

# Análisis de requerimientos futuros de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional

## Informe N°2

31 de Julio de 2020

Informe preparado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería  
para el Gremio de Pequeños y Medianos Generadores

## Tabla de Contenidos

<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>8</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>9</b>
<b>3. Metodología de Trabajo</b>	<b>10</b>
<b>4. Necesidades de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional</b>	<b>14</b>
4.1 Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes	19
4.2 Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón	25
4.3 Path to 100% Renewables Chile	30
4.4 An Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in the Chilean Electric Power System	34
4.5 Power System Flexibility: Key elements in the Chilean Power System	38
4.6 Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno	40
4.7 Conclusiones Respecto a la Experiencia en Estudios Nacionales	43
<b>5. Experiencia Internacional</b>	<b>46</b>
5.1 California Independent System Operator (CAISO)	52
5.1.1 Antecedentes y Estructura de Mercado	52
5.1.2 Medidas de Corto Plazo	56
5.1.3 Medidas de Largo Plazo	57
5.2 Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection	58
5.2.1 Antecedentes y Estructura de Mercado	58
5.2.2 Medidas de Corto Plazo	61
5.2.3 Medidas de Largo Plazo	63
5.3 Reino Unido	65
5.3.1 Antecedentes y Estructura de Mercado	65
5.3.2 Medidas de Corto Plazo	69
5.3.3 Medidas de Largo Plazo	70
5.3.4 Otras Medidas	71
5.4 Australia	73
5.4.1 Antecedentes y Estructura de Mercado	73
5.4.2 Medidas de Corto Plazo	76
5.4.3 Medidas de Largo Plazo	78
5.4.4 Otras Medidas	79
5.5 Conclusiones Respecto a la Experiencia Internacional	81
<b>6. Propuestas</b>	<b>84</b>
6.1 Fundamentos y Principios de Diseño	84
6.2 Operación de Corto Plazo	89

6.3 Mercados de Corto Plazo	92
6.3.1 Mercado del día anterior, intradiario y en tiempo real	93
6.3.2 Desvíos y causalidad	94
6.3.3 Transición hacia un mercado de ofertas	95
6.3.4 Integración de Tecnologías y Nuevos Agentes	96
6.3.5 Mercados de Servicios Complementarios	96
6.3.6 Monitoreo de la Competencia	97
6.3.7 Costos No-Convexos	97
6.4 Mercados de Largo Plazo	101
6.4.1 Desafíos de mercados eléctricos y señales de largo plazo	101
6.4.2 Necesidad de mecanismos de capacidad	103
6.4.2 Categorización de mecanismos de capacidad	105
<b>7. Estrategias de Implementación</b>	<b>110</b>
7.1 Marco Regulatorio Actual	110
7.1.1 Principales Cuerpos Regulatorios	110
7.1.2 Principales Actores Institucionales	113
7.1.3 Procesos en Desarrollo	113
7.2 Estrategias de Propuestas para la Operación de Corto Plazo	116
7.3 Estrategias de Propuestas para Mercados de Corto Plazo	118
7.4 Estrategias de Propuestas para Mercados de Largo Plazo	123
<b>8. Conclusiones</b>	<b>126</b>
<b>Referencias</b>	<b>129</b>

## Resumen Ejecutivo

Si bien no existe un consenso respecto a la definición del concepto de flexibilidad, esta puede ser entendida de forma general como la **capacidad de un sistema de responder a la variabilidad e incertidumbre provenientes tanto desde la demanda como la generación en distintas escalas de tiempo**. El cambio de paradigma tecnológico reflejado en la cada vez mayor integración de fuentes de Energía Renovable Variable (ERV), la potencial participación de consumidores y la integración de recursos distribuidos de energía, genera un sistema eléctrico mucho más expuesto a incertidumbres y variabilidad de corto y largo plazo, resultando en que el atributo de flexibilidad del sistema eléctrico sea fundamental para una operación segura y eficiente. Lo anterior deriva en una serie de desafíos a la operación y planificación de los sistemas eléctricos, su regulación y mercados asociados.

El presente Estudio se enmarca en este contexto, donde el Gremio de Pequeños y Medianos Generadores ha solicitado al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería analizar los requerimientos de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la elaboración de propuestas de materialización de nuevos mercados o modificación en el diseño de los mercados o modelos de operación ya existentes. Estas propuestas están sustentadas en la revisión de la teoría de diseño de mercados eléctricos para sistemas con necesidades de flexibilidad, el análisis de la experiencia internacional de mercados de referencia, y las propuestas nacionales disponibles asociados a las necesidades de flexibilidad.

En cuanto a la **revisión de diferentes estudios públicos relacionados a la definición de requerimientos y herramientas de flexibilidad a futuro en el sistema eléctrico chileno**, se analizaron los supuestos definidos, los modelos y herramientas utilizadas, los escenarios de simulación considerados, y sus principales conclusiones y recomendaciones. En particular, se revisaron los siguientes estudios:

- Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes, AG (PSR/Moray), 2018.
- Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón, CEN, 2018.
- Path to 100% Renewables Chile, Wärtsilä (BNEF/Inodú), 2019.
- An Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in the Chilean Electric Power System, Vinken/OCM-Lab, 2019.
- Power System Flexibility: Key Elements in the Chilean Power System, Systep, 2018.
- Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno, GIZ (Inodú), 2018.

En general, **existe consenso entre los diferentes trabajos** respecto a que el desarrollo del SEN estará marcado por una importante integración de energía renovable variable, la cual resultará en un aumento en las necesidades sistémicas de flexibilidad, y con ello, creará la necesidad de compensar los atributos de tecnologías flexibles. En base a lo anterior, los estudios destacan de forma transversal la necesidad de contar con los incentivos y señales de mercado adecuadas en el corto y largo plazo para el desarrollo de un sistema eléctrico flexible, tanto en la capacidad de entregar atributos de flexibilidad como en la infraestructura de transmisión adecuada que permita proveer estos atributos en distintos puntos del sistema. Lo anterior requerirá cambios en la estructura y diseño de mercados asociados, los que deberán reconocer y valorar los atributos de flexibilidad con los que cuentan diferentes tecnologías de generación

y almacenamiento, así como en los procesos de planificación y desarrollo de proyectos de transmisión, de forma tal que estos logren anticiparse a los requerimientos del sistema.

No obstante lo anterior, **también existen una serie de discrepancias** en cuanto a los mix tecnológicos resultantes, las tecnologías eficientes definidas para la provisión de flexibilidad, y la penetración de tecnologías renovables no variables (e.g., generación hidro, geotérmica y de concentración solar de potencia) y almacenamiento. Esto, **producto de diferentes brechas metodológicas** de cada estudio. Adicionalmente, se destacan la no consideración del recientemente definido proceso de descarbonización y de carbono neutralidad de la matriz de generación, así como su acoplamiento con otros sectores productivos, la demanda y la eficiencia energética como fuentes de flexibilidad, y el impacto de la generación distribuida en los requerimientos de flexibilidad sobre los sistemas de generación y transmisión.

En cuanto a la **revisión de la experiencia internacional de sistemas eléctricos de referencia**, esta toma en consideración una descripción general de cada sistema, los modelos de operación utilizados por los operadores de sistemas, los diseños de mercado de corto y largo plazo, así como los procesos de implementación de cambios en los diseños de mercado. En particular, se analizan los sistemas de referencia de California Independent System Operator (CAISO), Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, Reino Unido y el National Electricity Market (NEM) de Australia, los que se encuentran en la vanguardia del diseño e implementación de mercados eléctricos frente al nuevo paradigma tecnológico, abordando de distintas maneras los desafíos particulares asociados a la flexibilidad en los sistemas eléctricos.

A pesar de las diferencias entre sistemas, existen una serie de **elementos comunes relevantes para la discusión** en el caso chileno. Entre otros, se incluyen: una mayor cercanía entre escalas de operación y de mercado, lo que se traduce en una mayor granularidad temporal y espacial, tanto en despachos como en generación de señales económicas; mejoras en los procesos de formación de precios de corto plazo, de tal forma de capturar efectivamente el valor y costos asociados a la flexibilidad, así como otros elementos operacionales; la creación de nuevos productos de mercado alineados con atributos de flexibilidad, como lo son nuevos servicios complementarios o productos de rampa; un foco en atributos, y no en tecnologías específicas, lo que genera las condiciones para una neutralidad tecnológica; y la incorporación progresiva de todos aquellos agentes que pueden entregar los atributos necesarios para cada mercado (e.g., la demanda, el almacenamiento y recursos distribuidos), reduciendo las barreras para su participación, lo que resulta en una mejora de las condiciones de competencia del mercado.

Por otro lado, los **puntos de mayor diferencia** entre los sistemas revisados, que también son elementos relevantes para la discusión en Chile, pues detectan aquellos puntos en donde no existe un consenso, incluyen: la existencia de señales de escasez en mercados de corto plazo, destacando el uso de curvas de demanda de reservas como señal adicional de corto plazo; distintos niveles de integración de elementos operacionales en modelos de despeje de mercados, lo que se relaciona con la cantidad de restricciones e información operacional de los agentes participantes considerados por el operador para despejar los mercados; diferencias en cuanto al rol y necesidad de mercados de capacidad, donde no existe consenso tanto en su implementación como en la literatura e investigación especializada; y la existencia de mecanismos para la compensación de costos no-convexos, también relacionados con la formación de precios y el uso de esquemas que minimizan los *side-payments*. Y, en línea con esto, modificaciones al

proceso de formación de precios, destacando los esquemas de tipo convex-hull o *extended locational marginal price*, actualmente bajo estudio en sistemas de Estados Unidos.

A partir de la experiencia internacional, es posible comprobar que hay muchos desafíos similares a los que actualmente y en el futuro enfrentará el sistema eléctrico chileno, principalmente motivados por las necesidades impuestas por el nuevo paradigma tecnológico. De manera similar, es importante confirmar que existen diversas formas de abordar dichos desafíos, con lo que las propuestas para el caso chileno deberán tomar en consideración las particularidades, necesidades y elementos diferenciadores del SEN.

En base a las revisiones de estudios en el ámbito nacional, la experiencia internacional y de literatura especializada, las propuestas para el sistema eléctrico chileno son formuladas considerando diferentes principios de diseño: (i) la eficiencia económica de corto y largo plazo, (ii) la neutralidad de atributos tecnológicos, (iii) transparencia, (iv) simplicidad, y (v) causalidad de beneficios y costos. Así, se definen una serie de medidas que requerirán de una implementación de manera paulatina y progresiva en el corto, mediano y largo plazo.

**En cuanto a la operación de corto plazo**, se propone:

- Implementación de modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas, con alta granularidad temporal.
- Aumento de la granularidad temporal en el pre-despacho, despachos intradiarios y en tiempo real.
- Explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.

**En cuanto al diseño de mercados de corto plazo**, se propone:

- Implementar un esquema de mercado multietapas de naturaleza vinculante, con una etapa del día anterior, una etapa intradiaria y una en tiempo real.
- Asignación de costos de activación de reserva en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, en base a una banda de desvíos.
- Transición programada hacia un mercado basado en ofertas tanto para energía como servicios complementarios.
- Integrar en todos los niveles del mercado a cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes.
- Transición hacia un diseño basado en co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.
- Mejorar las herramientas disponibles para el monitoreo de competencia de corto plazo.
- Utilizar un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos y evaluación de esquemas de internalización de dichos costos en el mediano plazo.

Finalmente, **en cuanto al diseño de mercados de largo plazo**, se propone:

- Implementación de un Mercado de Capacidad Centralizado (MCC), donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados.

La revisión tanto de la experiencia internacional como de la literatura especializada entrega una visión clara: los **cambios necesarios para adaptar los mercados eléctricos a las necesidades impuestas por sistemas con alta penetración de energías renovables deben ser integrales y profundos**. Esto, dado que las necesidades impuestas por una alta penetración de tecnologías con bajos costos de operación, altos costos fijos de inversión, y de naturaleza variable y no despachable, requerirán la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo.

Finalmente, los plazos de avance en las distintas líneas de acción propuestas se encontrarán relacionados a los procesos normativos actualmente llevados adelante por la Comisión, los lineamientos que defina el Ministerio en su Estrategia de Flexibilidad, y la propia evaluación del Coordinador respecto a estas materias a fines de este año. Donde el principal desafío de corto plazo que se estima deberá enfrentar la transición propuesta, corresponderá a la **adopción e integración por parte del Coordinador** de los modelos y sistemas de información requeridos para la modernización de sus procesos, así como de la capacitación de todos los profesionales involucrados en el control y despacho del sistema eléctrico. Mientras que en el mediano y largo plazo resultará necesario un compromiso entre todos los agentes involucrados con el fin de lograr las modificaciones necesarias a nivel legislativo, normativo y reglamentarias, junto a la evaluación de los procesos en busca de una mejora continua, que permita la implementación de propuestas dentro de plazos adecuados.

## 1. Introducción

Si bien no existe un consenso respecto a la definición del concepto de flexibilidad<sup>1</sup>, esta puede ser entendida de forma general como la capacidad de un sistema de responder a la variabilidad e incertidumbre, provenientes tanto desde la demanda como la generación en distintas escalas de tiempo. El cambio de paradigma tecnológico reflejado en la cada vez mayor integración de fuentes de Energía Renovable Variable (ERV), la potencial participación de consumidores y la integración de recursos distribuidos de energía genera un sistema eléctrico mucho más expuesto a la incertidumbre y variabilidad de corto y largo plazo. Lo anterior, resulta en que el atributo flexibilidad del sistema eléctrico sea fundamental para una operación segura y eficiente del mismo. Lo anterior supone una serie de desafíos a la operación y planificación de los sistemas eléctricos, su regulación y mercados asociados.

En línea con lo anterior, actualmente el Ministerio de Energía impulsa la denominada “Estrategia de Flexibilidad”, la que se espera permitirá definir los mecanismos a establecer y las modificaciones normativas necesarias para dotar al sistema de tal atributo, tanto a nivel operativo como de infraestructura. En este sentido, la Estrategia considera tres ejes programáticos: (i) el desarrollo de un mercado para un sistema flexible; (ii) un marco regulatorio para sistemas de almacenamiento; y por último, (iii) cambios a la metodología de operación de los sistemas interconectados.

En base a lo anterior, y en función de sus actividades, el Gremio de Pequeños y Medianos Generadores (en adelante GPM-AG o GPM) ha determinado la realización de análisis que permitan establecer cuáles son las principales necesidades de flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y cuáles son las posibilidades regulatorias y económicas para materializar dichas necesidades en los sistemas eléctricos de nuestro país. Así, GPM ha solicitado la realización de una consultoría con dichos fines, contexto en el cual se enmarca el presente informe, preparado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), y cuyo objetivo principal es obtener un análisis de los requerimientos de flexibilidad del SEN, así como la elaboración de propuestas de materialización de nuevos mercados, o la modificación en el diseño de los mercados o modelos de operación ya existentes. Esto, en base a la experiencia generada por estudios y análisis realizados en el ámbito nacional, la experiencia de sistemas internacionales de referencia, y la literatura académica correspondiente.

A continuación, la Sección 2 presenta los objetivos generales y específicos del presente Estudio. En la Sección 3 se presenta la metodología de trabajo que ha desarrollado y aplicado el equipo consultor para el desarrollo de sus propuestas. En la Sección 4 se analizan múltiples estudios realizados en el ámbito nacional, respecto a los requerimientos de flexibilidad que deberá enfrentar el SEN en futuro, mientras que la Sección 5 presenta la revisión de cuatro sistemas de referencia internacional. Las Secciones 6 y 7 presentan las propuestas del equipo consultor, así como las estrategias para su implementación en el contexto nacional. Finalmente, la Sección 8 concluye el presente Informe.

---

<sup>1</sup> Disponible en: <https://webstore.iea.org/download/direct/2782>  
[www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA\\_Power\\_system\\_flexibility\\_1\\_2018.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf)  
<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64864.pdf>

## 2. Objetivos

El objetivo principal es obtener un análisis de los requerimientos de flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional, y en especial, de aquellos requerimientos que necesiten de infraestructura nueva o adaptada para la prestación de servicios de flexibilidad. Y, en dichos casos, elaborar propuestas de materialización de dichos mercados, tanto con alternativas técnicas, económicas y regulatorias para su concreción.

Los objetivos específicos que se requieren cumplir son:

- **Objetivo Específico N°1:** Identificar necesidades de flexibilidad en el sistema en el mediano plazo, en especial aquellas que estén relacionadas con requerimientos de infraestructura. Esto con el fin de identificar el punto de inicio donde dicha infraestructura debe ser implementada.
- **Objetivo Específico N°2:** Establecer mecanismos regulatorios, técnicos y económicos que permitan la instalación del equipamiento de flexibilidad antes identificado. Dichos mecanismos deben guardar coherencia con principios de eficiencia económica, competencia y neutralidad tecnológica.

