

RECOMENDACIONES REGULATORIAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA

Julio 2024

SPEC 
energy | data | innovation


**CENTRO
DE ENERGÍA**



CENTRA
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ


vinken

Autores:

Daniel Águila, ISCI

Ángela Flores, U. de Chile - ISCI

Rodrigo Moreno, U. de Chile - ISCI

Cristóbal Mujica, ISCI

Matías Negrete, PUC - ISCI

Daniel Olivares, U. Adolfo Ibáñez - ISCI

Rodrigo Palma, U. de Chile - Centro de Energía

Carlos Suazo, SPEC

Advisors:

Luiz Barroso, PSR Brasil

Goran Strbac, Imperial College London

Participantes:

Javier Bustos, Daniela Maldonado, Ronald Riquelme, ACENOR

Ana Lía Rojas, Felipe Gallardo, Cristián Herrera, ACERA

Jose Manuel Contardo, Tomás Fahrenkrog, APEMEC

Sara Larraín, Gonzalo Melej, Chile Sustentable

Eduardo Esperguel, Juan Vásquez, Pablo Fernández, Félix Canales, Comisión Nacional de Energía

Juan Pablo Avalos, Pablo Oyanedel, Patricio Lagos, Patricio Valenzuela, Rodrigo Torres,

Marcelo Rubio, Coordinador Eléctrico Nacional

Francisco Muñoz, Teresa Vargas, Joaquín Fernández, Camilo Charme, Generadoras de Chile

Laura Contreras, Matías Cox, Richard Tapia, GPM

Alex Santander, Johanna Monteiro, Belén Muñoz, Carlos Toro, Matías Paredes, Ministerio de Energía

Javier Tapia, Jorge Candia, Iván Chaparro, Eduardo Sáez, Transmisoras de Chile

Instituciones Participantes:



Tabla de contenidos

1. Introducción	1
1.1. Motivación y objetivos	1
1.2. Organización del documento	3
1.3. Metodología de trabajo y destinatario de este informe	4
2. Planificación de la red e infraestructura regulada/mandatada	5
2.1. Modernización de la metodología de planificación de la transmisión	5
2.1.1. Optimización de un portafolio de proyectos de transmisión	5
2.1.2. Adopción de un enfoque multivalor y reconocimiento de las externalidades en el proceso de planificación	8
2.1.3. Representación de la operación con un detalle temporal adecuado	10
2.1.4. Incorporación de recursos energéticos distribuidos en la metodología de planificación de la transmisión	12
2.1.5. Reconocimiento de incertidumbre y necesidad de resiliencia	13
2.2. Revisión del proceso de planificación e institucionalidad	15
2.3. Acceso abierto y mejoras a la regulación de la transmisión	15
3. Diseño de mercado y formación de precios de corto plazo	19
3.1. Mejoras al mercado basado en costos auditados	21
3.1.1. Modernización de la metodología de cálculo del costo marginal	21
3.1.2. Mercado de liquidación múltiple	22
3.1.3. Mejor diseño de subastas y asignación de costos de servicios complementarios	23
3.1.4. Mecanismo de impuesto al carbono	26
3.1.5. Eliminar el cálculo de costos de operación administrativos de almacenamiento en base a compras de energía	27
3.1.6. Mejorar señales de precios mediante precios de escasez	28
3.2. Transición gradual a mercado de ofertas	28
4. Programación de la operación y operación en tiempo real	30
4.1. Mejoramiento continuo de los modelos para representar mejor los requerimientos de flexibilidad: aumento de granularidad, representación de incertidumbre, restricciones de inercia y revisión de parámetros técnicos	31
4.2. Implementar un despacho económico multi-intervalo	32
4.3. Mejorar la forma en que se determina el valor del agua	32
4.4. Perfeccionar metodología de definición de reservas para control de frecuencia	35
4.5. Habilitar la participación efectiva de tecnologías flexibles	36
5. Diseño de mercado y formación de precios de largo plazo	39
5.1. Modernización del mecanismo de potencia	39
5.2. Rediseño de licitaciones de contratos de suministro a clientes regulados	42
5.3. Contratos a clientes libres	44
5.4. Contratos de largo plazo de servicios complementarios	45
5.5. Mecanismos para facilitar el desarrollo de tecnologías habilitantes	47
6. Cambios regulatorios	49

INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS

En junio de 2022, Chile promulgó la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC), estableciendo un marco jurídico para mitigar y adaptarse al cambio climático, en línea con los compromisos del Acuerdo de París. La LMCC establece que Chile debe alcanzar la carbono neutralidad para 2050, además de mejorar la resiliencia frente a los efectos del cambio climático. La descarbonización del sector eléctrico es fundamental para alcanzar este objetivo.

La Política Energética Nacional de 2022 estableció objetivos de mediano y largo plazo, como la integración de energías renovables en un 80% para 2030, la eliminación de las emisiones en el sector eléctrico para 2050, y la provisión de un suministro asequible, confiable y resiliente. Para alcanzar estos objetivos, será necesario contar con condiciones habilitantes que permitan gestionar los desafíos asociados a la mayor variabilidad e incertidumbre de un sistema más renovable. Esto incluye un sistema de transmisión adaptado, la integración de sistemas de almacenamiento y una participación más activa de la demanda, incluyendo nuevos consumos derivados de la electrificación de sectores actualmente dependientes de combustibles fósiles (vehículos eléctricos, producción de calor y frío mediante electricidad, electrificación de motores y otros consumos industriales, producción de hidrógeno y otros combustibles verdes, etc.). Asimismo, se

requiere un mercado que facilite la inversión en estas tecnologías habilitantes y prácticas operativas que aumenten la flexibilidad del sistema de manera eficiente.

Así, además de las tecnologías de generación basadas en fuentes renovables, es imperativo incorporar un portafolio complementario de nuevas tecnologías habilitantes que faciliten la transición hacia un sistema profundamente descarbonizado. Estas tecnologías incluyen almacenamiento, respuesta y control de la demanda, plantas virtuales (que agrupan recursos energéticos distribuidos), condensadores sincrónicos, electrolizadores de hidrógeno verde, sistemas flexibles de transmisión y nuevas tecnologías de convertidores, control, protección, monitoreo y comunicaciones.

Esta adopción no será espontánea y deberá ser guiada por cambios en el diseño del mercado eléctrico y su regulación. Sin la incorporación de estas tecnologías, no será posible descarbonizar la matriz energética de Chile, por lo que es urgente avanzar en estas materias.

En este contexto, este documento presenta recomendaciones para el marco regulatorio y el diseño del mercado eléctrico chileno que permitan habilitar la descarbonización de la matriz energética nacional de manera sustentable, eficiente, segura y resiliente. Se identifican medidas en cuatro líneas



principales: planificación de la transmisión, mercados de corto plazo, programación de la operación y mercados de largo plazo (Figura 1). En cada línea se

presentan las propuestas específicas junto con un breve diagnóstico de la problemática identificada e indicaciones sobre el cuerpo regulatorio relevante.

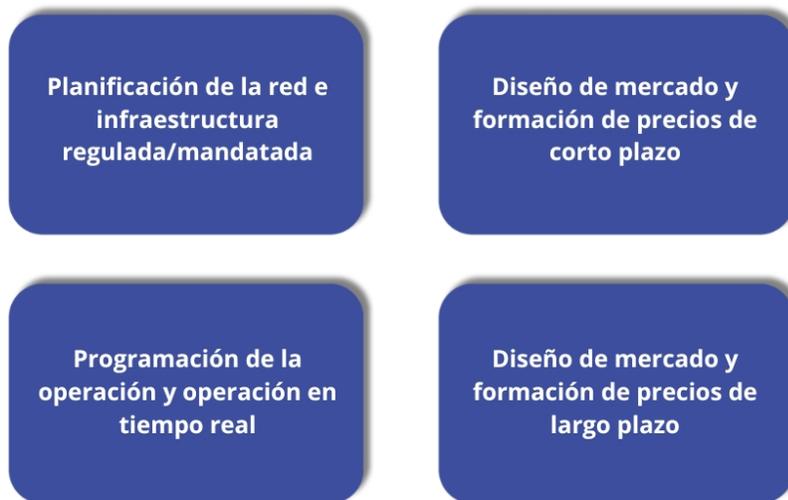


Figura 1: Líneas de trabajo principales.

Es importante destacar que las recomendaciones de este informe son de carácter estructural, enfocándose en regulaciones fundamentales con efectos a largo plazo para el mercado eléctrico mayorista. Además, estas recomendaciones no están diseñadas para su implementación directa, sino para servir como insumo para el trabajo del Ministerio de Energía en su tarea de diseño regulatorio.



1.2 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

Capítulo 2: Planificación de la red e infraestructura regulada/mandatada

Este capítulo aborda la necesidad de modernizar la metodología de planificación de la transmisión para optimizar portafolios de proyectos y reconocer externalidades. Se enfatiza la importancia de representar la operación con un detalle temporal adecuado e incorporar recursos energéticos distribuidos. Además, se discute la revisión del proceso de planificación e institucionalidad y la mejora del acceso abierto y la regulación de la transmisión.

Capítulo 3: Diseño de mercado y formación de precios de corto plazo

Se presentan propuestas para mejorar el mercado basado en costos auditados, incluyendo la modernización del cálculo del costo marginal y la implementación de un mercado de liquidación múltiple. Se sugiere un mejor diseño de subastas y la incorporación de un mecanismo de impuesto a carbono. También se discute la eliminación de costos administrativos de almacenamiento y la mejora de señales de precios mediante precios de escasez. Finalmente, se propone una transición gradual hacia mercados de ofertas.

Capítulo 4: Programación de la operación

Este capítulo enfatiza la necesidad de mejorar continuamente los modelos de programación para representar mejor los requerimientos de flexibilidad, aumentando la granularidad y considerando la incertidumbre. Se sugiere implementar un despacho económico multi-intervalo y mejorar la determinación del valor del agua. También se propone perfeccionar la metodología de definición de reservas y habilitar la participación efectiva de tecnologías flexibles como almacenamiento y respuesta de la demanda.

Capítulo 5: Diseño de mercado y formación de precios de largo plazo

Se discuten propuestas para modernizar el mecanismo de potencia y rediseñar las licitaciones de contratos de suministro a clientes regulados y libres. Se propone la creación de contratos de largo plazo de servicios complementarios y mecanismos para facilitar el desarrollo de tecnologías habilitantes. Estas medidas buscan promover inversiones necesarias para la transición energética de largo plazo.

Capítulo 6: Cambios regulatorios

El capítulo final presenta propuestas de cambios regulatorios específicos necesarios para implementar las recomendaciones del informe. Estos cambios buscan facilitar la descarbonización del sector eléctrico y asegurar un marco regulatorio que promueva inversiones y operaciones eficientes en un sistema energético más renovable y resiliente.

1.3 METODOLOGÍA DE TRABAJO Y DESTINATARIO DE ESTE INFORME

Este informe contiene un conjunto de recomendaciones regulatorias para el Ministerio de Energía de Chile. Fue elaborado por profesionales del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), un instituto basal alojado en la Universidad de Chile, la empresa consultora SPEC, expertos de la Pontificia Universidad Católica de Chile (Vinken), la Universidad Adolfo Ibáñez (Centra), y el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

El proceso de elaboración, cuya duración fue de un año, incluyó una activa interacción con representantes de las autoridades del sector y stakeholders relevantes (considerando las líneas de trabajo de la Figura 1), representados mediante sus asociaciones gremiales. También se incluyó a una ONG como representante de la ciudadanía. La participación en el proceso fue cerrada (por invitación) debido a la naturaleza técnica del trabajo, que requiere un alto nivel de expertise y experiencia en materias altamente técnicas del sector eléctrico

Las sesiones de trabajo contemplaron:

- Entrevistas bilaterales con los participantes, tanto al comienzo como al final del proceso.
- Sesiones conjuntas de presentación y discusión, que incluyeron tanto al equipo de elaboración del informe como a los participantes.
- Consultas sobre el documento de trabajo, lo que permitió refinar el resultado final.

Es importante mencionar que la autoría y, por lo tanto, la responsabilidad de las propuestas recae exclusivamente en el equipo de autores, mientras que el conjunto de participantes colaboró con insumos y feedback a lo largo de todo el proceso de elaboración. Además, el equipo de autores contó con la asesoría de dos renombrados advisors internacionales, quienes participaron discutiendo varias de las problemáticas y recomendaciones de este informe. Los nombres de autores y participantes se presentan al inicio de este informe.

PLANIFICACIÓN DE LA RED E INFRAESTRUCTURA REGULADA / MANDATADA

Contar con una adecuada infraestructura de transmisión es clave para integrar de manera eficiente y segura grandes volúmenes de generación renovable, como la generación solar y eólica. De este modo, es fundamental que las inversiones en transmisión se realicen de forma oportuna, anticipándose a las condiciones cambiantes del sistema. No obstante, la metodología actual de planificación enfrenta desafíos significativos que limitan su capacidad de evaluar adecuadamente la cadena completa de valor que aporta la infraestructura de transmisión. Por una parte, el análisis costo-beneficio se centra exclusivamente en la reducción de costos de producción con un nivel acotado de incorporación de incertidumbres y se realiza una evaluación candidato a candidato, sin considerar la optimización de un portafolio de inversiones¹. Además, las simplificaciones en el modelamiento de la operación no permiten capturar la variabilidad de la generación renovable y fallan en representar adecuadamente la incertidumbre futura.

A continuación, se presentan propuestas destinadas a superar las limitaciones identificadas en la metodología de planificación actual, con el objetivo de lograr un portafolio de inversiones que habilite la transición hacia un sistema profundamente descarbonizado, costo-eficiente y resiliente. Estas recomendaciones se centran en torno a la necesidad de perfeccionar el análisis costo-beneficio. Además, se presentan recomendaciones a la tarificación de la transmisión, garantizando así un desarrollo armonioso entre la generación y la infraestructura de transmisión.

2.1 MODERNIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

2.1.1 Optimización de un portafolio de proyectos de transmisión

La metodología actual de planificación de la transmisión se basa en un análisis de los beneficios que puede aportar cada inversión candidata de manera aislada. En este proceso, se evalúa para cada proyecto candidato, la operación del sistema con y sin el proyecto, y se determina su aporte a la reducción en los costos de operación. Si el ahorro resulta superior al costo de inversión y mantenimiento del proyecto candidato, entonces se justifica su inversión. No obstante, en la práctica, se pueden presentar interacciones complejas entre los proyectos candidatos (sinergias y conflictos). Por ejemplo, algunos proyectos pueden volverse económicamente beneficiosos únicamente cuando se llevan a cabo otros proyectos candidatos (sinergias), o un proyecto o conjunto de proyectos puede reemplazar a otro candidato (conflictos). De este

¹ Se entiende por portafolio óptimo de inversiones a la combinación específica de proyectos (entre todas las combinaciones posibles) que genera el mayor beneficio global para el sistema.

modo, al analizar los proyectos de manera aislada, no se logra realizar una evaluación exhaustiva de las distintas combinaciones posibles, lo que dificulta la identificación del portafolio de inversiones más eficiente. Asimismo, en un tratamiento candidato a candidato muchas veces el error de los modelos de simulación es del mismo orden de magnitud que los beneficios operacionales que se evalúan.

Por lo tanto, se propone transitar a una metodología de planificación de la transmisión (basada en técnicas de optimización matemática) que permita evaluar de manera simultánea múltiples proyectos y tecnologías de transmisión, reconociendo los costos y beneficios de cada una de ellas, y las interacciones que puedan ocurrir. Para ello, se define inicialmente un conjunto de proyectos candidatos considerando distintas tecnologías de transmisión. Luego, tomando como dato de entrada la proyección de la demanda y generación, se utiliza un modelo de planificación de la transmisión que permita definir el conjunto de inversiones que minimicen los costos totales del sistema satisfaciendo diversas restricciones operacionales.² Así, el modelo permitiría analizar, de forma eficiente, un gran número de combinaciones posibles de los proyectos candidatos a inversión y serviría de apoyo para identificar el portafolio de inversiones que maximice los beneficios para el sistema. Es importante mencionar que estas metodologías son estándares en el mundo y existen varios *softwares* comerciales que realizan las tareas mencionadas³.

Proyecto	Línea	Sitio de análisis	Costo de inversión y mantenimiento [kUSD/año]	Ahorros en costos de falla [kUSD/año]	Ahorro neto [kUSD/año]	¿Es óptimo?
A	Horcones-Curanilahue	Curanilahue	286	137	-149	No
B	A + Tres Pinos	Tres Pinos	583	775	192	Sí
C	Cañete-Angol	Curanilahue	729	140	-589	No
C	Cañete-Angol	Lebu, Tres Pinos, Curanilahue	Se crea un anillo de transmisión del cual se ven beneficiados los tres puntos de control		> 0	Sí

Tabla 1: Proyectos candidatos en plan de expansión.

Para ilustrar el efecto de la optimización de un portafolio de inversiones, se presenta en la Tabla 1 los resultados de viabilidad económica de un conjunto de proyectos de inversión en el marco de un estudio realizado por SPEC e ISCI⁴. El objetivo de este ejemplo es analizar un conjunto de proyectos de inversión bajo el enfoque de optimización global y el enfoque de simulación candidato a candidato, donde se observa que al analizar de manera aislada el proyecto A, que considera la línea Horcones-Curanilahue, no resulta ser elegible para el sistema (ahorro neto negativo). Sin embargo, si este mismo proyecto se analiza en conjunto

² Existen varios softwares comerciales que realizan esta labor, de elaboración nacional e internacional.

³ The University of Melbourne, Mancarella, P., Zhang, L., & Püschel-Løvengreen, S. (2020). Study of Advanced Modelling for Network Planning under Uncertainty. En *National Grid ESO*. <https://www.nationalgrideso.com/document/185821/download>.

⁴ ISCI & SPEC. (2023). *Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad* http://generadoras.cl/media/page-files/2659/2023-SPECISCI-Informe-planificacion-Tx-Final-version-completa_compressed.pdf

con otra obra adicional para conformar el proyecto B, entonces su ejecución se viabiliza económicamente (ahorro neto positivo de 192 kUSD/año). De manera similar, existe un proyecto C para Curanilahue, cuya inversión no se justifica si sus beneficios son medidos solo localmente, es decir, solo en Curanilahue. Sin embargo, el proyecto C puede mostrar un beneficio económico que permite viabilizar su ejecución si este se analiza desde el punto de vista de múltiples sitios (Lebu, Tres Pinos, Curanilahue), es decir, bajo una perspectiva sistémica.



2.1.2 Adopción de un enfoque multivalor y reconocimiento de las externalidades en el proceso de planificación

El análisis costo-beneficio que se realiza actualmente se enfoca en la evaluación de la reducción en los costos de producción debido a la incorporación de nuevas obras de transmisión. Si bien se incorporan otros criterios con criterio experto (mercado común, seguridad de suministro, entre otros), este enfoque no permite capturar de manera sistemática otros posibles beneficios de la expansión de la transmisión, tales como su aporte a la suficiencia y resiliencia del sistema, a la reducción de emisiones al facilitar la integración de generación renovable y aquellos asociados al aumento de competencia, mejoras de liquidez y protección de cadenas de pago ante diferencias entre precios de inyección y retiro. Al no considerar la gama completa de beneficios, puede ocurrir que proyectos no sean seleccionados para la inversión a pesar de ser beneficiosos para el sistema.

Adicionalmente, la falta de una valoración temprana de las externalidades relacionadas con el uso del

suelo en el proceso de planificación dificulta la mitigación efectiva de posibles impactos negativos y la identificación de otros proyectos que pudiesen ser más fáciles de implementar en la práctica. Así, puede ocurrir que proyectos con alto impacto en el territorio sean seleccionados por sobre otros. Esto puede disminuir la aceptabilidad social y ocasionar demoras significativas en la implementación de los proyectos.

Para abordar las brechas anteriores, se propone, por un lado, adoptar un enfoque multivalor para el análisis costo-beneficio, de modo de capturar de manera efectiva los potenciales beneficios asociados a la expansión de la transmisión. Para ello, se incorporan a la función de beneficios (u objetivo) del problema de planificación métricas económicas asociadas al aporte de la red a la suficiencia, resiliencia, reducción de emisiones, entre otras. Esta propuesta se alinea con la experiencia internacional reciente, en la que diversas jurisdicciones han transitado hacia un análisis más detallado de los beneficios asociados a la expansión de la red ^{5 6}.

