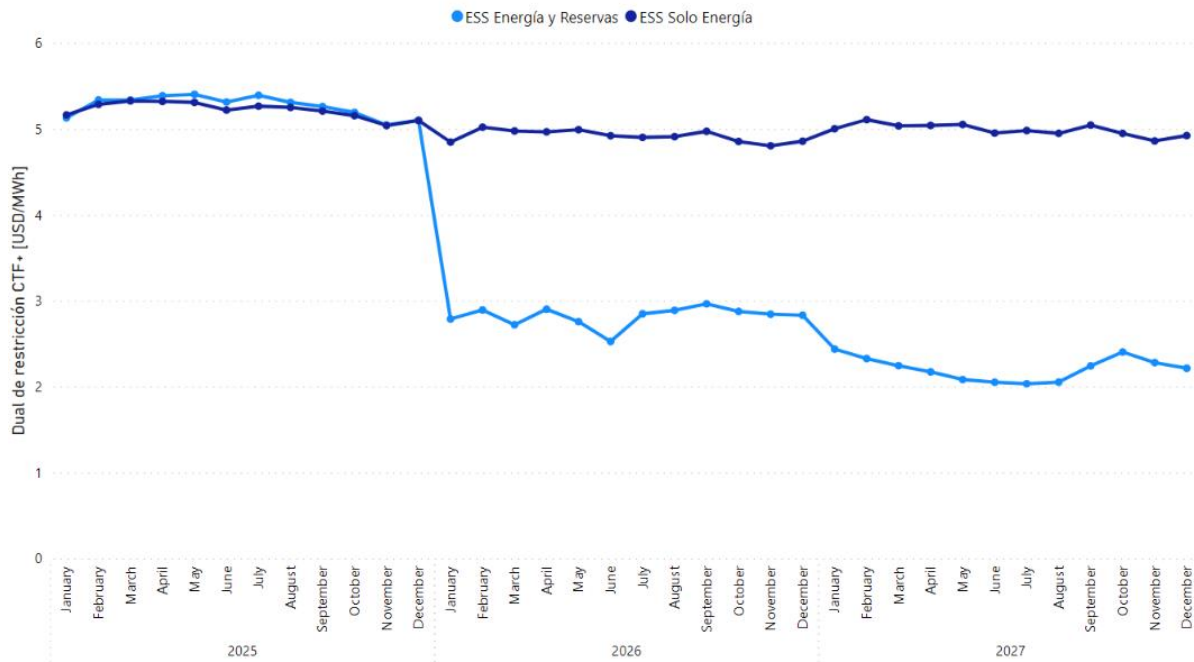


Figura 5.4.43. Duales de restricciones de balance CTF+ promedio mensuales en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS operados solo en mercado de energía versus operados en energía y reservas.

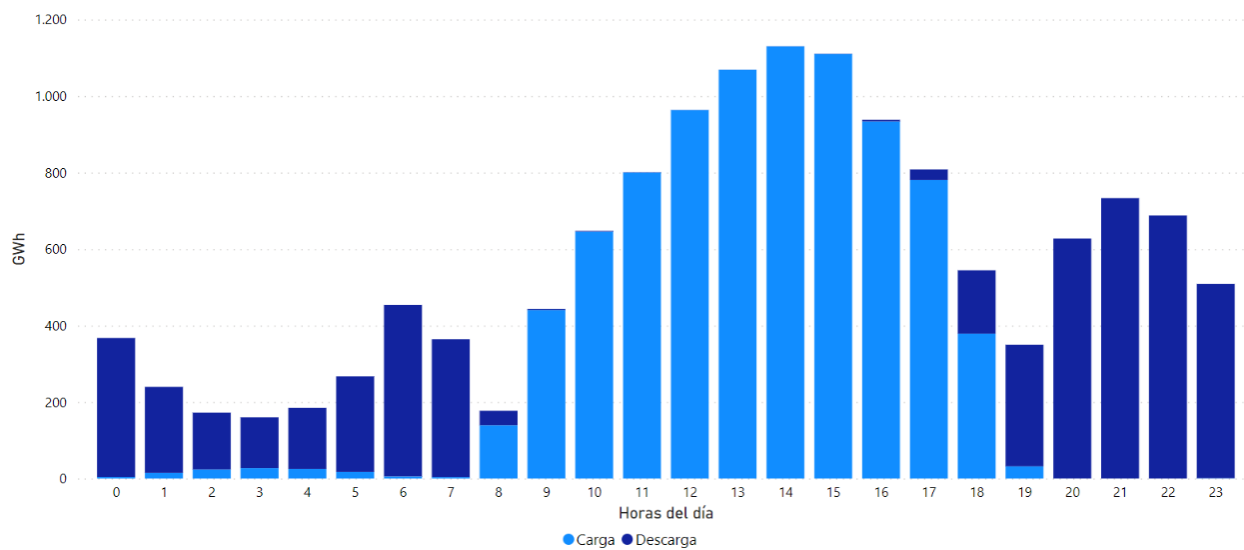


Figura 5.4.44. Distribución de energía en GWh en que ESS se cargaron y descargaron en el horizonte 2025-2027 Escenario de Mayor Integración ESS.

Análisis Económico de ESS

En las Figuras 5.4.45, 5.4.46 y 5.4.47 se presentan los resultados para las rentabilidades de cada proyecto ESS considerando el caso donde sólo participan en mercados de energía y el caso donde participan en el mercado de energía y reservas, para cada uno de los 3 escenarios de costos de inversión.

De los resultados de escenarios de participación en mercado de energía y en mercado de energía y reserva **frente a mayores niveles de integración de ESS, se observa una dispersión en los niveles de rentabilidad** que obtienen diferentes proyectos. Por un lado, se observan ciertos **proyectos con rentabilidades positivas**, destacando por ejemplo el caso de almacenamiento de largo plazo del tipo PSH y CSP-TES, los cuales **explican en gran parte sus ingresos producto del mercado de energía** y no sufren cambios significativos al incluir la participación en el mercado de reservas, debido a que dichas tecnologías solo participan en CSF (PSH) y CTF (PSH y CSP-TES). Por otro lado, una **parte importante de los proyectos de ESS presentan rentabilidades negativas**.

Los **resultados negativos en el mercado de energía**, se deben a la **saturación** del mercado **producto de una mayor integración de ESS**, lo que tiende a disminuir las diferencias de costos marginales entre día y noche a lo largo del sistema, disminuyendo así la posibilidad de aprovechar diferencias de costos marginales y con ello los ingresos de los proyectos en cuestión, tal como se puede observar en la Figura 5.4.48.

En cuanto al escenario con participación de ESS en mercados de energía y reservas, al igual que en el caso de poca integración de ESS, se observa un aporte marginal de los ingresos por reservas bajo un esquema pay-as-bid en que no hay certeza respecto de las remuneraciones por concepto de costos de oportunidad de la energía almacenada, tal como se observa en la Figura 5.4.50. Por otro lado, si bien se observa un aumento en la rentabilidad de los proyectos BESS al considerar un esquema de pago que reconoce de manera adecuada los costos de oportunidad, como sería un esquema pay-as-clear en el mercado de reservas (y un mayor impacto en los márgenes operacionales observados en la Figura 5.4.51), dicho aumento en la rentabilidad es menor en comparación al aumento observado en el caso con poca integración de ESS. Esto debido a que al existir mayor oferta de CPF y CSF, producto de una mayor capacidad de BESS participando en control primario y secundario, los costos marginales de provisión de este tipo de reservas (variables duales de equilibrio) también disminuyen, reflejo de que la **mayor integración de ESS también repercute en una saturación en mercado de reservas**, tal como puede ser observado en la Figura 5.4.49.

Luego, en las Figuras 5.4.52, 5.4.53 y 5.4.54 se presentan los cálculos de los precios por potencia necesarios para cubrir las diferencias en rentabilidad que no se logran cubrir con los mercados de energía y con los mercados de energía y reserva según el caso, para cada uno de los 3 escenarios de costos de inversión.

Debido a peores niveles de rentabilidad, es posible observar que **umenta el precio por potencia necesario para rentabilizar proyectos** en relación al escenario con poca integración de ESS, observando valores máximos y medios en el rango 6-14 US\$/kW/mes para el caso de BESS y CAES, y entre 21-26 US\$/kW/mes para el caso de baterías de Carnot bajo el escenario de costos medios de inversión.

Los precios para BESS y CAES hacen sentido cuando se comparan con el pago real actual por potencia el cual oscila entre 6 - 10 US\$/kW/mes dependiendo de la barra de conexión. Sin embargo, para el caso de baterías de Carnot el precio necesario para rentabilizar dichos proyectos está muy por encima del valor real actual, lo que se explica en gran medida producto de los altos costos de inversión de esta tecnología y sus bajos niveles de eficiencia, en comparación con otros tipos de ESS.

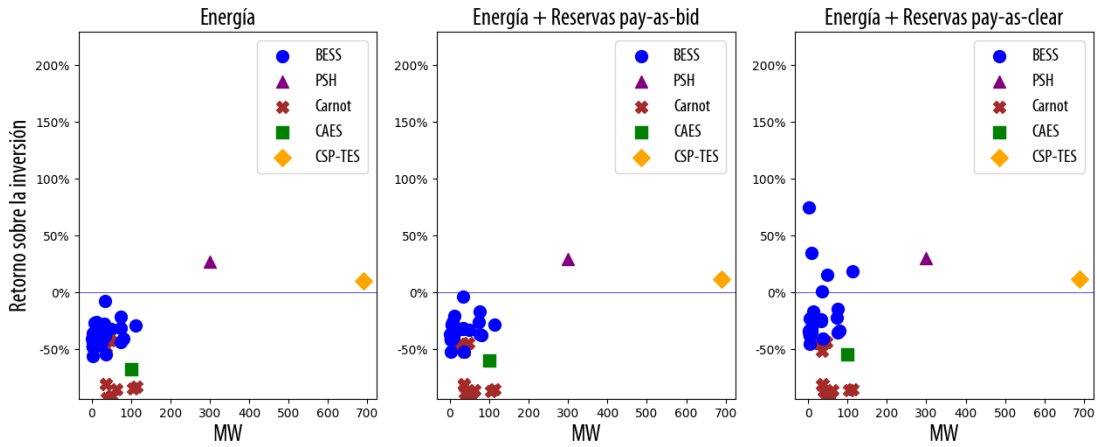


Figura 5.4.45. Rentabilidad de proyectos ESS Escenario de mayor Integración ESS **costos de inversión medios.**

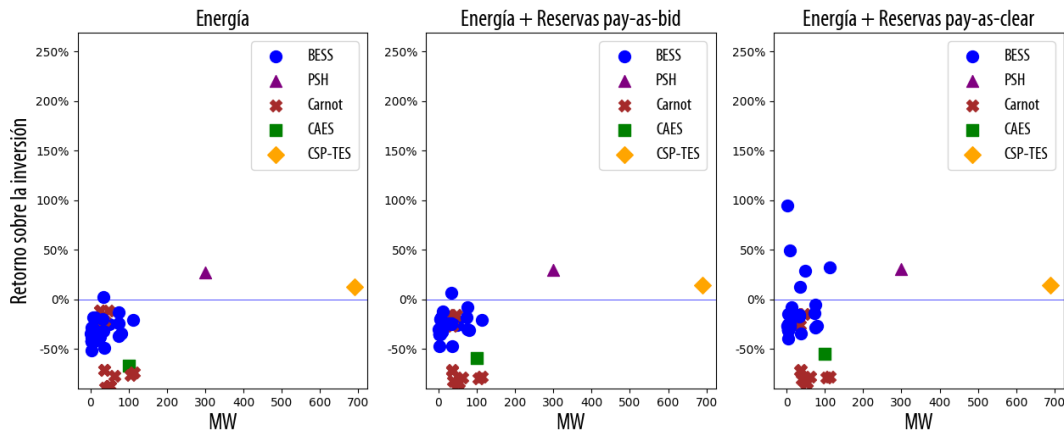


Figura 5.4.46. Rentabilidad de proyectos ESS Escenario de mayor Integración ESS **costos de inversión bajos.**

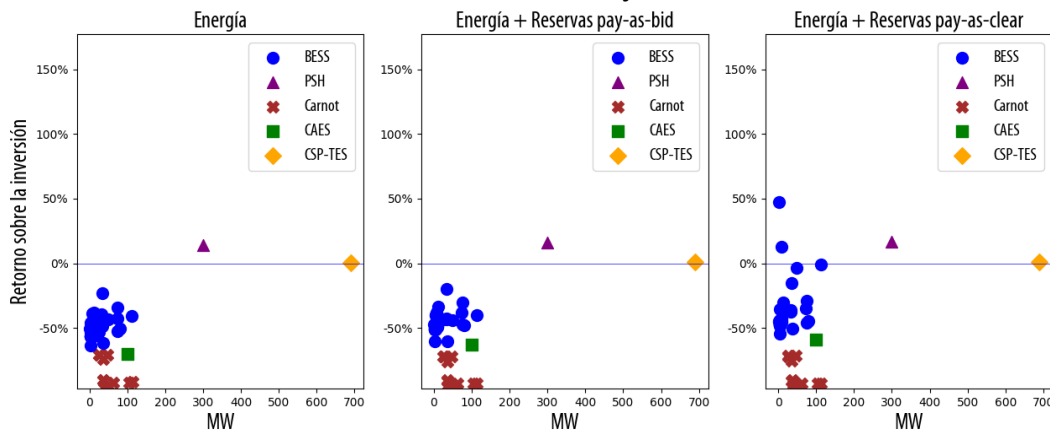


Figura 5.4.47. Rentabilidad de proyectos ESS Escenario de mayor Integración ESS **costos de inversión altos.**

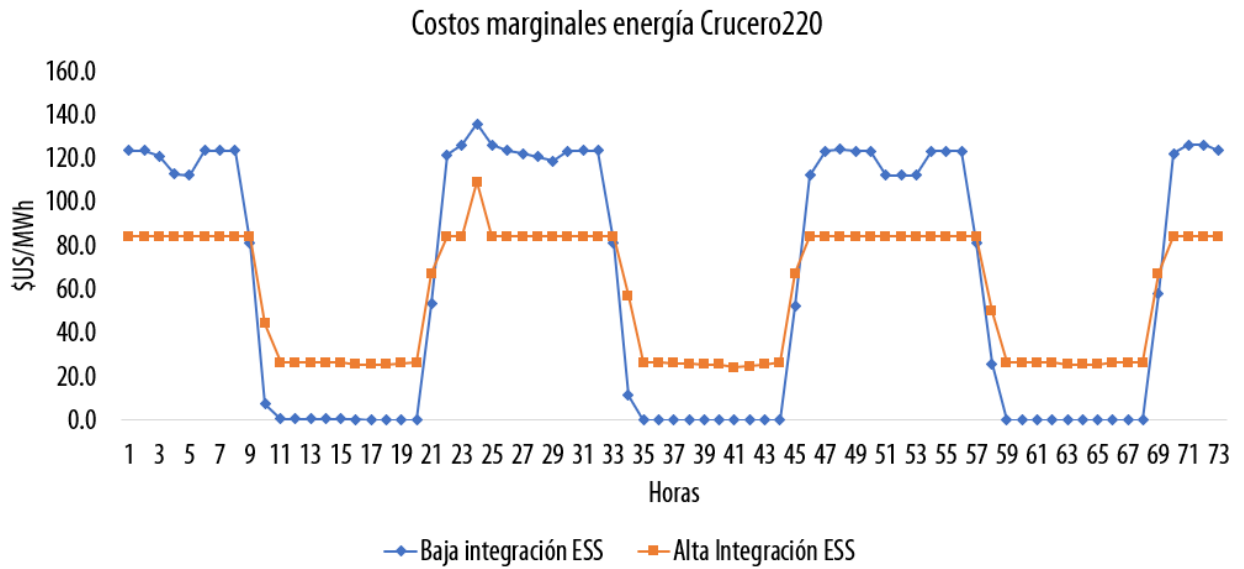


Figura 5.4.48. Comparación costos marginales horarios de energía barra Crucero220 para tres días de Enero 2027.