### 3. Metodología de Trabajo

Para dar cumplimiento al objetivo específico N°1, el equipo de trabajo:

A. Realiza un análisis cualitativo de las características actuales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y su desarrollo futuro, con el fin de identificar necesidades de herramientas de flexibilidad en el SEN y así establecer los instrumentos de flexibilidad necesarios para la operación del sistema eléctrico. Para ello, se utilizan como base estudios públicos, nacionales e internacionales, que hayan analizado el SEN y sus requerimientos de flexibilidad. Los estudios públicos analizados en esta asesoría han sido definidos de común acuerdo entre las partes, los cuales son listados a continuación:

- Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes, AG (PSR/Moray), 2018.
- Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón, CEN, 2018.
- Path to 100% Renewables Chile, Wärtsilä (BNEF/Inodú), 2019.
- An Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in the Chilean Electric Power System, Vinken/OCM-Lab, 2019.
- Power System Flexibility: Key Elements in the Chilean Power System, System, 2018.
- Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno, GIZ (Inodú), 2018.

Adicionalmente, se han considerado otras fuentes de información respecto a la discusión en el medio local:

- Estrategia de Flexibilidad, MEN, 2020.
- Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, ACERA (Centro de Energía de la Universidad de Chile), 2019.
- Lineamientos Principales para Propuesta Regulatoria Sobre Flexibilidad, Colbún (Valgesta), 2019.
- Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile, AG (Synex/Universidad de Comillas/Estudios Energéticos), 2018.

Para dar cumplimiento al objetivo específico N°2, el consultor:

B. Propone alternativas de implementación de las herramientas de flexibilidad identificadas en el Objetivo Específico N°1, junto a una propuesta de herramientas de mercado (i.e., productos y esquemas de materialización) para la concreción de cada herramienta de flexibilidad en particular, así como una descripción en general de los principios técnicos y regulatorios que se deben considerar para su concreción. Lo anterior, tomando especial énfasis en el impacto de las

condiciones actuales del sistema chileno (e.g., costos auditados, planificación centralizada del recurso hidroeléctrico, subastas de servicios complementarios, etc.) y la potencial necesidad de modificarlas.

El primer paso para cualquier diseño de mercado consiste en la **caracterización de manera adecuada de cuál o cuáles son los productos**. Esta definición de productos debe hacerse de tal manera de conciliar necesidades técnicas y necesidades de mercado (De Castro et al., 2008; Negrete-Pincetic et al., 2015). Desde un punto de vista técnico, la definición de los productos es altamente dependiente de las características y necesidades técnicas del sistema eléctrico. El producto debe definirse de tal manera que el servicio asociado a dicho producto facilite una operación confiable del sistema eléctrico. Sin embargo, un producto que contenga demasiados atributos para lograr esa operación confiable podría entrar en conflicto con las necesidades de mercado: un producto demasiado específico puede resultar en un producto donde no existan condiciones para la implementación de un mercado. El compromiso existente entre ambos elementos puede verse reflejado en la Figura 3.1 a continuación. Por lo tanto, la primera etapa de la presente consultoría se enfoca en la **caracterización de las necesidades técnicas y de herramienta de flexibilidad, y a partir de ello definir los instrumentos necesarios para la operación del sistema eléctrico**.

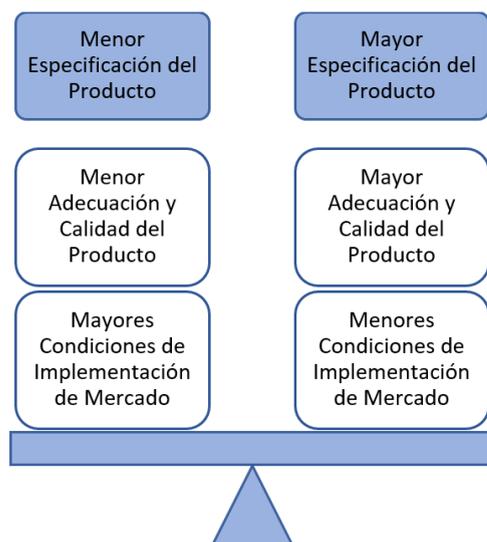


Figura 3.1. Compromiso entre la adecuación y calidad del producto respecto a sus condiciones de implementación de mercado.

Una vez definido los instrumentos, se vuelve necesaria la **evaluación de las condiciones de competencia para cada uno de los productos definidos**. En este sentido, la evaluación de las condiciones de competencia en sistemas eléctricos es un ejercicio con diversos desafíos, principalmente metodológicos, pues muchos de los indicadores y metodologías utilizadas para este tipo de análisis en otras industrias, no son directamente aplicables (Borenstein et al., 1999). La complejidad asociada a la operación de los sistemas eléctricos, y el impacto que pueden tener en generar condiciones de competencia, requiere el desarrollo de metodologías específicas para el contexto de los sistemas eléctricos. Estas metodologías complementan análisis tradicionales

de definición de mercados relevantes, análisis de barreras de entrada, y perspectivas tecnológicas para la provisión de los servicios definidos.

En función del análisis de condiciones de competencia, el próximo paso consiste en la **especificación de los mecanismos de materialización**. En aquellos servicios donde no se puedan descartar las condiciones de competencia, se definirán esquemas (e.g., subastas, licitaciones, o esquemas híbridos) dependiendo de la temporalidad y nivel de competencia asociado. Por otro lado, para aquellos servicios donde no existan condiciones de competencia en el corto plazo, se deberán definir esquemas de materialización que pueden incluir la instrucción directa, contratos bilaterales o licitaciones de largo plazo, para aquellos productos donde sí existan condiciones para la llegada de nuevos participantes al mercado (e.g., almacenamiento o respuesta de demanda).

La etapa final se enfoca en la **implementación y administración de los mecanismos de materialización**. La experiencia en diversos sistemas eléctricos muestra la necesidad de alinear resultados y diseños sustentados en principios sólidos de la ingeniería eléctrica y la economía con la implementación práctica, tomando en consideración restricciones impuestas por la operación del sistema, incentivos de los agentes, y la complejidad inherente a los mercados eléctricos. Con todo lo anterior, a continuación se presenta el esquema general de diseño e implementación de mercados eléctricos el cual será considerado como marco conceptual en el presente Estudio:

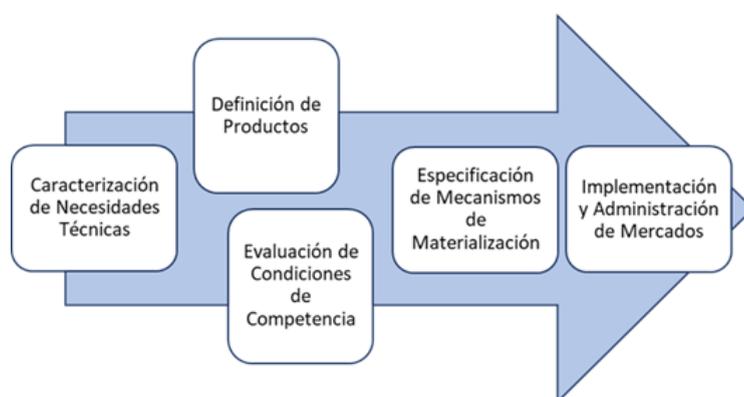


Figura 3.2. Esquema de diseño e implementación de mercados eléctricos.

- C. Las propuestas se sustentan en la revisión de la teoría de diseño de mercados eléctricos para sistemas con necesidades de flexibilidad, el análisis de la experiencia internacional de mercados de referencia, y las propuestas nacionales disponibles asociados a la estrategia de flexibilidad. En base a lo anterior, se cuenta con los elementos necesarios para la generación de propuestas en términos de: (i) la especificación de sus principios de diseño; (ii) la definición de mecanismos de materialización (e.g, subastas, licitaciones, mecanismos híbridos, etc.); y (iii) el análisis de elementos y complejidades en su implementación. Con todo lo anterior, el análisis permitirá posicionar las propuestas nacionales respecto tanto al marco de acción teórico, como el generado por la experiencia internacional.



Figura 3.3. Elementos que fundamentan la propuesta.

- D. Finalmente, se analizan los potenciales impactos globales que conllevan las alternativas propuestas en términos de complejidad de implementación y los potenciales impactos que podrían resultar en el despacho y costos marginales del sistema.

## 4. Necesidades de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional

En la presente sección se presenta la revisión de diferentes estudios públicos relacionados a la definición de requerimientos y herramientas de flexibilidad a futuro en el sistema eléctrico chileno. Se analizan los supuestos definidos, los modelos y herramientas utilizadas, los escenarios de simulación considerados, y sus principales conclusiones y recomendaciones. En particular, se analizan los siguientes estudios:

- Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes, AG (PSR/Moray), 2018.
- Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón, CEN, 2018.
- Path to 100% Renewables Chile, Wärtsilä (BNEF/Inodú), 2019.
- An Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in the Chilean Electric Power System, Vinken/OCM-Lab, 2019.
- Power System Flexibility: Key Elements in the Chilean Power System, Systep, 2018.
- Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno, GIZ (Inodú), 2018.

En general, estos estudios consideran modelos matemáticos de optimización de largo plazo, cuyo principal objetivo consiste en comprender la evolución del sistema eléctrico, respecto al tipo de inversiones a realizar en los parques de generación y transmisión del sistema, su localización dentro de la red, y el instante en que estas inversiones se debieran llevar a cabo. Para ello, se utilizan modelos centralizados que minimizan una función objetivo que incorpora tanto los costos de inversión como de operación del sistema, sobre un horizonte de tiempo. Dado lo anterior, los resultados obtenidos son particularmente dependientes de los supuestos utilizados en la incorporación de restricciones de operación e inversión en sistemas eléctricos, las estimaciones de costos asociados a tecnologías existentes y en vías de madurez, y el manejo de la incertidumbre de corto, mediano y largo plazo, entre otros elementos.

El hecho de que estos modelos se basen en una expansión centralizada no permite capturar toda la complejidad existente en sistemas eléctricos reales, en los que coexisten múltiples agentes, tomando decisiones bajo un mismo conjunto de reglas de mercado. En este sentido, un diseño de regulación y de mercado debiese apuntar a generar los incentivos necesarios para que múltiples agentes, tomando decisiones de manera descentralizada, permitan que el sistema se acerque al ideal centralizado obtenido en base a una expansión centralizada<sup>2</sup>. Por consiguiente, los resultados presentados por cualquier estudio no deben ser interpretados como predicciones del desarrollo del sistema eléctrico, sino que como escenarios plausibles a futuro, principalmente respecto a restricciones técnicas de operación, y que en dicho contexto pueden aportar a la toma de decisiones de diferentes agentes.

---

<sup>2</sup> Modelos centralizados son de utilidad para identificar una operación y expansión óptima de la red (e.g., en términos de mix tecnológico y del sistema de transmisión), y en base a ello generar un conjunto de reglas de mercado que guíen la inversión privada en dicha línea.

De forma general, y en cuanto a los posibles escenarios de integración de fuentes de generación ERV, todos los estudios analizados presentan una alta penetración renovable, junto con un aumento en los requerimientos de flexibilidad del sistema, producto de dicha integración. No obstante lo anterior, los estudios se diferencian en los mix tecnológicos desarrollados en sus horizontes de planificación, 2030 a 2040, producto de distintos supuestos de modelación que impactan en las necesidades de flexibilidad del sistema, relacionados principalmente con el proceso de descarbonización de la matriz de generación, así como la simulación de escenarios con una integración 100% renovable.

En cuanto a la evaluación de los requerimientos de flexibilidad del sistema, a excepción de un estudio, los modelos de planificación considerados no cuentan con la capacidad de capturar de manera adecuada diferentes elementos clave de la operación, lo que podría resultar en una subestimación de los requerimientos de flexibilidad que impone la integración de fuentes ERV al sistema. Y, en línea con ello, no se analiza el impacto que tendrán sobre dichos requerimientos los cambios de paradigma referentes al rol de las redes y recursos distribuidos de energía, en términos del valor de la generación distribuida, el almacenamiento o la respuesta de demanda, como proveedores de flexibilidad.

En las Tablas 4.1 y 4.2 a continuación, se resumen las principales características de los estudios revisados. En particular, estas tablas no consideran el estudio llevado a cabo para GIZ por Inodú, debido a que dicho estudio se enfoca en el desarrollo de propuestas, y no en el desarrollo y simulación de modelos de expansión y operación. Luego, en la Tabla 4.3, se resumen las principales necesidades de flexibilidad identificadas por todos los estudios nacionales revisados.

Tabla 4.1. Resumen de características de estudios nacionales.

Estudio	PSR-Moray	CEN	Wärtsilä	Vinken/OCM-Lab	Systemp
<b>Horizonte</b>	2030	2040	2040	2040	2027
<b>Modelación</b>	<p><b>PSR Suite</b>, planificación con granularidad mensual y resolución de bloques.</p> <p>Simulación operacional detallada.</p>	<p><b>Plexos</b>, planificación con etapas mensuales de 5 bloques.</p> <p><b>PLP</b>, gestión óptima de embalses.</p> <p><b>Plexos</b>, simulación operacional detallada.</p>	<p><b>Plexos</b>, planificación con resolución en bloques de 2 horas.</p> <p>Simulación operacional detallada.</p>	<p><b>Newen Suite</b>, días representativos con resolución horaria cronológica, considera una relajación del modelo de UC.</p>	<p>Planificación predeterminada utilizada como <i>input</i>.</p> <p><b>OSE2000</b>, gestión óptima de embalses.</p> <p><b>HELO Model</b>, simulación operacional detallada.</p>
<b>Aspectos Operacionales en la Planificación</b>	Reservas.	Reservas y restricciones técnicas.	Reservas, restricciones técnicas y 2 periodos.	Reservas, restricciones técnicas y resolución horaria.	No aplica.
<b>Transmisión en la Planificación</b>	6 zonas en el proceso de expansión de la generación, en el período 2017-2024.	21 zonas, se complementa con un sistema uninodal.	3 zonas.	20 zonas.	No aplica.
<b>Proceso de Descarbonización</b>	No	Sí	Si	Sí	No
<b>Elementos Dinámicos</b>	Sí	Sí	No	No	No

Tabla 4.2. Resumen de resultados de estudios nacionales.

Estudio	PSR-Moray	CEN	Wärtsilä	Vinken/OCM-Lab	Systep
<b>% ERV Base Final (Horizonte)</b>	42% (2030)	31% (2040)	65% (2040)	33% (2040)	No especifica.
<b>Mix Tecnológico Base Final</b>	Solar-FV (30%), Hidro (29%), Termo (25%), Eólica (12%), Otros (4%).	Solar-CSP (28%), Solar-FV (24%), Hidro Embalse (13%), Hidro Pasada (13%), Eólica (9%), Gas (5%), Otros (7%).	Solar-FV (36%), Eólica (29%), BESS (10%), Hidro Pasada (9%), Hidro Embalse (8%), Gas (5%), Otros (3%).	Solar-CSP (27.1%), Eólica (21%), Hidro Pasada (20.3%), Hidro Embalse (12.4%), Solar-FV (11.7%), Gas (7.4%).	Termo (42%), Solar (18%), Eólica (16%), Hidro Embalse (12%), Hidro Pasada (11%), Geotermia (0.23%).
<b>Fuentes de Flexibilidad</b>	Hidro Embalse, Gas.	Hidro Embalse, Hidro de Bombeo, Gas.	Gas, Almacenamiento.	Solar-CSP, Hidro Embalse, Almacenamiento.	Hidro Embalse, Gas, Almacenamiento.
<b>Sistema de Transmisión</b>	Integración renovable solar-FV requerirá de importantes inversiones en transmisión al 2030 (>3,000 km), especialmente en la zona centro del país (4,900 MW) al año 2025.	Descarbonización requiere adelantar obras que están en los estudios de planificación de la Tx., en especial en zonas con grandes centrales a carbón. Se observa hasta 4,000 MW de HVDC entre zona centro y norte (antes 2028, y 2036).	Cuantifica efecto de la construcción de una línea HVDC de 2,000 MW entre zona centro y norte en 2029, generando un aumento pequeño en la integración de Solar-FV.	Integración ERV requiere de un balance en la inversión en tecnologías flexibles, de almacenamiento y transmisión.	Integración ERV requiere de un sistema de transmisión que permita desplegar los recursos de flexibilidad a lo largo del sistema.
<b>Análisis de un Escenario con Mix Tecnológico 100% Renovable</b>	No	No	<b>Sí:</b> 89 GW instalados. Renovables (73%), Hidro (12%), Biogás o Gas Sintético (15%).  78 GWh BESS.	<b>Sí:</b> Solar-CSP (44.7%), Eólica (19.7%), Hidro Pasada (18.1%), Hidro Embalse (11.3%), Solar-FV (6.1%).	No

Tabla 4.3. Resumen de las necesidades de flexibilidad identificadas en los estudios nacionales.