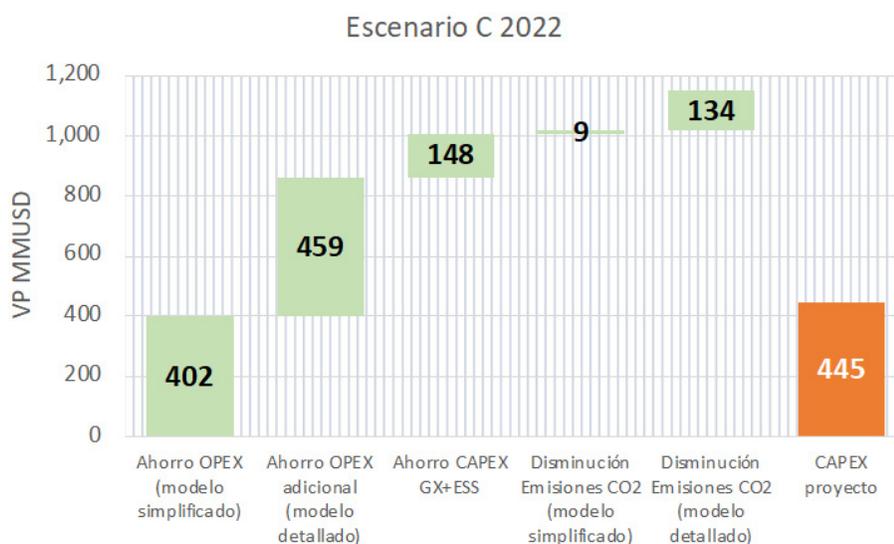


Figura 2: Resultados de los ahorros estimados utilizando un enfoque multivalor.

5 Midcontinent Independent System Operator. (2022). *Transmission Cost Estimation Guide*. https://cdn.misoenergy.org/20220208%20PSC%20Item%2005c%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP22_Draft622733.pdf

6 Australian Energy Market Operator. (2020). *2020 Integrated System Plan*. <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2020-integrated-system-plan-isp>

En la Figura 2, se muestran los resultados de evaluar la línea Alto Jahuel – Río Malleco, de capacidad de 3000 MVA, con un costo total de 1200 MM USD, para el escenario C de la PELP 2022, utilizando distintas métricas según el estudio de ISCI-SPEC⁷. Se observa que el costo de inversión (CAPEX) del proyecto es mayor que los ahorros en costos de operación (OPEX) estimados en base a un modelo simplificado. Por lo tanto, si sólo se considera esta métrica, el proyecto sería descartado. Esta situación es muy similar a la metodología actual de planificación, en la que se ignoran los beneficios que genera el proyecto en otros ámbitos. En este ejemplo, la suma de todos los beneficios supera con creces el costo de inversión, por lo que al evaluar considerando estos otros beneficios, el proyecto sí sería económicamente favorable.

Por otro lado, se recomienda realizar un levantamiento sobre las externalidades asociadas al territorio en una fase temprana del proceso de planificación de la red, cambios en uso del suelo, alteración de la calidad de suelo agrícola, alteración de la flora y fauna, intervención de sitios de interés cultural, etc⁸. Además, se propone que los posibles trazados (con una resolución más gruesa) sean definidos previo al diseño del portafolio de inversiones, siendo utilizados como dato de entrada en el modelo de planificación. Dichos trazados aproximados, reflejarían las externalidades negativas identificadas para los proyectos candidatos. La integración temprana de las externalidades tiene por objetivo garantizar la viabilidad y aceptación social de los proyectos finalmente adjudicados.

A modo ilustrativo, se presenta en la Figura 3 el posible resultado de una planificación que no considera las externalidades territoriales y de una

7 ISCI & SPEC. (2023). *Identificación de acciones sistémicas de corto y largo plazo para un desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión como condición habilitante de la carbono neutralidad* http://generadoras.cl/media/page-files/2659/2023-SPECISCI-Informe-planificacion-Tx-Final-version-completa_compressed.pdf

8 Energy Grid Alliance. (2022). *Understanding external costs of overhead electricity transmission A best practice approach to electricity transmission infrastructure development*. <https://www.energygridalliance.com.au/understanding-external-costs-of-overhead-electricity-transmission/>



que sí las tiene en cuenta. Al no considerar las externalidades asociadas al territorio en la planificación, las soluciones de transmisión podrían contemplar el cruce por una zona de alto valor para la sociedad, como se muestra en la Figura 3.A. En contraste, en la Figura 3.B se muestra la solución que se obtendría al asignarle de forma correcta el costo de la intervención a la zona de alto valor, la que resulta en una topología distinta, dado que el trazado se modifica con el fin de evitar intervenir la zona de interés.

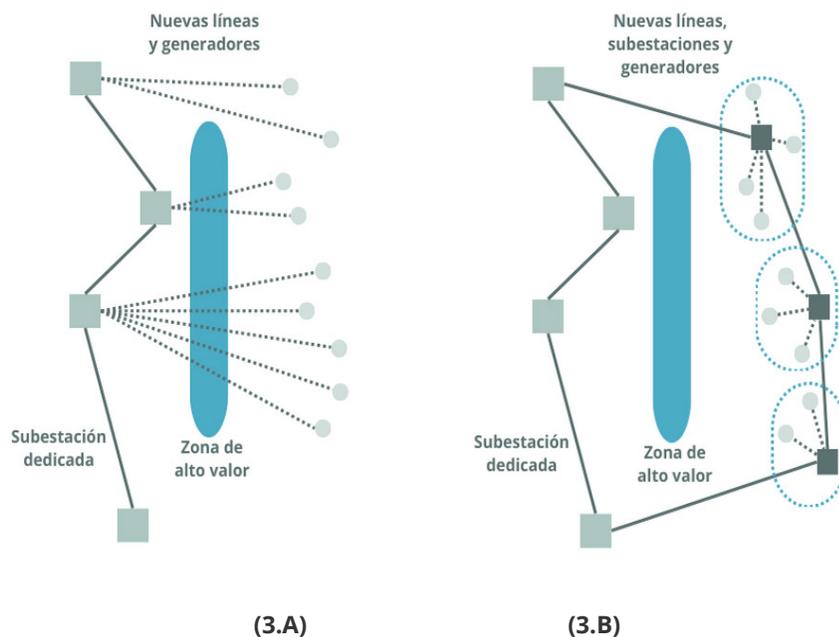


Figura 3: Reconocimiento de externalidades en planificación de la transmisión.^{9 10}

En el caso de proyectos relevantes, se propone mejorar el proceso de franjas actuales, de manera que además de definir el trazado en un proceso participativo se coordine la obtención de permisos preliminares que facilite la posterior tramitación de los proyectos, tal como lo sugiere la experiencia internacional.¹¹ Asimismo, se sugiere introducir un proceso de planificación territorial de carácter permanente, liderado localmente, que permita anticipar los corredores por los que deberán desarrollarse los proyectos de transmisión que resulten seleccionados.

2.1.3 Representación de la operación con un detalle temporal adecuado

Para poder evaluar adecuadamente los costos y beneficios asociados al desarrollo de la transmisión, es clave capturar con mayor precisión la operación del sistema y sus costos. No obstante, la metodología de planificación actual se basa en una simulación de la operación representada mediante bloques horarios, lo que conlleva varias limitaciones, dado que no es posible tratar de forma correcta la dinámica propia de sistemas que operan en una ventana temporal más pequeña. Esta aproximación tiende especialmente a

⁹ Matamala, C., Moreno, R., & Sauma, E. (2019). The value of network investment coordination to reduce environmental externalities when integrating renewables: Case on the Chilean transmission network. *Energy Policy*, 126, 251-263. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.065>.

¹⁰ Matamala, C., Moreno, R., Sauma, E., Calabrese, J., & Osses, P. (2021). Why reducing socio-environmental externalities of electricity system expansions can boost the development of solar power generation: The case of Chile. *Solar Energy*, 217, 58-69. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.01.034>.

¹¹ L. A. Barroso, F. Porrua, L. M. Thome and M. V. Pereira, "Planning for Big Things in Brazil," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 5, pp. 54-63, Sept.-Oct. 2007, doi: 10.1109/MPE.2007.904763.

subestimar la variabilidad inherente a la generación renovable. Además, los bloques horarios utilizados eliminan la cronología, lo cual se traduce en una subvaloración de los efectos intradiarios y el aporte de tecnologías flexibles como sistemas de almacenamiento. Asimismo, esta baja resolución temporal no permite capturar de manera adecuada los periodos en los que se producen congestiones en el sistema eléctrico, y en las cuales se gatilla la necesidad de expansión de la red (e incluso de otras tecnologías avanzadas como el almacenamiento¹²).

Por lo tanto, se propone aumentar la granularidad temporal de la simulación de la operación, transitando desde bloques discretos de demanda a períodos horarios que conserven la cronología. Idealmente, la simulación de la operación consideraría todas las horas del año. Sin embargo, para mantener un equilibrio adecuado entre el detalle temporal y los tiempos de cómputo, se sugiere representar la operación de un año mediante un subconjunto de períodos típicos, por ejemplo días o semanas típicas, con resolución horaria o en lo posible cada 15 min¹³. Para seleccionar estos períodos típicos, se pueden emplear diversos algoritmos de agrupamiento propuestos en la literatura, como el algoritmo *k-means*, *k-medoids* o la agrupación jerárquica¹⁴. Como resultado de este proceso, se obtienen tanto los períodos típicos como su ponderación, la cual indica la cantidad de días o semanas que son representadas por cada período típico.

La ventaja de utilizar estos períodos típicos es que pueden ser seleccionados para representar diversas condiciones climáticas y de demanda, abarcando, por ejemplo, días laborales y de fin de semana correspondientes a distintas estaciones del año, como se muestra en la Figura 4. De este modo, se reduce el número de períodos a considerar en la optimización, pero capturando la variabilidad horaria y estacional de la generación y la demanda, así como las restricciones intertemporales, tales como límites de tasa de toma de carga o tiempos de operación. De este modo, será posible identificar de forma más precisa los períodos en los cuales se activa la necesidad de inversiones en la red y la necesidad de activos flexibles. Además, el aumento de granularidad temporal propuesto, permitirá modelar adecuadamente la operación de sistemas de almacenamiento en la metodología de planificación, posibilitando una evaluación más precisa de los beneficios que estos pueden aportar al sistema.

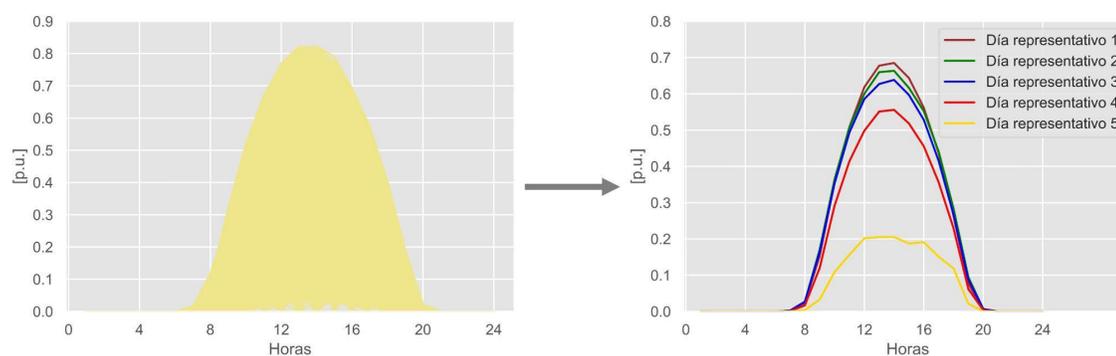


Figura 4: Representación mediante días típicos. La figura de la izquierda muestra los perfiles de radiación solar para un año completo. La figura de la derecha muestra los perfiles correspondientes a 5 días típicos.

12 Pereira-Bonvallet, E., Moreno, R. & Muñoz, F.D. Estimating the Value of Electricity Storage in Chile Through Planning Models with Stylized Operation: How Wrong Can It Be?. *Curr Sustainable Renewable Energy Rep* **7**, 137–150 (2020). <https://doi.org/10.1007/s40518-020-00158-0>.

13 R. Alvarez, A. Moser and C. A. Rahmann, “Novel Methodology for Selecting Representative Operating Points for the TNEP,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2234-2242, May 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2609538.

14 Li, C., Conejo, A. J., Siirola, J. D., & Grossmann, I. E. (2022). On representative day selection for capacity expansion planning of power systems under extreme operating conditions. *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems*, **137**, 107697. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107697>.

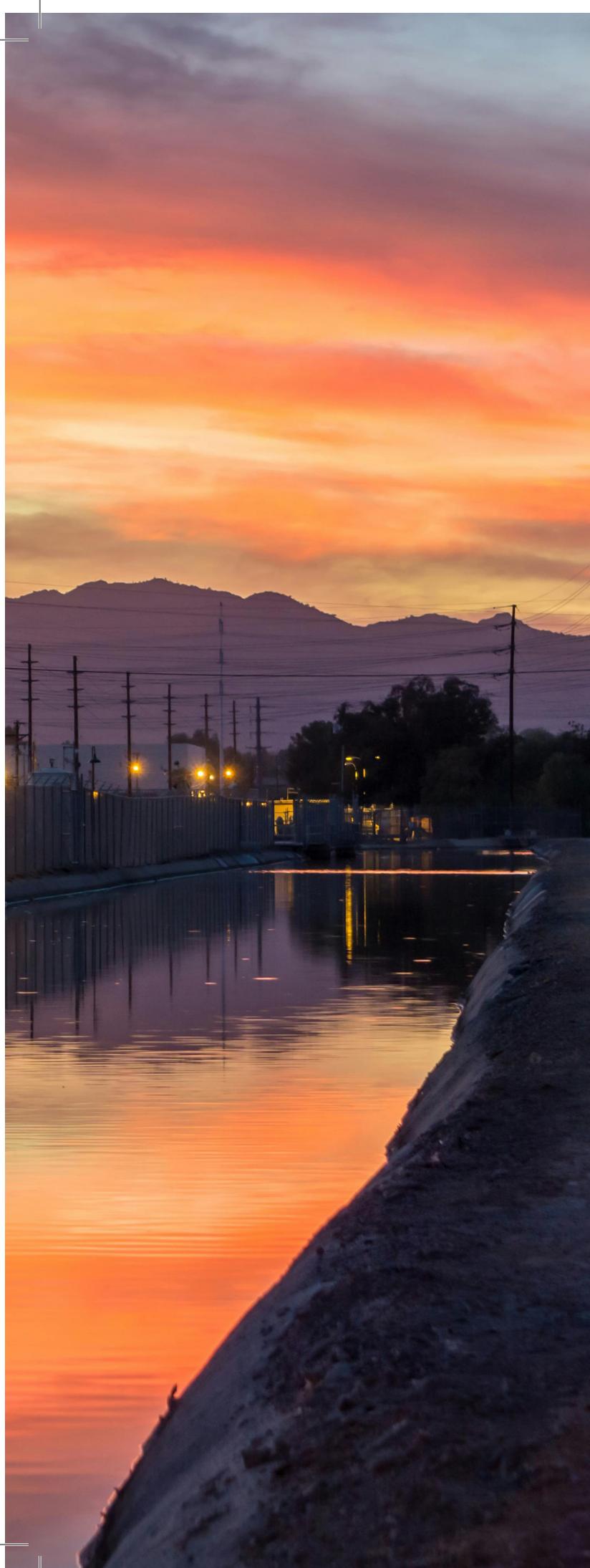
2.1.4 Incorporación de recursos energéticos distribuidos en la metodología de planificación de la transmisión

La regulación actual, y por ende, la metodología de planificación, no reconocen que los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) pueden influir en la necesidad de infraestructura de transmisión. Por un lado, se omite la posibilidad de que la generación distribuida requiera evacuar su energía hacia el sistema, ya que en la práctica los aumentos de capacidad en transmisión zonal se justifican solamente por crecimientos de demanda. Asimismo, la metodología actual, no contempla la posibilidad de que los DER aporten a aliviar congestiones en el sistema, aplazando o reemplazando la necesidad inversiones a nivel de transmisión.¹⁵ Esto puede llevar a una reducción en la eficiencia del sistema, dado que, por un lado, se podría ver limitada la inyección de energía de los DER por congestiones a nivel de transmisión zonal y, por otro, se podría sobreestimar la necesidad de inversión a nivel de transmisión, al no reconocer los aportes de los DER. Es importante notar que la contribución de los DER a aliviar o sobrecargar las redes de transmisión, varía en cada caso específico.

En este contexto, se propone incorporar la operación de los DER existentes y proyectados en la metodología de planificación de la transmisión nacional y zonal. De este modo, podría evaluarse de manera más precisa la complementariedad entre soluciones de transmisión y recursos energéticos distribuidos, así como la necesidad de posibles expansiones en transmisión zonal para permitir aumentos en las inyecciones o retiros. En el caso de la planificación de la transmisión nacional, los recursos energéticos distribuidos pueden ser incluidos mediante una representación simplificada de su operación, buscando mantener un equilibrio adecuado entre tiempos de cómputo y calidad de las soluciones. En el caso de la transmisión zonal, se considera que

¹⁵ D. Alvarado, A. Moreira, R. Moreno and G. Strbac, "Transmission Network Investment With Distributed Energy Resources and Distributionally Robust Security," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 5157-5168, Nov. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2867226.





estos podrían representarse con un detalle equivalente a las centrales de mayor tamaño a través de un sistema equivalente que permita visualizar su aporte en inyecciones e impacto en pérdidas óhmicas.

Cabe notar que, para implementar las soluciones diseñadas a nivel de transmisión zonal, se requiere que se pueda justificar en la práctica nueva inversión en capacidad para evacuar excesos de generación distribuida. En una regulación adecuada, dichas inversiones serían remuneradas por los usuarios, tanto demanda como generación distribuida, que se vean beneficiados por ellas, como se explicará en la Sección 3.5. Esta consideración es crucial, ya que bajo el sistema tarifario actual donde solo la demanda remunera las obras de transmisión zonal, las expansiones motivadas por la generación distribuida podrían incrementar desproporcionadamente las tarifas, generando una situación desfavorable para el usuario final y creando un posible subsidio cruzado.

2.1.5 Reconocimiento de incertidumbre y necesidad de resiliencia

Actualmente, la metodología de planificación considera distintos escenarios energéticos para representar la incertidumbre futura en el despliegue de activos de generación. Sin embargo, estos escenarios se analizan de forma separada, obteniendo un plan de inversión distinto para cada escenario. Luego, se eligen los proyectos comunes a todos los planes de inversión y aquellos que resulten ser beneficiosos en la mayoría de los escenarios. No obstante, esta es una aproximación al problema real bajo incertidumbre y puede resultar en soluciones ineficientes que no cuentan con las holguras necesarias para adaptarse a escenarios futuros cambiantes. De hecho, por definición, se seleccionan obras que demuestran beneficios en varios escenarios, obviando el hecho que una obra nueva podría servir como seguro ante la ocurrencia de ciertos escenarios. En esta misma línea, este análisis no permite reconocer que hay inversiones que se justifican para mejorar la resiliencia del sistema, es decir, para enfrentar escenarios poco probables, pero de alto impacto.

Para abordar estos desafíos, se propone migrar hacia un enfoque de optimización bajo incertidumbre que incorpore, simultáneamente, una variedad de escenarios futuros plausibles de los parámetros inciertos. Entre los parámetros inciertos que podrían ser considerados se encuentran los costos de combustibles, crecimiento de la demanda, costos de operación y mantenimiento, tiempos de implementación, penetración de generación distribuida, entre otros. La metodología podría basarse en técnicas de optimización estocástica o robusta, las cuales han sido ampliamente estudiadas en la literatura académica^{16 17 18}. En este esquema, el plan de inversiones es diseñado con el objetivo de maximizar los beneficios frente a los diversos escenarios posibles.

Además, la metodología debe reconocer la posibilidad de modificar los planes de inversión a medida que se adquiere más información sobre los parámetros inciertos, diseñando planes que pueden ser adaptados de manera eficiente. Para ello, se puede considerar la dinámica de toma de decisiones en el modelo de planificación, las que se originan de un proceso en que las nuevas decisiones de inversión se reoptimizan anualmente. Esta dinámica puede ser representada mediante un árbol como el ilustrado en la Figura 5. En la primera etapa, el planificador toma las decisiones de inversión que deben empezar a ser implementadas en el presente, aun cuando no se sepa el valor de los parámetros inciertos. En etapas posteriores, el planificador adapta las decisiones futuras de inversión considerando la infraestructura existente o en implementación, así como la nueva información disponible de los parámetros inciertos.

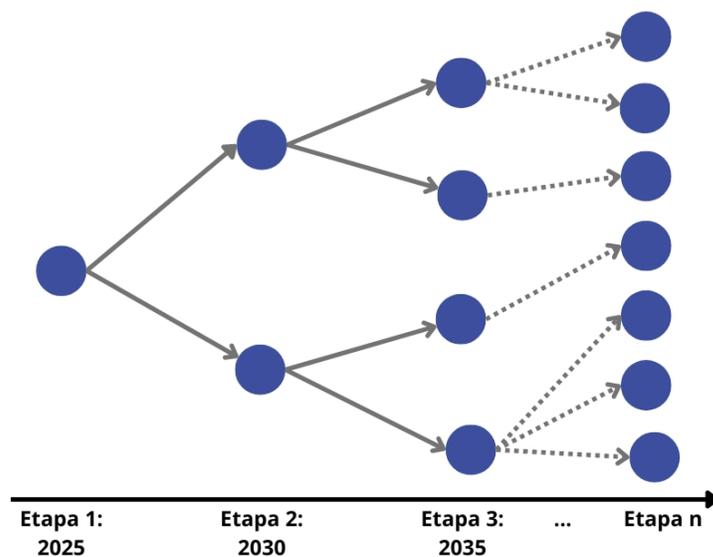


Figura 5: Esquema de la metodología de planificación estocástica multietapa.