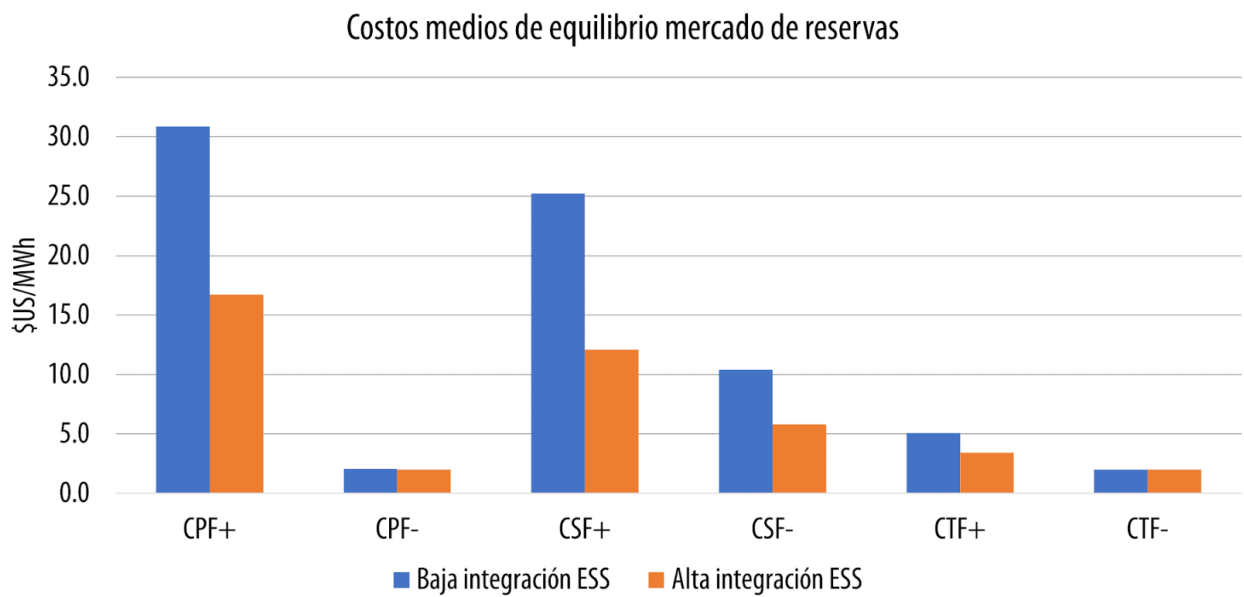


Figura 5.4.49. Comparación costos medios de equilibrio para los distintos productos del mercado de reservas.

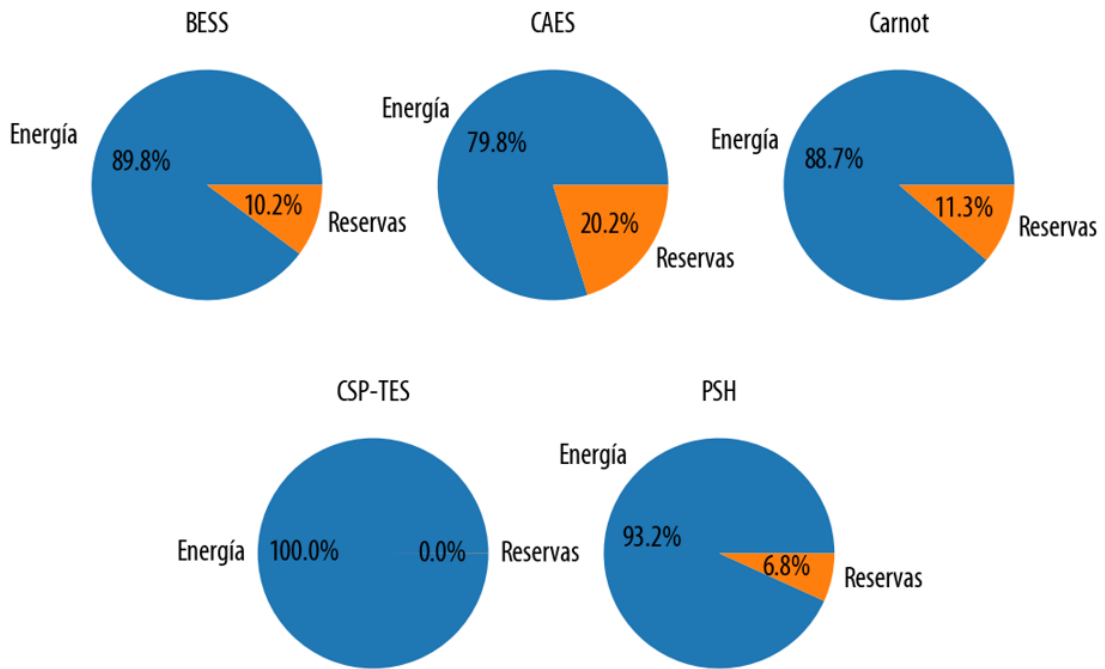


Figura 5.4.50. Distribución de márgenes operacionales ESS mercado de energía + reservas esquema pay-as-bid.

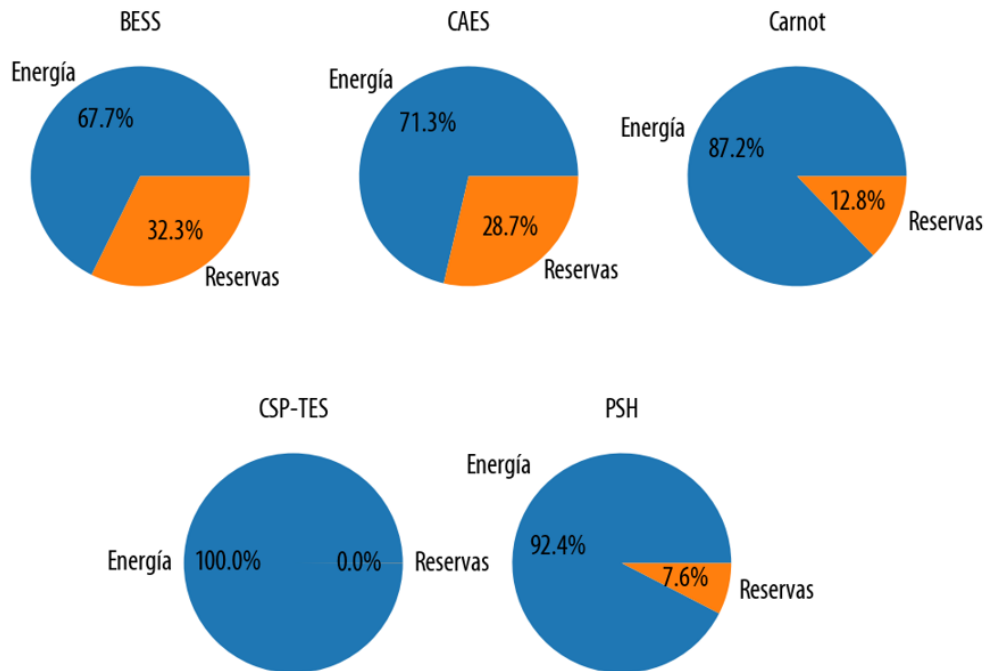


Figura 5.4.51. Distribución de márgenes operacionales ESS mercado de energía + reservas esquema pay-as-clear.

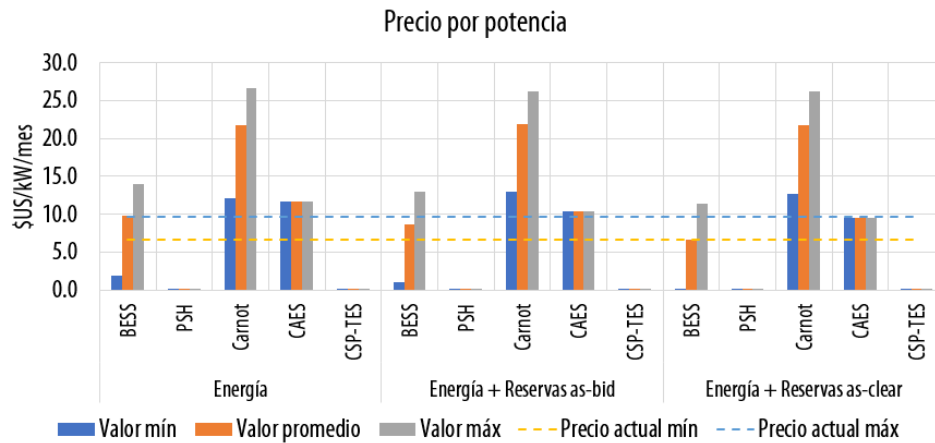


Figura 5.4.52. Precios por potencia para rentabilizar proyectos de ESS Escenario de mayor Integración ESS **costos de inversión medios**.

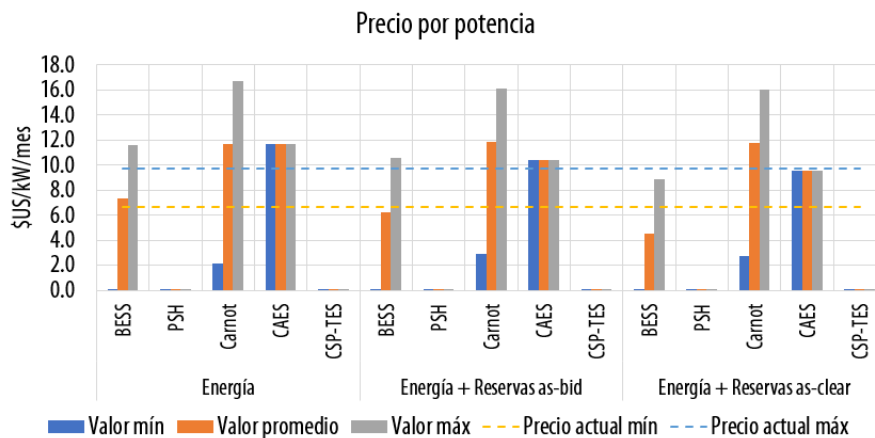


Figura 5.4.53. Precios por potencia para rentabilizar proyectos de ESS Escenario de mayor Integración ESS **costos de inversión bajos**.

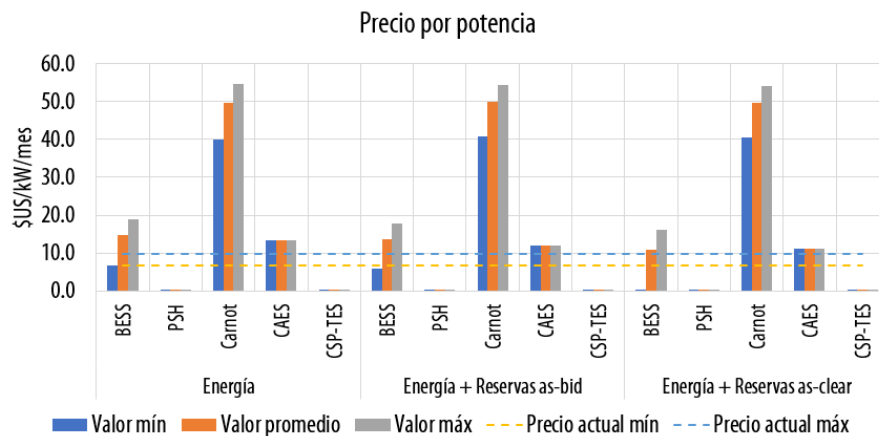


Figura 5.4.54. Precios por potencia para rentabilizar proyectos de ESS Escenario de mayor Integración ESS **costos de inversión altos**.

5.4.3. ESS Operados de Forma Descentralizada

En las Figuras 5.4.55, 5.4.56 y 5.4.57 se presentan los retornos por sobre la inversión de ESS operados de forma descentralizada, bajo distintos escenarios de costos de inversión.

Los resultados muestran tendencias similares a las ya observadas en el caso de operación centralizada con participación sólo en el mercado de energía. En particular, es posible notar que dichos proyectos logran obtener rentabilidades positivas solo en el caso con baja integración de ESS y con costos de inversión medios y bajos, mientras que en el caso con mayor integración de ESS se observan rentabilidades negativas, independiente del escenario de costos de inversión y para todas las zonas de conexión analizadas. Lo anterior se explica debido a la disminución de las diferencias presentes en precios de la energía entre distintas horas, lo que disminuye las oportunidades de realizar arbitraje.