Estudio	Necesidades de Flexibilidad Identificadas
<b>PSR-Moray</b>	<p>Mayores requerimientos de reserva.</p> <p>Relevancia del pronóstico de generación ERV.</p> <p>Inversiones en el sistema de transmisión.</p> <p>Desarrollo de señales de inversión complementarias o alternativas al costo marginal.</p>
<b>CEN</b>	<p>Inversiones en el sistema de transmisión a nivel troncal y local.</p> <p>Mayores requerimientos de rampa y reservas, dependientes de la calidad de pronósticos.</p> <p>Necesidad de tecnologías con capacidad de rampa, ciclaje y rápida reacción.</p>
<b>Wärtsilä</b>	<p>Necesidad de tecnologías con almacenamiento para aprovechar excedentes de generación ERV.</p> <p>Necesidad de tecnologías con capacidad de ciclaje y de rápido encendido y apagado.</p>
<b>Vinken/OCM-Lab</b>	<p>Inversiones en el sistema de transmisión.</p> <p>Necesidad de tecnologías flexibles, con capacidad de rampa y ciclaje.</p> <p>Necesidad de mecanismos de mercado y señales económicas adecuadas.</p>
<b>Systemp</b>	<p>Inversiones en el sistema de transmisión.</p> <p>Necesidad de tecnologías con capacidad de rampa y ciclaje.</p> <p>Sistema no carece de fuentes de flexibilidad, sin embargo costos difieren según la tecnología que provea dichos atributos.</p>
<b>Inodú</b>	<p>Necesidad de rampa máxima de 3 horas y reservas de contingencia.</p> <p>Se requiere determinar precios de capacidad flexible y capacidad genérica.</p>

## 4.1 Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

El estudio preparado por el consorcio PSR-Moray para la Asociación de Generadoras de Chile en 2018, “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes”<sup>3</sup>, tiene por objetivo establecer una cuantificación de los costos más relevantes asociados a la prestación de servicios de flexibilidad, entendida como la capacidad del sistema eléctrico para responder a los cambios en el equilibrio de la oferta y la demanda de una manera eficiente en tiempo y costo, por parte del sector generación, necesarios para la correcta y eficiente operación del sistema eléctrico. El estudio aborda, entre otras, las siguientes materias:

**1. Analizar la situación de los servicios de flexibilidad en Chile, incluyendo su regulación y la forma en que se asignan y remuneran.** En relación a lo anterior, se analiza el marco regulatorio vigente a dicho año de servicios de flexibilidad en Chile, notando la falta de criterios de error de pronóstico de generación en la determinación de los servicios de balance, la experiencia positiva de la utilización de baterías (BESS) para el control de frecuencia, las exigencias contenidas en la NTSyCS para que las fuentes de energía renovable variable (ERV) (i.e., eólicas y fotovoltaicas) participen en el control de frecuencia, los mecanismos de definición y remuneración contemplados, y la referencia a las modificaciones introducidas por la Ley 20.936/2016 en relación con estas materias que, entre otras cosas, permite la definición de nuevos servicios complementarios y su remuneración mediante mecanismos de subasta.

**2. Revisa la experiencia en otros mercados internacionales en definición de nuevos servicios de flexibilidad.** En particular, se destacan los servicios de Rampas Flexibles del sistema de California<sup>4</sup>; el mercado australiano de Inercia y Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR por Fast Frequency Response); el manejo de servicios de balance en los sistemas europeos, donde se revisan los mercados de control de frecuencia (e.g., control primario de frecuencia, control secundario y tasas de toma de carga) de Italia y Bélgica. Además, se revisan tecnologías en desarrollo que podrían proveer servicios de flexibilidad en el futuro (e.g., centrales de bombeo, baterías, volantes de inercia o flywheels (FESS por Flywheel Energy Storage System) e inercia virtual, sintética o artificial).

**3. Identifica los principales costos adicionales que se originan producto de la necesidad de proveer dichos servicios y desarrolla una metodología para evaluar cada uno de estos.** Estos corresponden a costos adicionales, estimados a partir del benchmark internacional, incurridos por las unidades de generación que no son remunerados. Se destacan:

- **Costos directos de encendido (y detención):** Asociados al combustible utilizado, emisiones y los servicios auxiliares necesarios para encender y detener las unidades térmicas.

---

<sup>3</sup> PSR-Moray, “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes”, Marzo 2018. Disponible en:

[Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes](#)

<sup>4</sup> Los autores desestiman la necesidad en el corto y mediano plazo de implementar un mercado de rampas flexibles, dado los aún bajos requerimientos de rampa del sistema eléctrico chileno y la alta capacidad de toma de carga de las centrales hidroeléctricas, a diferencia del sistema de California.

- **Costos indirectos de encendido:** Asociados al aumento en la tasa de falla de componentes, generando inspecciones y períodos de mantenimiento más frecuentes y un mayor consumo de partes y piezas de repuesto.
- **Costos indirectos por seguimiento:** Dependiendo de la tasa de toma de carga.
- **Costos por menor eficiencia:** Producto de la operación en un punto de menor eficiencia a la nominal, dado el aporte de reserva en giro al sistema.
- **Costos de oportunidad:** En los casos en que una unidad estuviera despachada y tuviera disponible reserva en giro para aumentar la generación y, a su vez, no fuera la unidad marginal del sistema.
- **Se incluyen los “Sobre costos” operativos no cubiertos.** Relacionados a la operación a costo variable por sobre el costo marginal del sistema.

**4. Explica la metodología empleada para la modelación de la expansión y operación del sistema eléctrico chileno en los distintos escenarios.** Haciendo uso de las herramientas presentadas en la Figura 4.1 a continuación, se siguió la metodología presentadas en la Figura 4.2.

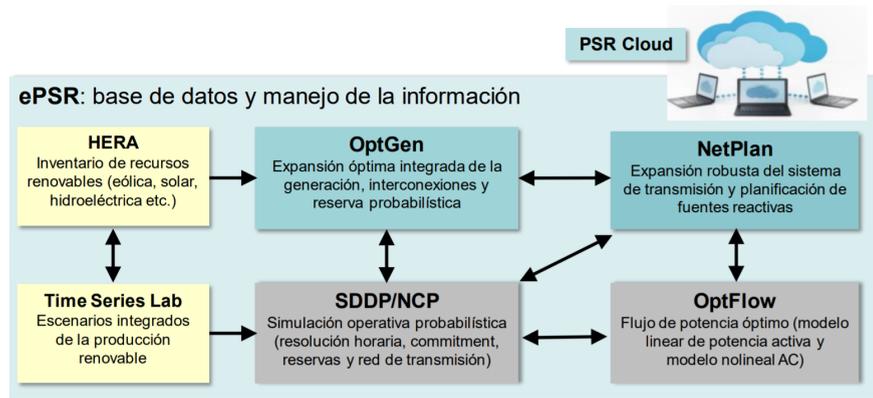


Figura 4.1. Herramientas analíticas utilizadas en el estudio Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes.

Fuente (PSR-Moray, 2018).

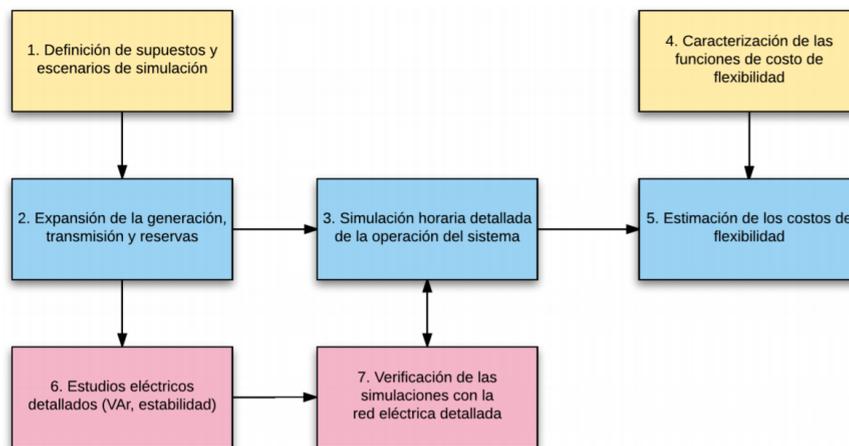


Figura 4.2. Metodología del estudio Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes. Fuente (PSR-Moray, 2018).

Los pasos empleados para el desarrollo de la modelación y cálculo de los costos de flexibilidad son los siguientes:

- **Paso 1 - Definición de los supuestos y escenarios de simulación.** Para la determinación de la expansión de la generación, transmisión y reservas, como para la estimación de los costos de flexibilidad. Esto, en base a un árbol de escenarios en función de los niveles de demanda, costos de inversión, año de evaluación e hidrología.
- **Paso 2 - Expansión de la generación, determinación de reservas y expansión de la transmisión.** La cual se realiza en tres fases:
  - **Fase 1 - Expansión de la generación.** Se utiliza el modelo de simulación operativa probabilística SDDP, considerando simulaciones con granularidad mensuales, detallada con una representación en bloques de demanda/producción renovable en cada mes, una red de transmisión simplificada con regiones, y una modelación estocástica integrada de los caudales y generación renovable, a partir del uso de la herramienta Time Series Lab.
  - **Fase 2 - Expansión de las reservas.** Determinadas de forma independiente para las regiones SING y SIC.
  - **Fase 3 - Expansión de la transmisión.** Una vez conocidos los refuerzos (nuevas obras) de la generación de la Fase 1 y de los servicios de reserva de la Fase 2, se calculan los refuerzos necesarios en la red de transmisión en base al modelo NetPlan. Este problema se formula como una optimización entera mixta (MIP) de gran tamaño, que se resuelve por descomposición de Benders<sup>5</sup>.
- **Paso 3 - Simulación horaria detallada de la operación del sistema.** Con ayuda del modelo de simulación operativa detallada NCP, el problema de simulación operativa detallada se plantea como una optimización entera mixta (MIP) y se resuelve por algoritmos especializados del paquete Xpress.
- **Pasos 4 y 5 - Caracterización y cálculo de los costos de flexibilidad.**

**5. Presenta los supuestos y escenarios de modelación para los cuales se harán los análisis.** Esto, en base al desarrollo del sistema existente, proyecciones de demanda, tecnologías renovables candidatas para la expansión de la generación, costos de combustible, zonas de control de reservas (SIC - SING), una red de transmisión simplificada y restricciones ambientales.

**6. Analiza los principales resultados obtenidos de las simulaciones.** Para lo cual se determinaron reservas operativas horarias, asociadas a la falla de los equipos de generación y a la variabilidad de las fuentes ERV, utilizando para cada hora el máximo entre los valores de cada reserva. Entre otros resultados, se analizan: la evolución de la oferta de generación; niveles de penetración ERV proyectados;

---

<sup>5</sup> Fases 1, 2 y 3 del Paso 2, y Paso 3 utilizan la red considerada por el CEN en su modelo PLP (en configuración de 2017), de 308 barras y 460 circuitos. De forma particular, el período 2017-2024 del modelo de expansión de la Fase 1 considera una red simplificada de 6 nodos.

expansión de la capacidad de generación, de reserva y refuerzos en la transmisión; costos operativos en el plan de expansión; simulación horaria detallada; costos marginales; ciclos de encendido de las unidades termoeléctricas; costos de flexibilidad; emisiones de CO<sub>2</sub>; y el efecto de penetración ERV en costos operativos.

**7. Analiza la sensibilidad de estos resultados ante variables de interés.** Como parte de los estudios adicionales, se evaluaron:

- **Inclusión de costos indirectos de partida dentro del problema de planificación.** Demuestra que es posible que, si la regulación requiere que los agentes internalicen estos costos en sus decisiones de inversión y operación, se produzcan correcciones en la expansión o bien se desarrollen alternativas para reducirlos.
- **Limitación de las emisiones durante las partidas de las centrales térmicas.**
- **Verificación de la viabilidad económica de baterías.** Cuyos costos de inversión aún no resultan competitivos<sup>6</sup>.
- **Verificación de la viabilidad económica de la central dual – Espejo de Tarapacá.** Cuyos costos de inversión aún no resultan competitivos<sup>7</sup>.
- **Verificación de la viabilidad económica de una línea HVDC entre el SING y el SIC-Centro.** La cual no resulta óptima en el horizonte de planificación<sup>8</sup>.

**8. Incluye los estudios eléctricos de estabilidad necesarios para verificar la factibilidad técnica de los escenarios críticos simulados.** Se realizan los siguientes estudios, respaldando los resultados obtenidos por el estudio:

- **Expansión de potencia reactiva:** Se evaluaron las necesidades de expansión de potencia reactiva.
- **Estabilidad transitoria:** Se evaluó si el sistema es capaz de soportar grandes perturbaciones como cortocircuitos en líneas eliminados por el disparo de la protección.
- **Estabilidad de frecuencia:** Se evaluó la capacidad del sistema para restaurar la frecuencia después de un desequilibrio repentino de potencia activa.
- **Estabilidad de pequeña señal:** Se evaluaron las frecuencias y el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

Luego, y en base a los análisis desarrollados, se pueden destacar las siguientes conclusiones del estudio:

- Las fuentes ERV son la opción más competitiva para la expansión y se estima que aportarían entre un 37% y 46% del suministro hacia 2030.
- Los **requerimientos de reserva** se incrementan sostenidamente por mayor penetración ERV, y el **pronóstico de generación ERV** toma especial relevancia.

---

<sup>6</sup> El análisis se basa en la referencia de costo de almacenamiento entregada por el Ministerio de Energía en su proceso de Planificación de Energía de Largo Plazo 2017 (PELP).

<sup>7</sup> Se estima que la tecnología requiere de una pequeña reducción en sus costos de inversión para resultar competitiva (aproximadamente 20%).

<sup>8</sup> Dados sus plazos constructivos estimados (con interconexión en 2027) y restricciones previas del sistema de transmisión, las que suponen su expansión progresiva con tecnologías convencionales.

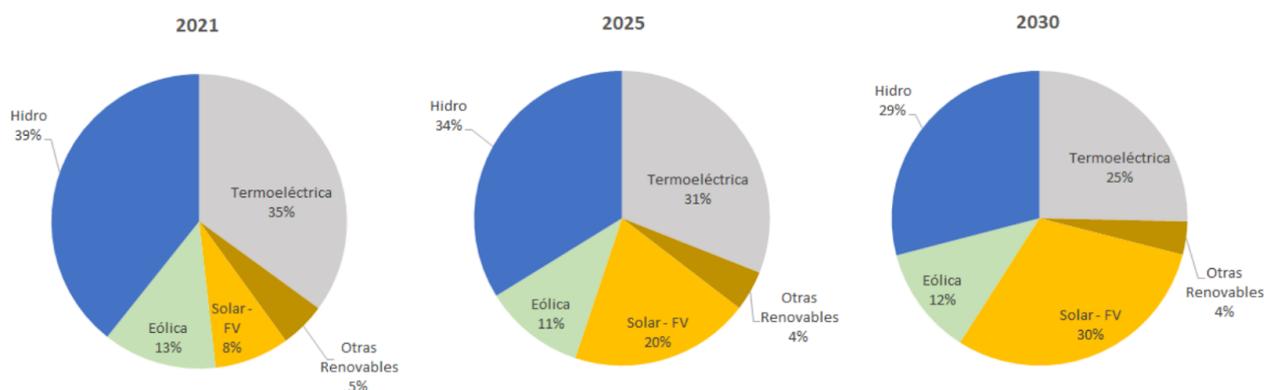


Figura 4.3. Generación por tecnología, caso de proyecciones de demanda y costos medios, escenario promedio. Fuente (PSR-Moray, 2018).

- Los **costos de flexibilidad** asociados al nuevo rol de la generación térmica podrían llegar a los US\$ 350 millones el 2030 (3.23 US\$/MWh). En circunstancias donde el costo operativo total (sin incluir costos de flexibilidad) oscilaría entre los 637 y los 927 millones de dólares.