Asimismo, se deben considerar eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto, de manera que las inversiones destinadas a mejorar la resiliencia del sistema sean adecuadamente identificadas y valoradas.

16 F. D. Munoz, B. F. Hobbs, J. L. Ho and S. Kasina, "An Engineering-Economic Approach to Transmission Planning Under Market and Regulatory Uncertainties: WECC Case Study," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 307-317, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279654.

17 Konstantelos, I., Moreno, R., & Štrbac, G. (2017c). Coordination and uncertainty in strategic network investment: Case on the North Seas Grid. *Energy Economics*, 64, 131-148. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.022>.

18 S. W. Kang, J. Boyd, Xiaolong Yu, G. Gnanam and J. Billo, "Comprehensive regional transmission planning- ERCOT experience," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286136.

Esto se puede lograr integrando métricas o criterios de riesgo (como el *Conditional Value at Risk*¹⁹) que permitan representar, en el análisis costo-beneficio, los impactos de eventos más extremos, así como identificar las mejores medidas de mitigación y adaptación.

2.2 REVISIÓN DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN E INSTITUCIONALIDAD

Se considera necesario revisar la institucionalidad del proceso de planificación de la red, con el objetivo de facilitar el diseño y la materialización oportuna de proyectos de transmisión eficientes. Esto incluye la reconsideración de las etapas y plazos del proceso, así como una evaluación de las instituciones involucradas y sus roles. En este contexto, se sugiere evaluar la idoneidad de la institución encargada del proceso de planificación. Se considera que esta entidad debe ser aquella que posea la información más completa y actualizada de la operación y de nuevas tecnologías para identificar de manera precisa las necesidades de inversión en redes. Asimismo, se destaca la importancia de considerar los incentivos que puedan tener las instituciones encargadas de la planificación. Por ejemplo, se podría dar un incentivo a subinvertir si el objetivo es mantener las tarifas bajas, o un incentivo a sobre expandir si la prioridad del ente es garantizar la seguridad del sistema. Por último, los lineamientos establecidos a partir de compromisos internacionales o sectoriales, como por ejemplo aquellos relacionados con objetivos de descarbonización, deben ser respetados por las instituciones encargadas de llevar a cabo el proceso.

El análisis de modelos institucionales a nivel internacional revela una variedad de enfoques en la planificación de redes eléctricas, involucrando a diferentes actores como reguladores, operadores y agencias independientes. Un aspecto clave común en estos modelos es la activa participación de los actores coordinados, con mecanismos que aseguran una retroalimentación efectiva al proceso. Tomando como ejemplo Nueva York²⁰, nuevas líneas de transmisión pueden incorporarse al plan si existe una supermayoría en el mercado que respalda la inversión (votación). En este contexto, la implementación de un sistema tarifario eficiente es crucial, ya que este debe asignar los costos a los usuarios que se benefician directamente de la inversión. Esto permite internalizar la evaluación de costos y beneficios por cada agente, garantizando así que el mecanismo de votación sea coherente y refleje las prioridades efectivas del mercado.

2.3 ACCESO ABIERTO Y MEJORAS A LA REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

En el actual marco del sistema eléctrico chileno, el acceso para nuevos participantes se caracteriza por su apertura, donde dichos entrantes solo deben aguardar por implementaciones menores a nivel de transmisión zonal y dedicada para facilitar su conexión a la red y al mercado eléctrico. Sin embargo, estas incorporaciones no siempre desencadenan proyectos de transmisión a nivel nacional, o al menos, su vinculación no es directa e inmediata. A pesar de que los actores del mercado cuentan con incentivos originados en el mercado *spot*, persiste la posibilidad de descoordinación entre los desarrollos en generación y transmisión, produciendo potencialmente zonas de oferta excesiva. Esta situación puede ser resultado de retrasos en la implementación de sistemas de transmisión, repercutiendo negativamente en el estado financiero no solo de los nuevos participantes sino también de los generadores existentes, debido a la

19 R. Moreno *et al.*, "From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 4, pp. 41-53, July-Aug. 2020, doi: 10.1109/MPE.2020.2985439.

20 Pollitt, M. G. (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, 30(4), 1536-1567. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.012>



reducción de precios en el mercado *spot* y vertimientos excesivos^{21 22} de generación renovable, propios de un sistema con superávit de energía y/o insuficiencia de transmisión para evacuar la producción local.

Se propone abordar este dilema mediante la integración de tres elementos, los cuales serán discutidos a continuación:

- a. La implementación de Derechos Financieros de Transmisión (FTRs) que, en sinergia con los Acuerdos de Compra de Energía (PPAs), facilitan una cobertura financiera más eficaz para los generadores.
- b. La aplicación de una tarificación basada en los beneficiarios.
- c. Un régimen de inversiones en transmisión más flexible que permita obras que promuevan los agentes.

Con la adopción de estas medidas, se promueve un entorno de acceso abierto, potenciando la competencia derivada de una política de acceso irrestricto, al tiempo que se mantienen señales económicas precisas para que los actores puedan internalizar de manera más efectiva las repercusiones de sus decisiones de localización. Dado que actualmente se carece de mecanismos óptimos para abordar adecuadamente los riesgos asociados a la congestión y la elección de localización, esto podría conllevar a la necesidad de ciertas restricciones al acceso. Este fenómeno se ha observado recientemente en las licitaciones de suministro a clientes regulados, donde los bloques de suministro licitados fueron segmentados en tres zonas geográficas y donde las ofertas deben estar respaldadas por fuentes de generación con suficiente capacidad en cada zona.

²¹ Por sobre el nivel óptimo de recorte de generación renovable que asegura la eficiencia económica del sistema.

²² Jacobsen, H. K., & Schröder, S. T. (2012). Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. *Energy Policy*, 49, 663-675. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.004>.



En línea con lo anterior, se plantea que los peajes de transmisión se determinen en base a un enfoque costo-reflectivo, como por ejemplo, el enfoque de beneficiarios. En este esquema, los costos asociados a la inversión en transmisión se distribuyen de manera proporcional a los beneficios considerados dentro del enfoque multivalor, propuesto en la Sección 2.1.2, que cada usuario, tanto generadores como consumidores, obtiene de la infraestructura²³. Cómo la planificación de la transmisión se realiza con el objetivo de que las obras se justifiquen sólo cuando los beneficios acumulados superan su costo, el esquema de beneficiarios asegura que los usuarios no paguen cargos mayores que los ahorros derivados de dichas obras. Un aspecto relevante de la propuesta es que el peaje sea establecido ex-ante, es decir, que no dependa de la operación real para cada año en particular (más bien un promedio que agregue varios escenarios futuros), y que se mantenga fijo por un período razonable, de manera de reducir la incertidumbre asociada a dichos pagos.

El enfoque de beneficiarios presenta diversas ventajas respecto del enfoque actual basado en la socialización de costos entre la demanda. Por un lado, evita posibles distorsiones en los incentivos a la eficiencia económica a largo plazo, derivadas de un esquema en que la transmisión es financiada exclusivamente por la demanda y en el que la expansión en transmisión se ve efectivamente afectada por las decisiones de localización de la generación²⁴. Además, posibilita la compatibilidad entre un régimen de inversión mandatado y uno libre, al establecer un sistema único de tarificación, eliminando el incentivo asociado a la socialización de costos que podría propiciar la realización mayoritaria de proyectos bajo el régimen mandatado²⁵.

23 Respecto de la transmisión para polos de desarrollo, cabe precisar que se entiende que los beneficiarios de la capacidad no utilizada por las centrales generadoras existentes son los usuarios finales, ya que se beneficiarían de la mayor eficiencia futura y del cumplimiento de objetivos de política pública.

24 Moreno, R. (2018). Cuando el remedio es peor que la enfermedad. *El Mostrador* <https://www.elmostrador.cl/mercados/2018/04/09/cuando-el-remedio-es-peor-que-la-enfermedad-el-nuevo-rol-del-consumidor-en-la-remuneracion-de-la-transmision/>

25 Hogan, W. (2013), *Allocating costs roughly commensurate with multiple transmission benefits* [Diapositivas de PowerPoint]. John F. Kennedy School of Government, Harvard University. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/second-imperial-workshop-agenda-11-and-12-jan-2013-international-experiences>

Además, cuando los generadores son responsables del pago de peajes, estos se hacen acreedores de parte de las rentas por congestión, lo que les permite cubrir el riesgo financiero asociado a las congestiones. Asimismo, al ser tanto generadores como demanda responsables del pago de peajes en proporción a los beneficios que obtienen, se fortalece el escrutinio al proceso de planificación, creando contrapesos que favorecen la eficiencia del sistema. Finalmente, el enfoque propuesto permitiría mitigar las dificultades políticas que podría significar un aumento de la tarifa a clientes finales producto de necesidades de expansión en transmisión, ya que los costos asociados se compartirían de manera equitativa con la generación.

Asimismo, se plantea la creación de contratos financieros por red (FTRs), permitiendo a los generadores contar con instrumentos de cobertura que mitiguen el riesgo de congestión. Los contratos financieros de red son acuerdos entre los participantes del mercado y el operador del sistema. Estos contratos se establecen para dos puntos específicos en la red y para una capacidad determinada (en MW). Otorgan al titular el derecho a recibir un pago equivalente a la diferencia de precio de energía entre el punto de origen y el punto de destino, según la capacidad definida en el contrato²⁶. Así, estos contratos representan un seguro que permite anular o mitigar el efecto de los diferenciales de precios entre inyecciones y retiros. Al disminuir el riesgo de precio, su incorporación contribuye a reducir los precios ofertados por los generadores en los contratos de suministro. En consecuencia, se plantea que estos contratos se diseñen con duraciones acorde a los contratos de suministro propuestos en la Sección 5.2. Además,

cabe notar que estos contratos no solo actúan como una herramienta de gestión de riesgos para los generadores, sino que también sirven como indicadores valiosos para el proceso de planificación, ya que la demanda por estos contratos es un reflejo de los requerimientos de transmisión.

Finalmente, y con el supuesto de la existencia de un sistema de peajes en base a beneficiarios, se propone la implementación de un régimen de inversiones libres en obras de transmisión que complementa a la planificación central. Este mecanismo podría reemplazar o complementar al mecanismo establecido en el Art. 102° de la LGSE. En este esquema, y siguiendo la experiencia internacional²⁷, se forma un comité integrado por los agentes del sector eléctrico, quienes pueden proponer infraestructura, siempre y cuando exista un acuerdo entre ellos. De este modo, son los miembros del comité los que estiman los costos y beneficios asociados a una obra, y al existir un sistema tarifario en base a beneficiarios, las obras solo se promoverían si sus beneficios para los agentes del sistema son superiores a los costos. En este aspecto, es importante que la conformación del comité represente adecuadamente a los distintos agentes (generación y demanda). Cabe notar que aunque son los agentes los que realizarían el análisis costo beneficio, es la autoridad la que autoriza²⁸ finalmente las obras, buscando que estas no sean redundantes con las obras identificadas mediante el proceso de planificación central. Además, es relevante tener especial precaución en territorios sensibles al desarrollo de nuevas líneas para asegurar que el desarrollo de obras libres no afecte la factibilidad de obras mandatadas por la autoridad.

26 Lyons, K., Fraser, H., & Parmesano, H. (2000). An introduction to financial transmission rights. *The Electricity Journal*, 13(10), 31-37. [https://doi.org/10.1016/s1040-6190\(00\)00164-0](https://doi.org/10.1016/s1040-6190(00)00164-0).

27 NYISO (2020). *Public Policy Transmission Planning Process Manual*. https://www.nyiso.com/documents/20142/2924447/M-36_Public%20Policy%20Manual_v1_0_Final.pdf

28 Las obras autorizadas mediante este esquema se licitarían, y posteriormente se clasificarían, del mismo modo que aquellas resultantes del proceso de planificación centralizada.



DISEÑO DE MERCADO Y FORMACIÓN DE PRECIOS DE CORTO PLAZO

La transición hacia sistemas profundamente descarbonizados y con altos niveles de generación renovable variable requiere estructuras de mercado que permitan una operación segura y costo eficiente, e integrar tecnologías que aporten flexibilidad, tales como almacenamiento y gestión de demanda. En particular, se debe proporcionar las señales correctas para incentivar y desplegar la flexibilidad necesaria para abordar la creciente variabilidad e incertidumbre en la operación. No obstante, el diseño actual del mercado no se encuentra alineado con estas necesidades, presentando desafíos relevantes en la formación de precios, participación en los mercados de servicios complementarios, e integración de nuevas tecnologías. Además, la estructura se basa en un mercado de liquidación única, el cual no permite ajustar posiciones en base a la mejor información disponible ni asignar responsabilidades frente a desvíos. A continuación, se presentan propuestas para mejorar el mercado de corto plazo con el objetivo de abordar las limitaciones identificadas, estructuradas en dos fases.

La primera fase de recomendaciones consiste en una serie de mejoras al diseño de mercado basado en costos auditados, con el objetivo de establecer las señales necesarias para mejorar la operación flexible del sistema. Entre los cambios propuestos, se sugiere la modernización del cálculo del costo marginal y la incorporación de mercados de liquidación múltiple que permitan la actualización de proyecciones de generación, así como mejoras a las subastas de servicios complementarios. Asimismo, se propone eliminar el cálculo administrativo del costo de oportunidad del almacenamiento. Finalmente, se sugieren modificaciones al mecanismo de impuesto de carbono para mejorar su efectividad.

En la segunda fase de recomendaciones, se propone una transición eventual y gradual hacia mercados de oferta, basada en la ejecución de propuestas previas y evaluación de condiciones de competencia. Se plantea que a partir de la estructura de mercados de liquidación múltiple, se permitan realizar ofertas por parte de los agentes. Se sugiere comenzar con ofertas de cantidad para ciertas tecnologías y evaluar luego la inclusión de ofertas de precio. Se destaca la importancia de mantener la gestión centralizada de centrales hidráulicas y mejorar las herramientas de monitoreo, para garantizar la competitividad del mercado.

En la Figura 6 se dispone de la lista de propuestas para cada fase, las cuales serán detalladas a continuación.

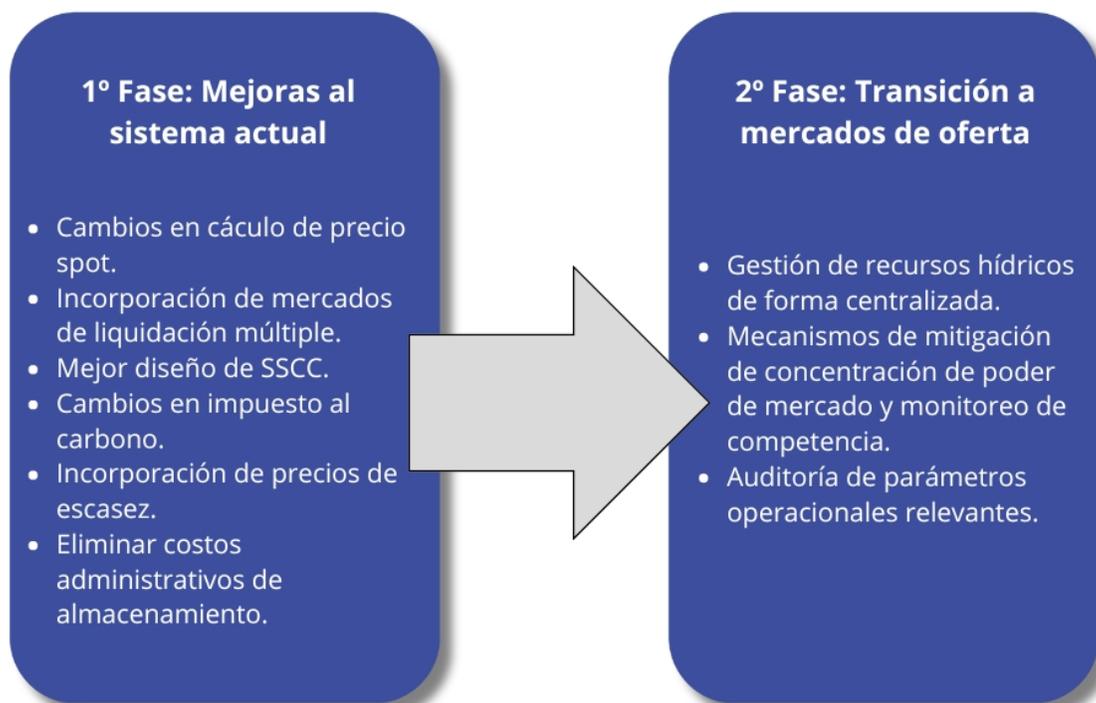


Figura 6: Propuestas mercados de corto plazo.

3.1 MEJORAS AL MERCADO BASADO EN COSTOS AUDITADOS

3.1.1 Modernización de la metodología de cálculo del costo marginal

Actualmente el costo marginal para cada periodo se determina como el mayor costo de producción de energía de las unidades generadoras que se encuentren operando por orden económico en dicho momento, lo cual se determina mediante el uso de la lista de mérito. Este costo es definido para una barra de referencia y calculado para el resto de las barras haciendo uso de factores de penalización estimados en base a la programación diaria. Sin embargo, este enfoque es obsoleto y no permite considerar relaciones intertemporales propias de un sistema con alta penetración de generación renovable, como la activación de restricciones de rampas o aquellas asociadas a la gestión de almacenamiento. Esta situación puede conllevar a una determinación errónea del costo marginal, dando una señal ineficiente a la operación de tecnologías flexibles, afectando no solo la operación

de corto plazo sino que también las señales de largo plazo necesarias para la inversión.

Para corregir esta situación, se propone determinar los costos marginales del sistema utilizando las variables duales obtenidas de los modelos de optimización empleados para definir el despacho de las unidades. En particular para determinar los costos marginales resultantes de la operación en tiempo real, se requiere contar con un modelo de despacho económico, el cual será discutido en la Sección 4.2. Esta metodología permitiría internalizar en el costo marginal los efectos de las restricciones técnicas relevantes, abarcando tanto las limitaciones de flexibilidad, como las restricciones de rampa y las inherentes al almacenamiento, así como las restricciones físicas del sistema de transmisión. La adopción de estas señales de precio más precisas ofrecería incentivos mejorados para la operación de los participantes del mercado, especialmente para aquellos involucrados en el almacenamiento y la respuesta a la demanda. Además, contribuiría a lograr una remuneración efectiva para los recursos que aportan flexibilidad al sistema eléctrico, impulsando su desarrollo.

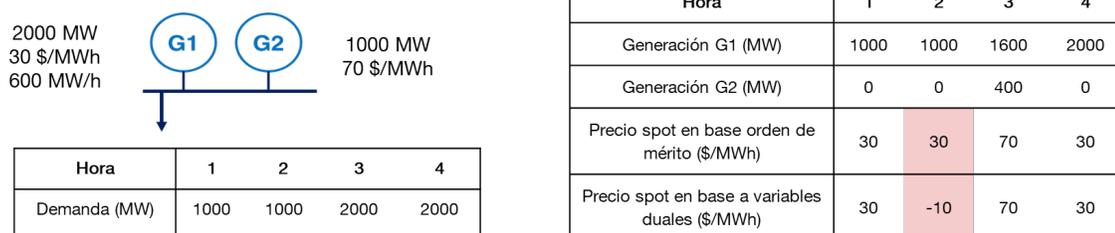


Figura 7: Precio spot calculado con mediante orden de mérito y variables duales.²⁹

²⁹ Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R. (2021). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148, 111997. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

En la Figura 7 se presenta un ejemplo de despacho económico para 4 bloques horarios, donde se considera la restricción de rampa de generación para las 2 unidades presentes. En los resultados del cálculo de precio *spot* se aprecia una gran diferencia entre el precio estimado mediante lista de mérito y calculado utilizando las variables duales del problema de optimización para el segundo periodo de operación. Esta diferencia se debe a que al utilizar la lista de mérito, no se consideran las restricciones de rampa en el cálculo del costo marginal, mientras que al computarlo en base a las variables duales, se reconocen de forma efectiva las relaciones intertemporales inherentes a las restricciones físicas del sistema eléctrico.

3.1.2 Mercado de liquidación múltiple

El diseño actual del mercado opera bajo un modelo en el cual la programación de la operación para el día siguiente no es vinculante en términos financieros, ya que las transacciones se liquidan en base a la operación real. De este modo, las desviaciones en la operación respecto de la programación no son penalizadas y sus costos asociados no son asignados a los causantes de las desviaciones. Este diseño tiene como consecuencia un menor incentivo para los agentes coordinados a realizar pronósticos precisos sobre su operación futura. Además, al valorizar las transacciones según el costo marginal real, se dificulta la planificación eficiente de perfiles de inyecciones y retiros para tecnologías como el almacenamiento.

En este contexto, se propone la implementación de mercados vinculantes para gestionar de manera efectiva la creciente variabilidad e incertidumbre en la operación del sistema eléctrico³⁰. Esta estructura incluiría un mercado del día anterior con una granularidad temporal adecuada, basado en un pre-despacho co-optimizado de energía y reservas. Además, se plantea la introducción de un mercado intradiario, que permita la actualización de parámetros relevantes para la operación del sistema, tales como pronósticos de retiros y de generación renovable. Por último, se sugiere la creación de un mercado en tiempo real, basado en un despacho co-optimizado de energía y reserva. La temporalidad operacional de esta nueva estructura de mercado se presenta en la Figura 8.