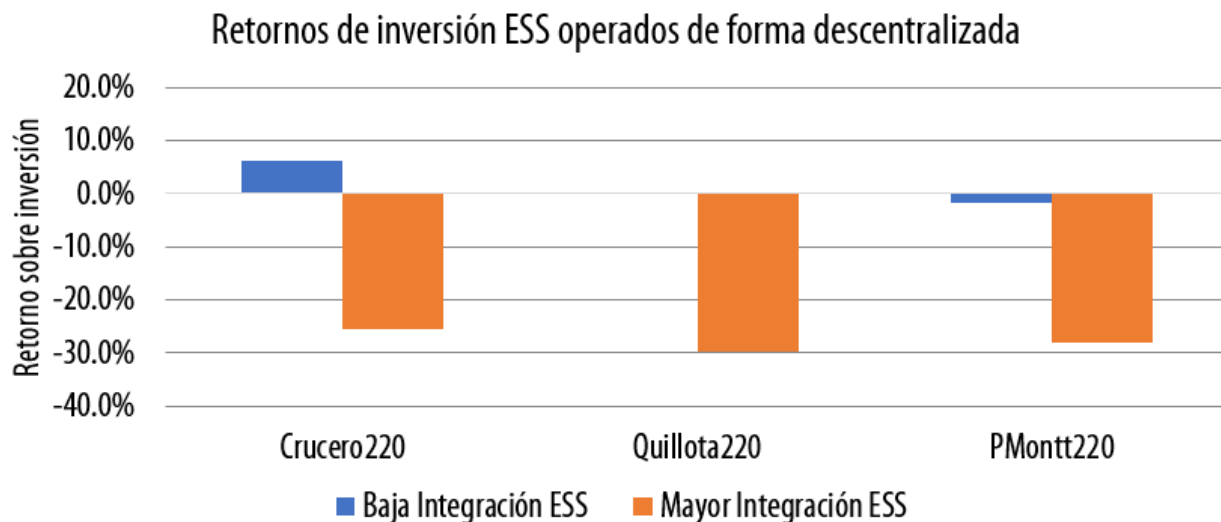


Figura 5.4.55. Retornos de inversión proyectos ESS operados de forma descentralizada escenario de **costos de inversión medios.**

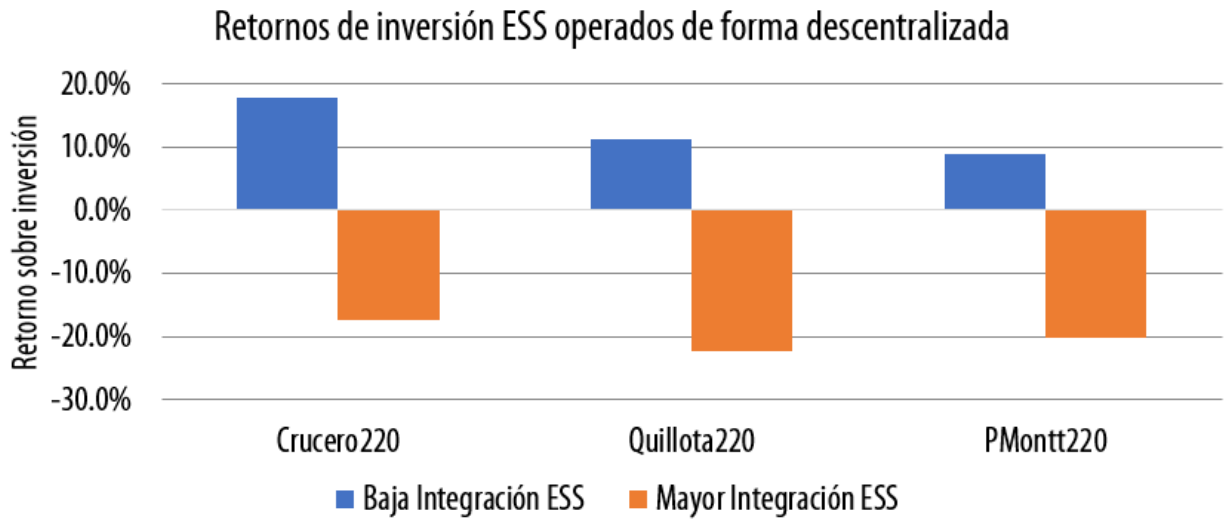


Figura 5.4.56. Retornos de inversión proyectos ESS operados de forma descentralizada escenario de **costos de inversión bajos**.

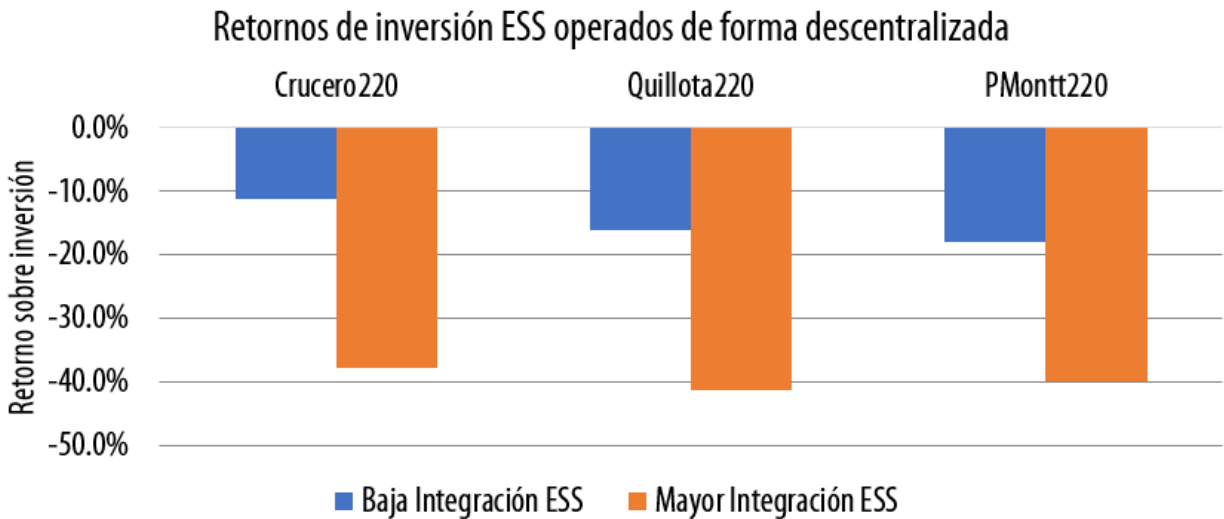


Figura 5.4.57. Retornos de inversión proyectos ESS operados de forma descentralizada escenario de **costos de inversión altos**.

5.4.4. ESS Para Recorte Punta Clientes Finales

Las Figuras 5.4.58 a 5.4.60 presentan los retornos por sobre la inversión de ESS operados para disminuir potencias de punta de clientes finales para los distintos escenarios de costos de inversión. Notar que en cada figura se incluyen las rentabilidades para el caso donde proyectos de ESS solo son utilizados para disminuir potencia de punta y el caso donde además se realiza el arbitraje en horario no punta. Además, cabe destacar que si bien se utiliza el término de rentabilidad, esto hace alusión a la posibilidad de generar ahorros por parte de los clientes producto de operar el ESS bajo los esquemas anteriormente definidos.

A partir de los resultados es posible observar que los ahorros potenciales del recorte de punta con almacenamiento son más altos en el caso de baja integración de ESS que en el caso de mayor integración de ESS. Lo anterior, se debe producto de que en el caso con mayor integración, los precios de la energía se aplanan, lo cual disminuye la posibilidad de capturar mayores ahorros producto de disminuir demanda en horarios punta y aumentar demanda en horarios no punta, ya que hay una menor exposición a precios de energía altos. Sin embargo, los ahorros no demuestran ser los suficientes en el caso de poca integración de ESS, por lo que si observamos la sensibilidad que presenta mayores costos de inversión los retornos se vuelven negativos para proyectos en las barras de referencia seleccionadas. Lo anterior deja en evidencia la incertidumbre a la que se ve sometida la decisión de inversión asociada a este tipo de proyectos, lo cual genera un elevado riesgo para un potencial inversionista.

Por otro lado, en los casos donde además del recorte de punta el operador del ESS optimiza el arbitraje de energía en horas no punta, los ahorros crecen considerablemente, tanto en el escenario de poca integración de ESS como en el escenario de alta integración de ESS. Esto refuerza que modelos de negocio de consumidores finales que solo se basan en el recorte de punta no son suficientes para asegurar la inversión en un proyecto de almacenamiento. Así, se requiere de modelos de negocios y fuentes de valor adicionales que hagan un mayor uso y aprovechamiento de la infraestructura de almacenamiento.

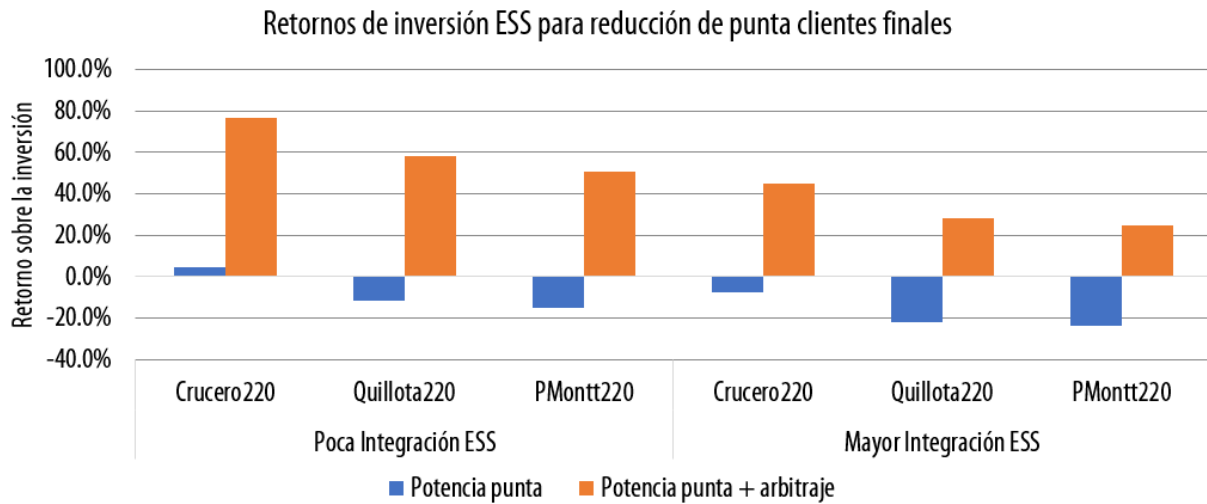


Figura 5.4.58. Retornos de inversión proyectos ESS operados por clientes finales para reducción de potencia punta con **costos de inversión medios**.

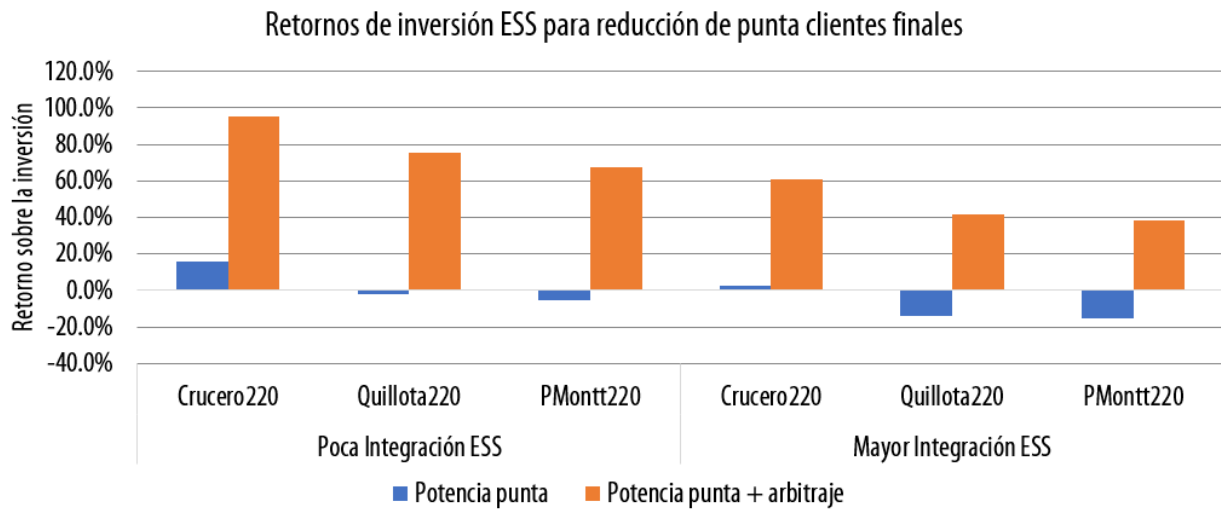


Figura 5.4.59. Retornos de inversión proyectos ESS operados por clientes finales para reducción de potencia punta con **costos de inversión bajos**.

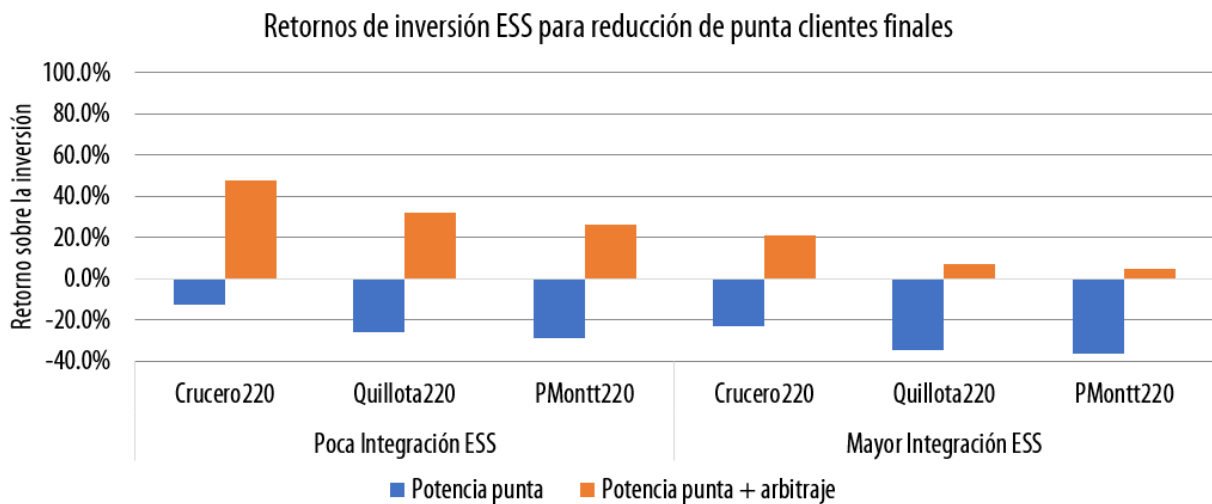


Figura 5.4.60. Retornos de inversión proyectos ESS operados por clientes finales para reducción de potencia punta con **costos de inversión altos**.