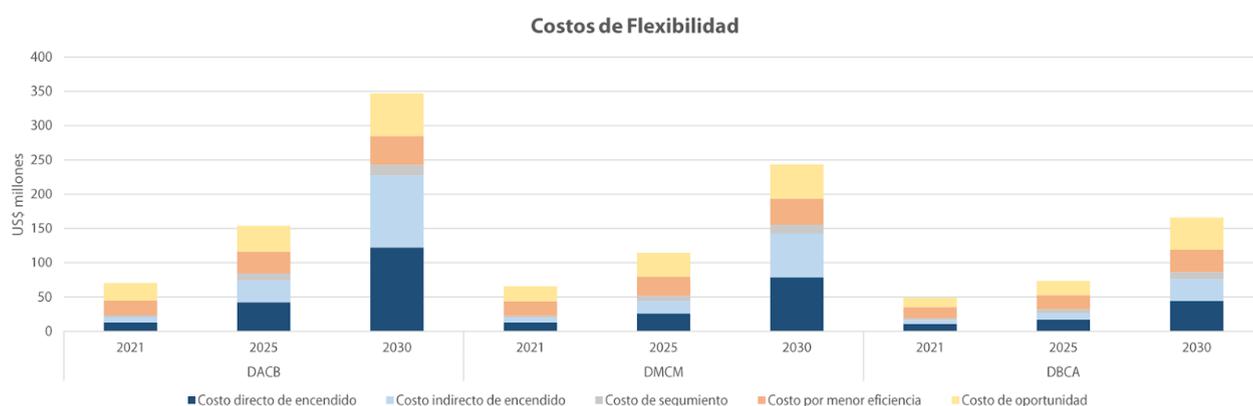


Figura 4.4. Costos de flexibilidad bajo distintos niveles de penetración de fuentes ERV. Fuente (PSR-Moray, 2018).

- En términos netos, los **costos operativos** unitarios, considerando el incremento en costos de flexibilidad y los costos de emisiones, caerían aproximadamente entre un 11 y 20% en 2030 con respecto al año 2021 por mayor aporte de generación ERV.
- La operación de unidades carboneras a mínimo técnico resulta en un incremento de los llamados **“sobrecostos de operación”** no cubiertos por la remuneración a costo marginal, incrementándose desde valores entre 0.18 US/MWh y 0.34 US/MWh en el año 2021 hasta valores de 2.69 US/MWh y 3.39 US\$/MWh en el año 2030.
- La integración de energías renovables, particularmente en base a energía solar, resulta necesario efectuar inversiones en el **sistema de transmisión** a partir de 2025.
- La expansión óptima resultante, en base a generación ERV, resulta en un perfil de costos marginales cada vez más oscilante. En el largo plazo, es posible observar un posible colapso del costo marginal en horario solar, con lo que los ingresos spot pudieran no remunerar de manera adecuada las inversiones en el mix de generación óptimo. **Esto sugiere que para alcanzar el**

**parque óptimo de generación puede ser necesario desarrollar señales de inversión complementarias o alternativas al costo marginal.**

- Es relevante señalar que la expansión y operación óptima proyectada en este análisis podría verse modificada por cambios en los siguientes factores:
  - Cambios en el tratamiento y nivel de impuestos al CO2.
  - Políticas corporativas de descarbonización<sup>9</sup>.
  - Efectos de cambio climático sobre la hidrología.
  - Mayor competitividad de sistemas de almacenamiento<sup>10</sup>.
  - Desarrollo de interconexiones internacionales (eléctricas o gasíferas).
- **Es importante que existan mecanismos que permitan a los agentes recuperar los costos de flexibilidad para viabilizar la expansión óptima del sistema.**

---

<sup>9</sup> Estas no fueron contempladas en este estudio, por lo que el problema de expansión de la generación resultó en la instalación de capacidad en base a carbón. Similarmente, no se impusieron restricciones a la expansión de la generación hidroeléctrica, que hoy cuenta con amplio rechazo de parte de las comunidades locales.

<sup>10</sup> Similar al caso de la generación de concentración solar de potencia o geotermia, tecnologías que no son evaluadas en este estudio.

## 4.2 Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

Dentro del contexto de la mesa de trabajo convocada por el Ministerio de Energía en el marco de los objetivos de la Política Energética 2050, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) fue encargado de realizar un estudio con la finalidad de analizar en el largo plazo los efectos sobre la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón, velando por la operación segura y a mínimo costo. Con este objetivo, en enero del 2019 es publicado el “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón”<sup>11</sup> por el CEN, enfocado en analizar el impacto sobre la expansión de la capacidad de generación y transmisión, la operación del SEN en el mediano y largo plazo, y los impactos sobre la seguridad y calidad de servicio derivados de esta operación, ante un escenario de retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón. En particular, el estudio considera los siguientes aspectos:

**1. Incluye una evaluación del actual Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica Chilena.** Esto a través de la comparación entre un escenario sin descarbonización con un escenario donde las unidades a Carbón son retiradas en base su vida útil técnica o económica, completando el cronograma de retiro en el año 2040. Además, el estudio realiza sensibilidades del escenario de descarbonización preliminar, considerando cambios en la velocidad del retiro de las centrales y otras variables de gran impacto en el desarrollo y operación del SEN, tales como:

- Costos de inversión de nuevos proyectos de generación y almacenamiento
- Costos de combustibles para centrales térmicas
- Limitaciones técnicas o sociales en la realización de proyectos de generación de determinadas tecnologías.

**2. Desarrolla una metodología para la modelación y análisis de distintos aspectos de la expansión y operación del sistema eléctrico chileno a través del uso de herramientas con distintos niveles de resolución.** Mediante la aplicación de la metodología presentada en la Figura 4.5, se obtienen resultados de expansión de capacidad de generación y transmisión, operación del SEN y aspectos de seguridad y calidad de servicios relevantes en el mediano y largo plazo. Esta metodología fue diseñada de forma tal que fuera consistente con los siguientes factores:

- Entrada en vigor de la Nueva Ley Transmisión (20.916/2016).
- Cambio en el mecanismo de tarificación del sistema de transmisión y ausencia de señal de localización.
- Potencial de Energías Renovables Variables (ERV) con costos de desarrollo a la baja y ubicados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo.
- Necesidad de reconocer los requerimientos de flexibilidad y otros atributos en los modelos que simulan la operación del sistema, debido a las proyecciones de inserción masiva de ERV.

---

<sup>11</sup> Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón”, Enero 2019.

Disponible en: [Estudio-de-operacion-y-desarrollo-del-sen-sin-centrales-a-carbon](#)

**Análisis de requerimientos futuros de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional**

Informe N°2

Página 25 de 134

[www.isci.cl](http://www.isci.cl)

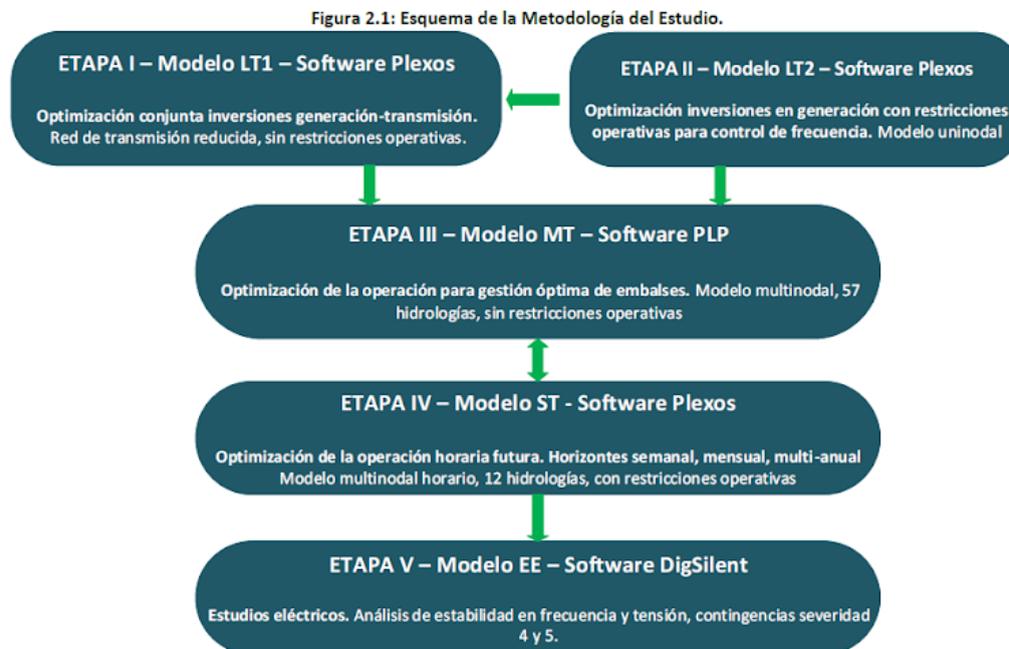


Figura 4.5. Metodología del estudio Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón.

Fuente (CEN, 2019).

De este modo, la metodología implementada se compone de los siguientes cinco etapas:

- **Etap 1:** Se utiliza un modelo de planificación en Plexos que define las decisiones óptimas de inversión en generación y transmisión para los escenarios de expansión bajo estudio en un horizonte de 20 años (2020 al 2040). Para esto el modelo utiliza una red de transmisión reducida y no incluye restricciones operativas del sistema.
- **Etap 2:** Se utiliza un modelo de planificación en Plexos que define las decisiones óptimas de inversión en generación para los escenarios de expansión bajo estudio en un horizonte de 20 años (2020 al 2040). Este modelo es uninodal e incluye restricciones operativas de reservas, con el fin de dar cuenta de necesidades de inversión en generación motivadas por estas restricciones. Finalmente, el plan de expansión para cada escenario surge de la combinación de los resultados de la Etapa 1 y 2.
- **Etap 3:** Se utiliza un modelo de operación en PLP que, considerando los escenarios de expansión obtenidos previamente, permite determinar la gestión óptima del recurso hídrico en los embalses y entrega las funciones de costo futuro de los embalses. Además, permite obtener una proyección de los montos esperados de costos marginales, generación y uso de las redes de transmisión.
- **Etap 4:** Se utiliza un modelo de operación de corto plazo en Plexos, considerando horizonte semanal y resolución horaria. Esto permite observar el comportamiento semanal y diario de la operación del SEN en escenarios futuros, a través del análisis de la asignación de centrales en generación y reservas y un mayor detalle en la dinámica intradiaria de los costos marginales.
- **Etap 5:** Mediante un análisis con la herramienta DigSilent se realiza un análisis de estabilidad de frecuencia ante fallas críticas en puntos de operación del SEN a lo largo del horizonte considerado. Los puntos de operación son escogidos de modo de representar condiciones exigentes para una respuesta dinámica adecuada del sistema, tales como una alta inyección de

energía solar, baja disponibilidad de agua de embalse y escaso aporte de generación hidráulica de pasada.

**3. Analiza los principales resultados obtenidos en las simulaciones para la expansión del sistema de generación y transmisión.** A partir de los resultados se observa que el escenario de descarbonización requiere una mayor inversión en capacidad de generación, en respuesta a la necesidad de desarrollar infraestructura sustituta al carbón, como generación solar fotovoltaica, eólica, hidráulica (Figura 4.6). Además se destaca la inversión en generación flexible como *concentrated solar power* (CSP), centrales de bombeo hidráulico o termoeléctricas de gas natural (GNL). Estas tecnologías en conjunto, cumplen con el objetivo de suplir la energía de base que actualmente es provista por centrales carboneras, es así como para el año 2040 más de un 95% de la energía generada proviene de energías renovables y un 31% proviene de fuentes de energía renovable variable (ERV), tal como se observa en la Figura 4.7.

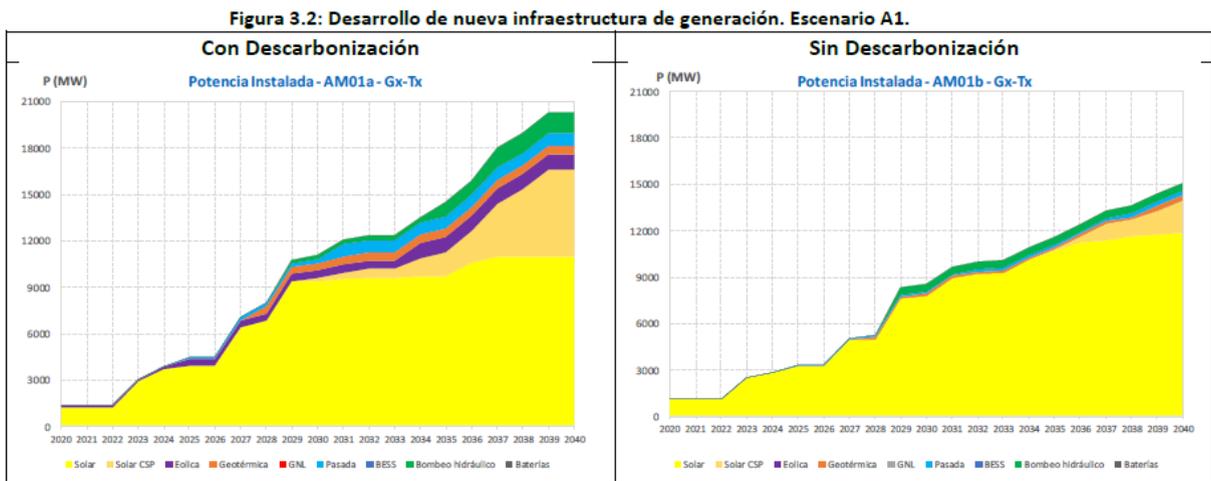


Figura 4.6. Desarrollo de nueva infraestructura de generación según Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Fuente (CEN, 2019).

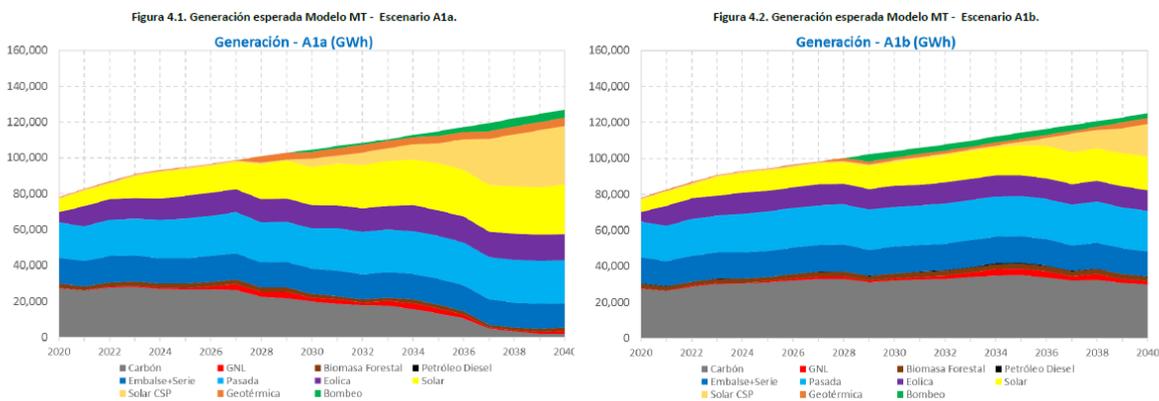


Figura 4.7. Generación esperada según Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Fuente (CEN, 2019).

En cuanto a la transmisión, al comparar los resultados con y sin descarbonización se observa que el proceso de retiro de centrales a carbón requiere el adelanto de obras de transmisión que actualmente se

encuentran definidas en los estudios planificación de la transmisión. Es así como en todas las sensibilidades realizadas se observa la necesidad de un nuevo enlace HVDC de 2.000 MW entre las zonas norte y centro del país (subestaciones Kimal y Lo Aguirre, respectivamente) desde el año 2027 en adelante. Adicionalmente, para un 75% de los escenarios analizados, se identificó la necesidad de un segundo enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país (subestaciones Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, respectivamente) con una capacidad de entre 2.000 y 3.000 MW desde el año 2035 en adelante. Finalmente, se identificó la necesidad de adelantar desarrollos de transmisión local en zonas con complejos de grandes centrales a carbón, como es el caso de la zona de Puchuncaví.

**4. Analiza los principales resultados obtenidos en las simulaciones para la operación del SEN.** Al analizar la generación diaria esperada para el 2035, para hidrologías media y seca, se observa que la energía base es provista principalmente por centrales de geotermia, CSP y de carbón que aún quedan en el sistema. Tal como se aprecia en la Figura 4.8, se estiman rampas de subida de hasta 7000 MW en 3 horas, las cuales son afrontadas a través de la flexibilidad entregada por las centrales de bombeo hidráulico, embalses y GNL. Los costos marginales esperados se ven influenciados por la alta disponibilidad de energía solar durante el día y el encendido de unidades termoeléctricas como medio de flexibilidad por las noches. Lo anterior implica un aumento en la operación en modo ciclaje de centrales termoeléctricas (GNL y diesel, cuyas partidas y detenciones adicionales podrían producir un aumento en las emisiones).