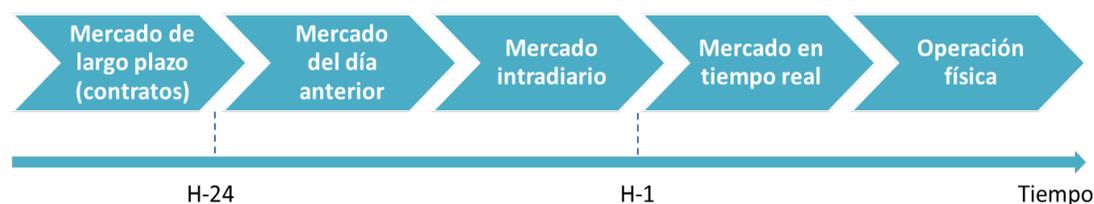


Figura 8: Temporalidad mercados de liquidación múltiple.

La introducción de esquemas vinculantes trae consigo diferentes beneficios, entre los que destacan la mayor certeza respecto de los precios de mercado en cada etapa, la posibilidad de establecer causalidad y asignar responsabilidades frente a desvíos, el incentivo a la mejora en los pronósticos, la asignación correcta de recortes o vertimientos, y un aumento de la competitividad y eficiencia del mercado³¹. En particular,

30 Vinken. (2021). *Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes* <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>

31 Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R. (2021). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148, 111997. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>.

cuando se incorporan etapas intradiarias, se permite, además, que los agentes gestionen de mejor manera su operación, incorporando la mejor información disponible en cada periodo de operación para ajustar sus posiciones.

Cabe notar que para poder integrar etapas vinculantes en el marco de un mercado basado en costos auditados, es necesario dar ciertos grados de libertad a los agentes para que puedan gestionar de manera eficiente sus riesgos. Por ejemplo, se podría permitir la actualización de pronósticos en cada etapa³² o la selección de etapas de participación. En consecuencia, es crucial que la implementación de un esquema como el propuesto se complemente con un monitoreo del mercado, de modo de asegurar que dichos grados de libertad mejoren efectivamente la eficiencia del sistema sin afectar la competencia.

3.1.3 Mejor diseño de subastas y asignación de costos de servicios complementarios

El diseño actual del mercado eléctrico chileno se caracteriza por un enfoque híbrido que combina un mercado de energía basado en costos auditados con precio uniforme (*pay-as-clear*) y un mercado de servicios complementarios (SSCC) basado en ofertas con precios diferenciados (*pay-as-bid*). En este esquema, las ofertas de los SSCC se limitan a considerar solo los costos de desgaste relacionados con la provisión del servicio, estableciendo precios máximos por tecnología. Los costos de oportunidad u otros sobrecostos se compensan mediante pagos laterales, los que representan gran parte de la remuneración asociada a servicios complementarios. Además, es importante destacar que los mercados de SSCC están diseñados con el objetivo de cubrir exclusivamente los costos, incluyendo los costos de oportunidad, sin generar rentas.

Este diseño conlleva consecuencias negativas en las señales de inversión, disminuyendo significativamente los incentivos para invertir en unidades capaces de proporcionar estos servicios de manera más eficiente. Además, se observa una escasa participación de las unidades en las subasta de SSCCs, ya que estos servicios se prestan principalmente por instrucción directa, tal como se puede observar en la Figura 9 para el SSCC de Control Secundario de Frecuencia (CSF). Esto se debe a que la remuneración recibida al participar en la subasta no difiere sustancialmente de la obtenida cuando se requiere la instrucción directa, ya que la única componente no reconocida en este último caso es la relacionada con el desgaste de las unidades. Además, los costos asociados a la prestación de servicios complementarios se socializan entre los retiros, sin reconocer las responsabilidades de las unidades generadoras o demanda en los desvíos de la operación programada. Por lo tanto, y como fue mencionado anteriormente, no existen incentivos para que los agentes busquen reducir errores respecto de la operación programada.

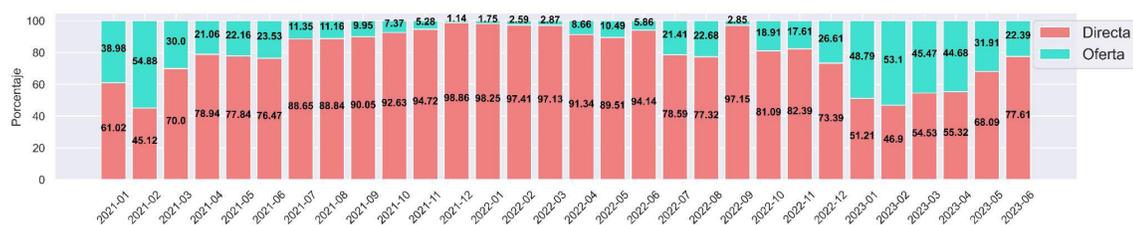
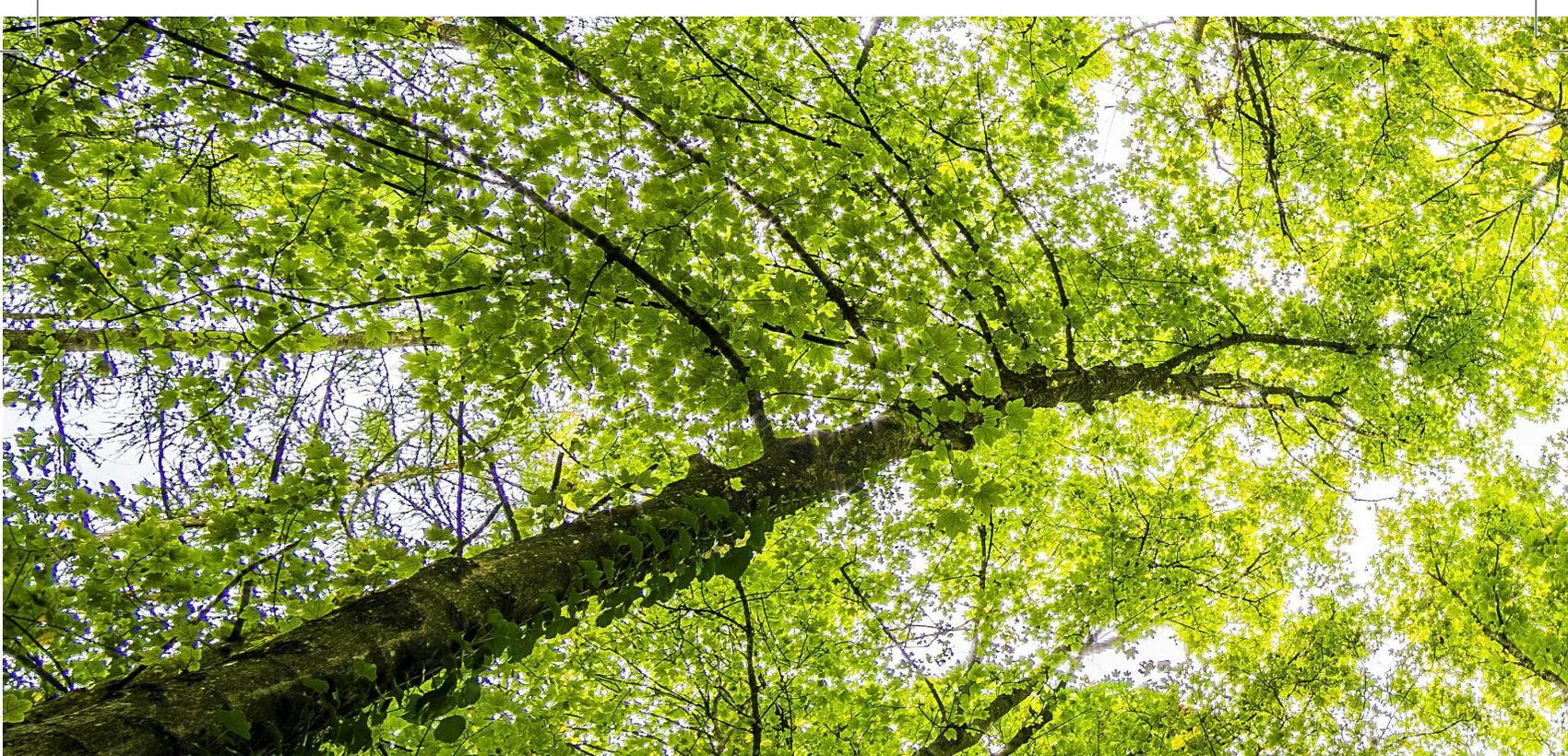


Figura 9: Materialización de los SSCC de CSF desde 2021 a 2023. Fuente: Vinken.

32 Esto se podría entender como una pseudo-oferta solamente en cantidad, lo que facilitaría la eventual transición posterior a un mercado de ofertas.



En este contexto, se propone perfeccionar el diseño de las subastas de servicios complementarios. Por un lado, se propone implementar un esquema *pay-as-clear* para la remuneración de dichos servicios tal como ocurre en Australia (AEMO), California (CAISO) y el Electric Reliability Council of Texas, (ERCOT), Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, entre otros³³. El objetivo es establecer un diseño de mercado coherente con el mercado de energía propuesto y coherente también, con el principio marginalista, el cual debe estar acompañado de una mejora y monitoreo de la competencia, por ejemplo, a través de los mecanismos que se discutirán al final de la sección. Este diseño, permitiría entregar iguales señales de precios a todos los agentes que presten iguales servicios, sin discriminaciones asociadas a la habilidad de predecir el precio de despeje de las subastas como ocurre bajo el esquema *pay-as-bid* (lo que se puede traducir en ineficiencias³⁴). Por otro lado, las señales de precios serían las adecuadas para la expansión óptima del sistema en

el largo plazo, se incentivaría a los agentes a ofertar sus verdaderos costos directos de prestar el servicio y se facilita el monitoreo de mercado. Asimismo, se recomienda aumentar la granularidad del mercado de servicios complementarios, considerando las necesidades de un sistema con mayor variabilidad. La resolución temporal del mercado de SSCC debe coincidir con la utilizada en el mercado de la energía para evitar ineficiencias en la programación y/o cálculo de precios³⁵. Además, se destaca la importancia de evaluar la necesidad de implementar nuevos servicios complementarios o ajustar los existentes de manera coherente con los mercados de liquidación múltiple y los nuevos requisitos del sistema. En especial los referentes a la variabilidad de fuentes renovables, requiriendo rampas de generación flexibles o respuestas de frecuencia ultrarrápidas³⁶.

Además de las modificaciones propuestas al diseño de las subastas, se sugiere asignar los costos de activación de reservas en base a desviaciones

33 DICTUC. (2019). *Análisis técnico económico de las condiciones de competencia en el mercado de SSCC intergrado con el mercado de energía y determinación de reglas específicas de subastas y licitaciones, informe final*. (Informe N°1516087). https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/Informe_Final_Estudio_2_SSCC.pdf

34 Willems, B. Yu, Y. (2022). *Bidding and Investment in Wholesale Electricity Markets: Pay-as-Bid versus Uniform-Price Auctions*. <https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/conf/2022/energy/yyu.pdf>

35 Muñoz, F. Harrison, R. (2020). *Análisis y propuestas de mejora para el mercado de SSCC de CSF y CTF*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/10/Informe-Final-Mejoras-SSCC-Harrison-y-Muñoz.pdf>

36 ISCI & SPEC (2021). *Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda* https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-Descarbonizacion_web.pdf



significativas respecto a la última posición vinculante adoptada por los agentes. Con el fin de reconocer los beneficios sistémicos de la provisión de reservas y evitar perjudicar a tecnologías de naturaleza incierta, se recomienda considerar una banda de tolerancia de desvíos como se muestra en la Figura 10. De esta forma, sólo aquellos desvíos respecto

de la programación que se encuentren por fuera de la banda definida (áreas verdes en la Figura 10) sean remunerados por los agentes que los hayan ocasionado. Mientras que el resto de los desvíos, al interior de la banda (líneas rojas en la Figura 10), se socializarían entre los agentes³⁷.

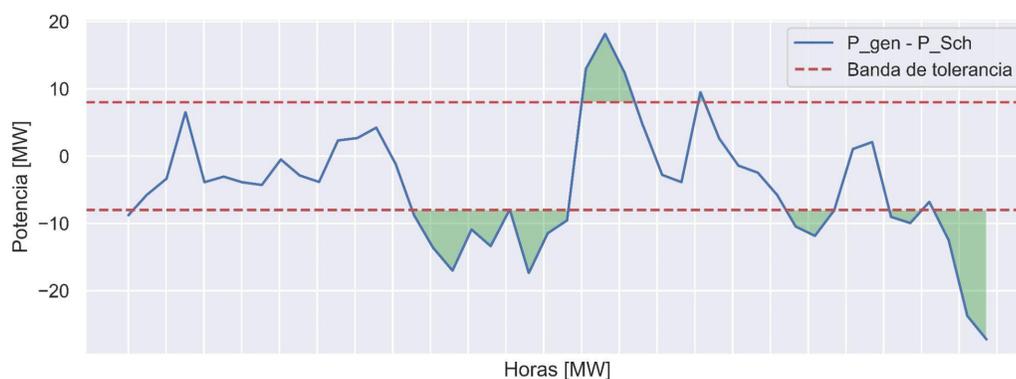
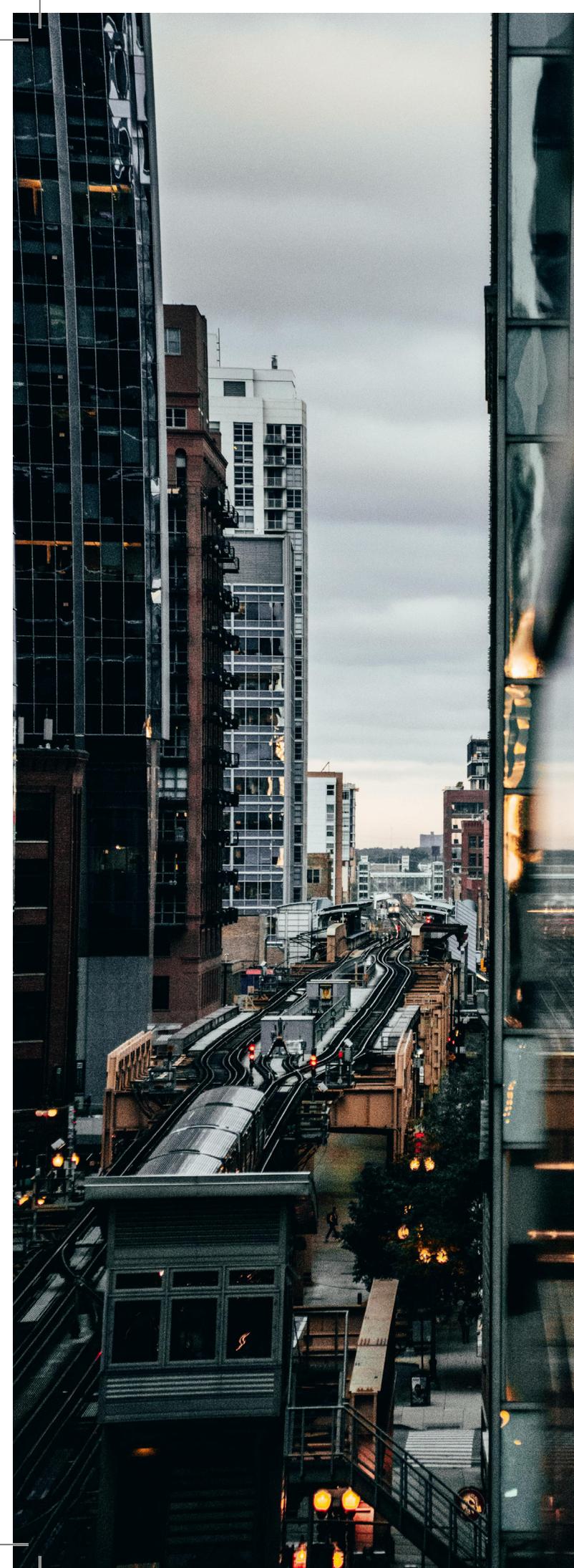


Figura 10: Desviaciones entre la potencia generada y programada.

Finalmente, se propone que, en el caso que no existan condiciones de competencia en el corto plazo para ciertos servicios complementarios, se definan esquemas de materialización complementarios a la instrucción directa, como contratos bilaterales y/o licitaciones de largo plazo. La idea es disminuir la aplicación de la instrucción directa, la cual hoy se aplica en un gran número de circunstancias, tal como se puede observar en la Figura 8. Un mecanismo complementario de contratos será detallado en la Sección 4.4 de mercados de largo plazo.

³⁷ Vinken. (2021). *Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes* <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>



3.1.4 Mecanismo de impuesto al carbono

El diseño actual del impuesto al carbono no logra ser efectivo en la reducción de emisiones, ni da las señales económicas adecuadas a los agentes. En primer lugar, la ley establece que el impuesto no se debe internalizar en el costo variable de las unidades generadoras. De este modo, el despacho de las unidades generadoras, y, por ende, el volumen de carbono que estas emiten no se ve afectado por el valor del impuesto. Asimismo, el mecanismo considera un pago lateral, en el que las pérdidas económicas que ocurren cuando una unidad térmica no puede cubrir mediante el costo marginal sus costos de operación, incluyendo el impuesto al carbono, se prorratan entre todas las unidades generadoras que retiran energía, incluso aquellas que no emiten. Esta práctica disminuye el incentivo para invertir en tecnologías no contaminantes.³⁸ Además, el valor actual del impuesto, fijado en 5 US\$/ton, se considera bajo en comparación con el costo real de las externalidades asociadas.

Para abordar las brechas anteriores, se propone incorporar el impuesto al carbono en el costo variable de las unidades generadoras. De este modo, las unidades con mayores niveles de emisiones aumentarían sus costos de operación y serían desplazadas de la lista de mérito por unidades menos contaminantes, reduciendo su uso y las emisiones totales del sistema. Además, este diseño elimina la necesidad de compensaciones para mitigar pérdidas económicas que pudiesen sufrir unidades generadoras producto del impuesto, eliminando las distorsiones anteriormente mencionadas. Cabe notar que, la implementación de esta propuesta aumentaría el costo marginal en el corto plazo³⁹ y se modificarían las valorizaciones de los retiros en el sistema, gatillando una revisión de los contratos

38 Díaz, G., Muñoz, F. D., & Moreno, R. (2020). Equilibrium analysis of a tax on carbon emissions with pass-through restrictions and side-payment rules. *The Energy Journal*, 41(2), 93-122. <https://doi.org/10.5547/01956574.41.2.gdia>

39 Una estimación del aumento en los costos marginales se presenta en Moreno, R. (2023). *Propuesta de corrección al mecanismo de impuestos verdes en el mercado eléctrico chileno*. Reporte para el Ministerio de Energía.

de suministro, junto con un potencial aumento de la tarifa de los consumidores finales. Por lo tanto, se sugiere evaluar la necesidad de incorporar subsidios focalizados financiados mediante el aumento en la recaudación del impuesto, de modo de mitigar el aumento en la tarifa de clientes vulnerables. Es importante destacar que dicho subsidio focalizado en clientes vulnerables puede resultar neutro fiscalmente, producto que los aumentos en recaudación resultan mayores.⁴⁰

Como segunda medida se propone definir una trayectoria incremental para el valor del impuesto en el futuro, la cual debería estar alineada con la política de descarbonización, reflejando de forma efectiva las externalidades asociadas a las emisiones⁴⁰. Se recomienda establecer 2 etapas temporales, la primera con una tasa de crecimiento moderada, hasta el año 2025, llegando a 15 US\$/ton. En la segunda etapa, se propone un aumento de la tasa de crecimiento, llegando hasta los 35 US\$/ton en 2030, de modo de alcanzar el objetivo establecido en la Política Energética Nacional.

3.1.5 Eliminar el cálculo de costos de operación administrativos de almacenamiento en base a compras de energía

El reglamento de coordinación y operación establece una forma administrativa para calcular los costos de oportunidad de almacenamiento, centrales de bombeo y centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC) con capacidad de almacenamiento. En este esquema, el costo de oportunidad del almacenamiento cuando opera en modo de inyección se calcula en base al costo incurrido en los retiros de energía durante una cierta ventana de tiempo. De este modo, no se reconoce que el costo de oportunidad de utilizar la energía almacenada depende de las condiciones futuras de operación del sistema, y, por tanto, se podría dar el caso en que la energía almacenada no es reservada para ser utilizada en horas críticas para el sistema ni en horas de precios convenientes que le permita al inversionista rentar adecuadamente su inversión.