5.5. Principales Conclusiones del Análisis

A continuación, se describen las principales conclusiones del análisis realizado:

- **Bajo los supuestos definidos de participación y remuneración** de proyectos ESS en los diferentes niveles de mercado considerados en el análisis (energía, reservas y potencia), **se observa que existirían oportunidades de inversión rentables para el desarrollo de proyectos de ESS** a lo largo del sistema en todos los escenarios. No obstante lo anterior, este resultado es dependiente de los supuestos utilizados para el ejercicio numérico, los cuales están **sujetos a condiciones habilitantes que en la actualidad no existen**. Luego, **la mayor fuente de incertidumbre corresponde a las definiciones de cómo participan y cómo son remunerados los proyectos de ESS**.

En particular, entre los principales supuestos considerados se cuentan:

- **Operación centralizada y co-optimizada de sistemas de almacenamiento:** Proceso no necesariamente escalable en la operación en tiempo real por parte del CEN, el cual aún basa la operación en tiempo real en el uso de listas de mérito de costos variables de operación.
 - **Reglas de participación y remuneración de ESS en mercados de energía y reservas:** Parámetros y modelación matemática de restricciones del problema de co-optimización, así como la determinación de precios de mercado basados en las variables duales del problema y no en el uso de listas de mérito.
 - **Definiciones claras para el reconocimiento de la potencia de suficiencia que aportan proyectos de ESS.**
- En este contexto, y a la luz de los antecedentes de integración de ESS en Chile, se vuelve patente la **necesidad de dotar al CEN de herramientas de planificación y operación adecuadas**, así como la **necesidad de contar con definiciones regulatorias claras que determinen con certeza el cómo participarán y cómo serán remuneradas tecnologías de almacenamiento en los diferentes niveles de mercado**.
 - **Señales de inversión varían geográficamente**, particularmente en el caso del **mercado de energía**. Esto, producto de **diferenciales de costos marginales entre el día y la noche, y desacoples** que dan valor al arbitraje de energía.
 - **Respecto al mercado de reservas, el esquema de participación** (posibilidad de participación en cada servicio, capacidad de provisión, y reglas de participación en la forma de restricciones que ingresan al problema de co-optimización centralizado) **y remuneración** (precio uniforme o diferenciado, y correcto reconocimiento del costo de oportunidad de energía almacenada

de ESS) puede impactar de manera relevante los ingresos que perciben proyectos ESS en este mercado.

- **El mercado de potencia** resulta crucial como complemento a los mercados de energía y reservas en la solución del problema de *missing money* de proyectos.
- Aún con un importante reconocimiento del aporte a la potencia de suficiencia por parte de proyectos de ESS, el **precio que sería requerido para el pago por potencia para asegurar la rentabilidad de proyectos de ESS podría variar de manera importante** respecto de los niveles de precio actuales, por lo que no es de esperar que el pago por potencia de suficiencia solucione los problemas de rentabilidad de todos los proyectos. Por consiguiente, siempre será fundamental que los inversionistas evalúen adecuadamente la localización espacial de proyectos para maximizar su utilidad, particularmente a partir del arbitraje en el mercado de energía.
- **Una mayor integración de recursos de almacenamiento repercute en una saturación del valor que este tipo de tecnologías puede capturar por arbitraje** en el mercado de energía y provisión de reservas. En particular, en el caso del mercado de reservas, se vuelve relevante la discusión respecto a la diferenciación de requerimientos de reserva de manera geográfica en zonas, por ejemplo.
- **La rentabilidad de proyectos varía en función del escenario de costos de inversión**, no obstante, se observan oportunidades de rentabilidad bajo los 3 escenarios de costos considerados y los supuestos antes descritos.
- **Resultados muestran que existirían oportunidades de mayor rentabilidad en el caso de sistemas de almacenamiento de menor número de horas de almacenamiento**³⁵. Lo anterior sujeto directamente a supuestos de localización espacial, costos de inversión, y supuestos de reconocimiento y remuneración en el mercado de potencia, lo que da cuenta de la necesidad de una evaluación más profunda de señales de mercado para sistemas de almacenamiento de larga duración.
- **Bajo el esquema de una operación centralizada no existe diferencia entre la operación de centrales híbridas de generación renovable y capacidad de almacenamiento con la operación de centrales independientes y ESS autónomos**. Esto, en la medida que el almacenamiento instalado con energía renovable tenga la opción de cargarse desde la red. No obstante, conceptualmente la integración de recursos de generación renovable y almacenamiento supone la posibilidad del agente de optimizar la operación del sistema de

³⁵ Entre sistemas de 2, 4 y 6 horas, según los supuestos descritos en el Anexo B. Esto, a partir de los resultados obtenidos bajo los supuestos de simulación, operación y remuneración de ESS bajo el actual diseño de mercado.

almacenamiento. Por ejemplo, el agente podría optimizar el uso de su infraestructura de conexión o evitar el desprendimiento de generación renovable frente a limitaciones o fallas en la red de transmisión al cargarse también directamente desde su fuente de generación renovable asociada.

- **Existen una serie de atributos tecnológicos** (e.g., inercia) **que pueden proveer tecnologías de almacenamiento que no necesariamente son reconocidos ni remunerados por el diseño de mercado actual**, los cuales podrían ser definidos como servicios requeridos por el sistema y que podrían proveer ESS de manera competitiva, aportando al *revenue stack* de proyectos que capturan dicho valor.
- Aún cuando una **operación descentralizada puede aumentar las utilidades por arbitraje de energía de proyectos de ESS**, al maximizar el agente su arbitraje de energía sin necesariamente alinearse con la operación más eficiente del sistema, la regulación actual no permite la participación de este tipo de agentes que operan bajo autodespacho dentro del mercado de reservas o de potencia, por lo que el riesgo de este tipo de inversiones queda centrado en el mercado de energía y la capacidad de arbitraje que tenga el proyecto.
- Adicionalmente, cabe destacar que simulaciones de operación descentralizada consideran información perfecta respecto a costos marginales horarios, por lo que **proyectos ESS dedicados al arbitraje descentralizado requerirán de herramientas de pronósticos y manejo de información sofisticados que permitan replicar estos resultados**.
- Si bien las simulaciones consideran la exposición a costos marginales de clientes finales, la **contratación o mecanismos de precios estabilizados** como medida de resguardo frente a incertidumbre y variaciones de corto plazo del mercado mayorista **no necesariamente entregan las señales económicas** (en términos de localización o de condiciones operacionales de corto plazo del sistema) **suficientes como para rentabilizar el desarrollo de proyectos de ESS**.
- **Existen una serie de supuestos y fuentes de incertidumbre de carácter local o sistémicas** (congestiones, condiciones de inflexibilidad de gas, demanda, hidrología, evolución de precios de combustible, evolución de costos de inversión, etc.) **que podrían afectar la evaluación económica de proyectos, independientemente de la tecnología bajo análisis**.
- **Decisión de inversión no solo depende del conjunto de supuestos a considerar en simulaciones, sino que también de factores financieros de evaluación económica** (e.g., tasas de interés consideradas), **perfiles de riesgo y niveles de rentabilidad esperados** de inversionistas.

6. Propuestas Conceptuales de Cambio Regulatorio

En esta sección se describen propuestas conceptuales para el fomento a sistemas de almacenamiento en Chile. Lo anterior, tomando en consideración el **resultado del análisis de las brechas** detectadas en las secciones anteriores mediante el análisis de la regulación, herramientas y procedimientos para la planificación y operación, simulaciones **y el insumo de actores** relevantes de la industria.

El **diagnóstico** es claro y tiene un elemento central: En la actualidad **existe incertidumbre** adicional para los sistemas de almacenamiento, más allá de la esperada para el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica en el segmento de generación, pues **no es posible determinar con certeza cómo serán operados ni cómo serán remunerados en la práctica** en los distintos mercados y segmentos donde podrían participar, lo cual **dificulta la posibilidad de conseguir financiamiento** para este tipo de proyectos. Lo anterior es un diagnóstico compartido también por los actores relevantes de la industria contactados.

De manera general, en el caso de sistemas de almacenamiento, los aspectos definidos en los diversos cuerpos regulatorios impactan la certeza para estimar tanto formas de operación como los mecanismos de remuneración para los distintos segmentos de los mercados mayoristas. En particular, existen diversos elementos que contribuyen a aumentar la incertidumbre que potenciales agentes con tecnologías de almacenamiento tienen que enfrentar tanto en el mercado de energía como en el de servicios complementarios y potencia. Dicha **incertidumbre es el resultado tanto de aspectos que sí están definidos en los cuerpos regulatorios pero que dan lugar a la necesidad de definición de procesos de difícil ejecución, como también por la falta de definición en detalles centrales en todos estos mercados**. Lo anterior se configura como una barrera central para incentivar inversiones en este tipo de tecnologías.

De esta manera, abordar estas brechas respecto a cómo serán operados y remunerados ESS **requiere en primer lugar condiciones habilitantes respecto a la operación del SEN que permita efectivamente operar sistemas ESS**. Dichas condiciones **dependen de modelos de operación y planificación** utilizados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Mientras que aspectos de remuneración requieren la **definición de elementos y modificaciones a los mercados** de energía, SSCC y potencia.

Materializar estos cambios en algunos casos no requiere necesariamente cambios regulatorios, como por ejemplo todo lo relacionado con herramientas de operación y planificación del CEN, en lo cual se requiere de un enfoque particular en su implementación y ejecución, tema que actualmente es abordado por el CEN. En contraste, las definiciones y cambios **más profundos** en los diferentes niveles de mercado sí **requerirán** modificaciones regulatorias de diversa naturaleza, a nivel legal, de reglamentos y normas técnicas. **En particular, y según** se describe en capítulos anteriores, un cuerpo normativo central que requerirá modificaciones es el Reglamento de Coordinación y Operación, lo que requerirá también ajustes en las Normas Técnicas asociadas, el cual plantea aún una serie de interrogantes respecto a cómo se operarán y remunerarán en la práctica ESS. De la misma forma, aún cuando a partir de **cambios propuestos a nivel de la LGSE y cuerpos reglamentarios de servicios complementarios y transferencias de potencia** se reconoce la participación de ESS en estos niveles de mercado, aún existen una serie de detalles que no se encuentran definidos. Esto resulta en una

mayor incertidumbre respecto de ingresos futuros de proyectos de ESS, lo que desincentiva a potenciales desarrolladores. En particular, se destaca el caso del **Reglamento en Tramitación de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, el cual es de esperar que entregue particular énfasis en períodos transitorios que reduzcan la incertidumbre de potenciales nuevos entrantes.**

La profundidad de los cambios regulatorios necesarios irá de la mano con la profundidad del nivel de cambios que se deseen implementar. Por ejemplo, como se ha presentado en otros estudios, una transición hacia un mercado basado en ofertas, que aborda diversas brechas para tecnologías como almacenamiento es un cambio de relevancia que puede llevar varios años en ser implementado a cabalidad. Desde esta perspectiva es importante definir **procesos de cambios por etapas, que permitan ir generando las condiciones de abordar las brechas secuencialmente**, de tal forma de no tener que esperar demasiados años para materializar paulatinamente el impacto de dichos cambios. A continuación, se describirán conceptualmente las principales dimensiones y propuestas de cambios que permitirán abordar las brechas detectadas.

No obstante lo anterior, y que se reafirma el punto que es un camino que se debe empezar a ejecutar a la brevedad, es necesario complementar estas medidas de cambios en herramientas de operación, planificación y diseño de mercado, que involucran modificaciones regulatorias que tomarán tiempo en su ejecución, con **medidas de corto plazo** que den un **impulso inicial a la inversión en tecnologías ESS**. Contar con este impulso inicial también incentivará a que las medidas asociadas a herramientas de operación y planificación puedan ejecutarse también a la brevedad, dado que dichas tecnologías serán parte del SEN. **Este equipo consultor propone, como medida de corto plazo, evaluar esquemas de licitaciones por tecnologías ESS**, tomando en consideración que estas son **habilitantes** para la integración de tecnologías de reemplazo a centrales sincrónicas que están en proceso de retiro.

6.1. Herramientas de Operación y Planificación

Respecto a herramientas de operación y planificación que **habiliten las condiciones** para la operación de ESS, **este equipo consultor propone, para el corto y mediano plazo**, las siguientes recomendaciones, tomando como base elementos de propuestas que ya se han levantado en diversos estudios previos realizados por este equipo consultor³⁶, cambios que requerirán modificaciones particularmente del Reglamento de Coordinación y Operación, lo que requerirá también ajustes en las Normas Técnicas asociadas:

- **Implementación de modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas.** Eliminando de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques, permitiendo una operación más eficiente y señales adecuadas para capturar necesidades, costos y beneficios asociados a flexibilidad, manejo de incertidumbre y nuevas tecnologías³⁷. Estos modelos de despacho en tiempo real idealmente deben optimizar tomando ventanas temporales futuras, de tal manera de capturar elementos intertemporales que son críticos para internalizar en precios atributos de flexibilidad que permiten que ESS puedan recibir el valor por su aporte en esta dimensión.