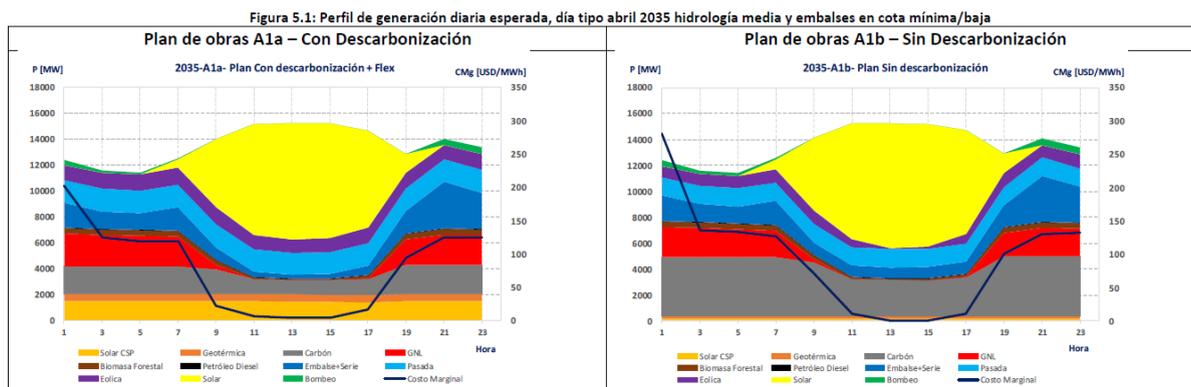


Figura 4.8. Perfil de generación diaria esperada según Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Fuente (CEN, 2019).

Debido a la alta inserción de ERV se espera un alto requerimiento de reservas para la operación del SEN en el año 2035. Para el caso del control primario de frecuencia (CPF), el requerimiento fue estimado en base a la desconexión de la unidad más grande del sistema (400 MW) y el tiempo de acción del CPF fue definido en base a los niveles de inercia observados en el sistema según las tecnologías de generación disponibles<sup>12</sup>. Es así como en la Figura 4.9 se observa la importancia de unidades base (carbón y CSP), que proveen un nivel estable de inercia al sistema, y la relevancia de las unidades de rápida reacción, como centrales de bombeo que aumentan la velocidad de reacción del CPF en los momentos de inercia crítica y los embalses, que proveen tanto velocidad de reacción de CPF como inercia sistémica.

<sup>12</sup> Resulta relevante destacar que los requerimientos esperados de CPF podrían variar debido a las futuras variaciones de corto plazo de la demanda neta.

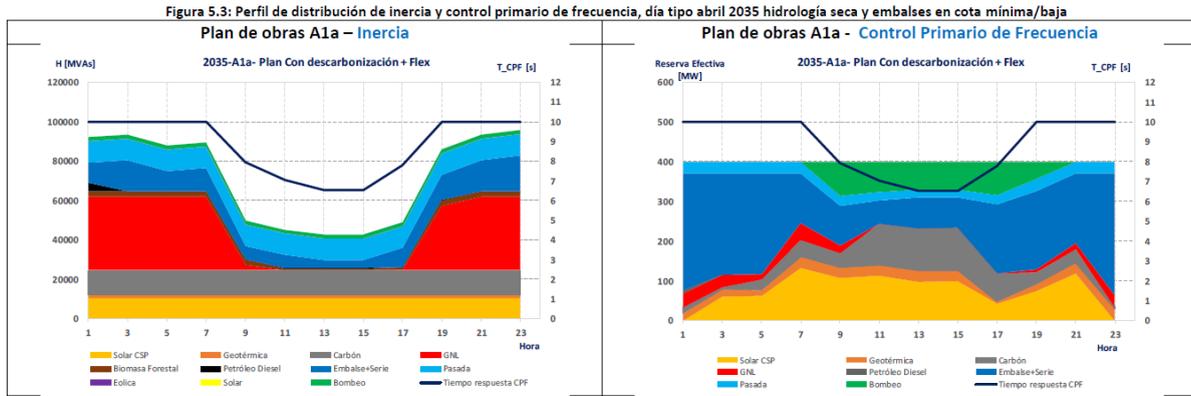


Figura 4.9. Perfil de distribución de inercia y CPF según Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Fuente (CEN, 2019).

Para el caso del control secundario de frecuencia (CSF), el requerimiento se define en base a una formulación dinámica que considera las variaciones aleatorias intra-horarias y de pronóstico asociadas a la generación eólica, solar y la demanda. Es así como en la Figura 4.10 se observa que se alcanzan requerimientos de hasta 1500 MW<sup>13</sup> para CSF y requerimientos de rampa inter-horaria que superan los 2000 MW. Al igual que en CPF, la mayor parte de estos requerimientos es cubierta por centrales de bombeo y embalses, debido a su mayor capacidad de reacción ante variaciones en la operación, y en menor medida por termoeléctricas y CSP.

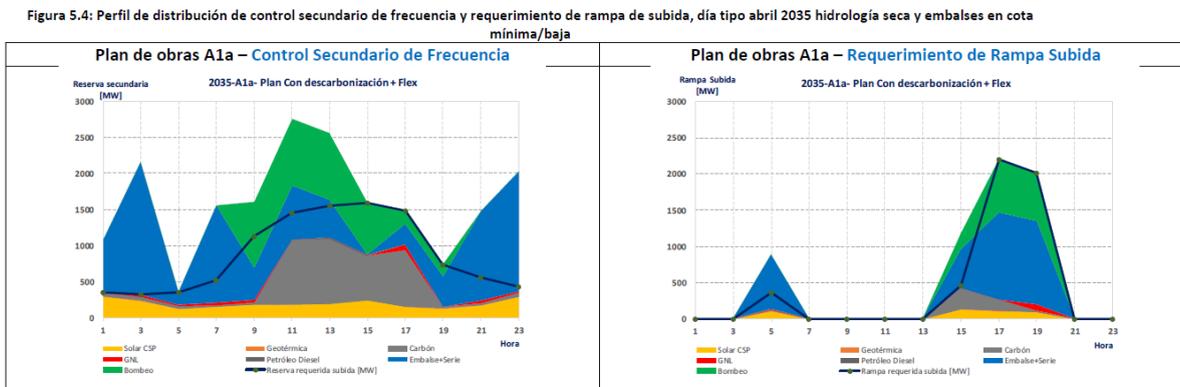


Figura 4.10. Perfil de distribución de CSF y requerimiento de rampa de subida según Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Fuente (CEN, 2019).

**5. Analiza los resultados relevantes obtenidos de los análisis de seguridad y calidad de servicio esperados en la operación del SEN.** A partir de las simulaciones realizadas en distintos puntos de operación que pueden resultar críticos para el SEN, se observa que el sistema presenta un adecuado desempeño dinámico en todos los casos analizados, lo que implica que el desarrollo adecuado de infraestructura puede mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio del SEN. Sin embargo, se recomienda un análisis más detallado sobre los montos y la localización de los recursos de reserva.

<sup>13</sup> Requerimiento de CSF al año 2020 es de 120 MW.

### 4.3 Path to 100% Renewables Chile

El estudio *Path to 100% Renewables: Chile*<sup>14</sup> publicado en junio del 2019 por Wärtsilä, tiene como objetivo aportar a la discusión en Chile sobre cómo alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO2 comprometidos a través del Acuerdo de París del 2015<sup>15</sup>. Para lograr este objetivo, el estudio presenta la expansión óptima de generación del SEN ante distintos escenarios de descarbonización, cuantificando los costos, integración de renovables y nivel de emisiones ligados a cada uno de estos casos. Para finalizar, el estudio integra un análisis de la operación del sistema sin presencia del carbón. Es relevante mencionar que el estudio no incluye discusión respecto a temas regulatorios o de mercado. En específico, el estudio aborda los siguientes puntos:

**1. Considera distintos escenarios de descarbonización.** El estudio aborda tres escenarios principales de descarbonización, uno de estos considera el retiro total de centrales de carbón al año 2040 según la programación propuesta por el estudio del CEN<sup>16</sup>, mientras que otro realiza lo mismo para el año 2030. Luego, en el tercer escenario solo se retiran las unidades de carbón con fecha programada de salida previa al 2024. Adicionalmente, el escenario con retiro de carbón al año 2040 es sensibilizado en aspectos relevantes para la generación y transmisión del sistema, tales como:

- Aumento de la capacidad HVDC entre la zona norte y centro del país.
- Menor disponibilidad de agua en base a la sequía observada en los últimos 8 años.
- Menor costo de combustible y mejoras de eficiencia para las centrales a gas.

**2. Establece la metodología para evaluar los distintos escenarios e identifica los principales supuestos y herramientas a utilizar.** El estudio establece una metodología de dos etapas, consistentes en una etapa de planificación del SEN y una simulación de corto plazo, con el fin de observar los efectos del retiro del carbón en la operación del SEN. Las etapas contienen los siguientes supuestos:

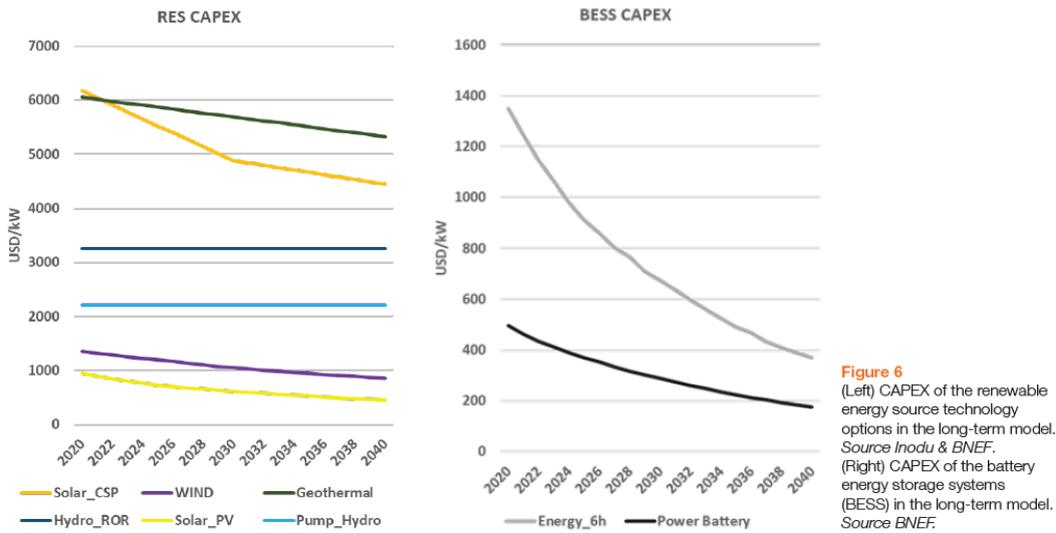
- **Etapas de Planificación:** Utiliza la herramienta de planificación Plexos para determinar la expansión óptima del SEN en un horizonte de 20 años (2020-2040), a través de un sistema representativo de 3 nodos y 2 zonas de reserva. El estudio enfatiza la necesidad de capturar la naturaleza variable de la energía eólica y solar, por lo que utiliza una resolución de 2 horas en el modelo y factores de planta de recursos renovables obtenidos de mediciones en el SEN. En cuanto a la transmisión, realiza una estimación de costos que toma como base la expansión obtenida en el estudio del CEN y se escala según el porcentaje de energía eólica y solar instalada. La información sobre proyecciones de costos de tecnologías se basan en estudios de Bloomberg y datos entregados por Inodú, según se observa en la Figura 4.11. Finalmente, se asume hidrología seca para todos los escenarios, con el fin de dar cuenta de los efectos del cambio climático sobre las condiciones hidrológicas.
- **Etapas de Operación:** Utiliza la herramienta Plexos para simular la operación del año 2035 con una resolución horaria. Con el fin de dar cuenta de los impactos de la ausencia del carbón, se utiliza la capacidad instalada al año 2035 obtenida para el escenario de descarbonización al año

<sup>14</sup> Wärtsilä, "Path to 100% Renewables: Chile", 2019. Disponible en: [Path-to-100-renewables-chile-white-paper](#)

<sup>15</sup> Fuente: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

<sup>16</sup> Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón", Enero 2019. Disponible en: [Estudio-de-operacion-y-desarrollo-del-sen-sin-centrales-a-carbon](#)

2030. Además, se consideran restricciones operacionales relevantes, como rampas y mínimos tiempos de encendido y apagado.



**Figure 6**  
(Left) CAPEX of the renewable energy source technology options in the long-term model. Source Inodu & BNEF.  
(Right) CAPEX of the battery energy storage systems (BESS) in the long-term model. Source BNEF.

Figura 4.11. Proyecciones de costo para nueva infraestructura de generación según estudio *Path to 100% Renewables: Chile*. Fuente (Wärtsilä, 2019).

**3. Analiza los principales resultados obtenidos en las simulaciones para la expansión del sistema de generación.** Para todos los escenarios considerados se observa una inversión importante en tecnologías de almacenamiento por sobre otras tecnologías como unidades de CSP o geotermia. Tal como se observa en la Figura 4.12, se espera que el 65% de la energía sea suministrada por ERV para el escenario de descarbonización al 2040.

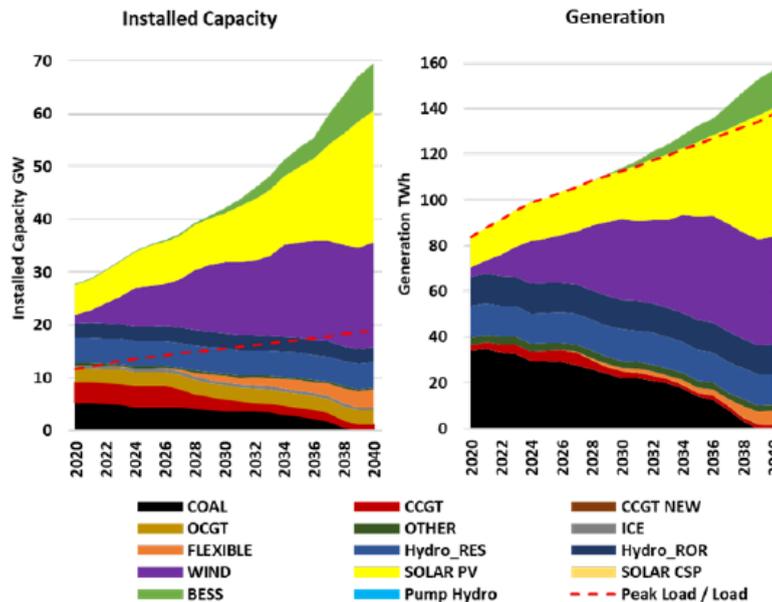


Figura 4.12. Capacidad instalada de generación en escenario de retiro de centrales a carbón para el año 2040 según estudio *Path to 100% Renewables: Chile*. Fuente (Wärtsilä, 2019).

Adicionalmente, el estudio muestra que al año 2040, todos los escenarios con retiro total de centrales de carbón logran abastecer más del 90% de su demanda con energías renovables y reducir las emisiones en más de un 80% respecto a sus emisiones proyectadas para el inicio del horizonte (2020). Por otro lado, también muestra que los costos totales de expansión en generación y transmisión pueden aumentar hasta un 14% respecto al escenario que solo retira el carbón programado hasta el 2024.

**4. Presenta resultados indicativos para lograr un sistema 100% renovable en Chile.** A través de una extrapolación del escenario que considera el retiro total de centrales a carbón para el año 2040, se presenta una ruta indicativa para lograr un sistema 100% renovables, disponible en la Figura 4.13. De este ejercicio es relevante destacar la importancia del almacenamiento y recursos de flexibilidad en generación para lograr este objetivo.

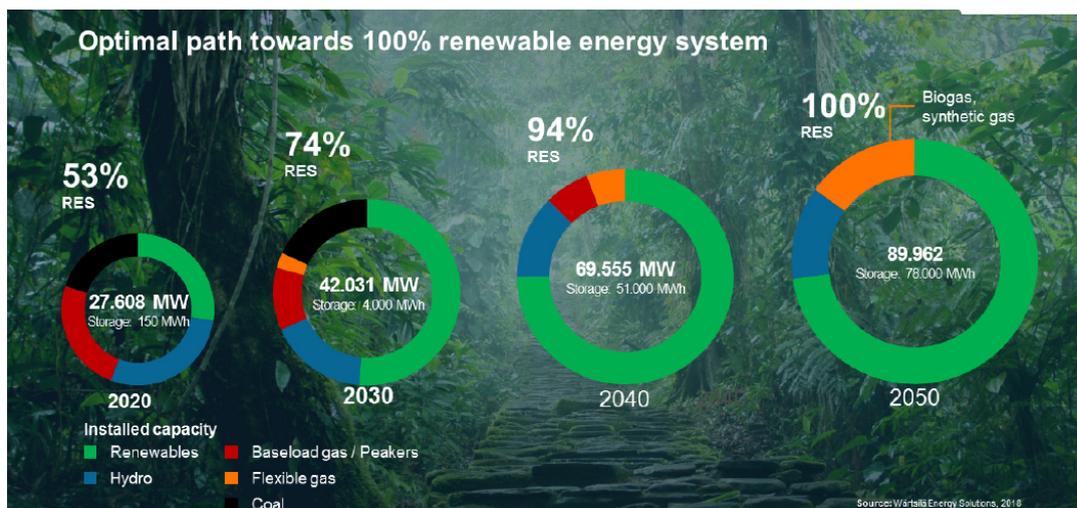


Figura 4.13. Capacidad instalada óptima para lograr a un SEN con 100% de energías renovables según estudio *Path to 100% Renewables: Chile*. Fuente (Wärtsilä, 2019).