Además, el reglamento de coordinación de la operación establece dos opciones de despacho para definir el perfil de retiro. La primera corresponde a un proceso iterativo entre coordinador y coordinado para definir el perfil de retiro, en que el coordinado indica su programa inicial de retiro y el coordinador presenta un programa eficiente de retiros, el que puede ser aceptado o no por el coordinado. Esta metodología no asegura la costo-eficiencia de la operación y se vuelve poco práctica a medida que se incrementa el número de sistemas de almacenamiento. La segunda alternativa es que el coordinado titular de un sistema de almacenamiento solicite al Coordinador la operación centralizada de sus retiros e inyecciones. No obstante, esta metodología no necesariamente garantiza que la operación sea óptima para el sistema de almacenamiento (ni óptima para el sistema), lo cual puede interpretarse como un riesgo por parte de los desarrolladores de estos sistemas. Sumado a lo anterior, se encuentran los desafíos discutidos anteriormente, en el que el almacenamiento debe determinar un perfil de retiro en base al costo marginal proyectado.

Para mitigar las barreras anteriores, se propone permitir, en el caso de que se desee, el autodespacho de inyecciones y consumo para sistemas de almacenamiento de menor tamaño⁴¹. Para sistemas de

⁴⁰ Moreno, R. (2023).

⁴¹ La definición del umbral para el tamaño y características para que un sistema de almacenamiento pueda operar con autodespacho se establecería en el reglamento, basándose en estudios de impacto sistémico.

almacenamiento de mayor tamaño, se propone una gestión centralizada de los recursos. En este último caso, se requiere calcular el costo de oportunidad del almacenamiento, el cual podría ser determinado siguiendo una metodología similar a la utilizada para la gestión de los embalses, aunque se requieren nuevas herramientas para determinar la operación de corto plazo bajo incertidumbre de generación renovable.⁴²

3.1.6 Mejorar señales de precios mediante precios de escasez

Existen diferentes mecanismos que buscan resolver el problema asociado al “*missing money*”, consistente en la dificultad de que unidades generadoras eficientes alcancen a recuperar los costos de inversión debido a la presencia de incertidumbre, la limitación a precios máximos, y la falta de representación de la elasticidad de la demanda. Si bien existen mecanismos de capacidad que buscan complementar las señales de corto plazo con pagos adicionales en el largo plazo, es posible mejorar dichas señales de corto plazo. Para esto se ha propuesto la implementación de esquemas de precios de escasez, mediante curvas de demanda de reservas operativas⁴³. Esto resulta en aumentos del precio *spot*, particularmente en horas donde el riesgo de escasez crece significativamente. Si bien existe en nuestro mercado actual un mecanismo de capacidad, se sugiere evaluar la necesidad de incorporar mecanismos de precios de escasez, buscando mejorar la señal de precio de energía resultante del mercado mayorista, de manera que refleje el nivel real de oferta disponible incluyendo la probabilidad de desprendimiento de carga. Un mecanismo de este tipo permitiría abordar los desafíos asociados a la falta de incentivos a que las unidades remuneradas realicen aportes de potencia durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, incentivar la respuesta efectiva de la demanda y de las unidades flexibles. Cabe notar, que este sería un mecanismo complementario a la propuesta de mercados de capacidad discutida en la Sección 5.1, y por ende, se sugiere que sea incorporado posterior a dicho cambio.

3.2 TRANSICIÓN GRADUAL A MERCADO DE OFERTAS

La segunda fase de esta propuesta consiste en una transición gradual hacia los mercados de oferta, sujeto a la ejecución de las propuestas de la primera etapa, y a la evaluación de condiciones de competencia. Además, se propone evaluar la profundidad de la transición, partiendo por permitir ofertas de cantidad para ciertas tecnologías y luego evaluar la pertinencia de incorporar ofertas de precios.

Considerando las propuestas de la etapa previa, un mercado de oferta complementaría los mercados de liquidación múltiples con una co-optimización de energía y reserva. Así se contaría con una etapa del día anterior, etapas intradiarias y una etapa en tiempo real. Como se mencionó, se propone una primera etapa en la que ciertas tecnologías puedan efectuar ofertas simplificadas, por ejemplo de solo cantidad⁴⁴ como ocurre en el sistema mexicano, pero manteniendo la información de costos auditados para determinar el despacho de las unidades. Además, inicialmente, parámetros operacionales como tiempos de encendido y apagado, y costos de encendido y apagado continuarían siendo auditados. En una fase posterior, se debe evaluar la pertinencia y necesidad de incorporar ofertas de precio, precio-cantidad, u ofertas complejas que incluyan ciertos parámetros técnicos de las unidades.

42 Cordera, F., Moreno, R., & Ordoñez, F. (2023). Unit Commitment Problem with Energy Storage Under Correlated Renewables Uncertainty. *Operations Research*, 71(6), 1960-1977. <https://doi.org/10.1287/opre.2021.0211>

43 Hogan, William. (2013). Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves. *Economics of Energy and Environmental Policy* 2(2): 65–86. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.4>.

44 En este respecto, es importante que la unidad de monitoreo considere que los agentes pueden ejercer poder de mercado mediante la retención de capacidad (capacity withholding).

En esta transición, y mientras se permitan solo ofertas de cantidad, se prevé que se mantenga el autodespacho para almacenamiento de menor tamaño y la gestión centralizada para almacenamiento de mayor tamaño. Sin embargo, en el caso de que se incluyan ofertas de precio, el sistema de almacenamiento podría migrar hacia este esquema, eliminando el autodespacho y conservando la gestión centralizada únicamente en situaciones donde exista un riesgo de comportamiento estratégico.

Dada su relevancia como recurso de energía y flexibilidad, se considera relevante mantener la gestión centralizada de las centrales hidráulicas de embalse en un inicio, las que paulatinamente pueden ir migrando a un sistema de ofertas con ciertas limitaciones. Esto con el objetivo de coordinar adecuadamente el uso del agua en cuencas complejas y limitar posiciones no competitivas de las empresas. En esta misma línea, se propone avanzar en la mejora continua de las herramientas disponibles para el monitoreo de la competencia e incorporar mecanismos de mitigación de poder de mercado. En particular, se propone incluir mecanismos que se anticipen al ejercicio del poder de mercado, así como mecanismos que penalicen posteriormente acciones no competitivas.

Dentro de los mecanismos de mitigación de poder de mercado se encuentran los precios máximos o precios techo, los cuales limitan la oferta que pueden realizar los generadores, evitando que los precios ofertados superen los costos de generación con cualquier tipo de tecnología. Otro mecanismo consiste en la mitigación local de poder de mercado, compuesta de una serie de reglas para asegurar que los resultados por debajo de los precios máximos sean competitivos, esto se realiza limitando las ofertas con respecto a sus costos de operación, evitando que fuentes de generación excedan dichos límites e impacten los resultados del mercado⁴⁵.

Adicionalmente, los análisis realizados por el coordinador podrían ser complementados con el monitoreo de entidades independientes siguiendo las mejores prácticas internacionales. Así mismo, se plantea continuar con la auditoría de parámetros operacionales relevantes, los que podrían ser utilizados en simulaciones adicionales de la operación del sistema. De este modo, estos análisis complementarios permitirían identificar situaciones en las que la operación del sistema no se alinee con la operación esperada de un mercado competitivo.



45 Vinken. (2021). *Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>



PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

La alta penetración de energías renovables variables que se está observando en Chile, y que se espera que continúe en aumento, trae consigo enormes desafíos para la operación del sistema eléctrico. La naturaleza variable de los recursos y la incertidumbre derivada de los errores de pronóstico, requieren respuestas rápidas y flexibles tanto en generación como demanda para mantener una operación segura, exigiendo mayores capacidades de rampas, mayor ciclaje, y uso de nuevas tecnologías, entre otros. Por lo tanto, es necesario poder representar en los modelos de programación de la operación adecuadamente estos requerimientos de flexibilidad, y las tecnologías que pueden aportar a ella. Además, las proyecciones indican una mayor penetración de los recursos energéticos distribuidos en el futuro cercano, la que impactará en la operación del sistema, pero que pueden aportar beneficios si se integran correctamente en la metodología de programación de la operación.

Ante la creciente complejización de los sistemas eléctricos, es necesario mantener un perfeccionamiento continuo de las herramientas de programación de la operación, tanto en la programación de corto como de mediano plazo. En esta línea es importante avanzar en aumentar la granularidad de los modelos, reconocer la incertidumbre en los modelos de despacho,

integrar mejoras a la flexibilidad del sistema y considerar restricciones de seguridad en el corto plazo. Además, es importante revisar la metodología de determinación de reservas, para que estas puedan desplegarse efectivamente en el momento y en el lugar donde se requieren, e integrar a los DER para que puedan participar de los mercados de energía, reservas y potencia.

Respecto de la operación de corto plazo, es crucial reemplazar el uso de la lista de mérito por un modelo de despacho económico multi-intervalo que reconozca las relaciones intertemporales y la flexibilidad requerida por el sistema. En lo que respecta a la programación de mediano plazo, un factor determinante en la operación del sistema chileno es la gestión de los embalses, para lo cual es crítico determinar correctamente el costo de oportunidad de usar o embalsar agua. Sin embargo, la metodología actual para determinar el valor del agua utiliza supuestos que podrían conducir a un uso ineficiente del recurso, careciendo de consideraciones de resiliencia y flexibilidad.

4.1 MEJORAMIENTO CONTINUO DE LOS MODELOS PARA REPRESENTAR MEJOR LOS REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD: AUMENTO DE GRANULARIDAD, REPRESENTACIÓN DE INCERTIDUMBRE, RESTRICCIONES DE INERCIA Y REVISIÓN DE PARÁMETROS TÉCNICOS

Se considera necesario mantener un perfeccionamiento continuo de las herramientas de programación de la operación⁴⁶, de manera de adecuarse a los desafíos asociados a la mayor integración de generación renovable. En particular, la metodología de programación diaria e intradiaria considera una resolución horaria para el predespacho y con resolución por bloques para la programación de mediano plazo. Esta última no permite reflejar requerimientos y la disponibilidad de flexibilidad de corto plazo propios de un sistema con niveles significativos de integración de ERNC. En este sentido, se propone aumentar la resolución de los modelos de programación, buscando transitar, en el caso de la programación diaria e intradiaria, hacia una resolución subhoraria. En el caso de los modelos de programación de mediano plazo, se sugiere transitar hacia una resolución horaria que mantenga la cronología (crítica para incluir fenómenos y consideraciones intertemporales).

Además, se sugiere incluir explícitamente aspectos relacionados a la incertidumbre en la generación renovable en la programación de la operación de corto plazo. En una primera etapa, se propone incorporarlos al modelo de despacho determinístico mediante, por ejemplo, requerimientos de rampa flexible. En una segunda etapa, se sugiere evaluar la necesidad de migrar hacia un predespacho y despacho estocástico⁴⁷. Asimismo, se considera necesario avanzar en incorporar en estos modelos restricciones asociadas a la operación segura en el muy corto plazo, incluyendo requerimientos de robustez (ej. fortaleza de red). Además, para mejorar la flexibilidad del sistema, se propone avanzar en incorporar estados operativos de unidades térmicas como partida en caliente, tibio y frío. Finalmente, para asegurar la operación flexible del sistema, se considera que es importante fortalecer las auditorías de parámetros técnicos de las unidades generadoras e incentivar a las firmas a mejorarlos de manera continua.

⁴⁶ Cabe notar que algunas de las propuestas que aquí se detallan están siendo abordadas en las iniciativas del plan estratégico presentado por el Coordinador. Más detalle sobre las iniciativas se puede encontrar en Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Presupuesto Anual 2024 y Plan Quinquenal del Coordinador Eléctrico Nacional.

⁴⁷ Cordera, F., Moreno, R., & Ordoñez, F. (2023). Unit Commitment Problem with Energy Storage Under Correlated Renewables Uncertainty. *Operations Research*, 71(6), 1960-1977. <https://doi.org/10.1287/opre.2021.0211>

4.2 IMPLEMENTAR UN DESPACHO ECONÓMICO MULTI-INTERVALO

Como fue descrito anteriormente, el actual reglamento de coordinación de la operación establece el uso de lista de mérito para el despacho en tiempo real de las unidades, así como para el cálculo del costo marginal. Sin embargo, el uso de la lista de mérito no asegura una operación eficiente de un sistema donde restricciones de naturaleza intertemporal tienen un impacto significativo en los costos de operación. Adicionalmente, producto de operar el sistema en tiempo real utilizando una lista de mérito determinada en base a la programación del día anterior, no necesariamente se logra incorporar la información más actualizada de pronósticos de generación y demanda.

De este modo, y en concordancia con las mejoras identificadas a las señales de precios de corto plazo, se propone que la operación en tiempo real sea determinada con apoyo de un modelo de despacho económico multi-intervalo (que considere varios periodos a futuro). Además, para poder reflejar los requerimientos de flexibilidad de corto plazo, se propone que este modelo contemple una granularidad intrahoraria. El objetivo de utilizar un modelo de estas características es poder incorporar en la toma de decisiones la mejor información disponible sobre las condiciones actuales del sistema, mejorando la eficiencia de la operación. Además, al considerar múltiples horas dentro del despacho, se logra valorar de manera más precisa los requerimientos de flexibilidad para los periodos de operación futuros, asegurando pre-posicionar las unidades de manera que se mantengan recursos suficientes para responder a variaciones en la generación y demanda esperadas en las horas subsiguientes.

4.3 MEJORAR LA FORMA EN QUE SE DETERMINA EL VALOR DEL AGUA

Si bien la generación hidroeléctrica ha disminuido su participación en la matriz de generación frente a otras tecnologías, continúa siendo un recurso clave para la operación eficiente y segura del sistema. Debido a los niveles de incertidumbre hidrológica, una parte clave de la programación de la operación es la determinación del uso estratégico del agua embalsada. Para ello, se resuelve el problema de

coordinación hidrotérmica en la planificación de mediano y largo plazo, el que permite obtener la función de costo futuro del agua embalsada que se utiliza posteriormente en la programación de corto plazo.

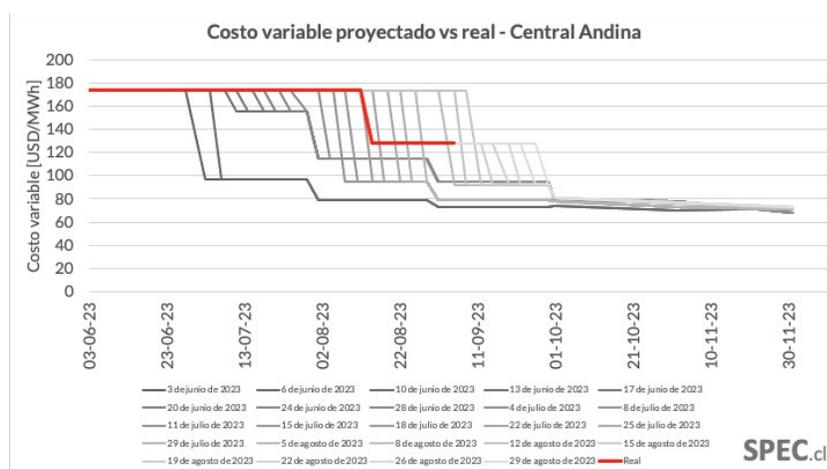
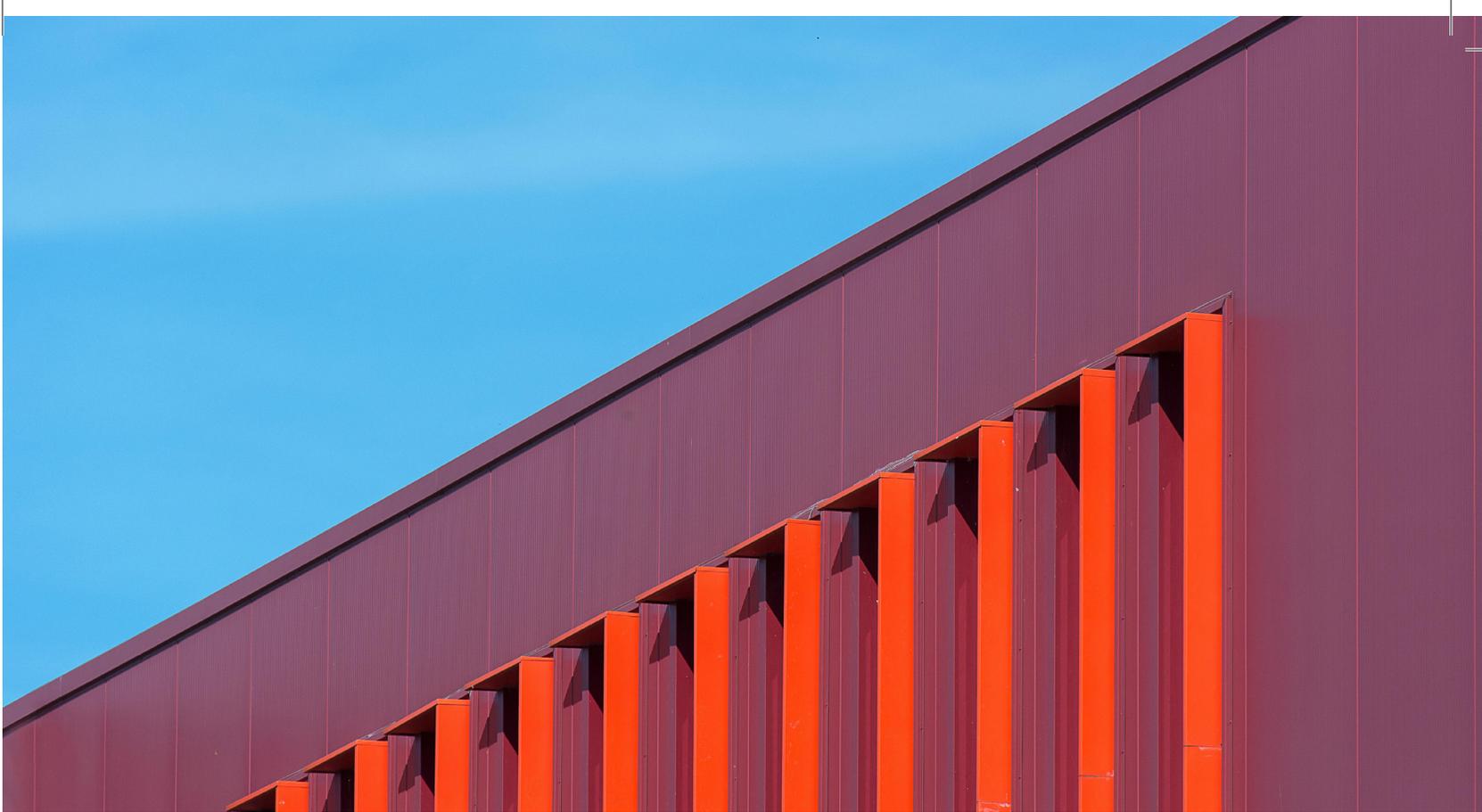


Figura 11: Costos variables proyectados versus reales, Central Andina. Fuente: SPEC.



Se ha identificado que existen dificultades para determinar adecuadamente el valor del agua con la metodología utilizada actualmente. Por una parte, se determina el uso óptimo del agua buscando minimizar el costo esperado de operación del sistema, sin considerar métricas de riesgo⁴⁸. De este modo, no se reconoce el potencial valor de los recursos embalsados para responder frente a escenarios adversos y aportar a la resiliencia del sistema, lo que requiere el uso de métodos *ad hoc* por fuera de la optimización de los recursos para contar con una reserva hídrica adecuada. Tampoco se logra reconocer el valor de la flexibilidad que pueden proveer los recursos hídricos, ya que se considera una representación simplificada de la operación, sin considerar la cronología de la operación, ignorando restricciones asociadas a la flexibilidad del sistema, como restricciones de rampa, reservas para el control de frecuencia y mínimos técnicos⁴⁹.

Además, existen desafíos asociados a la calidad de los datos de entrada. En particular, es clave

proyectar con precisión los afluentes futuros, costos de combustibles, entrada en operación de centrales, entre otros aspectos. Si bien se han incorporado mejoras a la proyección de los afluentes, pasando del uso de hidrologías históricas al uso de series sintéticas, se requiere seguir perfeccionando los pronósticos realizados sobre los distintos parámetros que influyen en la determinación del uso del agua. Un ejemplo de las dificultades asociadas a la calidad de los datos se presenta en la Figura 11. En ella se grafican los costos variables proyectados versus los costos reales para la central Andina. Es posible apreciar que los costos proyectados para esta central presentaron durante ese período una tendencia a ser menores que los costos reales. Este error sistemático en la proyección de los costos de combustible puede afectar el valor obtenido del agua, subestimando su costo de oportunidad, lo que podría conllevar a una sobreutilización del recurso. Este fenómeno se ha observado principalmente en condiciones de alta volatilidad de precio en los

48 Actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional utiliza una metodología alternativa para capturar escenarios adversos, reduciendo el número de series hidrológicas utilizadas en la programación de la operación, de manera de considerar series sintéticas basadas en hidrologías históricas más secas. El detalle de la metodología utilizada se encuentra en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/08/Informe-SPC-Largo-Plazo-ene24.pdf>

49 Se reconoce que el Coordinador Eléctrico Nacional se encuentra constantemente en un proceso de mejora de los modelos que representen de mejor manera la realidad del sistema, lo cual trae desafíos computacionales.

mercados internacionales, lo que sin duda dificulta el proceso de estimación de precios a nivel local.