La implementación de modelos en la operación en tiempo real requiere ponderar aspectos de implementación, información, ejecución, etc. Por lo que la determinación de las características de dicho modelo corresponde a un elemento que debiera evaluar el CEN en base a los recursos participantes en el mercado, sus capacidades y recursos técnicos disponibles en la ejecución y experiencia en la programación y operación del SEN.

- **Explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.** Un elemento crítico para que las señales económicas reflejen de manera efectiva el impacto de restricciones físicas de la operación del sistema (e.g., modelos de pre-despacho con restricciones de rampa), lo que adicionalmente permitiría internalizar dentro de otros elementos los costos de oportunidad de sistemas de almacenamiento.
- **Aumento de la granularidad temporal en modelos planificación y operación, y los diferentes niveles de mercados eléctricos.** Lo que permitirá capturar efectos de variabilidad

³⁶ Ver: “Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme”, World Bank, 2021, y “Diseño para el Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en la Transición hacia Esquemas de Ofertas Incorporando Señales de Flexibilidad y Nuevos Agentes Participantes”, CNE, 2021. [Disponible en línea.](#)

³⁷ En [20], Cebulla y Fichter muestran una comparación entre la asignación mediante listas de mérito respecto a un modelo MILP (Mixed Integer Linear Programming) de pre-despacho. A partir de esta se observa que el resultado de la lista de mérito sobre estima la flexibilidad de las unidades térmicas, en contraste a la asignación del modelo MILP, donde se observa un despacho más realista para las unidades térmicas y un mayor uso de sistemas de almacenamiento, debido a la consideración de restricciones técnicas e inter horarias. Más aún, en [21], Junge, Mallapragada, y Schmalensee, concluyen la imposibilidad de alcanzar reglas sencillas de listas de mérito para la operación de sistemas de almacenamiento en un contexto de importante integración de generación renovable variable. Para mayor detalle ver: “Diseño para el Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en la Transición hacia Esquemas de Ofertas Incorporando Señales de Flexibilidad y Nuevos Agentes Participantes”, CNE, 2021. [Disponible en línea.](#)

e incertidumbre en el cortísimo plazo que la experiencia muestra son y serán cada vez más relevantes, permitiendo la valorización de recursos como ESS que entreguen flexibilidad y una operación más eficiente del sistema y sus recursos disponibles³⁸. En este contexto, es importante destacar que el aumento de la granularidad temporal en todos los aspectos mencionados requiere ponderar aspectos de implementación, información, ejecución, etc., por lo que es un tema que requiere su evaluación continua, de parte del CEN, en base a los recursos participantes en el mercado, sus capacidades y recursos técnicos disponibles en la ejecución y experiencia en la programación y operación del SEN. Esto abarca desde la granularidad temporal de modelos de planificación y operación, desde el uso de bloques a representaciones horarias o incluso 15-minutales (aspecto en el cual el borrador de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, Capítulo de Programación de la Operación avanza en la línea correcta); los periodos de despeje financiero del mercado (i.e., resolución de costos marginales de despeje); el período de adelanto desde la última etapa de despeje del mercado (e.g., desde etapa del día anterior, intradiaria o en tiempo real) a la operación en tiempo real del sistema; y la granularidad con que se definen productos de mercado (e.g., servicios complementarios cuya oferta se define por bloques).

En un sistema con baja penetración de energías renovables variables, los modelos de operación podrían contar con resoluciones de 30 minutos o 1 hora, y aún ser adecuados para acomodar la asignación de re-despachos y la activación de reservas. En este contexto, el recurso de **controlabilidad y flexibilidad no resulta ser escaso**, por lo que el valor adicional de una alta granularidad temporal resulta limitado [22] y debería contrastarse con los costos asociados a su implementación en cuanto requerimientos computacionales, de modelos y manejo de información por los agentes. Sin embargo, la experiencia dentro de un **contexto de alta penetración de energías renovables variables** como todos los estudios prospectivos del sistema chileno reflejan, muestra **efectos de variabilidad e incertidumbre** en distintas escalas de tiempo, incluso menores a 1 hora, con **impactos en la operación segura y eficiente** de los sistemas eléctricos. De alguna forma, los resultados cuantitativos presentados en este reporte toman como supuesto una operación centralizada de ESS y herramientas de despacho y generación de costos marginales que tienen algunos de estos atributos. El desafío es que la operación en tiempo real pueda contar también con estos elementos.

Luego, una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico en sistemas con alta penetración de energías renovables variable **requiere adaptar las escalas de tiempo consideradas en su programación y operación**. Tal como se mencionó, esto se debe a que aparecen efectos relevantes de variabilidad e incertidumbre en escalas de tiempo menores a 1 hora. Adicionalmente, mientras más recursos no controlables existan en el sistema, los recursos controlables que pueden proveer flexibilidad tales como ESS se tornan más valiosos, **con lo que la valorización de dichos recursos se simplifica** al adaptar las escalas de tiempo.

³⁸ Para mayor detalle, ver : IRENA (2019), Innovation landscape brief: Increasing time granularity in electricity markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [Disponible en línea](#).

En base a lo anterior, cobra relevancia la implementación de modelos de operación en tiempo real, basados en co-optimización de energía y reservas, con alta granularidad temporal, eliminando de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques que no permiten capturar de manera efectiva las necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad. De esta forma, modelos de operación donde costos marginales son el resultado de dichos **modelos incluso podrían permitir precios negativos** que generen **grandes incentivos** a la operación de ESS o la respuesta de demanda. En este contexto, resulta **relevante que el marco regulatorio no especifique** elementos como el uso de listas de mérito o heurísticas para el cálculo de costos marginales que son **aproximaciones no adecuadas en un contexto** en que se integran cada vez mayores fuentes de generación ERV.

Es por lo anterior relevante, tal como se presentó en el análisis del reglamento de Coordinación y Operación, para el desarrollo del marco regulatorio que no se especifiquen elementos como el uso de listas de mérito u heurísticas para el cálculo del costo marginal (e.g., unidad más cara operando dentro de sus límites) que son aproximaciones no adecuadas en un contexto de alta penetración de energías renovables, variabilidad, incertidumbre y nuevas tecnologías como ESS, y que en última instancia responden a limitaciones prácticas con las que históricamente se ha contado en la operación en tiempo real del sistema.

El uso de aproximaciones simples en los modelos de operación, como listas de mérito y despachos sin consideración de fenómenos intertemporales, puede tener **impactos cada vez más relevantes** en la operación eficiente del sistema frente a la integración de mayores volúmenes de energías renovables variables y nuevas tecnologías que entregan flexibilidad al sistema. La resolución del problema mediante una lista de mérito aplicada hora a hora **no permite internalizar elementos intertemporales** que pueden impactar las decisiones para una operación eficiente, resultando en despachos que limitan la operación eficiente en horas posteriores. Así, incluso con tecnologías convencionales, se observa que las listas de mérito pueden presentar ineficiencias importantes, lo cual se exagera en sistemas con mayores requerimientos de flexibilidad. Particularmente cuando se consideran **nuevas tecnologías, como el almacenamiento, que precisamente pueden capturar estas diferencias en precios que internalizan estos elementos.**

Por otro lado, cabe destacar la necesidad de una revisión y actualización de los modelos para la **coordinación hidrotérmica y determinación del valor centralizado del agua**, procesos que actualmente se encuentran en desarrollo, así como la implementación de plataformas de Tecnologías de la Información a disponibilidad de los actores del sector. En primer lugar, modelos como aquel de Coordinación Hidrotérmica debiesen tener la **capacidad de incorporar nuevas tecnologías como ESS**. Adicionalmente, entre otros aspectos a mejorar se cuentan: (i) la modelación de incertidumbre hidrológica y control de riesgos asociados; (ii) la calibración de la representación de la dinámica operacional del sistema en base a simulaciones; y (iii) la representación de convenios de riego.

6.2. Mercado Mayorista

Respecto a modificaciones al mercado mayorista que fomenten la participación de ESS, el objetivo debiese ser, **a criterio de este equipo consultor**, una **transición hacia un mercado consistente de energía, SSCC y potencia basados en ofertas**. En el caso de los mercados de energía y SSCC mediante ofertas en subastas de corto plazo, y para el caso del mercado de potencia, licitaciones por capacidad de mediano y largo plazo. No obstante, es reconocido según estudios previos³⁹ que una **transición** hacia un mercado de ofertas **puede tomar varios años**, dado en primer lugar los cambios regulatorios necesarios, como los tiempos adecuados para su implementación, períodos de prueba y transición. Es por eso que en **propuestas para una transición se describen etapas**; donde la primera etapa es mejorar un mercado basado en costos incorporando elementos de vinculación con etapas del día anterior e intradiarias, co-optimización y precios uniformes de energía y reservas, entre otras medidas que se describirán. De igual manera, modificar el actual esquema de SSCC que no genera incentivos adecuados para la integración de nuevas tecnologías.

6.2.1. Propuestas de Largo Plazo

En el largo plazo, en particular, **este equipo consultor propone las siguientes modificaciones**, las que por su naturaleza requerirían de cambios a nivel legal, reglamentarios y normativos, según el nivel de mercado correspondiente:

- **Implementar un esquema de mercado multi-etapas de naturaleza vinculante.** De forma tal que las desviaciones respecto de una etapa previa de programación puedan ser resueltas en etapas posteriores de mercado. Este elemento, presente en la mayoría de los sistemas internacionales, requiere considerar que es crítico que los agentes tengan opciones para gestionar su riesgo. Por lo tanto la vinculación, para que sea efectiva en el contexto chileno de un mercado basado en costos, requiere también la modificación de otros aspectos de tal forma de entregar **grados de libertad a los agentes** (e.g., actualización de pronósticos, etapas de participación, etc.)⁴⁰. Etapas vinculantes **reducen el riesgo** a proyectos ESS, pues estos pueden tener certeza de cómo podrían operar, mientras que los cambios en la operación en tiempo real solamente se harían cargo de las desviaciones respecto de esta línea base.

Por otro lado, cabe mencionar que la determinación del número de etapas de liquidación, día anterior, etapas intradiarias y tiempo real, así como las características de los modelos de optimización utilizados en estas requiere ponderar aspectos de implementación, información, ejecución de modelos, etc. De esta manera, restricciones como las mencionadas podrían resultar en la pertinencia de una modelación y detalle de información

³⁹ Ver: “Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme”, World Bank, 2021. y “Diseño para el Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en la Transición hacia Esquemas de Ofertas Incorporando Señales de Flexibilidad y Nuevos Agentes Participantes”, CNE, 2021.

⁴⁰ Cabe destacar que un esquema vinculante requiere entregar opciones para que sean los propios agentes quienes gestionen su riesgo. Luego, un mercado basado en costos no está naturalmente adaptado, y es necesario incluir elementos como etapas de participación. En este sentido, la implementación de tal tipo de esquema tiene que ir de la mano con un monitoreo del mercado para asegurar que dichos grados de libertad mejoren la eficiencia del sistema, sin abrir espacio al comportamiento estratégico de los participantes.

diferente entre etapas. Por ejemplo, en la etapa del día anterior, para la cual se cuenta con mayor tiempo de antelación para su resolución, los modelos y el detalle de la información pueden ser más sofisticados; mientras que para etapas intradiarias o en etapa en tiempo real, en las cuales los tiempos de antelación son menores, naturalmente se puede contar con una modelación más sencilla (e.g., a expensas del horizonte de optimización del modelo y la incorporación de variables y restricciones de comisionamiento de unidades, y menores detalles de información). Con todo lo anterior, su determinación corresponde a un elemento que debiera evaluar el CEN en base a los recursos participantes en el mercado, sus capacidades y recursos técnicos disponibles en la ejecución y experiencia en la programación y operación del SEN. No obstante, cabe destacar que un mayor número de etapas de liquidación previas y más próximas a la operación en tiempo real del sistema supone un mayor número de oportunidades de ajuste de pronósticos a los agentes del sistema⁴¹.

- **Integrar en todos los niveles del mercado a cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes.** En lo posible se deben eliminar barreras de entrada para la participación de nuevas tecnologías tales como **almacenamiento, generación distribuida y respuesta de demanda en todas las instancias de mercado disponibles**. Nuevamente la factibilidad de esto va asociada a cambios en la información considerada para la toma de decisiones, y en este caso una transición hacia un mercado de ofertas reduciría estas barreras. En particular, un sistema basado en **costos auditados dificulta la integración** de nuevas tecnologías debido a la necesidad de generar reglas adicionales para estimar posibles *costos* que pudiesen ser auditados. Algo complejo en tecnologías como respuesta de demanda o almacenamiento, donde por una lado los costos tienen elementos de **costos de oportunidad**, y por otro la operación involucra una gestión de riesgos por parte de los agentes. No obstante en una primera etapa, y todavía bajo un esquema de costos auditados, utilizar una **perspectiva de sistemas de energía con atributos** y que cualquier sistema de energía con dichos atributos tenga las mismas posibilidades de participar. Por ejemplo, otorgar la posibilidad a centrales renovables híbridas con capacidad de almacenamiento de energía de hacer retiros de la red, tal como lo podría hacer un sistema de almacenamiento autónomo o puro. Esto implica, a nivel reglamentario y normativo, específicamente en reglamentos de Coordinación y Operación, y de Potencia, el homologar el lenguaje al tratarse de centrales con capacidad de almacenamiento de energía en términos generales.
- **Transición programada hacia un mercado basado en ofertas tanto para energía como servicios complementarios.** El principio a cumplir debe ser dejar bajo la auditabilidad del CEN elementos que puedan ser auditados de manera efectiva (e.g., parámetros del sistema de transmisión, red hídrica). Mercados basados en ofertas **facilitan la aplicación del principio de neutralidad tecnológica** de atributos, la gestión de riesgo y la participación de tecnologías,

⁴¹ Para mayores detalles, ver “Diseño para el Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en la Transición hacia Esquemas de Ofertas Incorporando Señales de Flexibilidad y Nuevos Agentes Participantes”, CNE, 2021. [Disponible en línea](#)

limitando la necesidad de manejo de información para una operación altamente centralizada. De igual manera, **analizar la posibilidad en períodos transitorios** que agentes de mayor tamaño puedan **optar por una operación centralizada en términos de inyecciones y retiros** por el CEN; o en el caso de ESS de menor capacidad, habilitar **esquemas de autodespacho** de inyección y retiro, por ejemplo dentro del esquema de operación de medios de generación de menor escala en sistemas de distribución. En este contexto, puede resultar relevante contar como referencia con el criterio o umbral que determine el CEN de acuerdo al Artículo 37 del Reglamento de Coordinación y Operación, respecto a aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico (y por tanto requiere del cálculo de su costo de oportunidad por parte del CEN). Luego, por sobre este umbral podría optarse por una operación completamente centralizada, mientras que bajo este umbral se podría optar por un esquema de autodespacho.