**5. Analiza los principales resultados obtenidos en las simulaciones para la operación del SEN.** A partir de las simulaciones de la operación del SEN es posible observar que la flexibilidad es entregada principalmente por tecnologías de almacenamiento y de generación flexible, que en este estudio corresponde a distintos tipos de tecnologías a gas, como CCGT y OCGT con distintas capacidades técnicas. En la Figura 4.14 se encuentra la operación esperada para una semana del SEN, donde es posible observar un gran exceso de disponibilidad de energía solar que es utilizada durante las noches a través del almacenamiento disponible. Adicionalmente, se observa que las unidades de gas cumplen un rol relevante en la provisión de flexibilidad a través de variaciones rápidas en sus niveles de generación y múltiples encendidos y apagados. De este modo, la necesidad de flexibilidad del sistema es cuantificada *ex-post* en base a variables asociadas a este ciclaje de unidades térmicas, tales como cantidad de encendidos por unidad, factor de planta y comparación de costos totales para las distintas tecnologías de gas.

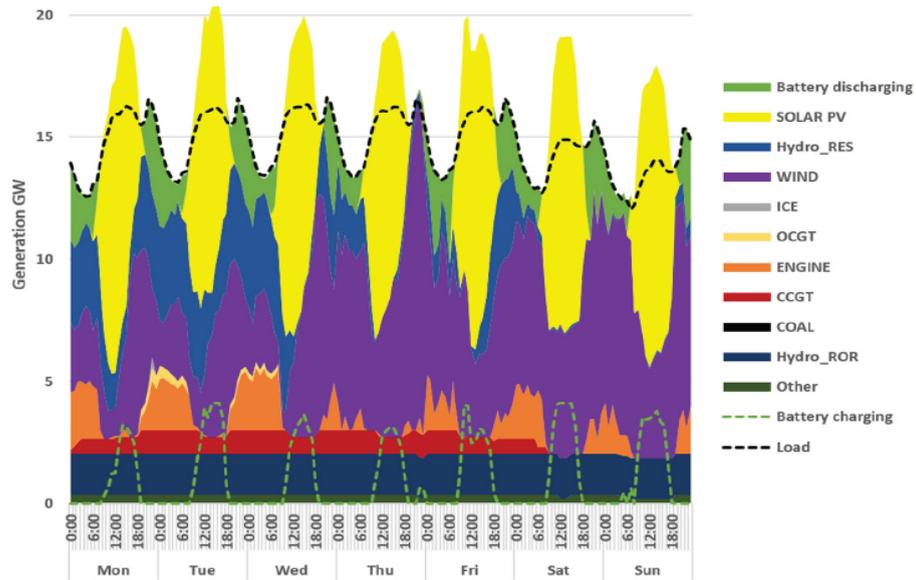


Figura 4.14. Generación esperada del SEN para una semana del año 2035 según estudio *Path to 100% Renewables: Chile*. Fuente (Wärtsilä, 2019).

## 4.4 An Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in the Chilean Electric Power System

El artículo “An Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in the Chilean Electric Power System”, preparado por el Laboratorio de Optimización, Control y Mercados en Energía (Vinken/OCM-Lab) (Verástegui et al., 2019), **desarrolla un modelo de planificación del sistema de energía que incluye una relajación efectiva del problema de comisionamiento de unidades para capturar aspectos clave de la flexibilidad operacional, con el fin de estudiar el proceso de descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional al año 2040.** En este se analizan metas de descarbonización más desafiantes en comparación con la definida actualmente por la autoridad, incluyendo escenarios con metas 100% renovables. Si bien los resultados muestran que mix de generación altamente renovables son factibles, estos se basan en un equilibrio efectivo de los atributos clave de flexibilidad del sistema, incluida la capacidad de transmisión, almacenamiento y de rampa. Además, las metas de descarbonización más aceleradas permanecen en un rango de costos comparable, a través del despliegue de capacidad flexible en las primeras etapas del horizonte de planificación. En particular, el trabajo desarrollado se enfoca en los siguientes objetivos:

**1. Desarrollar y aplicar un modelo de planificación de la expansión que capture los efectos de las características clave de la flexibilidad del sistema eléctrico.** En este sentido, se incorporan desarrollos recientes en el modelamiento de detalles operativos, incluyendo una relajación lineal efectiva del problema de comisionamiento de las unidades<sup>17</sup>, la que permite capturar las dinámicas relacionadas a los requerimientos y recursos de flexibilidad en el sistema eléctrico. Además, el modelo incluye la representación de redes hidroeléctricas<sup>18</sup>, el almacenamiento térmico de centrales de concentración solar de potencia<sup>19</sup>, y de sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías, todo bajo el concepto de días representativos y una representación simplificada del sistema eléctrico.

**2. Evaluar el actual Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica chilena.** En base al modelo de planificación desarrollado, se analizan tres metas diferentes de descarbonización, considerando la eliminación total del carbón de la matriz de generación al año 2040, 2035 y 2030 (D40, D35 y D30, respectivamente).

- Los resultados señalan que **escenarios más drásticos de descarbonización permanecen en un rango de costos similar** en comparación con el escenario base (e.g., D35 y D30 incurren, respectivamente, en un aumento del 2.8% y 6.9% del costo total, respecto del caso base), con una mayor inversión en generación, que se compensa con reducciones en los costos variables de operación (e.g., consumo de combustibles fósiles).

<sup>17</sup> Falk, J. E. (1969). Lagrange multipliers and nonconvex programs. *SIAM Journal on Control*, 7(4), 534-545.

Hua, B., & Baldick, R. (2016). A convex primal formulation for convex hull pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3814-3823.

Hua, B., Baldick, R., & Wang, J. (2017). Representing operational flexibility in generation expansion planning through convex relaxation of unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2272-2281.

<sup>18</sup> Maluenda, B., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D., and Lorca, Á., (2018). Expansion planning under uncertainty for hydrothermal systems with variable resources. *International Journal of Elec. Power and Energy Syst.*, 103:644–651.

<sup>19</sup> R. Mena, R. Escobar, Á. Lorca, M. Negrete-Pincetic, D. Olivares, The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study, *Applied Energy*, Volume 235, 2019, Pages 258-283, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.088>.

- Se observa una gran penetración de energía solar fotovoltaica y eólica debido a las expectativas de reducción de costos de estas, aumentando su participación conjunta de 18.4% a 32.7% en el mix de generación en D40 (los resultados al final del horizonte de planificación son similares en términos de capacidad y mix de generación para D35 y D30, observándose las principales diferencias durante la transición). Este aumento en la energía renovable variable crea la necesidad de un equilibrio estratégico entre recursos variables y flexibles, incluida la capacidad de rampa, almacenamiento y transmisión, que a su vez impulsa la inversión en tecnologías flexibles, especialmente en la generación de concentración solar de potencia, que aumenta de 1% a 27.1% de participación en el mix de generación en D40, tal y como se puede apreciar en la Figura 4.15 a continuación.

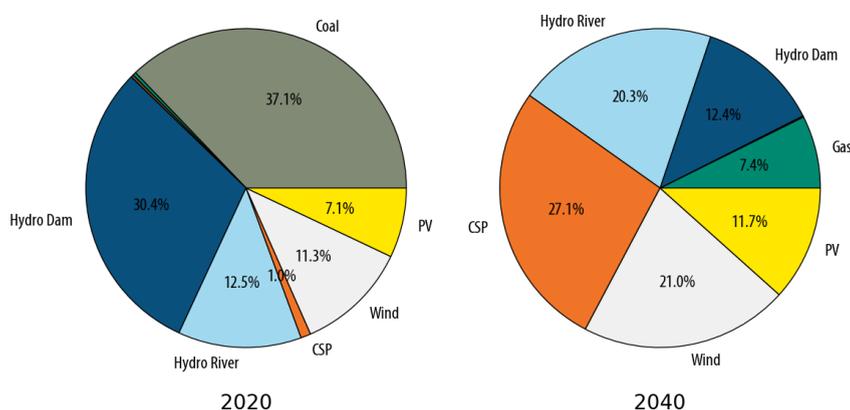


Figura 4.15. Mix de generación en 2020 y 2040 bajo el caso base D40. Fuente (Verástegui et al., 2019).

- Las **inversiones óptimas en flexibilidad presentan diferentes características bajo escenarios de descarbonización más estrictos**, que dependen más de la capacidad de rampa y almacenamiento de tecnologías flexibles y, por lo tanto, dan como resultado diferentes configuraciones de tecnología (e.g., las inversiones en generación de concentración solar de potencia recurren a mayores capacidades de almacenamiento en etapas anteriores del horizonte de planificación).
- Sensibilidades demuestran la efectividad de la relajación del problema de comisionamiento de las unidades empleada<sup>20</sup>, ya que al final del horizonte de planificación se observa una operación menos exigente de unidades despachables, como las turbinas en base a gas, en comparación con escenarios en los que se descarta el uso de la relajación antes mencionada. La **comprensión de las características operacionales del sistema tiene un impacto en las decisiones de inversión de otros recursos flexibles**, debido a una evaluación diferente de los requisitos de flexibilidad del sistema, que, de ser desestimados, conducen a soluciones que en la práctica resultar menos eficientes o incluso infactibles.

**3. Analizar escenarios de mix de generación 100% renovables del sistema eléctrico chileno al año 2040.** Esto, basado en los resultados del proceso de descarbonización, los que reflejaron una tendencia al alza en las emisiones de CO2 hacia los períodos finales de planificación, debido al aumento de la

<sup>20</sup> La relajación del problema de comisionamiento de unidades consiste en el reemplazo de las decisiones binarias de comisionamiento y encendido de unidades por variables continuas entre 0 y 1. Adicionalmente, se hace uso de un politopo de 2 períodos para aproximar la envolvente convexa de las restricciones de rampa de las centrales.

generación en base a gas, necesaria para cumplir con los requerimientos de flexibilidad de un sistema altamente renovable. Por lo tanto, se incluyeron restricciones adicionales en el modelo de planificación para analizar el impacto de escenarios 100% renovables al año 2040, independiente del año de descarbonización de la matriz.

- Los resultados muestran cambios importantes en la estructura de costos del plan de expansión óptimo, la combinación de generación y la combinación de capacidad del sistema. Cuando se considera una meta de descarbonización al año 2040 y matriz 100% renovable en el mismo período (D40\*), el ejercicio demuestra un aumento en la participación de la generación de concentración solar de potencia de un 65%, mientras que la capacidad en sistemas de almacenamiento lo hizo en un 180%, respecto al escenario sin una imposición 100% renovable. No obstante lo anterior, la generación solar fotovoltaica y eólica disminuyen su participación combinada en aproximadamente un 21%, lo que denota una **reorganización del equilibrio de flexibilidad del sistema**, en el que para este caso se basa únicamente en recursos renovables, según se aprecia en la figura a continuación.

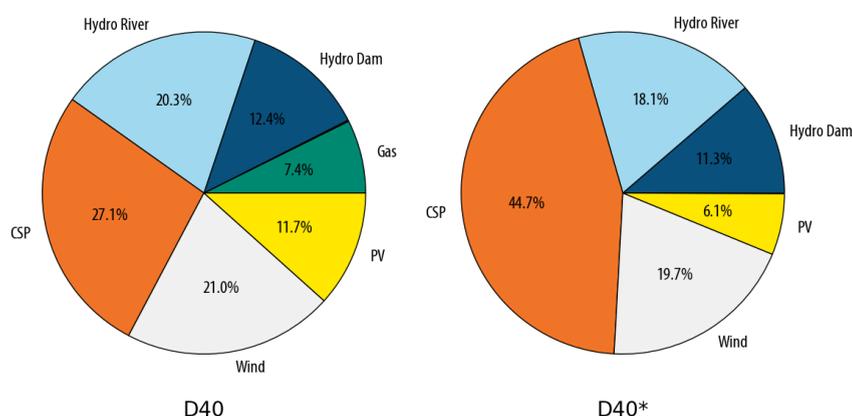


Figura 4.16. Mix de generación en 2040 bajo el caso base D40 y con imposición de un 100% renovable al final de período D40\*. Fuente (Verástegui et al., 2019).

A partir de la investigación, desarrollo y experimentos realizados, se destacan las siguientes conclusiones:

- La planificación de la expansión de largo plazo mediante el uso de modelos avanzados de optimización juega un rol importante para entender la evolución óptima del sistema de potencia. Luego, **resulta crucial la representación matemática detallada de la operación de corto plazo del sistema, y cómo distintas políticas de desarrollo pueden tener un efecto sobre los requerimientos de flexibilidad del sistema.**
- La transición energética que experimentará el sistema eléctrico durante los próximos años estará fuertemente marcada por la implementación de políticas energéticas como el Plan Nacional de Descarbonización, y otras iniciativas como la electrificación del transporte o la calefacción, especialmente a través de los requerimientos de flexibilidad que estos cambios impondrán sobre el sistema eléctrico.

- La modelación de sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías en conjunto con la generación solar fotovoltaica, así como la generación solar de potencia y el almacenamiento térmico que estas pueden proveer, en combinación a una **representación efectiva de las restricciones de flexibilidad** del sistema de potencia, permite entender de mejor manera el rol que jugarán estas tecnologías a nivel sistémico en la evolución del Sistema Eléctrico Nacional, lo que supone, además, una serie de desafíos en cuanto a los esquemas de mercado actuales y de operación del sistema eléctrico.
- Se destaca la importancia de contar con **herramientas de planificación avanzadas que destaquen las necesidades de flexibilidad** que impondrán sobre los sistemas eléctricos la integración masiva de fuentes de energía renovable variable, con el fin de aportar al desarrollo de políticas públicas que permitan una transición energética costo eficiente, y sin que ello suponga un riesgo para la seguridad del suministro eléctrico.
- Se recalca la necesidad de contar con los **mecanismos de mercado y señales económicas adecuadas** que incentiven la inversión y desarrollo en nuevas y más eficientes tecnologías de generación, almacenamiento y gestión de la demanda, que permitan una transición a sistemas energéticos sustentables.

## 4.5 Power System Flexibility: Key elements in the Chilean Power System

El estudio presentado por la consultora SysteP en la Conferencia 2018 IEEE PES General Meeting, “Power System Flexibility: Key elements in the Chilean Power System”<sup>21</sup>, analiza el desempeño al año 2017 del sistema en términos de flexibilidad y evalúa su evolución con una alta penetración de ERNC. Entre otras características, el estudio considera:

- Una expansión “realista” del sistema eléctrico al año 2027, con una capacidad instalada en generación renovable variable (i.e., solar y eólica) mayor al 36% de la capacidad total del sistema.
- Se basa en una representación detallada del sistema de transmisión (588 barras y 724 línea de transmisión), mientras que el parque generador considera 475 unidades térmicas, 149 centrales renovables variables, 11 embalses hidroeléctricos y 70 centrales de hidroeléctricas de pasada.
- Considera una simulación determinística (3 escenarios hidrológicos: seco, medio y húmedo) y una proyección de costos de combustible.
- El problema cuenta con una resolución horaria, con una semana representativa para cada mes.
- La metodología considera la simulación de los escenarios en dos etapas: (i) Simulación de largo plazo en modelo OSE2000 (SDDP); y (ii) Simulación de corto plazo en modelo HELO (MILP), según se describe en la figura a continuación.

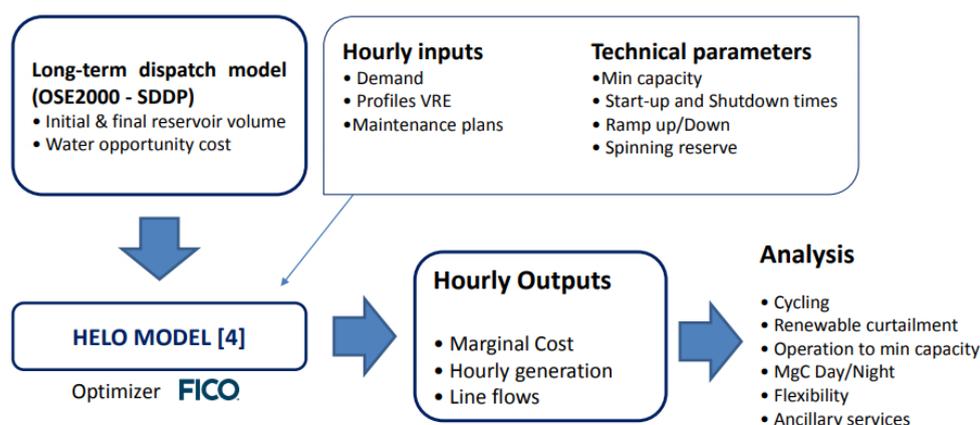


Figura 4.17. Metodología desarrollada por SysteP. Fuente (SysteP, 2018).