Otro factor que afecta la correcta determinación del valor del agua es el mecanismo de reserva hídrica. Este mecanismo, activado con motivo de un decreto de racionamiento, establece que el requerimiento de acumular un cierto volumen de agua en los embalses con el objetivo de disminuir, manejar o superar el déficit de generación eléctrica previsto. No obstante, funciona de forma independiente a la gestión del agua embalsada obtenida por los modelos matemáticos (PLP/SDDP), por lo que puede generar sobrecostos para el sistema al hacer un uso más intensivo de centrales térmicas y menor uso del agua, en el afán por alcanzar la meta de reserva hídrica. Los costos asociados a la reserva hídrica son socializados a la demanda mediante pagos laterales, por lo que no se refleja efectivamente en el precio de mercado. La necesidad de mantener un volumen específico de agua embalsada para hacer frente a situaciones de escasez podría resolverse en parte si pudiesen incorporarse al modelo métricas de riesgo o curvas de aversión que permitan internalizar en el modelo el valor de mantener una mayor reserva de agua embalsada.

Finalmente, cabe notar que existen desafíos asociados a complejidades en la modelación, tales como restricciones no convexas asociadas a los convenios de riego, que en la práctica no son compatibles con el algoritmo de solución (SDDP⁵⁰). Esto afecta la convergencia del algoritmo y la calidad de la estimación de los costos futuros.⁵¹

Ante esto, se considera necesario incorporar métricas de riesgo y realizar una revisión permanente de otras fuentes de incertidumbre que puedan volverse relevantes, de tal forma de incorporarlas al modelo. Además, en concordancia con las propuestas discutidas anteriormente, se debe transitar a una representación cronológica de la operación del sistema, incluyendo restricciones

asociadas a la flexibilidad, como mínimos técnicos, tiempos y costos de encendidos y apagados, además de requerimientos de reservas. Por otro lado, es necesario mitigar los problemas derivados del algoritmo de solución actual, evaluando la pertinencia de su uso frente a modelos que buscan representar la operación de un sistema dominado por fuentes de generación renovable.

Con respecto a la reserva hídrica, es necesario representar permanentemente, incluso sin la necesidad de un decreto de racionamiento, y de manera endógena en el modelo matemático la necesidad de acumular agua para enfrentar escenarios de estrechez y los costos asociados se reflejen en el costo del agua y el precio *spot*. Para esto, se pueden agregar restricciones al modelo, que involucren métricas de riesgo como el *Conditional Value of Risk* (CVaR), además de fijar una meta de niveles de los embalses. Todo esto, para que el modelo matemático sea coherente con los criterios de aversión al riesgo que deben existir de acuerdo a la política de gestión del agua. Así, el costo futuro del agua reflejaría de mejor manera la necesidad de embalsar agua. Aunque puede que, después de todo, sigan existiendo metodologías *ad hoc* para completar la reserva hídrica, con motivo de un decreto de racionamiento, es bueno minimizar su uso con el fin de evitar arbitrariedades y una asignación de costos ineficiente.

Por lo tanto, el objetivo es disponer de una metodología que permita reflejar de mejor manera las condiciones futuras del sistema y los posibles usos del agua embalsada para proveer flexibilidad y resiliencia, para tener una buena consistencia entre planificación y operación. Adicionalmente, podría ser útil mantener una evaluación permanente del desempeño de la metodología, por ejemplo, comparando los resultados obtenidos con algoritmos y modelos alternativos de solución.

50 Pereira, M.V.F., Pinto, L.M.V.G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming* **52**, 359–375 (1991). <https://doi.org/10.1007/BF01582895>

51 Pereira-Bonvallet, E., Püschel-Løvengreen, S., Matus, M., & Moreno, R. (2016). Optimizing Hydrothermal Scheduling with Non-Convex Irrigation Constraints: Case on the Chilean Electricity System. *Energy Procedia*, **87**, 132-140. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.342>

4.4 PERFECCIONAR METODOLOGÍA DE DEFINICIÓN DE RESERVAS PARA CONTROL DE FRECUENCIA

Las reservas para control de frecuencia permiten al sistema responder de manera segura frente a contingencias y cambios repentinos en la generación y demanda. El volumen requerido de reserva para cada servicio dependerá del nivel de confiabilidad requerido en la operación. Actualmente, el Coordinador Eléctrico Nacional es la institución encargada de determinar el volumen de reserva necesario para cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente. No obstante, se ha observado en la práctica que hay ciertos servicios que rara vez son activados, como por ejemplo, la reserva terciaria. En la Figura 12 se observa que el porcentaje de activación del control de frecuencia terciaria respecto del requerimiento calculado no superó el 20% durante el año 2022 y cuando fue utilizado, se usó en un pequeño porcentaje. Por ende, se sugiere estimar los volúmenes de reserva requeridos mediante análisis off-line, utilizando enfoques de optimización bajo incertidumbre, con el objetivo de equilibrar los costos del sistema y el nivel de seguridad obtenido.

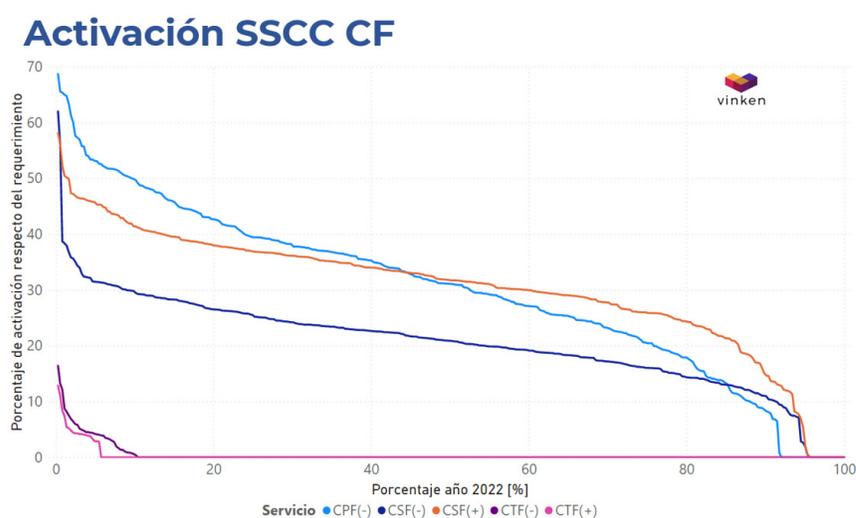
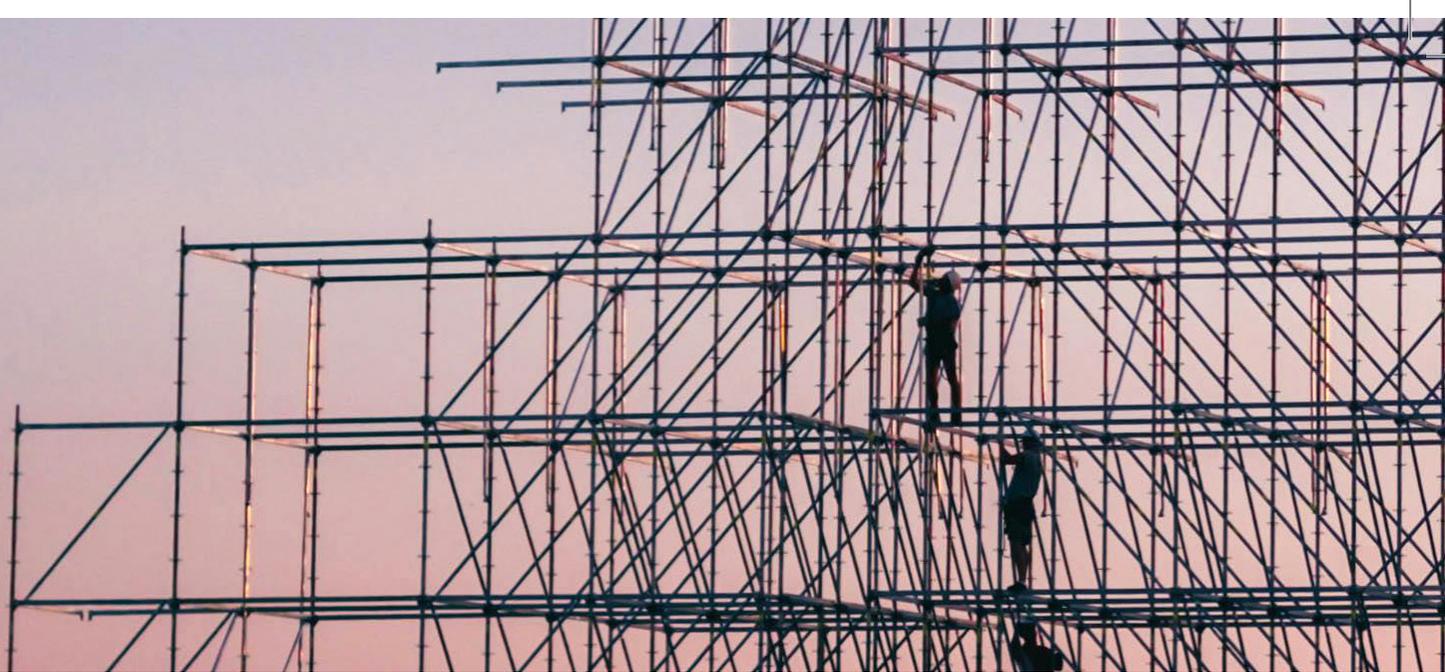


Figura 12: Activación de SSCC CF del año 2022. Fuente: Vinken.

Por otra parte, al asignar las reservas a distintos generadores presentes en el sistema, no existen consideraciones (en consistencia con los precios de mercado por estos servicios) respecto de si esta reserva puede efectivamente transportarse cuando es requerida, sin encontrar, por ejemplo, aquellas asociadas a la activación de restricciones producto de la capacidad de transmisión. Por lo tanto, se hace necesario evaluar la metodología y los criterios utilizados para definir los requerimientos y asignación de las reservas a lo largo de la red de transmisión.

Por otro lado, se propone incorporar una estimación completa de los costos asociados al uso de la reserva, incluyendo, en el caso de reservas de subida, los costos variables asociados a la inyección adicional, además de los costos de partida ya incorporados en la metodología actual⁵², en los modelos de programación de corto plazo. De este modo, se tendría una mejor evaluación de los recursos más eficientes para responder

⁵² Coordinador Eléctrico Nacional, Departamento de Programación. (2022). *Minuta GM No27-2022 Modelación y Asignación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia ISSCC 2023*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/12/Minuta-GM-No27-2022-Modelacion-y-Asignacion-de-Servicios-Complementarios-de-Control-de-FrecuenciaISSCC2023.pdf>



ante variaciones en la demanda y generación, evitando favorecer la asignación de reservas a unidades con bajos costos directos de provisión de capacidad de reserva y altos costos de operación frente a unidades con costos directos de provisión más altos, pero con costos de operación bajos.

4.5 HABILITAR LA PARTICIPACIÓN EFECTIVA DE TECNOLOGÍAS FLEXIBLES

Existen tecnologías que pueden mejorar significativamente la operación del sistema tales como almacenamiento, equipos flexibles de red y DER que en Chile, poseen barreras para ser utilizados de forma provechosa. Además de las distorsiones asociadas a los costos administrativos del almacenamiento discutidas en la sección 2.1.5, se observan otras barreras que dificultan una correcta integración de esta tecnología. En Chile, la gestión de sistemas de almacenamiento ocurre de forma centralizada, con la justificación que si el despacho fuera a criterio del propietario se podría ejercer poder de mercado, pudiendo manipular los precios y realizar otras prácticas anticompetitivas^{53 54}. Sin embargo, esto es incorrecto en algunos casos, pues las acciones tomadas por los agentes de menor tamaño podrían no tener un efecto significativo en los precios.

Las tecnologías flexibles de red y automatismos como equipos FACTS, SPS u otros, no están reconocidos de forma efectiva mediante una co-optimización de la operación del sistema (despacho de las unidades de generación) y el uso de estos equipos flexibles. Esto implica ignorar despachos más económicos para el sistema y soluciones de inversión en este tipo de tecnologías, a pesar de que pueden aportar enormemente a la seguridad operacional y flexibilidad del sistema.⁵⁵

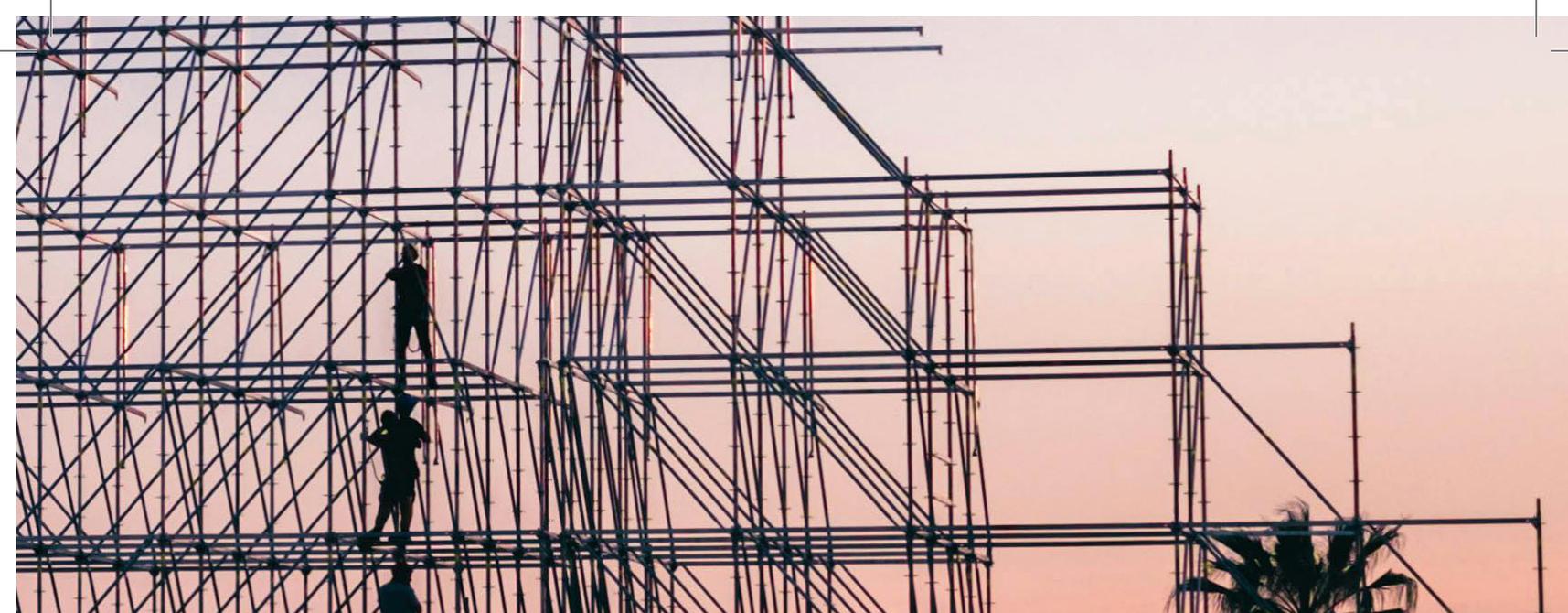
Respecto de la operación los DERs, estos son vistos como elementos pasivos, en especial la demanda, la cual no es reconocida para aportar a la flexibilidad del sistema ni presta otros servicios en base a su capacidad de ajustar su consumo.⁵⁶ La generación y el almacenamiento distribuido tampoco poseen el reconocimiento adecuado, a pesar de que pueden contribuir a la seguridad y estabilidad del sistema, además de una operación más económica del mismo. Dentro del reglamento de coordinación y operación no se encuentran impedimentos para la participación de los clientes en la provisión de servicios complementarios,

53 Vinken. (2021). *Propuestas para el Desarrollo de la Norma Técnica de Programación de la Operación*.

54 ISCI & SPEC. (2023). *Hacia Un Sistema 100% Renovable: Almacenamiento de Larga Duración*. <https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-LDES.pdf>

55 Chen, Y., Moreno, R., Štrbac, G., & Alvarado, D. A. G. (2018). Coordination Strategies for Securing AC/DC Flexible Transmission Networks With Renewables. *IEEE Transactions On Power Systems*, 33(6), 6309-6320. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2018.2851214>

56 Con excepción de los ajustes de la demanda producto de los recargos por potencia.



sin embargo, en la práctica la demanda y otros recursos distribuidos no pueden participar de los servicios de control de frecuencia y voltaje bajo la práctica actual.

En consecuencia, para aprovechar al máximo los beneficios de las nuevas tecnologías, se propone permitir autodespacho para los almacenamientos de menor tamaño (de impacto no significativo), y definir de manera centralizada el predespacho y uso de almacenamiento de mayor tamaño, considerando *softwares* avanzados de optimización.

En cuanto a FACTS, SPS y otras tecnologías flexibles se propone incorporar, en base a estudios *off-line*, utilizando modelos bajo incertidumbre y considerando métricas de seguridad, el efecto de automatismos y nuevas tecnologías en los límites de transferencia de potencia utilizados en la programación de corto plazo.^{57 58}

Para el caso de los DER, se busca habilitar la participación de demanda, generación y almacenamiento distribuido en la prestación de servicios que tradicionalmente ha prestado la generación. Los DER pueden participar en mercados mayoristas de energía, mercado de servicios complementarios y de potencia firme, aportando flexibilidad y respuesta eficiente frente a las fluctuaciones en la generación renovable. Además, los DERs pueden generar contratos bilaterales con distintos agentes del sistema.⁵⁹

Para que los DERs puedan prestar efectivamente los servicios descritos, se propone definir la figura del agregador, cuyo objetivo es operar de una forma costo-eficiente los retiros y/o inyecciones de los diversos recursos distribuidos. Los agregadores deben estar habilitados para participar en los distintos mercados, incluyendo a un posible mercado de ofertas, cumpliendo requisitos mínimos y garantías establecidas por el regulador, el Coordinador Eléctrico Nacional y el operador del sistema de distribución. Estos pueden ser potencia mínima, tiempos de respuesta, sistemas de control especializados, garantías económicas, entre otros. El objetivo es proteger a los usuarios finales, y facilitar el control y fiscalización por parte de la autoridad.

57 Moreno, R., Pudjianto, D., & Štrbac, G. (2013). Transmission Network Investment With Probabilistic Security and Corrective Control. *IEEE Transactions On Power Systems*, 28(4), 3935-3944. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2257885>.

58 Štrbac, G., Kirschen, D., & Moreno, R. (2016). Reliability Standards for the Operation and Planning of Future Electricity Networks. *Foundations And Trends In Electric Energy Systems*, 1(1), 143-219. <https://doi.org/10.1561/3100000001>.

59 Alvarado, D. A. G., Moreira, A., Moreno, R., & Štrbac, G. (2019). Transmission Network Investment With Distributed Energy Resources and Distributionally Robust Security. *IEEE Transactions On Power Systems*, 34(6), 5157-5168. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2018.2867226>.



DISEÑO DE MERCADO Y FORMACIÓN DE PRECIOS DE LARGO PLAZO

Los mercados de largo plazo surgen como una herramienta esencial para incentivar inversiones. Por un lado, permiten abordar problemáticas como la volatilidad de los precios de corto plazo, al otorgar señales de precios estables que reducen el riesgo de la inversión. Por otro lado, estos mercados pueden ayudar a la recuperación de los costos de inversiones cuando los precios de corto plazo no son suficientes para remunerar la inversión en generación, por ejemplo, producto de límites administrativos para el costo marginal. Considerando los objetivos de descarbonización, es importante adaptar estos mecanismos para promover inversiones que efectivamente permitan la transición hacia un sistema altamente renovable de manera costo-eficiente y segura.

En Chile, las principales señales económicas de largo plazo para la inversión son los contratos de suministro de energía y la remuneración por potencia de suficiencia, que evitan la exposición de los suministradores al mercado *spot* y se hace cargo del problema de la recuperación de costos de inversiones, respectivamente. Sin embargo, estos mecanismos no reconocen explícitamente los objetivos de descarbonización como cuotas de ERNC⁶⁰, emisiones de CO₂, entre otros, ya que buscan brindar seguridad y eficiencia económica. Tampoco considera el atributo de flexibilidad necesario para integrar la generación renovable, a pesar de que se ha avanzado en términos de almacenamiento.

Por estos motivos, es necesario rediseñar los mecanismos de largo plazo buscando un tránsito eficiente hacia el diseño de mercado eléctrico que mejor se adapte a la visión de desarrollo producto de la transición energética. Este mercado requerirá altos niveles de generación ERNC, precios bajos, altos niveles de confiabilidad y eficiencia, participación de la demanda, entre otros. Para ello, se propone modernizar el mercado de contratos de suministro de largo plazo (incluyendo las licitaciones de suministro), corregir el mecanismo de capacidad y complementar las subastas de servicios complementarios con contratos de corto, mediano y largo plazo, como se describe a continuación.

5.1 MODERNIZACIÓN DEL MECANISMO DE POTENCIA

El diseño actual del mecanismo de potencia se basa en un cálculo administrativo del precio y del crédito asociado a la suficiencia. En este esquema, el monto a recaudar desde los usuarios por este concepto depende del nivel de demanda punta, el margen de reserva teórico y una estimación administrativa del costo de capital de una tecnología de generación de punta de referencia. Este esquema presenta deficiencias relevantes que deben ser abordadas para asegurar la suficiencia del sistema mediante tecnologías que sean costo-eficientes.