- **Transición hacia un diseño basado en co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.** Resolver las inconsistencias actuales entre el mercado de energía y el mercado de SSCC, donde el primero se basa en costos auditados y precio uniforme, y el segundo se basa en ofertas y precio diferenciado más compensaciones fuera del mercado que compensan costos de oportunidad y otros elementos. Este diseño genera mejores **incentivos** para la integración de nuevas tecnologías, **al internalizar en precios** el impacto de **fenómenos intertemporales y costos de oportunidad.**
- **Avanzar en la implementación de un mecanismo de suficiencia basado en un mercado de capacidad centralizado,** donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de **potencia, energía y atributos de flexibilidad**, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados. Esto podría resultar en condiciones favorables para tecnologías de almacenamiento o híbridas que puedan entregar flexibilidad al sistema. Mediante un mecanismo de mercado de capacidad, el precio asociado a la capacidad emerge de la interacción de los distintos agentes, y no es fijado de manera administrativa, lo cual es altamente complejo en un escenario de múltiples tecnologías que pueden entregar dichos atributos de confiabilidad.

6.2.2. Propuestas de Corto Plazo

En el corto plazo, en particular, **este equipo consultor propone las siguientes modificaciones**, las que por su naturaleza requerirían de cambios a nivel de reglamentos y normas técnicas asociadas, además de medidas que podrían ser implementadas por el CEN en el cortísimo plazo. Esto, según el nivel de mercado correspondiente:

- **Respecto al mercado de energía en el corto plazo,** aún cuando el **contexto reglamentario da lineamientos respecto de cómo serán operados ESS**, lo dispuesto en el reglamento y

normativa de Coordinación y Operación supone **serias interrogantes** respecto a la **aplicabilidad práctica** de los procesos establecidos y la **escalabilidad** de estos en la medida de que exista una cada vez mayor integración de recursos de almacenamiento, generando **incertidumbre** en el programa de **retiros** de ESS y **reduciendo la posibilidad de gestión de riesgos** de cada agente. Por otro lado, la determinación de costos variables de ESS para su incorporación dentro de listados de colocación o listas de mérito, las que como se ha planteado en el informe, no aseguran la operación eficiente del sistema. En este contexto, la definición de costos variables para ESS, en función de costos de retiro y cálculos de costos de oportunidad respecto a los cuales aún no se cuenta con total claridad⁴², supone una fuente de **incertidumbre adicional** respecto del programa de **inyecciones** de ESS y la correcta valorización de sus costos de oportunidad, en consideración de los atributos de flexibilidad que estos pueden otorgar al sistema.

En este contexto, patrones de carga/descarga que no se ajustan a programas iniciales de retiro/inyecciones propuestos por ESS, ni tampoco a una operación completamente centralizada, a lo cual se agrega el uso de listas de mérito para su operación, no aseguran la maximización del arbitraje de energía de ESS, así como tampoco la operación eficiente para el sistema de ESS. Adicionalmente, lo anterior plantea interrogantes respecto de cómo serán internalizados en dicho proceso los estados de carga de ESS, particularmente en el caso de ESS independientes. Al coartar la posibilidad de los agentes de realizar una operación descentralizada y con ello la gestión propia de su riesgo, así como tampoco permitir una operación totalmente centralizada, el contexto regulatorio actual resulta en un esquema que no asegura la operación eficiente del sistema, ni tampoco de ESS, planteando incertidumbres respecto de las expectativas de cómo serán operados ESS en la práctica. Así, bajo las reglas definidas, se dificulta la forma de estimar, proyectar o simular de forma certera la operación del ESS. Así, es esta falta de certeza, respecto de cómo serán en la práctica despachados retiros e inyecciones de ESS y cómo éstos afectarán los costos marginales locales a los que se ven expuestos, lo que dificulta la evaluación económica de este tipo de proyectos.

De esta manera, **bajo el contexto actual**, se sugiere **definir y transparentar los criterios o umbrales** sobre los cuales será requerida la determinación del costo de oportunidad de ESS. Esto, según se menciona en el Artículo 37 del Reglamento de Coordinación y Operación, respecto a instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico. Adicionalmente, se sugiere definir prontamente el **procedimiento a utilizar para el cálculo de costos de oportunidad** de ESS.

Es de esperar que **costos de oportunidad debieran internalizar correctamente el aporte a la flexibilidad y operación eficiente del sistema** que son capaces de aportar ESS, lo cual sería posible si el cálculo de estos costos de oportunidad se basa en los resultados de modelos, a

⁴² Esto en el caso de grandes ESS, mientras que en el caso de pequeños ESS en los cuales el CEN no requiere calcular sus costos de oportunidad, sus costos variables con los cuales debieran ser despachados resultan aún más inciertos, al depender exclusivamente de los costos marginales en tiempo real a los cuales se exponen durante sus períodos de carga, y al no internalizar en estos costos de oportunidad y aportes a la flexibilidad del sistema que estos también generan.

diferencia de reglas como las ya definidas consideradas en el cálculo de costos de oportunidad para la provisión de SSCC, los cuales podrían encontrarse por debajo de los costos marginales de inyección del ESS en el mercado de energía.

Adicionalmente, se sugiere continuar con la promoción de la educación de los agentes del sistema respecto de las nuevas reglas del mercado en torno a la operación y remuneración de ESS, lo que podría considerar, por ejemplo, jornadas expositivas por parte del CEN en las cuales se den ejemplos concretos de cómo operará en la práctica el esquema propuesto en el contexto reglamentario vigente.

- **Respecto al mercado de SSCC en el corto plazo**, continuar la promoción de la educación de los agentes del sistema respecto de las reglas del mercado, lo que considera dentro de otros elementos el transparentar el modelo de co-optimización de energía y reservas centralizado utilizado para la resolución de subastas, lo que resulta particularmente incierto para ESS. A diferencia de otras tecnologías de generación o grandes sistemas de almacenamiento de energía en base a embalses, la provisión de reservas y particularmente la activación de estas afecta directamente el estado de carga de ESS, y con ello la capacidad de carga/descarga y provisión de reservas en horas siguientes, por lo que contar con el detalle del modelo de co-optimización bajo el cual se adjudican subastas podría entregar certeza a los agentes respecto a los riesgos que supondría la habilitación de ESS para la provisión de SSCC. En este contexto, se requiere un énfasis primordialmente en aspectos de ejecución, que definan de forma clara y transparente elementos como formato de ofertas para ESS, factores de desempeño y otros elementos necesarios para estimar ingresos por participación de ESS en el mercado de SSCC.

Adicionalmente, tomando en consideración el diseño actual del mercado de SSCC, clarificar si la **aplicación de reglas generales de remuneración** por componentes tanto de capacidad, activación y, **fundamentalmente, costos de oportunidad**, son extensibles a ESS o si, en función de sus particularidades, se definirán diferencias o salvedades para este tipo de tecnologías.

De igual manera, definir productos y requerimientos que habiliten licitaciones de contratos de mayor plazo lo que podría ser una señal de mayor largo plazo y reducir incertidumbre en inversiones. En esta línea, se sugiere evaluar la necesidad y requerimiento de rampas como servicio dentro del mercado de SSCC, así como los requerimientos por control rápido de frecuencia como complemento al control primario.

Adicionalmente, realizar el estudio correspondiente para la determinación de los costos de desgaste de tecnologías en consideración de la realidad nacional, lo que podría incentivar la participación de agentes en el mercado de SSCC en la medida que al menos sus costos de desgaste, única componente ofertada en la actualidad, no resulten limitados de forma arbitraria.

- **Respecto al mercado de potencia en el corto plazo**, es crítico reducir la incertidumbre respecto al Reglamento actualmente en tramitación.

Al respecto, se sugiere que una nueva propuesta de reglamento de potencia cuente con un **énfasis particular en los períodos y disposiciones transitorias**, con el fin de entregar certidumbre a los participantes, particularmente en el caso de potenciales nuevos entrantes e inversiones recientes. En el contexto de un cambio en el diseño de mercado hacia uno basado en licitaciones por potencia, esquemas transitorios posibles podrían considerar cargos a clientes finales como un promedio ponderado entre pagos administrativos por potencia correspondientes al diseño de mercado vigente y los resultados de futuras licitaciones por potencia, hasta llegar al punto en que se eliminan los pagos administrativos por potencia.

En particular, con el fin de incentivar el desarrollo de ESS y reducir parte de la incertidumbre que enfrentan potenciales nuevos actores, **extender períodos transitorios** de forma tal que estos resulten en un incentivo para nuevas inversiones y **extender la aplicación de las disposiciones transitorias** respecto a ESS, por ejemplo en lo referente al porcentaje de reconocimiento de potencia inicial de capacidad de almacenamiento, **a unidades de almacenamiento autónomas** o puros, y no solo a la componente de almacenamiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento o híbridas.

6.3. Esquemas Híbridos de Mercado Basados en Licitaciones

Con excepción de las medidas de corto plazo, la gran mayoría de las medidas y **propuestas de largo plazo** antes mencionadas **requerirán años en ser ejecutadas**. Por lo tanto, no necesariamente serán solución al problema de incentivos en el corto plazo. Las **medidas de corto plazo** ciertamente tienen como fin reducir la incertidumbre pero de todas maneras **podrían no ser suficientes** para generar los incentivos para el nivel de inversiones que se requieren en ESS en cantidad y plazos. Es por lo tanto relevante considerar otras **propuestas que permitan generar el incentivo a nuevas inversiones y** además servir de incentivo a que los **cambios regulatorios y en herramientas** necesarios para ESS se vayan materializando **de forma paulatina**. En este contexto, un **impulso inicial** en el **cortísimo plazo** puede ayudar a **agregar urgencia, gatillar y acelerar los cambios** de corto, mediano y largo plazo **requeridos**.

En esa dimensión, **este equipo consultor propone** el uso de herramientas de **licitación que consideren atributos propios de sistemas de almacenamiento de energía**, entendiendo que **dichos atributos son habilitantes para la transición energética**, tal y como ha sido demostrado en los diferentes estudios que han sido realizados en esta materia en el último tiempo. En este contexto, y con el propósito de preservar la neutralidad tecnológica de la herramienta, es importante identificar correctamente los atributos particulares requeridos a licitar, y que resulten en la promoción de ESS (e.g., en términos de la capacidad de almacenamiento, retiros desde e inyección hacia la red, etc.). En este contexto, antes de realizar cualquier proceso de licitación, es **relevante realizar estudios técnico-económicos que permitan cuantificar el beneficio** no tan solo para la operación eficiente y segura del sistema eléctrico, sino que aún más importante es el impacto que podrían tener para los consumidores licitaciones específicas por este tipo de atributos, particularmente **en términos de la tarifa de suministro y cargos que enfrentan consumidores finales de energía**. No obstante, el equipo consultor cree relevante hacer notar el punto de que es necesario **evaluar si todos estos costos asociados, por ejemplo a tecnologías de flexibilidad, como en parte es uno de los atributos del almacenamiento, deben asignarse a los retiros** o, tal como en otros sistemas que en alguna proporción, que parte de los costos se asignen a las tecnologías que están generando las necesidades de estos atributos de flexibilidad.

Respecto a licitaciones, se propone de manera conceptual **licitar un volumen relevante de capacidad instalada de ESS** en algunas zonas del SEN tanto a nivel de SSEE de Transmisión como Distribución, **el cual por un tiempo sería operado de manera centralizada** por el CEN.

El objetivo de hacerlo a través de una licitación, donde la operación está a cargo del CEN, es **disminuir los riesgos regulatorios** que hoy enfrenta un potencial entrante, atando el pago recibido por su inversión a un pago definido ex-ante (en la licitación) y no a tarifas por utilización que pueden cambiar en el tiempo. Además, permite a los potenciales entrantes **asegurar un pago más allá de la utilización de las instalaciones**, evitando así que asuman riesgos basados en las reglas de despacho, la aparición de nuevas plantas de energías renovables, etc. Así, el eliminar estos riesgos, resulta en **ofertas más bajas**, puesto que los **entrantes disminuyen la prima por riesgo** que cobran por encima del costo de la inversión.

La licitación debiese hacerse cargo principalmente de los cargos de inversión, operación y mantenimiento y, **tentativamente** pasado un plazo, **cuando las condiciones habilitantes para la**

integración de ESS estén más maduras, el CEN debiese **desprenderse de los activos** a través de la venta de los mismos mediante otro proceso de licitación.

El diseño específico de licitaciones como la propuesta, y bajo qué contexto incluirlas, debe ser materia a evaluar por el regulador. No obstante, **dicha infraestructura de almacenamiento debiera participar en todos los niveles de mercado** en que se encuentra habilitada para ello. Existen múltiples propósitos para esto: por un lado, **aportar a la operación eficiente y segura del sistema** en los niveles de mercado donde sea posible, a la vez que se hace un **uso eficiente de la capacidad de almacenamiento licitada**; por otro lado, **agregar urgencia a los desarrollos requeridos en herramientas de planificación y operación** que permitan una operación eficiente de ESS por parte del CEN en los diferentes niveles de mercado, **así como cualquier cambio procedimental, normativo o regulatorio requerido** para el establecimiento de las condiciones habilitantes necesarias para la integración efectiva de ESS por parte del CEN o el regulador. La infraestructura de ESS se debiera integrar como un activo a la operación del sistema donde el CEN tiene el mandato de una operación a mínimo costo y segura. Lo anterior requiere niveles de transparencia, plataformas de información y responsabilidad por parte del CEN que son un desafío necesario, de manera similar a la gestión del agua embalsada en la red hidro del sistema, en el sentido de que existen procedimientos regulados para su gestión.”