Al año 2027, se observan los siguientes resultados principales:

- Se acentúa la correlación entre la carga neta del sistema, y la generación y rampa de generación de tecnologías hidroeléctricas de embalse y gas natural, principalmente.
- Aumento drástico del ciclaje, encendido y apagado de unidades de generación térmica en base a combustibles fósiles.
- Importante vertimiento renovable, entre los 92 y 124 GWh anuales, debido a **problemas de transmisión** y/o la **falta de flexibilidad en el sistema**. Esto se demuestra a través del cálculo del índice IRRE (Insufficient Ramping Resource Expectation), basado en la probabilidad de que el

<sup>21</sup> SysteP (2018), Power System Flexibility: Key elements in the Chilean Power System, Agosto 2018. Disponible en: <http://www.systeP.cl/documents/PES2018Flexibility>

sistema no cuente con la rampa suficiente, el cual demuestra que los **principales problemas de flexibilidad se relacionan con las rampas de subida solares.**

- El cálculo del NFI (Normalized Flexibility Index), basado en el parque generador instalado, sin la consideración del punto de operación del sistema, demuestra que el sistema resulta flexible, incluso cuando se excluye la generación hidroeléctrica de embalses, lo que sin embargo afecta las dinámicas operacionales y costos del problema.
- Sistemas de almacenamiento en base a baterías contribuyen a la reducción de los costos de operación, vertimiento renovable, ciclaje, y encendido y apagado de unidades. Como se puede apreciar en la Figura 4.18 a continuación, los sistemas de almacenamiento en base a baterías no se cargan ni descargan en momentos de máxima diferencia de precios. Y, por el contrario, resulta conveniente, desde un punto de vista sistémico, su carga durante las horas de rampa solar de subida.

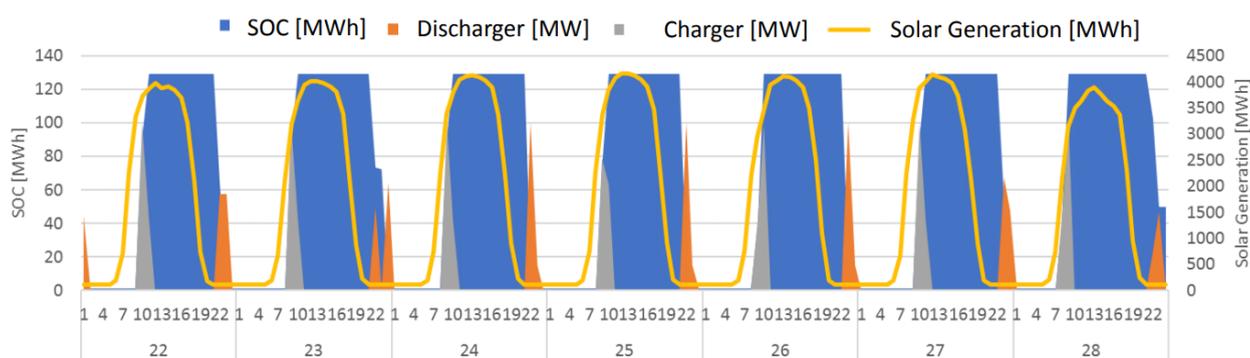


Figura 4.18. Dinámica operativa horaria BESS. Fuente (Systemp, 2018).

En base a los resultados obtenidos, el estudio concluye que el parque generador actualmente instalado y proyectado resulta flexible, de acuerdo con las métricas analizadas para los niveles de adopción de ERV estudiados (36% al 2027), notando el aporte de los sistemas de almacenamiento a la flexibilidad del sistema, puesto que brindan la posibilidad de seguir los requerimientos de rampa del mismo.



**3. Propuesta en relación al pago por potencia.** Esta considera una segmentación de la necesidad de capacidad en dos atributos: **capacidad flexible** y **capacidad genérica**. Similarmente, la potencia máxima de las unidades de generación también es diferenciada en dos categorías: **capacidad de generación flexible efectiva** y **capacidad de generación sin flexibilidad efectiva**. Luego, la necesidad de flexibilidad del sistema es definida como la suma de la rampa máxima en 3 horas, la reserva de contingencia y un margen de error. La aplicación de esta metodología requiere determinar precios para la capacidad flexible y capacidad genérica. Las ideas básicas de este esquema se pueden observar en la Figura 4.20 a continuación.

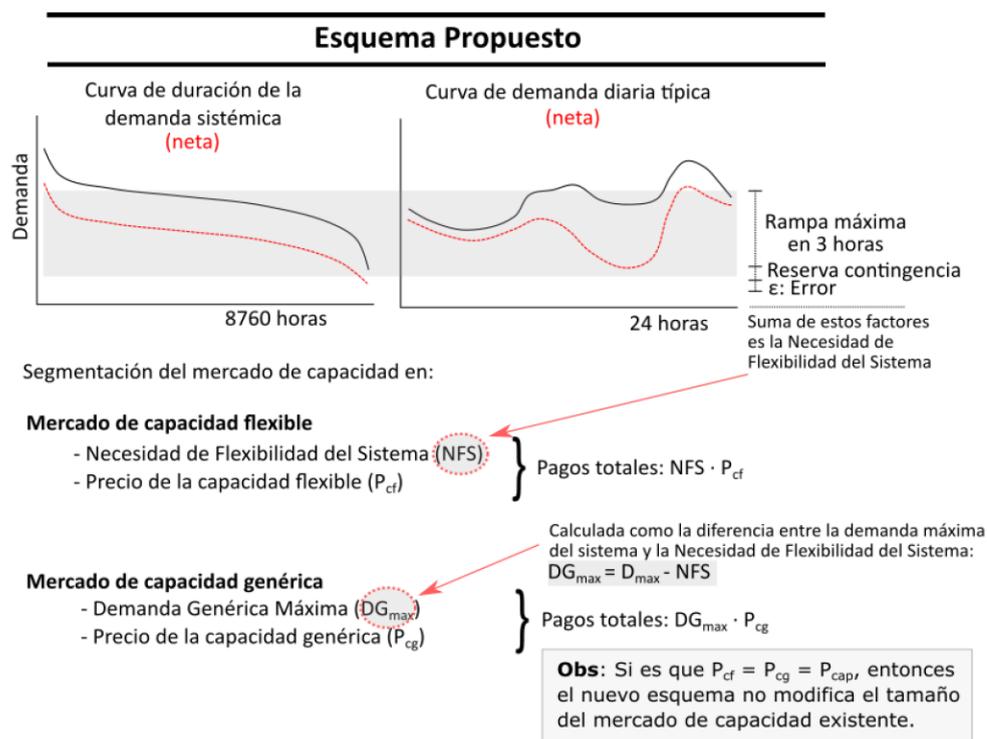


Figura 4.20. Esquema propuesto por Inodú para el pago de potencia. Fuente (Inodú, 2018).

Adicionalmente, se presenta una **descripción exhaustiva respecto a los desafíos para el desarrollo del mercado eléctrico**, relacionados con la suficiencia, la programación, las necesidades zonales para el control rápido de frecuencia, la especificación de la señal de costo marginal, los costos fijos de operación, el almacenamiento, y los pagos por potencia, entre otros desafíos. En específico, algunos de estos se basan en los siguientes antecedentes:

- La definición tradicional de **potencia de suficiencia** utilizada en Chile podría considerarse insuficiente para satisfacer las necesidades de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema. Por lo que se requiere una **definición de suficiencia contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable**.
- Se necesita de una **mejora en las proyecciones y en el proceso de programación** de la operación y despacho, con el fin de una mejor gestión en los errores de proyección y reducción en los desvíos de la operación. Sin embargo, se debe considerar que con un proceso de programación más adaptable y un despacho más flexible, los errores de pronóstico de generación renovable variable y demanda serían menos relevantes.

- Respecto a la responsabilidad de las proyecciones y desvíos, existe una **asimetría en los riesgos percibidos por el Coordinador y por los generadores renovables variables en la elaboración de pronósticos**. Del mismo modo, existe una asimetría en el acceso a mejoras tecnológicas que permitan una mejor gestión de estos pronósticos. Adicionalmente, el uso de pronósticos centralizados no resultaría compatible con la aplicación de principios de causalidad en la asignación del costo de servicios complementarios, dado que los sistemas de generación renovable variable no serían responsables de su programación en el programa de corto plazo.
- **Dados los supuestos del estudio** (i.e., mantención de estructura de costos auditados), **se sugiere mantener la asignación de costos de servicios complementarios de regulación de frecuencia a prorrata de los retiros**. Lo anterior considera que el comportamiento de un agente, por sí solo, no tiene un claro efecto ni control en el costo del servicio, ya que este costo emerge de la interacción de todos los agentes del sistema.
- Se necesita **aumentar la resolución temporal del costo marginal**, con el fin de hacer más equitativas las condiciones de mercado entre los agentes. Además, se recomienda disminuir las diferencias estructurales en la forma en que se determinan los costos marginales programados y reales.
- Resulta crítico que los modelos de **participación de los sistemas de almacenamiento** en el mercado reconozcan sus características físicas y operacionales de manera adecuada, contribuyendo a nivelar las condiciones de mercado para este tipo de tecnologías y, en general, para las unidades con atributos relevantes de flexibilidad.
- La **definición de los requerimientos de reserva** debiese ajustarse según la variabilidad percibida en el horizonte de programación. Adicionalmente, debe evaluarse la definición de nuevos servicios asociados a requerimientos de rampa, a través de una adecuada cuantificación de la incertidumbre inter-horaria en las rampas de demanda neta.

## 4.7 Conclusiones Respecto a la Experiencia en Estudios Nacionales

La presente sección presenta una revisión de estudios públicos nacionales que analizan la evolución de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La revisión se enfoca en analizar los supuestos considerados, los modelos y herramientas utilizadas, los escenarios de desarrollo simulados y las principales conclusiones alcanzadas por cada estudio, en cuanto a las necesidades de flexibilidad que se estiman en el futuro y de mecanismos de materialización.

En general, existe consenso entre los diferentes trabajos respecto de los siguientes puntos:

- **Importante integración de energía renovable variable.** Los estudios reconocen las fuentes de generación ERV como un componente relevante en la evolución del SEN en las próximas décadas, producto de proyecciones de reducción de costos de inversión de tecnologías aún en vías de maduración, la consideración de impuestos a las emisiones de carbono, y la presión de cronogramas de descarbonización, incluso incluyendo en algunos casos el análisis de una matriz de generación 100% renovable.
- **Aumento en las necesidades sistémicas de flexibilidad.** Producto de la mayor integración de fuentes de generación que conllevan factores de incertidumbre y variabilidad importantes, lo que se traduce en un aumento de los requerimientos de reserva del sistema, así como de capacidad de rampa, especialmente en las horas de mayor variabilidad renovable, coincidentes con los perfiles de generación solar<sup>22</sup>.
- **Necesidad de inversión en el sistema de transmisión.** Se observa como un elemento transversal, producto de una mayor integración de fuentes de generación renovable, particularmente solar en la zona norte del país, y del desplazamiento de la generación térmica a carbón, donde dicha transmisión jugaría un rol clave en habilitar el uso de los recursos flexibles a lo largo de la red.
- **Necesidad de compensación de atributos de tecnologías flexibles.** Toda vez que la mayor incertidumbre y variabilidad desde la generación ERV, se traduce en una operación más exigente y costosa por parte de centrales despachables, relacionada con un mayor ciclaje de unidades termoeléctricas, cuyos costos no son capturados por el esquema de formación de precios marginales hoy en el SEN, los que se espera tiendan a reducirse y aumentar en su variabilidad.

No obstante lo anterior, también existen una serie de discrepancias en cuanto a:

- **Mix tecnológicos resultantes.**
- **Tecnologías eficientes para la provisión de flexibilidad.**
- **Penetración de tecnologías renovables no variables (e.g., generación hidro, geotérmica y de concentración solar de potencia) y almacenamiento.**

Esto, producto de diferentes brechas metodológicas de cada estudio. Por un lado, respecto de los supuestos considerados: en cuanto a la definición de diferentes políticas energéticas, especialmente en cuanto a la definición de planes de cierre de centrales en base a carbón; escenarios hidrológicos;

---

<sup>22</sup> El Coordinador ha estimado en más de 4,000 MW el requerimiento de rampa de 3 horas a fines del año 2020 en el SEN, en contraste con el requerimiento a fines de 2019, correspondiente a 3,000 MW. Coordinador Eléctrico Nacional, Jornadas Técnicas 2020, 14 de mayo de 2020.

proyecciones de demanda; de costos de combustible; y de costos de inversión en transmisión y generación, particularmente en la definición y proyección de costos de tecnologías fuera del espectro tradicional<sup>23</sup>. Y, por otro lado, en cuanto a la modelación del sistema eléctrico utilizada y la forma en que esta es capaz de capturar aspectos operacionales en la etapa de planificación, y cuya simplificación podría resultar en una subestimación de los requerimientos de flexibilidad del sistema. Los aspectos considerados incluyen la modelación y extensión de la red de transmisión; la gestión del recurso hidráulico; la modelación y detalle del problema de comisionamiento de unidades; y la modelación de las características particulares de cada tipo de tecnología disponible.

Adicionalmente, cabe destacar una serie de brechas relevantes, entre otras:

- **No se considera el proceso de descarbonización de forma integral.** Solo 3 de los estudios revisados consideran procesos de cierre de centrales a carbón, los que repercuten en la proyección de las necesidades de flexibilidad del sistema. Más aún, solamente 2 de estos consideran planes de carbono neutralidad de la matriz de generación eléctrica, analizando casos de generación 100% renovable. Sin embargo, aún en estos escenarios, los estudios no contemplan el acoplamiento del sistema eléctrico a otros sectores productivos que serán impactados por dicho proceso, como el transporte y la calefacción.
- **Desestimación de la demanda como fuente de flexibilidad.** Los estudios revisados no contemplan la participación de la demanda como fuente de flexibilidad dentro de la operación de sistema por medio de esquemas de respuesta de demanda. Lo anterior, podría resultar en una sobrestimación de los requerimientos de flexibilidad impuestos sobre el parque generador, lo que se traduce en sobrecostos tanto en la planificación de inversiones en generación y transmisión, como en la operación del sistema.
- **Desestimación del impacto de recursos distribuidos de energía.** Los estudios tampoco contemplan el impacto que la integración de recursos distribuidos de energía tendrá sobre la planificación y operación del sistema, lo que podría desestimar las consecuencias que tendrá la integración de este tipo de tecnologías sobre los requerimientos de flexibilidad sistémicos. Por un lado, una mayor integración de generación a nivel residencial se estima reducirá la demanda neta y flujos del sistema de transmisión fuera de las redes de distribución durante las horas de generación distribuida. Sin embargo lo anterior, y dependiendo de las tecnologías de generación distribuida y almacenamiento desarrolladas, estos recursos podrían resultar en aún mayores requerimientos de rampa a nivel sistémico en las horas de atardecer (suponiendo el desarrollo de generación residencial solar fotovoltaica), así como en mayores requerimientos de flexibilidad a nivel local, producto de restricciones sobre el propio sistema de distribución.

Las diferencias metodológicas de cada estudio producen **resultados disímiles en cuanto a las fuentes de flexibilidad más relevantes y configuración de la infraestructura tecnológica resultante para el sistema**, exceptuando el consenso respecto a la transmisión, generación hidráulica de embalse y gas tradicionales

---

<sup>23</sup> Por ejemplo, en (PSR-Moray, 2018), el parque de generación proyectado no considera en su caso base la inversión en almacenamiento, producto de las proyecciones de costos de inversión consideradas, así como otras tecnologías de generación renovable (e.g., geotérmica o de concentración solar de potencia). En este sentido, el estudio no supone necesidades de flexibilidad que se traduzcan en algún tipo de infraestructura particular, fuera de la propia transmisión, sino que da cuenta de la necesidad de contar con mecanismos que permitan a los agentes recuperar los costos de flexibilidad incurridos, con el fin de viabilizar la expansión óptima considerada en el estudio.