⁶⁰ Cabe notar que la regulación actual cuenta con un mecanismo para asegurar el cumplimiento de la cuota ERNC del sistema mediante licitaciones adicionales. Sin embargo, la propuesta presentada a continuación apunta a incorporar de manera integral estos objetivos al momento de seleccionar las ofertas adjudicadas.

Por un lado, actualmente, para determinar el pago total por capacidad se utiliza el promedio de la demanda del periodo de control de punta, las que se consideran indicador de los períodos con mayor probabilidad de pérdida de carga (LOLP, por sus siglas en inglés). Sin embargo, para sistemas con mayores niveles de generación variable, los períodos con mayor LOLP muestran mayor coincidencia con las horas punta de la demanda neta (restando la contribución de la generación renovable).⁶¹ Por lo tanto, el esquema actual no refleja las horas críticas para el sistema y puede llevar a señales de inversión ineficientes.⁶²

Además, el esquema actual no cuenta con un objetivo claro de suficiencia. Lo anterior se debe a que el margen de reserva teórico utilizado para determinar el pago por capacidad, tiene un límite mínimo de 10%, independiente de cuan grande sea el margen de reserva real del sistema. De hecho, al comparar la curva equivalente de demanda de capacidad en Chile, respecto de otras jurisdicciones se aprecian diferencias significativas, como se muestra en la Figura 13. En particular, las curvas utilizadas en Alberta Electric System Operator (AESO), Pensilvania-New Jersey-Maryland (PJM) y Midcontinent Independent System Operator (MISO) decrecen bruscamente a cero una vez se ha alcanzado un cierto umbral de suficiencia, mientras que la curva para el caso chileno decae lentamente, remunerando capacidad que en la práctica puede ser no requerida por el sistema.

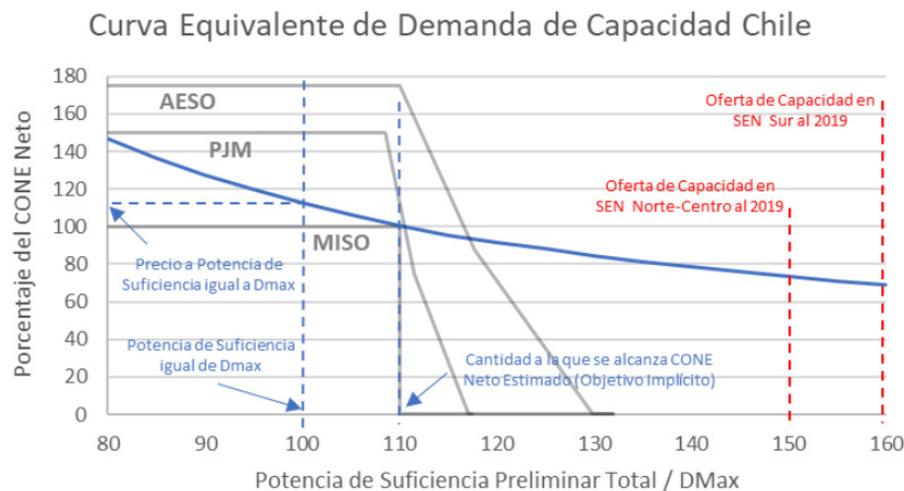


Figura 13: Comparación de curvas de demanda de capacidad de AESO, PJM y MISO con el caso chileno⁶³, CONE (Net cost of new entry) representa una estimación del pago por capacidad necesario para que una tecnología de punta eficiente pueda recuperar sus costos de inversión.

Finalmente, el actual mecanismo, define distintas metodologías para calcular el aporte a la potencia de suficiencia dependiendo de la tecnología, sin un principio único/sistemático. En particular, existen preocupaciones respecto de la capacidad de la metodología para capturar de forma adecuada la contribución a la confiabilidad de las distintas tecnologías, especialmente de la generación renovable variable. Además, no se considera aporte a suficiencia que realizan recursos energéticos distribuidos y la demanda, que podría reducir su consumo en situaciones críticas como racionamiento.

61 Muñoz, F. D., & Mills, A. (2015). Endogenous Assessment of the Capacity Value of Solar PV in Generation Investment Planning Studies. *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, 6(4), 1574-1585. <https://doi.org/10.1109/tste.2015.2456019>

62 Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R. (2021). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148, 111997. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

63 Olivares, D. (2020). *Curvas de Demanda en Mecanismos de Capacidad: Criterios de Diseño, Experiencia Internacional y Aplicación al Mercado Chileno* [Diapositivas de PowerPoint]. Facultad de Ingeniería y Ciencias, Universidad Adolfo Ibáñez. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201126_-_presentacion_curvas_de_demanda_-_mesa_de_potencia.pdf



Ante este escenario, se proponen diferentes medidas para perfeccionar el mecanismo actual en el mediano plazo. Por una parte, se recomienda definir un objetivo de confiabilidad sistémico, en base al diseño de una curva de demanda de potencia que refleje la disponibilidad a pagar por el producto de suficiencia. Además, considerando que los requerimientos de potencia de suficiencia pueden depender de restricciones de transmisión, se recomienda evaluar la necesidad requerimientos zonales, de manera que efectivamente se pueda entregar el producto en los puntos de la red que se requiera. Asimismo, se requiere evaluar la definición de la tecnología de referencia con la cual se remunera la capacidad, teniendo en consideración el objetivo de descarbonización. En este análisis, podría revelarse que la opción más eficiente para proporcionar potencia de suficiencia en un sistema bajo en carbono no necesariamente sea una unidad térmica, sino otra tecnología, como el almacenamiento.

Además, se propone establecer una metodología que sea estable, predecible y no discriminatoria para el cálculo de la potencia firme de tecnologías de generación renovables, almacenamiento y respuesta de demanda, considerando potencialmente su aporte a la flexibilidad y resiliencia del sistema.

Para esto, se pueden utilizar metodologías probabilísticas, tales como *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) o *Equivalent Conventional Power* (ECP), que no discriminan entre tecnologías y que están implementadas en otras jurisdicciones⁶⁴. Es relevante también diseñar un mecanismo de incentivos para fomentar la participación de la demanda, por ejemplo, a través proyectos piloto que permitan evaluar su desempeño y capacidad para aportar en la práctica a la suficiencia del sistema.

Se considera, además, que es necesario incorporar mecanismos de incentivo para que las unidades remuneradas por capacidad efectivamente aporten, en la práctica, durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema. En jurisdicciones como PJM, esto se logra gracias a pagos por desempeño, que penalizan financieramente a las unidades que no están disponibles cuando se les requiere. Por otro lado, es necesario incorporar un mecanismo complementario basado en precios de escasez, como se mencionó en la sección 2.1.6, para reflejar en el costo marginal la probabilidad de pérdida de carga durante períodos críticos y entregar señales a la operación eficiente de los usuarios.

Para implementar las modificaciones anteriores, y buscando evitar interrupciones relevantes en los pagos

⁶⁴ ISCI- Moreno, R., Otárola, H., Pereira, E., Sepúlveda, C., & Alvarado, D. (2022). Metodología para la determinación de la potencia de suficiencia en el sistema eléctrico chileno vía ELCC/ECP. En https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psuf_via_elcc_y_ecp_-_isci.pdf.

por capacidad de las unidades existentes, se propone establecer un mecanismo de *grandfathering*. En este, las unidades existentes que lo deseen podrán mantenerse durante un cierto tiempo en el sistema actual. En este respecto, se deberá considerar un balance adecuado entre la búsqueda de mitigar los impactos a las unidades generadoras existentes y los incentivos al desarrollo de inversión en tecnologías eficientes para el sistema.

En el largo plazo, se propone impulsar una transición hacia la implementación de un mecanismo de licitaciones en lugar de un esquema administrativo de pagos. Estos mecanismos ya se han implementado en jurisdicciones como Irlanda, MISO y PJM a través de subastas, y en Francia a través de la transacción de certificados de capacidad⁶⁵. De este modo, se definirían productos específicos y contratos a ser licitados para cumplir con las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de capacidad. El regulador definiría una curva de precio-demanda de capacidad y los agentes realizarían ofertas de capacidad. Finalmente, el precio de la capacidad se obtendría como resultado del despeje de mercado. Entre las ventajas de contar con este tipo de mecanismo están la certeza que tendrían los generadores acerca de la remuneración que obtienen por aportar potencia al sistema, y la incorporación en los precios de las percepciones de riesgo de los agentes y de las remuneraciones realmente necesarias para recuperar su inversión, lo que resulta difícil de estimar de forma administrativa bajo el actual mecanismo.

5.2 REDISEÑO DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

Los contratos de suministro a clientes regulados son un mecanismo clave para guiar el desarrollo del sistema eléctrico y dar viabilidad a las inversiones necesarias en generación y almacenamiento para asegurar una transición segura y costo-eficiente a un

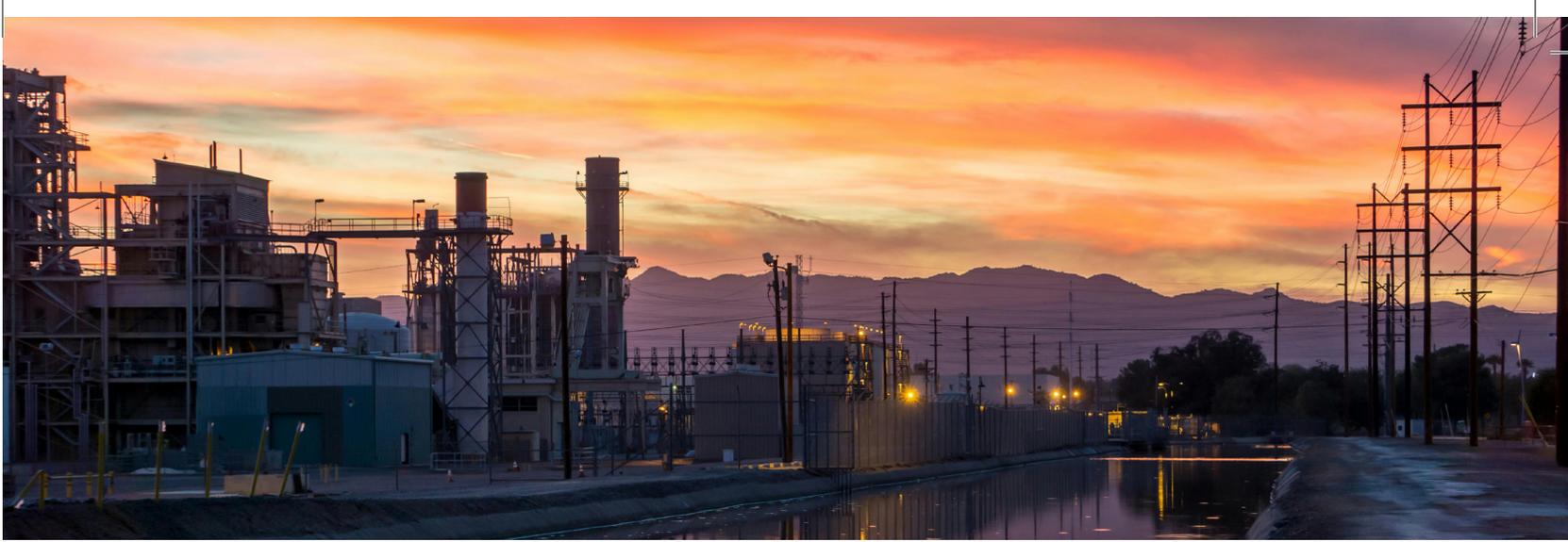
sistema altamente renovable. Sin embargo, el diseño de este mecanismo presenta algunas rigideces que dificultan la formación de un portafolio óptimo de contratos de suministro. Además, no contempla aspectos claves para la transición como metas de emisiones, atributos de flexibilidad, entre otros.

Por un lado, estos contratos se adjudican por períodos del orden de 15 a 20 años. Por otra parte, existe un periodo mínimo de 5 años entre la fecha de adjudicación del contrato y el inicio del suministro. Además, existe un período establecido en el cual se debe realizar la licitación de suministro. En consecuencia, este diseño podría forzar a mantener un contrato de energía durante largos períodos de tiempo con precios muy altos que hayan sido resultado de situaciones coyunturales como, por ejemplo, alguna crisis asociada a los combustibles.

Por otro lado, el criterio de selección de las ofertas utilizado se basa exclusivamente en la energía (GWh) y el precio ofertado (USD/MWh), por lo que se ignoran los efectos que los proyectos adjudicados generan a nivel de costos sistémicos. Estos efectos pueden ser, por ejemplo, requerimientos de servicios complementarios o costos relacionados a la expansión de la transmisión necesaria para integrar los proyectos de generación. Tampoco se consideran otros beneficios sistémicos que pueden proveer las unidades, como capacidad de almacenamiento de energía, flexibilidad, o la capacidad de mantener un nivel de generación relativamente constante.

Ante esto, es necesario rediseñar el mecanismo de contratos, para asegurar suministro eficiente y alinear inversiones con objetivos de descarbonización. Se propone entonces, considerar contratos de corto, mediano y largo plazo que puedan cubrir la demanda de forma eficiente, con distintos tiempos de inicio. Un ejemplo de esto se presenta en la Figura 14, en la que existen 4 alternativas de contratos con distinto tiempo de inicio, y/o duración. El contrato A-0, por ejemplo, se inicia en el año en que se adjudica la licitación y tiene una duración de

65 ISCI- Moreno, R., Otárola, H., Pereira, E., Sepúlveda, C., & Alvarado, D. (2022). Metodología para la determinación de la potencia de suficiencia en el sistema eléctrico chileno vía ELCC/ECP. En https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_-_determinacion_psumf_via_elcc_y_ecc_-_isci.pdf.



un año. En contraste, el contrato A-5 se inicia luego de 5 años de la adjudicación y tiene una duración de 20 años. En este esquema, se busca optimizar el volumen de energía a contratar para cada uno de los contratos de manera de obtener un portafolio de contratos óptimo y diversificado que permita satisfacer los requerimientos de energía del sistema

de la forma más eficiente. Además, se permitiría optimizar el momento en que se realiza la subasta, buscando que la compra se realice cuando existan mejores condiciones de mercado y evitando esperar a encontrarse próximo al vencimiento de los contratos para realizar una nueva subasta.

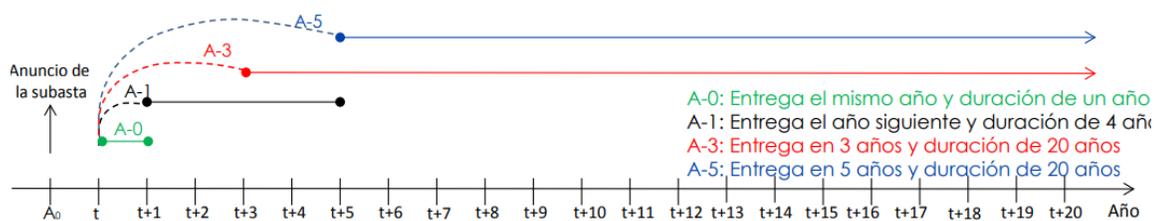


Figura 14: Esquema de contratos de suministro de distinta duración. ^{66 67}

Además, para asegurar que los contratos adjudicados estén alineados con los objetivos de la transición, se propone incluir en los criterios de adjudicación de contratos, metas de reducción de emisiones y cuotas de generación renovable. Por otro lado, para asegurar el incentivo a la inversión eficiente, se propone reconocer en el mecanismo de casación los costos y beneficios sistémicos asociados a los nuevos proyectos de generación para los contratos de mayor duración. Esto podría lograrse mediante dos alternativas. La primera alternativa es la casación en base a un *software* que seleccione ofertas considerando requerimientos operacionales del sistema, tales como límites de transmisión y restricciones asociadas a la flexibilidad. La segunda alternativa es incluir reglas simplificadas en la casación, tales como factores multiplicativos de modo de dar mayor ventaja a proyectos con un perfil de generación estable o con capacidad de almacenamiento, u ofertas por zona de la red, como fue incorporado en la licitación del año 2023. La idea es realizar una evaluación más completa de los contratos de forma de facilitar la materialización de proyectos que estén más acorde con una maximización del bienestar del sistema en el largo plazo.

⁶⁶ Systep- Mocarquer, S., Rudnick, H., & Moreno, R. (2014). *Licitaciones de suministros regulados: Oportunidades y riesgos para los agentes* [Diapositivas]. XIV Jornadas de derecho de energía, Chile. https://systep.cl/documents/Mocarquer_Licitaciones_Jornadas_PDEA_2014.pdf.

⁶⁷ Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Mocarquer, S., & Bezerra, B. (2010). Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, *38*(10), 5758-5769. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.026>

5.3 CONTRATOS A CLIENTES LIBRES

Actualmente, el mercado de contratos a clientes libres corresponde a un 60% de las ventas de energía en el Sistema Eléctrico Nacional. Por lo tanto, su diseño es especialmente relevante para impulsar inversiones que se adecuen a los objetivos de descarbonización y eficiencia económica. Se observa que, en la regulación actual, los retiros asociados a clientes libres no poseen un estándar o exigencias para atributos especiales, como aquellas asociadas al cumplimiento de los objetivos de suficiencia y descarbonización, salvo la cuota de generación renovable. Además, se han identificado espacios para mejorar las condiciones de competencia para el suministro de clientes libres, en particular, en lo que respecta a asimetrías de información y poder de negociación por parte de clientes de menor tamaño⁶⁸.

En una línea similar a lo propuesto anteriormente, se sugiere que el regulador pueda establecer requisitos para los retiros (incluyendo clientes libres) que se alineen con las metas de descarbonización y objetivos de suficiencia. Esto se puede lograr mediante la incorporación de un sistema de certificados que permita demostrar que el suministrador dispone de la capacidad firme (propia o contratada) para abastecer sus contratos con clientes finales, con el nivel de emisiones y proporción de energía renovable, u otros atributos, exigidos por la autoridad⁶⁹.

Respecto de la eficiencia y mejoras a las condiciones de competencia, se considera beneficioso permitir la participación de clientes libres dentro de las licitaciones de clientes regulados^{70 71}, como ocurre en otras jurisdicciones en Latinoamérica, con el objetivo que estos puedan optar a mejores precios en comparación a los obtenidos mediante contratos bilaterales con alguna empresa generadora o distribuidora, especialmente para clientes de menor tamaño o con menor poder de negociación. Además, para reducir las

68 FNE. (2022). *Investigación de oficio en el mercado de distribución a clientes libres, Rol N°2391-16 FNE*. https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2022/04/inpu_005_2022-Rol-2391-16.pdf.

69 Es importante tener en cuenta que el conjunto de medidas destinadas a reducir las emisiones presenta un efecto complementario al impuesto verde. Por lo tanto, es necesario diseñar este conjunto de medidas de forma coherente con los objetivos de reducción de emisiones.

70 Fabra, N. Montero, J. Reguant, M. (2014). *La Competencia del Mercado Eléctrico Mayorista en Chile* <https://www.fne.gob.cl/la-competencia-del-mercado-electrico-mayorista-en-chile-2/>

71 Los clientes que participen de la licitación obtendrán un precio de contrato igual al precio en el punto de compra de las ofertas adjudicadas en la licitación en la cual participe.



asimetrías de información se propone facilitar contratos de suministro de referencia, con cláusulas estándar para el mercado eléctrico chileno. Asimismo, se propone implementar un mecanismo que permita a los clientes observar precios de referencia para estos contratos, permitiendo una mejor toma de decisiones al momento de buscar suministro o durante una renegociación. Para lograr lo anterior, se requiere contar con datos sobre precios medios de mercado, idealmente desagregados por fecha, duración y zona geográfica, manteniendo la protección de la información privada.

5.4 CONTRATOS DE LARGO PLAZO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Actualmente los servicios complementarios se materializan en base a subastas si el requerimiento es de cortísimo plazo, licitaciones si el requerimiento no es de cortísimo plazo o implica nueva infraestructura, e instrucción directa y/o instalación de nueva infraestructura si no se satisfacen las condiciones de competencia. En particular, los servicios de cortísimo plazo se relacionan principalmente con servicios relativos al control de frecuencia, los que son provistos por los participantes en el mercado en tiempo real. Este mercado en general se ha caracterizado por su alta volatilidad, particularmente cuando se permitían ofertas en un régimen más libre. Este efecto buscó ser mitigado mediante el establecimiento de precios tope para las ofertas de servicios complementarios y pagos laterales. No obstante, esto ha conllevado a que los servicios se materialicen mayoritariamente por asignaciones directas, como se presentó en la Figura 8.

Como fue discutido anteriormente en la Sección 2.1.3, este diseño no logra dar señales eficientes de inversión. Más aún, incluso si este aspecto es mejorado siguiendo la propuesta presentada en la Sección 2.1.3, se considera beneficioso contar con mecanismos que permitan propagar las señales del corto plazo al largo plazo y así permitir viabilizar las inversiones. De hecho, la experiencia internacional demuestra la presencia de una variedad de contratos, en su mayoría a corto y mediano plazo (hasta 4 años), para adquirir SSCC asociados al control de frecuencia (reservas), aunque existen contratos a mayor duración. La Tabla 2 muestra la existencia de contratos de más largo plazo en SSCC en distintas jurisdicciones.