Para lograr este objetivo, es posible utilizar **distintos mecanismos**. El más simple es un **pago a suma alzada** al momento de realizarse la inversión, seguido por **pagos periódicos por el servicio de mantención**. Bajo este esquema, las firmas compiten en ambas dimensiones y se establece una *"score rule"* que asigna a la oferta más barata.

Una alternativa que vale la pena explorar es la de utilizar una **licitación por Valor Presente Neto (VPN)**, como la propuesta por Engel, Fischer y Galetovic (1996)⁴³ y que ha sido utilizada en otras obras de infraestructura donde la asociación público-privada es importante. Esta **permite que los pagos no sean a suma alzada, sino que se vayan realizando a medida que la infraestructura es utilizada**. El punto crucial de este esquema consiste en que los **participantes compitan por un total (descontado) de pagos en el tiempo**, y por lo tanto sus **rentas son independientes de la utilización de la infraestructura**, con lo que la duración de la concesión varía en función del uso de la infraestructura. Si la infraestructura es utilizada de forma intensiva, los pagos se producen tempranamente, y la concesión termina en un menor período de tiempo. En otro caso, los pagos son más lentos y la licitación se extiende por más tiempo. De esta forma, se elimina cualquier riesgo ligado a la utilización para los participantes. A partir de lo anterior, es de esperar que la operación centralizada del CEN de los activos incentivaría el desarrollo de las herramientas y metodologías que aseguren una correcta remuneración de esta infraestructura.

Bajo el esquema propuesto, es de esperar que los ingresos que tenga la operación comercial de los recursos de almacenamiento licitados por parte del CEN se vinculen al costo de la licitación realizada. En el caso de la licitación por VPN, los ingresos pueden asociarse directamente a los pagos por uso de la infraestructura. Una vez recuperados los costos incurridos en la licitación, es de esperar que el CEN debiese desprenderse de los activos mediante una venta de los mismos en otro proceso de

⁴³ Disponible en: https://www.cepchile.cl/cep/site/docs/20200608/20200608153331/rev61_engel.pdf

licitación, momento para el cual es de esperar que ya el diseño de los diferentes niveles de mercado fuera el suficientemente maduro como para asegurar la rentabilidad de los activos una vez adquiridos por privados.

Por último, otra dimensión relevante a considerar es la **inclusión de dimensiones de flexibilidad**, ya sea **en la determinación de cuotas de participación ERNC** que determine la política energética del país, como mediante **licitaciones reguladas de suministro** de clientes finales. Así, se plantea determinar requerimientos claros para el desarrollo de recursos flexibles, e.g., en términos de la capacidad de almacenamiento de energía. La **consideración explícita de dimensiones de flexibilidad contrasta con las actuales y propuestas cuotas de participación ERNC** que también reconocen inyecciones de sistemas de almacenamiento, lo que no representa una señal clara de inversión en ESS. De forma análoga, aún cuando **licitaciones de suministro regulado** por bloques de 24 horas podrían dar espacio a ofertas más competitivas por parte de proyectos con capacidad de almacenamiento, estos bloques también supondrán ofertas más competitivas por parte de otras fuentes de generación convencionales, con lo que tampoco resulta en una señal clara de inversión en ESS. Es importante mencionar que los **atributos requeridos de flexibilidad pueden ser físicos**, donde un proyecto o suministrador cuenta efectivamente capacidad de almacenamiento; **o financieros**, donde se habilitan arreglos contractuales que permiten la entrega de dichos atributos por un tercero.

En este contexto, cabe destacar que a diferencia de cuotas de participación ERNC, en el caso de licitaciones reguladas de suministro se entregan señales y oportunidades claras de inversión en tiempo y magnitud. Sin embargo, en caso que se decidiera optar por la inclusión de requerimientos de flexibilidad en licitaciones reguladas de suministro, es importante tener en consideración que bajo este mecanismo serían solo clientes regulados los que se verían afectados por estos cargos de flexibilidad. Al respecto, existen varias opciones posibles para enfrentar dicho desafío: i) evaluar cómo se asignan dichos costos entre clientes regulados; ii) que clientes libres también asuman un porcentaje de dichos costos de flexibilidad en función de sus retiros; y iii) evaluar causalidad de costos, donde los costos de flexibilidad se asignan a quienes los generan. Esto, por ejemplo, mediante cargos adicionales o normas técnicas que establezcan requisitos de flexibilidad para la integración de almacenamiento. Finalmente, y de tal forma de no esperar que los clientes regulados sean quienes se hagan cargo de las necesidades de flexibilidad del sistema, los **requerimientos de flexibilidad** asociados a cada proceso **debieran corresponder a un porcentaje no mayoritario** de la capacidad total de flexibilidad requerida en el sistema.

Referencias

[1] Comisión Nacional de Energía. Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, correspondiente al Primer Semestre de 2022, emitido en Febrero de 2022. Disponible en:

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/02/ITD-PNCP-Ene22.pdf>

[2] Comisión Nacional de Energía. Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2022-2036, emitido en Diciembre de 2021. Disponible en:

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-de-proyecciones-de-precios-de-combustibles-01-12-2021.pdf>

[3] Comisión Nacional de Energía. Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, emitido en Diciembre de 2021. Disponible en:

https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/Res.Exta_.N%C2%B0-37_Aprueba-Informe-Def-Prev-Dda._19-01-2022.pdf

[4] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Diciembre de 2018. Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20181230-Estudio-OPyDES-sin-carb%C3%B3n-Parte1.pdf>

[5] Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta 113, del 28 de febrero de 2022, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. Disponible en:

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/02/Resolucio%CC%81n-Exenta-No-113-Proyectos-en-Construccio%CC%81n.pdf>

[6] Ministerio de Energía. Planificación Energética de Largo Plazo. Disponible en:

<https://energia.gob.cl/pelp>

[7] SPEC. Análisis y Propuesta de una Ruta de Referencia para Alcanzar Cero Emisiones en el Sector de Generación de Energía Eléctrica en Chile, de Diciembre de 2021. Disponible en:

<https://acera.cl/wp-content/uploads/2021/12/Resumen-Ejecutivo-Estudio-ACERA.pdf>

[8] Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Servicios Complementarios Año 2023 versión preliminar. Septiembre 2022. Disponible en:

https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/2022.09.30-Informe_SSCC_2023_Preliminar.pdf

[9] Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta 766, del 29 de septiembre de 2022, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. Disponible en:

<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/09/Resolucion-Exenta-No-766-Proyectos-en-Construccion.pdf>

[10] National Renewable Energy Laboratory's. Storage Futures Study. Mayo 2021. Disponible en: <https://www.nrel.gov/analysis/storage-futures.html>

[11] Centro Aeroespacial Alemán (DLR). Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile, Resumen Ejecutivo. 25 de agosto de 2020. Disponible en: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/09/Resumen-Ejecutivo-Baterías-Carnot-GIZ_DLR.pdf

[12] Mena R, Escobar R, Lorca Á, Negrete-Pincetic M, Olivares D. The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study. 2019. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261918316593?via%3Dihub>

[13] Ministerio de Energía. Base de datos preliminar proceso quinquenal PELP 2023-2027. 2021. Disponible en: <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>

[14] National Renewable Energy Laboratory's. Annual Technology Baseline. 2022. Disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/index>

[15] Schmidt O, Melchior S, Hawkes A, Staffel I. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. 2019. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X#appsec3>

[16] Siemens Energy. Compressed air energy storage (CAES): A proven solution for cost-effective, grid-scale and long-duration power storage. 2021. Disponible en: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:9cc25ecc-45cc-40fc-92bc-3a80d0b1a5e9/se-caes-whitepaper-03-2021.pdf>

[17] (Ahlqvist et al., 2018) V. Ahlqvist, P. Holmberg and T. Tangeras. "Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets", Issue 1257, 2018.

[18] (Munoz et al., 2018) F. D. Munoz, S. Wogrin, S. S. Oren, and B. F. Hobbs, "Economic inefficiencies of cost-based electricity market designs," Energy J., vol. 39, no. 3, pp. 51–68, 2018, doi: 10.5547/01956574.39.3.fmun.

[19] (Hogan, 1995) W. Hogan. "Coordination for competition in an electricity market. Response to an Inquiry Concerning Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act", 1995. <http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/ferc0395.pdf>

[20] (Cebulla & Fichter, 2016) Cebulla, F., & Fichter, T. (2016). Merit order or unit-commitment dispatch? How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models?. [Disponible en línea.](#)

[21] Junge, C., Mallapragada, D., & Schmalensee, R. (2022). Energy Storage Investment and Operation in Efficient Electric Power Systems. *The Energy Journal*, 43(6). [Disponible en línea](#).

[22] Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. A., & Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 695-707. [Disponible en línea](#).

Anexos

Anexo A. Supuestos de Información de la Simulación de la Operación del SEN

Infraestructura de Generación y Transmisión Eléctrica

La infraestructura de generación y transmisión inicial utilizada como base para este estudio, corresponde a la utilizada por el CEN en sus procesos de programación de la operación a inicios de 2022 y ajustada según las modificaciones que se han generado en los últimos meses. Por otro lado, respecto al desarrollo del parque de generación, se considera el programa de **obras de generación en construcción**, presente en la Resolución Exenta CNE 113, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a febrero de 2022 [5], ajustando los proyectos que a la fecha ya entraron en las planillas de operación del CEN durante el año 2022. Adicionalmente, se considera el programa de **obras de generación comprometidas** en los contratos que surgen en el marco del proceso de licitaciones de suministro a cliente regulados, el cual se basa en aquel utilizado en el “Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo” [1].

Respecto al desarrollo del sistema de transmisión, se considera el programa de **obras de transmisión en construcción**, el cual se basa en aquel utilizado en el “Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo” [1].

Adicionalmente, se complementa la información respecto del desarrollo del parque de generación y sistema de transmisión a lo largo del horizonte de simulación con los resultados de la **Planificación Energética de Largo Plazo** [6]⁴⁴.

Finalmente respecto del **Plan de Descarbonización** utilizado en el Escenario Base, este se basa en aquel utilizado en el “Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo” [1].

Información de Hidrologías

Para determinar el valor del agua a utilizar en las simulaciones de la operación, se hace uso de un **número reducido de hidrologías**, según son consideradas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en sus procesos de programación de la operación, en donde se consideran las últimas 25 hidrologías históricas disponibles (desde el año hidrológico de 1995 al de 2019). Lo anterior, implica la consideración de dichas hidrologías en el modelo PLP con el que se obtienen valores del agua para los distintos embalses del sistema y para distintas series hidrológicas. Finalmente, el valor del agua que se termina trasladando al modelo de operación de corto plazo corresponde a tomar para cada etapa mensual el mayor valor del agua entre las 25 hidrologías consideradas y luego se calcula el valor del agua promedio a lo largo de cada año. Lo anterior con el objetivo de reflejar en los resultados las condiciones de escasez hídrica a las que se ha visto enfrentado el país.

⁴⁴ Se consideran los resultados del Informe de Actualización de Antecedentes 2020, por corresponder a la última versión disponible cuyas bases de datos y resultados se encuentran consolidados y disponibles de manera pública en el repositorio correspondiente. En particular, se considera el Escenario C de largo plazo, caracterizado por una demanda energética y costos de inversión de tecnologías renovables medios. Disponible en: [Ministerio de Energía: Planificación Energética de Largo Plazo \(PELP\) Informe de Actualización de Antecedentes 2020](#)

Perfiles de Demanda y Recursos Renovables Variables

Los perfiles de demanda y de disponibilidad renovable se basan en la información pública disponible por el CEN y utilizada para sus procesos de programación de la operación durante el año 2021. En particular, esta información contiene los perfiles horarios de demanda para todas las barras del sistema, los perfiles de generación horaria para recursos renovables variables y los perfiles de disponibilidad horaria para centrales térmicas.

Proyección de Precios de Combustible

La proyección de **precios de combustibles** de generación térmica se basan en aquellas proyecciones de referencia de carbón, gas natural en el nodo Henry Hub y crudos WTI y Brent, presentadas en el “Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2022-2036” desarrollado por la CNE [2], a su vez utilizados en el “Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo” [1].

Proyección de Demanda

La proyección de **demanda** se corresponde con aquella presentada en el “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos” desarrollado por la CNE [3], a su vez utilizada en [1].

Perfiles Demanda SSCC y proyección horizonte estudio

La **demanda de SSCC** para control de frecuencia considera los requerimientos de subida y bajada en **control primario (CPF), secundario (CSF) y terciario (CTF)** según lo dispuesto en el informe preliminar de Servicios Complementarios desarrollado por el CEN para el año 2023 [8]. Así, en el caso de CPF se considera un requerimiento constante durante los años 2025-2027, considerando los requerimientos más exigentes según las tablas indicadas en dicha referencia, correspondiente a un escenario de potencia desconectada de 400 MW y una inercia sistémica de 30 GVAs. En el caso de CSF y CTF se calculan sus demandas según las tablas de cuantificación de reservas presentes en el mismo informe [8], considerando una proyección de estos valores a los años de estudio según el crecimiento esperado en la capacidad instalada de generación renovable solar y eólica, con respecto a la capacidad instalada en 2022.

Anexo B. Análisis Económico BESS con Diferentes Horas de Almacenamiento

Descripción de Nuevas Sensibilidades

Con el objetivo de analizar el efecto de las horas de almacenamiento en las rentabilidades de proyectos de ESS, se desarrollaron dos nuevas sensibilidades que consideran nuevos proyectos BESS de 2, 4 y 6 horas de almacenamiento conectados en la macrozona norte, centro y sur del país. Estas dos nuevas sensibilidades, corresponden a la simulación de la operación centralizada en los escenarios de Poca y Mayor Integración de ESS, pero considerando los nuevos proyectos BESS mencionados anteriormente. Adicionalmente, las sensibilidades realizadas fueron llevadas a cabo bajo el supuesto de que los ESS pueden participar tanto del mercado de energía como del mercado de reservas. En la Tabla B.1 se puede encontrar un resumen de los proyectos descritos anteriormente.

Tabla B.1. Descripción nuevos proyectos BESS.