Sistema	Servicio complementario	Duración
Reino Unido	Respuesta mejorada de frecuencia	4 años
	Reserva operacional de corto plazo	2 años
Bélgica	Regulación de voltaje	1 año
	Servicios de restauración	1 a 15 años
Australia	Soporte y control de redes	Sin restricción
	Restauración del sistema	
PJM	Partida en negro	Según la planificación

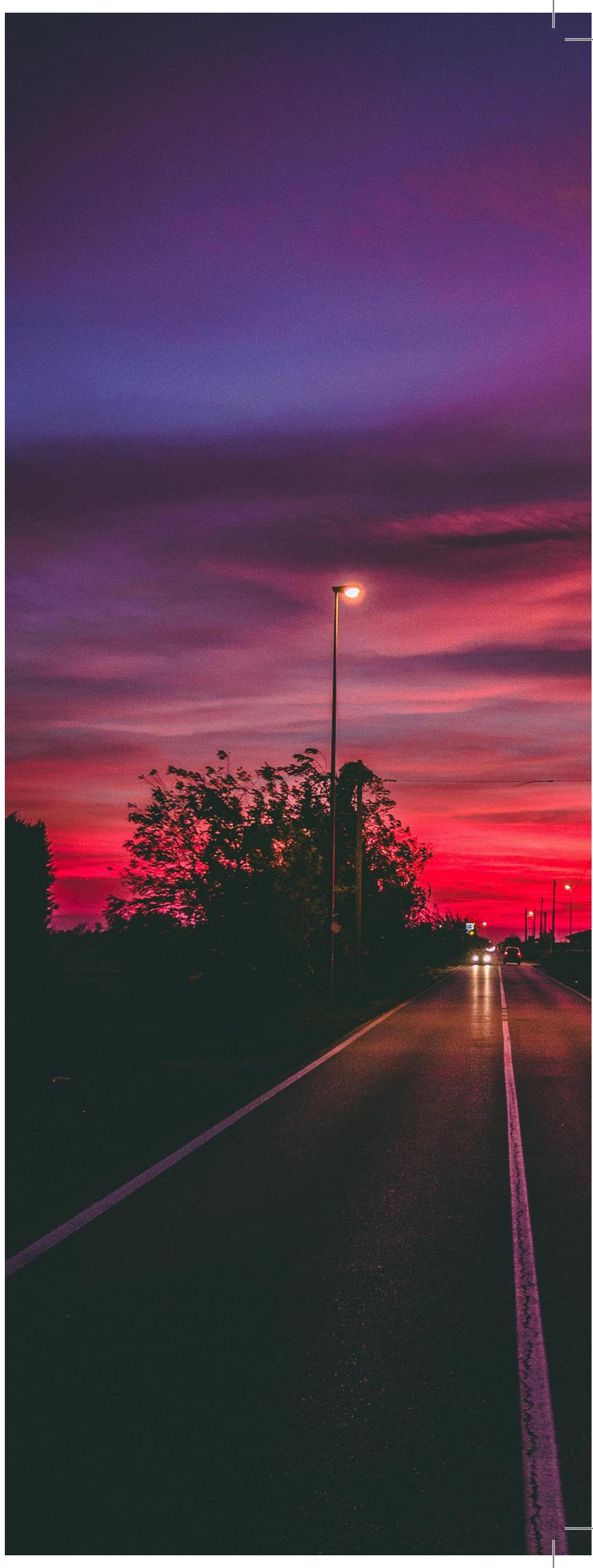
Tabla 2: Contratos de largo plazo por SSCC en diferentes jurisdicciones. ⁷²

⁷² Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería [ISCI]. (2020). *Long-term contracts for ancillary services in Chile*.

De este modo, para complementar el mecanismo de materialización actual, se propone hacer efectiva la opción de adquirir servicios complementarios mediante contratos de corto, mediano y largo plazo^{72 73}. Para ello, se propone definir una metodología para identificar los volúmenes eficientes asociados a cada tipo de contrato y aquellos que deben adquirirse directamente a través del mercado *spot* (de reservas). Este diseño permitiría viabilizar inversiones en tecnologías que aporten de manera eficiente a la prestación de servicios complementarios, mejorando las condiciones de competencia y contestabilidad. También, permitiría mitigar riesgos asociados a la volatilidad e incertidumbre futura en precios y requerimientos.

Es importante destacar que el marco regulatorio actual permite el uso de licitaciones a largo plazo, dependiendo de la naturaleza del requerimiento (horizonte en el cual se debe iniciar la prestación y su duración) asociado con el servicio complementario específico. Estos aspectos están directamente relacionados con la definición del servicio complementario establecida parte del regulador. El marco regulatorio también establece que, cuando existan condiciones de competencia, los requerimientos de servicios complementarios deben ser materializados a través de subastas o licitaciones, sin admitir simultáneamente subastas y licitaciones para un mismo requerimiento. No obstante, es factible interpretar que, bajo una definición precisa del producto de servicio complementario por parte del regulador, podría ser plausible definir, para una misma categoría de servicios complementarios, un producto específico (subcategoría) para el largo plazo y otro para el corto plazo. El producto a corto plazo se materializaría mediante subastas, mientras que el de largo plazo se materializaría a través de licitaciones a largo plazo.

73 Con respecto a la asignación de costos, ver Sección 3.1.3.





5.5 MECANISMOS PARA FACILITAR EL DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS HABILITANTES

En el panorama actual, se distinguen principalmente dos categorías de tecnologías habilitantes dentro del sistema eléctrico. La primera categoría incluye aquellas tecnologías orientadas a mejorar exclusivamente la seguridad del sistema o consideradas como parte de las obras de transmisión. Estas tecnologías, como los condensadores sincrónicos o las soluciones de flujo inteligente, pueden ser implementadas mediante un proceso de licitación organizado por el CEN, siguiendo una directriz mandatada. La segunda categoría engloba a las tecnologías que interactúan con los mercados de energía y servicios complementarios competitivos, ofreciendo no solo mejoras en seguridad o transmisión, sino también interactuando directamente con los mercados. Justificar la implementación de estas tecnologías mediante licitaciones como obras mandatadas resulta más complejo.

Idealmente, una infraestructura que aporta valor directo en los mercados debería poder generar ingresos de manera autónoma en estos y, a través de un esquema de “*revenue staking*”⁷⁴, incentivar inversiones. Sin embargo, esto presupone un mercado completamente funcional, con señales de precio eficientes y donde el “*revenue staking*” sea viable, así como la existencia de agentes dispuestos a asumir riesgos mediante la adopción de nuevas tecnologías.

En un contexto práctico, no obstante, resulta viable implementar mecanismos eficientes por parte de la autoridad, actuando en representación de la demanda, para asumir una parte del riesgo asociado a la incorporación de nuevas tecnologías habilitantes. Esto es particularmente pertinente cuando no hay certeza de que los agentes de mercado puedan cumplir con las necesidades del sistema tanto en las escalas de tiempo como en la cantidad necesaria. La finalidad es introducir tecnologías que optimicen el funcionamiento del sistema desde una perspectiva global y a largo plazo,

74 Seward, W. Qadrdan, M. Jenkins, N. (2022). Revenue stacking for behind the meter battery storage in energy and ancillary services markets. *Electric Power Systems Research*, **211**, 108292. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108292>.

a través de licitaciones que permitan la participación de los agentes de mercado, incluida la demanda, contribuyendo esta última con recursos mínimos para cubrir los ingresos necesarios para la materialización de la infraestructura requerida.

Existen diferentes mecanismos para materializar la inversión de tecnologías emergentes.⁷⁵ En un contexto mandatado, la autoridad determinaría mediante una planificación central la infraestructura que es beneficiosa para el sistema y que luego sería licitada. Para remunerar estas obras, la alternativa tradicional es que la autoridad defina una remuneración regulada, la cual sería recaudada desde la tarifa pagada por los clientes. No obstante, una alternativa incipiente, consiste en los mecanismos *cap-and-floor*.⁷⁶ Estos mecanismos permiten asegurar un ingreso mínimo (*floor*) para el propietario del activo, al tiempo que establecen un límite superior de ingresos. Este límite superior se utiliza para recuperar parte de los fondos destinados a garantizar el ingreso mínimo. Otra alternativa para financiar estas tecnologías, es la venta de contratos de uso de esta infraestructura, los que pueden ser licitados por la autoridad u ofrecidos por los dueños de la infraestructura⁷⁷. Bajo este marco, los agentes que se beneficien de los servicios de almacenamiento buscarían adquirirlos. Finalmente, existe la alternativa de otorgar incentivos directos al desarrollo de estas tecnologías.

Estas estrategias de fomento a la adopción de nuevas tecnologías deben ser temporales, destinadas a incentivar el ensayo de tecnologías emergentes, sin convertirse en una medida permanente para la integración de volúmenes constantes de la misma tecnología. Se espera que, con el tiempo, los mercados sean mejorados y estas nuevas tecnologías maduren, siendo impulsadas por los propios actores del mercado a través de mecanismos de mercado y "*revenue staking*".



75 ISCI & SPEC. (2023). *Hacia Un Sistema 100% Renovable: Almacenamiento de Larga Duración*. <https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-LDES.pdf>.

76 Ofgem (2016). *Cap and floor regime: unlocking investment in electricity interconnectors*. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2016/05/cap_and_floor_brochure.pdf.

77 Pacific Northwest National Laboratory [PNNL], Bhatnagar, D., Boff, D., Twitchell, J., Bedoya, J., & Somani, A. (2022). *Compensation Mechanisms for Long Duration Energy Storage* (PNNL-32978). https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-32978.pdf.

CAMBIOS REGULATORIOS

En la siguiente tabla, las recomendaciones propuestas se organizan de manera estructurada para facilitar su comprensión, evaluación y eventual implementación por parte de la autoridad competente. Cada propuesta, que se encuentra descrita en mayor detalle en capítulos anteriores, se articula en torno a una línea de acción específica (planificación de la transmisión, programación de la operación, mercados de corto plazo, y mercados de largo plazo), se categoriza según su horizonte temporal (corto, mediano o largo plazo), se identifica la naturaleza del cambio requerido (legal, reglamentario o normativo) y, en la medida de lo posible, se detallan aspectos concretos del cambio, incluyendo referencias a los artículos pertinentes.

Las recomendaciones de corto plazo se caracterizan por su nivel de detalle y especificidad, orientadas a cambios inmediatos y más precisos en la legislación, reglamentación o normativa vigente. Estos cambios son fundamentales como habilitadores de recomendaciones de mediano y largo plazo, estableciendo las bases regulatorias y normativas necesarias para reformas más profundas. Para las recomendaciones de mediano y largo plazo, puede ser necesario un análisis más detallado y continuado para determinar la viabilidad, el impacto y los detalles de implementación específicos, enfocándose en

la adaptación y evolución del marco regulatorio para alinearse con objetivos de descarbonización, seguridad, resiliencia y eficiencia en el largo plazo.

La clasificación temporal es crucial para priorizar las acciones regulatorias, indicando tanto el nivel de urgencia como la secuencia lógica para la implementación efectiva de las propuestas. Este documento pretende ofrecer una visión general de las modificaciones regulatorias anticipadas para facilitar la transición hacia un sistema eléctrico sustentable. Se reconoce que cada recomendación requerirá de un esfuerzo adicional por parte de las autoridades para desarrollar legislación específica, reglamentaciones o ajustes normativos.

Se sugiere que la autoridad emprenda un proceso de revisión exhaustiva de estas recomendaciones, considerando el contexto actual y futuro del sistema eléctrico, para desarrollar un plan de acción que responda de manera efectiva a las necesidades y desafíos identificados. Este esfuerzo deberá contemplar la necesidad de un compromiso continuo para la revisión, ajuste y promulgación de medidas regulatorias que cumplan con los objetivos de una transición energética eficiente y sostenible.

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Planificación de la transmisión	Adoptar enfoque multivalor y reconocer externalidades	Corto plazo	Ley	<p>-Habilitar la incorporación de externalidades ambientales en la planificación de la transmisión mediante el reglamento.</p> <p>-Agregar explícitamente el envío de externalidades ambientales a propósito del Art. 86 sobre el decreto de planificación energética.</p> <p>-Requerir levantamiento de información relativa a externalidades en el proceso de la PELP (Art. 83 LGSE).</p> <p>-Indicar que se debe considerar en el proceso de planificación de la transmisión la información levantada en la PELP con respecto a externalidades.</p>
Planificación de la transmisión	Mejorar granularidad temporal en la representación operación	Corto plazo	Reglamento	<p>-Incorporar requisitos mínimos de modelamiento.</p> <p>-Incorporar la creación de un informe anual a cargo de la CNE con requerimientos complementarios, incluyendo sugerencias de consultores externos.</p>
Planificación de la transmisión	Incorporar medios energéticos distribuidos	Corto plazo	Reglamento	
Planificación de la transmisión	Adoptar enfoque bajo incertidumbre e incorporar métricas de riesgo	Corto/mediano plazo	Reglamento	
Planificación de la transmisión	Optimizar un portafolio de inversiones	Corto plazo	Reglamento	
Planificación de la transmisión	Revisar proceso de planificación: etapas, plazos e instituciones	Mediano plazo	Ley	Modificar artículos asociados a plazos e instituciones que intervienen en el proceso (Art 87 y 91 LGSE).
Planificación de la transmisión	Incorporar contratos financieros por red	Corto plazo	Ley	Crear FTRs y establecer su administración por el CEN mediante nuevo articulado.

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Planificación de la transmisión	Rediseñar tarificación siguiendo enfoque <i>beneficiaries pay</i>	Corto plazo	Ley	Reemplazar las prorratas de pago en transmisión en función del beneficio de los usuarios y ampliar los convocados al pago por transmisión (generación, consumidores finales y almacenamiento) (Art 115 y 116 LGSE).
Planificación de la transmisión	Permitir régimen de inversiones libres	Mediano plazo	Ley	Permitir, mediante nuevo articulado, que agentes desarrollen proyectos de transmisión (nacionales y zonales) por iniciativa y cargo propio, siguiendo los mismos principios de la planificación.
Planificación de la transmisión	Gestión de acceso abierto	Corto/mediano plazo	Ley	Incluido en puntos anteriores
Mercados de corto plazo	Modernizar la forma de calcular el costo marginal	Corto plazo	Reglamento	Reemplazar el actual cálculo del costo marginal por uno basado en las variables duales del problema de despacho económico (Art. 165 DS 125 2019).
Mercados de corto plazo	Incorporar mercados diarios e intradiarios	Mediano plazo	Ley	Incorporar instancias de múltiples liquidaciones provenientes de mercados realizados en distintas etapas mediante nuevo articulado (reemplazar Art. 72-3 y 149 LGSE)
Mercados de corto plazo	Mejor diseño subastas de SSCC y asignación de costos	Mediano plazo	Ley/Reglamento	Ley: Modificar asignación de costos de SSCC (Art 72-7 LGSE). Reglamento: Modificar valorización y remuneración de los SSCC (Art. 56 DS 113 2019).

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Mercados de corto plazo	Corregir mecanismo de impuesto al carbono	Corto plazo	Ley	-Incorporar impuesto en la determinación de costos variables de generación (y en consecuencia en el costo marginal) (Art 8 Ley 20780). -Aumento gradual del impuesto al carbono, llegando a 35 US\$/ton en 2030
Mercados de corto plazo	Eliminar el cálculo de costos de operación administrativos de almacenamiento en base a compras de energía	Corto/mediano plazo	Ley/Reglamento	Ley: Habilitar gestión centralizada en modo retiro e inyección para almacenamiento de mayor tamaño (considerando mecanismos de gestión de riesgo discutidos para mercados de liquidación múltiple). Reglamento: -Permitir autodespacho de almacenamientos de menor tamaño (Art. 103 DS 125 2019). -Eliminar cálculo administrativo del costo de oportunidad del almacenamiento en base a ventana de valorización (Art. 103, 105, y 106 DS 125 2019).
Mercados de corto plazo	Incorporar precios de escasez	Largo plazo	Reglamento	Incorporar curvas de reservas operativas en la programación de la operación (Art. 44 DS 125 2019) y establecer, mediante nuevo articulado, la forma en que serán determinadas. Podría incluirse de manera explícita en la ley.

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Mercados de corto plazo	Tránsito gradual a mercado de ofertas	Largo plazo	Reglamento	<p>-Habilitar, mediante nuevo articulado, la realización de ofertas por parte de los agentes, de acuerdo al diseño que sea pertinente (Q, P,P-Q). Modificar, artículos relevantes para la programación de la operación bajo este nuevo esquema (Art. 36, 44, 62, 103 y 105 DS 125 2019).</p> <p>Podría incluirse de manera explícita en la ley. No obstante, se asume que cambios legales para la integración de mercados de liquidación múltiple ya habrían sido realizados a esta altura.</p> <p>-Otorgar, mediante nuevo articulado, las atribuciones necesarias para que el Coordinador pueda ejercer mecanismos de mitigación de poder de mercado (Adicionalmente al monitoreo de la competencia).</p>
Programación de la operación	Mejorar herramientas operacionales: aumentar granularidad e incorporar efectos de incertidumbre	Corto/mediano plazo	Reglamento	Incorporar la incertidumbre proveniente de fuentes de generación renovables variables mediante un nuevo articulado y modificación de artículos referentes a pronósticos de generación renovable, siguiendo un tratamiento similar a lo establecido respecto de la proyección de afluentes.
Programación de la operación	Implementar un despacho económico multi-intervalo	Corto plazo	Reglamento	Reemplazar uso de lista de mérito para la operación en tiempo real por el uso de un modelo de despacho económico multi-intervalo (Art 57 y 58 DS 125 2019).

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Programación de la operación	Mejorar forma en que se determina el valor del agua	Corto plazo	Reglamento	Establecer que se deben incorporar consideraciones de riesgo y resiliencia en el cálculo del costo de oportunidad de centrales de embalse (Art. 38 DS 125 2019)
Programación de la operación	Mejorar representación de tecnologías de transmisión flexibles	Corto/mediano plazo	Reglamento	Permitir, mediante nuevo articulado, la optimización integrada de despacho económico y equipos flexibles de transmisión.
Programación de la operación	Habilitar participación de DERs	Corto/mediano plazo	Norma	Actualizar requisitos para que la demanda sea compatible con la prestación de SSCC.
Mercados de largo plazo	Mejorar mecanismo de capacidad: target, cálculo de aportes, tecnología de referencia	Mediano plazo	Ley/Reglamento	Ley: Reemplazar concepto de demanda punta por demanda neta punta y habilitar participación de demanda en provisión de potencia suficiencia. Incorporar consideraciones de descarbonización en adición a la minimización de costo para la determinación de la unidad de punta. (Art. 149 y 162 LGSE). Reglamento: Modificar metodología de cálculo de aportes y de demanda por capacidad.
Mercados de largo plazo	Tránsito a mercados de capacidad	Largo plazo	Ley	Habilitar la creación de un mercado de capacidad mediante nuevo articulado, definiendo también los estudios necesarios para establecer la curva de demanda por capacidad por parte del regulador.

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Mercados de largo plazo	Contratos de suministro de distinta duración	Corto plazo	Ley	<p>-Flexibilizar anticipación con la cual se deben realizar las licitaciones de suministro (Art. 131 LGSE).</p> <p>-Permitir que se disponga de contratos de suministro de corto y mediano plazo, en adición a los contratos de largo plazo ya establecidos en la ley (Art. 131 LGSE).</p>
Mercados de largo plazo	Incorporar mayor información física en la casación de las ofertas de suministro: huella de carbono, cuotas ERNC	Corto plazo	Ley	<p>-Incorporar objetivo de descarbonización (Art. 131 bis LGSE)</p> <p>-Explicitar que los criterios de evaluación de las ofertas deberán considerar los objetivos de descarbonización e integración renovable (Art. 134 LGSE).</p>
Mercados de largo plazo	Contratos a clientes libres	Corto/mediano plazo	Ley	<p>-Establecer requisitos para los retiros que se alineen con las metas de descarbonización y objetivos de suficiencia, mediante nuevo articulado.</p> <p>-Habilitar la participación voluntaria de clientes libres dentro de las licitaciones de suministro (Art. 131 LGSE)</p> <p>-Establecer que se debe calcular y publicar índice de precios agregados de contratos de clientes libres para distintas zonas del país, en adición al cálculo del precio medio del mercado (Art. 167 LGSE).</p>

Línea de trabajo	Propuesta	Horizonte de tiempo	Regulación a modificar	Cambio regulatorio
Mercados de largo plazo	Incorporar contratos de servicios complementarios	Corto plazo	Procedimiento interno	Hacer efectiva la opción de adquirir servicios complementarios mediante contratos de corto, mediano y largo plazo.
Mercados de largo plazo	Mecanismos para facilitar el desarrollo de tecnologías habilitantes	Corto plazo	Ley	Habilitar, mediante nuevo articulado, la posibilidad de realizar licitaciones para impulsar tecnologías habilitantes para la carbono neutralidad.

Tabla 3: Modificaciones regulatorias