Zona	Hrs almacenamiento	Capacidad (MW)
Norte	2, 4, 6	37.5, 37.5, 37.5
Centro	2, 4, 6	11, 11, 11
Sur	2, 4, 6	12, 12, 12

La definición de cada uno de los proyectos considerados en la tabla, se realizó mediante la consideración de tres proyectos BESS ya existentes en el escenario de Mayor Integración de ESS, dividiendo su capacidad instalada en tres partes iguales. De esta forma, en cada zona se eliminó el proyecto original y se conectaron tres nuevos proyectos BESS con la misma potencia pero con diferentes niveles de energía. Esto último, genera que los proyectos de mayor energía presenten costos de inversión más altos, pero también aumentan la posibilidad de generar mayores ingresos en los diferentes mercados en los que participan. En este sentido, las sensibilidades permiten estudiar el efecto sobre la utilidad total calculada como ingresos operacionales menos costos operacionales y menos costos de inversión y los efectos sobre la rentabilidad calculada como utilidad dividida en los costos de inversión. Es importante destacar que solo uno de los tres proyectos estaba también presente en el escenario de Poca Integración de ESS, por lo que la sensibilidad construida sobre dicho escenario presenta un leve aumento de la capacidad total de ESS conectada al sistema en comparación con la sensibilidad presentada en el cuerpo de este informe.

Finalmente, respecto a los ingresos por potencia, estos fueron calculados utilizando la misma metodología para calcular la potencia de suficiencia de cada central explicada en la sección 5.2.1, pero en este caso se utilizó un precio por potencia según los valores publicados por la CNE en su Resolución Exenta N°690⁴⁵. Dichos valores corresponden a 8.54, 7.87 y 7.69 \$US/kW/mes en la zona norte, centro y sur respectivamente (Crucero, Alto Jahuel y Ancoa). Dado que estos ingresos pueden ser calculados de forma posterior a las simulaciones de la operación centralizada, en los resultados que se muestran en la siguiente subsección se presentan dos gráficos: el primero no considera los ingresos por potencia, mientras que el segundo si los considera.

⁴⁵ Resolución Exenta CNE 690: Precios nudo corto plazo. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/09/Rex-CNE-N°690_01-09-2022.pdf

Resultados

Las Figuras B.1 y B.2 presentan los resultados financieros de los nuevos proyectos para la sensibilidad de Poca Integración de ESS sin considerar ingresos por potencia y considerándolos respectivamente. Comparando dichas figuras, es posible observar que los pagos por potencia logran rentabilizar los proyectos analizados, incluso bajo un esquema de pago de precio diferenciado (pay-as-bid), en que solo existe certeza respecto del pago de la componente ofertada por concepto de los costos de desgaste representativos de la unidad. Adicionalmente, los mayores niveles de rentabilidad se observan en la zona norte, los cuales se explican en una mayor capacidad de capturar diferencias de precio producto de la concentración de oferta en horas solares. Por otro lado, al comparar las rentabilidades para distintas horas de almacenamiento, es posible observar que en general existe una disminución de la rentabilidad porcentual a medida que aumentan las horas de almacenamiento, es decir, el aumento en costos de inversión no se ve reflejado en el mismo aumento en la utilidad de los proyectos. Finalmente observando el efecto de los pagos por potencia, es posible notar que si bien los pagos por potencia aumentan en mayor medida la utilidad de los proyectos de mayores horas de almacenamiento, en general estos no logran revertir de forma marcada los resultados financieros ya obtenidos en los mercados de energía y reservas, es decir, el orden de los proyectos con mayores utilidades y rentabilidades en general se mantiene (o cambia por un margen menor) al incluir los pagos por potencia.

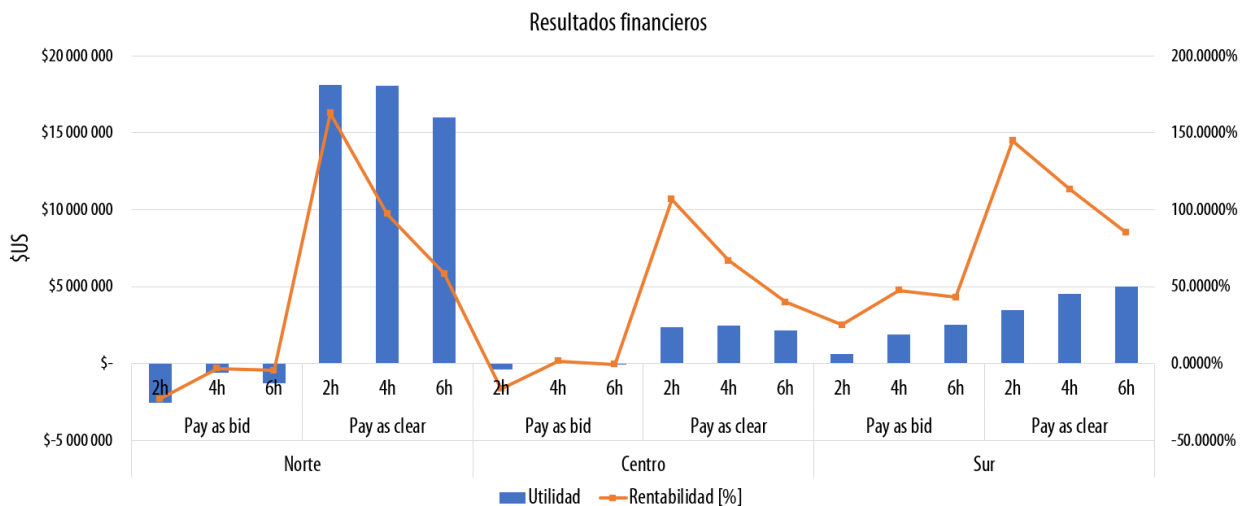


Figura B.1. Resultados financieros BESS solo recibiendo ingresos por energía y reservas en zonas Norte, Centro y Sur en el escenario de Poca Integración de ESS.

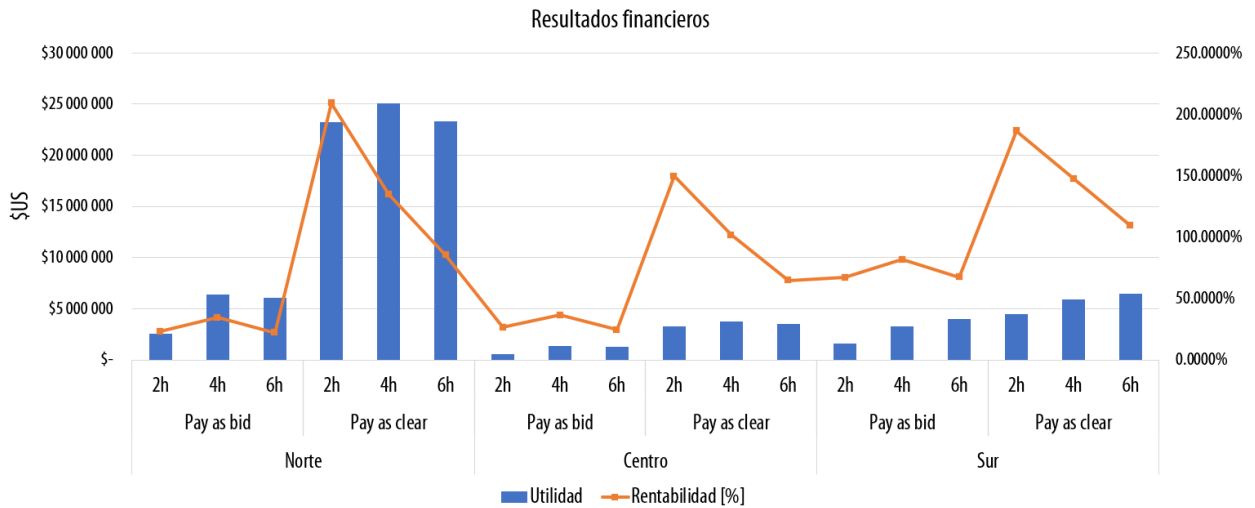


Figura B.2. Resultados financieros BESS recibiendo ingresos por energía, reservas y potencia en zonas Norte, Centro y Sur en el escenario de Poca Integración de ESS.

En las Figuras B.3 y B.4 se presentan los resultados para la sensibilidad de Mayor Integración de ESS sin considerar ingresos por potencia y considerándolos respectivamente. En este caso, al existir una mayor saturación de los mercados de energía y reservas, es posible observar como los proyectos analizados desde la zona centro hacia la zona sur presentan rentabilidades nulas o negativas en el caso que no se consideren los ingresos por potencia, mientras que solo se logran rentabilizar proyectos de 2 y 4 horas en la zona centro al incluir los pagos por potencia. De los proyectos que exhiben rentabilidades positivas más marcadas (zona norte), nuevamente es posible observar cómo las unidades con menores horas de almacenamiento presentan mayores niveles de rentabilidad. De la misma forma, al estudiar el impacto de los ingresos por potencia en las rentabilidades de dichos proyectos conectados en la zona norte, es posible observar nuevamente que los ingresos por potencia no logran revertir los resultados obtenidos en los mercados de energía y reservas.

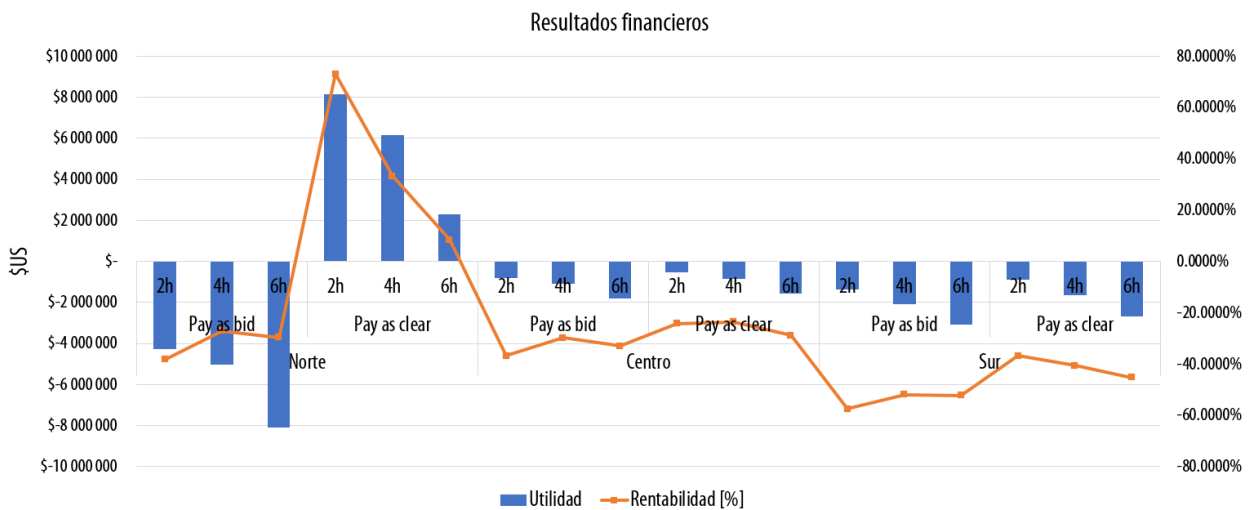


Figura B.3. Resultados financieros BESS solo recibiendo ingresos por energía y reservas en zonas Norte, Centro y Sur en el escenario de Mayor Integración de ESS.

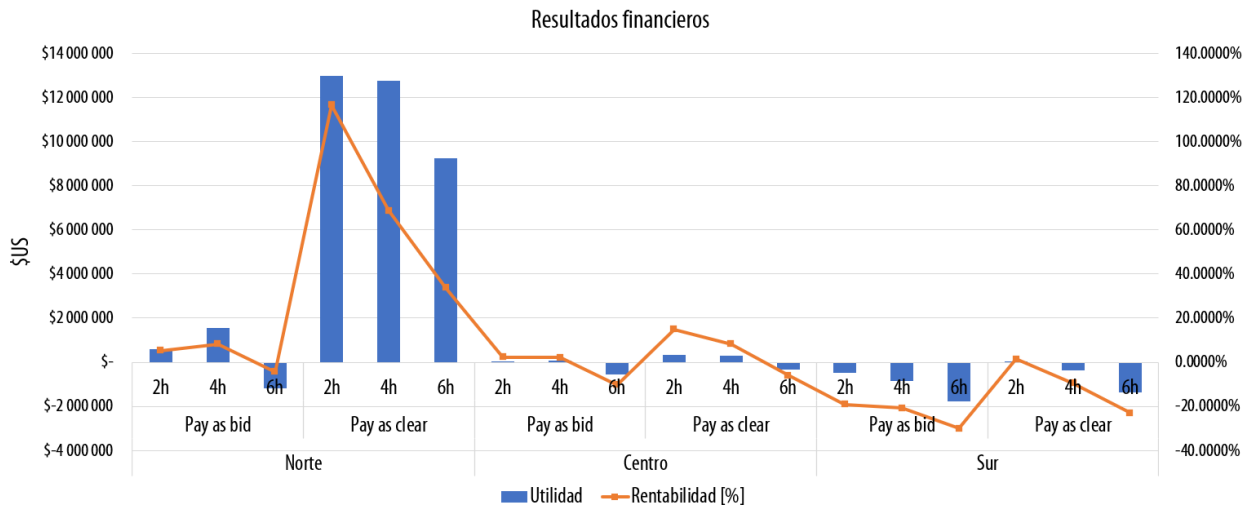


Figura B.4. Resultados financieros BESS recibiendo ingresos por energía, reservas y potencia en zonas Norte, Centro y Sur en el escenario de Mayor Integración de ESS.

A partir de los resultados obtenidos bajo los supuestos de simulación, operación y remuneración de ESS bajo el actual diseño de mercado, se observa que existirían oportunidades de mayor rentabilidad en el caso de sistemas de almacenamiento de menor número de horas de almacenamiento (i.e., entre sistemas de 2, 4 y 6 horas). Resultado en el que impactan directamente supuestos de localización espacial, costos de inversión, los que aumentan para un mayor número de horas de almacenamiento, y supuestos de reconocimiento y remuneración en el mercado de potencia, lo que da cuenta de la necesidad de evaluación más profunda de señales de mercado para sistemas de almacenamiento de larga duración.