<sup>24</sup>. No obstante lo anterior, los estudios coinciden en el desarrollo de sistemas costo eficientes en función de los supuestos considerados y modelación del problema de planificación y operación que estos resuelven, respondiendo a las necesidades de flexibilidad que emergen producto de la mayor integración renovable, o incluso el desplazamiento de fuentes de generación en base a carbón. En línea con lo anterior, los estudios destacan de forma transversal la **necesidad de contar con los incentivos y señales de mercado adecuadas en el corto y largo plazo para el desarrollo de un sistema eléctrico flexible**, lo que por cierto requerirá cambios en la estructura y diseño de los mercados asociados, los que deberán reconocer y valorar los atributos de flexibilidad con los que cuentan diferentes tecnologías de generación y almacenamiento, en un contexto de constante desarrollo e innovación tecnológica.

Si bien se observan claros requerimientos de flexibilidad en el largo plazo (e.g., rampa, ciclaje, etc.), cada estudio presenta distintas alternativas tecnológicas para responder a estos requerimientos, ya que los resultados dependen fuertemente de los supuestos considerados, lo que refleja el hecho de que no es posible definir *a priori* una infraestructura tecnológica específica para responder a dichas necesidades, ya que tanto las tecnologías disponibles (e.g., transmisión, generación convencional, ERV, geotérmica, concentración solar de potencia, almacenamiento, respuesta de demanda, etc.) como el sistema en su conjunto (e.g., demanda, hidrología, combustibles, etc.) se encuentran en una continua evolución técnica y económica.

Con todo lo anterior, cabe destacar la necesidad de contar con una regulación y diseño de mercado flexible, que permita por un lado, reconocer los atributos de flexibilidad o cualquier otro atributo que resulte relevante para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico, a la vez que permita la evolución de forma costo-eficiente del mismo, incentivando el desarrollo e inversión en cualquier tipo de tecnología que sea capaz de entregar de manera eficiente los atributos requeridos por el sistema. Es por dicha razón que el diseño de mercado debe permitir la integración de las tecnologías más eficientes que sean capaces de proveer estos atributos, en la medida que estos sean requeridos, minimizando para ello las barreras de entrada que se puedan observar en el mercado. Para lograr este propósito, resulta fundamental que el proceso de planificación, consulta pública, propuestas de privados y licitación de proyectos de transmisión se anticipe de forma adecuada a los futuros requerimientos de flexibilidad del sistema, y permita el desarrollo de las obras requeridas en tiempos adecuados.

---

<sup>24</sup>e.g., Generación en base a diferentes tecnologías de gas flexible, almacenamiento, concentración solar de potencia, hidráulica de bombeo y geotérmica.

## 5. Experiencia Internacional

En la presente sección se realiza una revisión de la experiencia internacional de 4 sistemas:

- California Independent System Operator (CAISO).
- Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection.
- Reino Unido.
- Australia.

La selección de estos sistemas fue acordada junto a la contraparte técnica de GPM-AG. Las razones de esta selección dan cuenta de que estos sistemas se encuentran en la vanguardia del diseño e implementación de mercados eléctricos frente al nuevo paradigma tecnológico, abordando de distintas maneras los desafíos particulares asociados a la flexibilidad en los sistemas eléctricos. Lo anterior, reafirma que **el diseño e implementación de mercados eléctricos resulta altamente dependiente de las características técnicas, regulatorias y económicas de cada sistema**, por lo que no existen dos sistemas con diseños similares, así como tampoco soluciones universales, y por lo tanto, no es factible la importación directa de alguna de dichas soluciones al contexto chileno.

A pesar de las diferencias entre sistemas, existen algunas dimensiones que sí permiten su categorización en esta revisión. En particular:

- **Nivel de vinculación entre operación física y de mercados:** Esta dimensión se relaciona con qué tanto de la operación física del sistema (e.g., restricciones operacionales) son consideradas en los modelos de mercado. Dos grandes paradigmas son los mercados de operadores de sistemas en los Estados Unidos y Europa. Los mercados de Estados Unidos, basados en el llamado *Standard Market Design*<sup>25</sup>, se caracterizan por un alto acoplamiento entre la operación y el mercado, lo que se refleja en precios nodales y la consideración de diversos parámetros de operación de las unidades de generación para la formación de precios. En contraste, el otro gran paradigma, corresponde a los mercados desarrollados en Europa donde, en general, el mercado no considera en detalle aspectos operacionales (e.g., precios únicos o zonales). Relacionado con esta dimensión, se encuentra el tipo de ofertas, desde ofertas simples (i.e., precio o precio/cantidad) hasta ofertas más complejas que consideran otros parámetros, usualmente información acerca de parámetros operacionales.
- **Integración de servicios complementarios:** En esta dimensión también existen dos vertientes claras respecto a cómo integrar los distintos productos asociados a los servicios complementarios (SSCC) y energía. Por un lado, está el esquema utilizado principalmente en sistemas de Estados Unidos, donde los distintos SSCC se co-optimizan de manera conjunta con la asignación de energía. Por otro lado, se encuentra la visión más utilizada en Europa, en donde los SSCC son asignados de manera secuencial con la energía. El esquema de co-optimización tiene ventajas, asumiendo un mercado competitivo, en términos de eficiencia de asignación e internalización endógena de costos de oportunidad respecto al caso secuencial. El mecanismo secuencial, en general, es más sencillo de implementar, ya que los mecanismos de

---

<sup>25</sup> Disponible en: <http://iaee2018.com/wp-content/uploads/2018/09/P2Hogan2018ppt.pdf>

co-optimización requieren la resolución de problemas de optimización más complejos para la asignación de energía y SSSC.

- Incorporación de no-convexidades:** En la forma de incorporar y compensar elementos no-convexos, como por ejemplo costos de encendido y apagado, existen en la experiencia internacional distintas políticas. Como se ha descrito en el primer punto, los sistemas presentes en los Estados Unidos consideran un alto nivel de acoplamiento entre la operación y el mercado, con lo que las señales de precio se obtienen directamente de un modelo de despacho, a partir de las variables duales de las restricciones relevantes. Sin embargo, estas variables duales no logran capturar los costos asociados a variables binarias, las cuales son relajadas o fijadas constantes para la obtención de las variables duales. Por lo tanto, los precios obtenidos desde el despacho no permiten compensar todos los costos necesarios para una operación segura del sistema. La forma de solucionar este problema es a través de pagos adicionales fuera del mercado, los llamados *side-payments*<sup>26</sup>, o a través de formulaciones alternativas del problema de optimización asociado a la generación de las señales de precio, lo que resulta en una modificación de los costos o precios marginales de operación, lo que en la literatura se asocia principalmente a esquemas de *convex-hull pricing*. Ambos esquemas tienen sus ventajas y desventajas. Desde el punto de vista de su implementación, los pagos adicionales son ciertamente más simples. En contraste, la modificación de los precios para internalizar no-convexidades requiere la resolución de problemas de alta complejidad computacional. Adicionalmente, no existe consenso en que modificar los costos marginales genere efectivamente los incentivos adecuados, además de abrir la posibilidad a manipulación de los mercados<sup>27</sup>. Por otro lado, desde un punto de vista teórico, los *side-payments* no generarían las señales más adecuadas para una operación eficiente en el corto plazo. En el caso de sistemas europeos, donde los mercados no se encuentran del todo acoplados con la operación física, e incluso cuentan con esquemas de precios no uniformes, los agentes deben internalizar todos los costos en sus ofertas, incluyendo aquellos no-convexos.
- Esquemas para incentivar inversiones:** Una preocupación en cualquier mercado eléctrico es la efectividad de las señales que genera el mercado de corto plazo para el incentivo de nuevas inversiones. En este sentido, un elemento diferenciador es la consideración de mercados y señales adicionales a las de corto plazo (e.g., mecanismos de capacidad) y las señales de escasez del propio mercado de corto plazo. Existen sistemas que utilizan principalmente la generación de señales de corto plazo que internalizan de la mejor manera los costos reales de la provisión de energía y flexibilidad, junto a la definición de precios en períodos de escasez que sean lo suficientemente altos para incentivar la inversión en el largo plazo. Por otro lado, otros sistemas complementan las señales de corto plazo con mercados de capacidad, donde un precio y señal adicional de largo plazo incentiva la inversión en nueva capacidad. Existen diversos argumentos a favor y en contra de estas soluciones, tanto en la teoría económica como en la implementación práctica. En particular, los mercados de capacidad son relativamente nuevos y aún no cuentan con un diseño maduro, a diferencia de los mercados de solo energía. Muchas veces se cuestiona

<sup>26</sup> Existe un tema de alcance en la terminología. En Estados Unidos a estos pagos adicionales se les llama *uplifts*. Sin embargo, en estudios realizados en Chile se usa el mismo término *uplift* para referirse a la modificación de las señales marginales.

<sup>27</sup> En la sección de revisión de la literatura se describen en detalle estos elementos.

la posibilidad de sobre pagos de unidades que ya se encuentran operando en el sistema, así como la dependencia de los niveles de capacidad calculados de forma centralizada. Por otro lado, y respecto a esquemas basados principalmente en mercados de corto plazo, se cuestiona su efectividad en términos de la volatilidad y riesgo para los agentes, abriendo la necesidad a la implementación de mercados de contratos de largo plazo para gestionarlos.

La revisión internacional permite apreciar la variedad de necesidades y soluciones en estos sistemas, categorizar iniciativas y encontrar elementos en común que sirvan de insumo para la generación de propuestas asociadas a la flexibilidad en Chile.

La forma de realizar la revisión toma en consideración una descripción general de cada sistema y las siguientes dimensiones:

- **Plazos, Motivación y Desafíos:** Foco en describir principales desafíos y motivaciones en cada uno de los sistemas, junto a los plazos que han tomado la implementación de cambios al diseño de mercado.
- **Modelos de Operación:** Foco en cambios y actualizaciones en modelos de operación, particularmente en lo referente a la actualización de los tiempos de despacho, modificaciones a problemas de pre-despacho y despacho.
- **Mercados de Corto Plazo:** Foco en modificaciones a mercados de corto plazo, tales como actualización de señales de escasez, definición de nuevos productos, elementos considerados en la formación de precios y su resolución, y la compensación de no-convexidades.
- **Mercados de Largo Plazo:** Foco en la consideración de señales de largo plazo, a través de la implementación de mercados de capacidad u otros mecanismos que aseguren la generación de las señales necesarias para asegurar las inversiones en nueva capacidad.

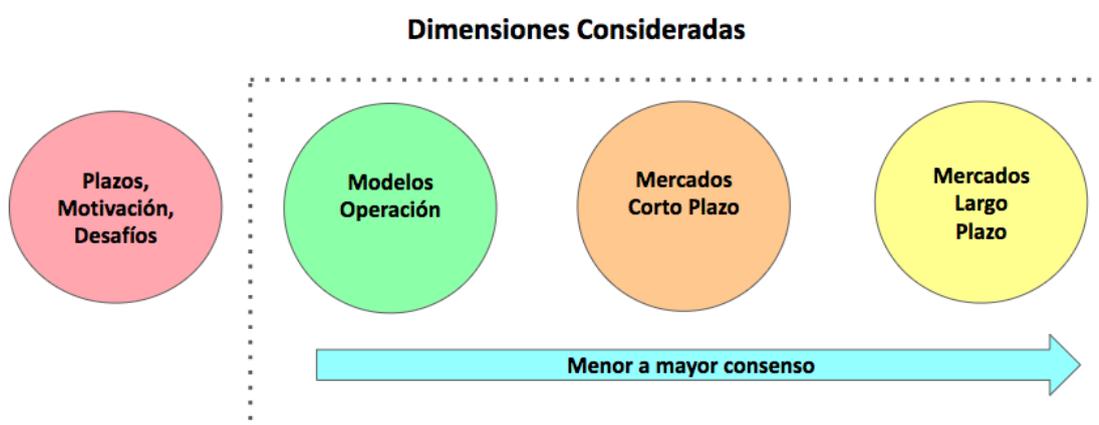


Figura 5.1. Dimensiones consideradas en la revisión de experiencia internacional.

La perspectiva general de los sistemas revisados se encuentra resumida en las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3.

Tabla 5.1. Resumen estructura tecnológica.

Sistema	CAISO	PJM	Reino Unido	Australia
<b>Capacidad Instalada</b>	Capacidad Total 80.3 GW: Gas (51.7%), Hidro (17.4%), <b>Solar-PV (13.3%), Eólica (7.5%)</b> , Geotermia (3.4%), Nuclear (3%), Biomasa (1.7%), Solar-Térmico (1.6%), Otras termoeléctricas (0.6%).	Capacidad Total 186.8 GW: Gas (41%), Carbón (29.8%), Nuclear (17.9%), Hidro (4.8%), Diesel (4.6%), <b>Eólica (0.6%), Solar-PV (0.4%)</b> , Otras renovables (0.8%).	Capacidad Total 82.93 GW: Vapor Convencional (18.9%), Ciclos Combinados (38.9%), Nuclear (11.2%), Turbinas de Gas y Motores Diésel (2.8%), Hidro (2%), Hidro de Bombeo (3.3%), <b>Eólica (11.3%), Solar (2.7%)</b> , Otras Renovables (8.9%).	Capacidad Total 47.96 GW: Carbón (43.8%), Gas (18.9%), Hidro (15.5%), <b>Eólica (11.7%), Solar (6.1%)</b> , Otros (4%).
<b>Mix de Generación</b>	Generación Total 194.7 TWh (In-State): Gas (46.5%), Hidro (13.5%), <b>Solar-PV (12.6%), Nuclear (9.4%), Eólica (7.3%)</b> , Geotermia (3.4%), Biomasa (3.1%), Solar-Térmico (1.3%), Otras termoeléctricas (0.6%).	Generación Total 829.2 TWh (In-State): Gas (36.4%), Carbón (23.8%), Nuclear (33.6%), Hidro (2.0%), Diesel (0.2%), <b>Eólica (2.9%), Solar-PV (0.3%)</b> , Otras renovables (0.7%).	Generación Total 327.76 TWh: Carbón (2.7%), Gas (39.6%), Nuclear (15.3%), <b>Eólica (23.3%)</b> , Bioenergía (9.4%), <b>Otros (3.8%)</b> , e Importaciones Netas (6%).	Generación Total 195.7 TWh: Carbón (69.6%), Gas (9.1%), Hidro (7.8%), <b>Eólica (9.7%), Solar (3.2%)</b> , Otros (0.6%).
<b>Meta Renovable</b>	60% al año 2030. Carbono neutralidad al 2045.	Metas independiente por cada estado.	Carbono neutralidad al 2050.	23.5% al año 2020. En discusión carbono neutralidad al 2050.

Tabla 5.2. Resumen estructura de mercado de sistemas de referencia.

Sistema	CAISO	PJM	Reino Unido	Australia
<b>Estructura de Mercado</b>	<p>Integración regional en el Western EIM.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado del día-anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado del día anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de reservas y energía.</p>	<p>Integración regional dentro de los proyectos SDAC y TERRE.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Ofertas de energía.</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día-anterior, intradiario y de balance.</p> <p>Mercado de capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Esquema secuencial de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión NEM.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Bolsa de energía.</p> <p>Precios zonales.</p> <p>Mercado en tiempo-real.</p> <p>Mercado de solo-energía (Utilización de precios de escasez).</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de reservas y energía.</p>

Tabla 5.3. Resumen de medidas de flexibilidad de sistemas de referencia.

Sistema	CAISO	PJM	Reino Unido	Australia
<b>Corto Plazo</b>	Habilitación de DERs para entregar SSCC. Reducción en granularidad temporal.	Revisión mecanismos formación de precios, ORDC, señal de escasez.	Creación de productos SSCC ultra rápidos.	Reducción de los <i>financial settlement periods</i> (NEM) y <i>gate closure time</i> (WEM).
<b>Largo Plazo</b>	Propuesta generadores por mercado capacidad rechazada por FERC, Licitaciones para infraestructura (e.g., baterías) a nivel de agregadores, mercado bilateral de largo plazo.	Modificaciones al <i>Reliability Pricing Model</i> (RPM). Incorporación de <i>Capacity Performance</i> para demanda.	<i>Capacity Market</i> (CM) implementado fue suspendido un año por presunta discriminación tecnológica. Contratos por diferencias con desarrolladores de tecnologías bajas en emisiones.	Discusión sobre la necesidad de implementación de mercados de capacidad.
<b>Productos de Flexibilidad</b>	Productos específicos para flexibilidad: Flexi-Ramp.	Servicio de regulación (AGC) diferencia señales de alta (RegD) y baja frecuencia (RegA). Remuneración por desempeño.	Más de 20 productos de SSCC (e.g., sub-segundo, reducción de mínimos técnicos, requerimientos de rampa).	Diferenciación asimétrica y lógica de <i>causer pays</i> .
<b>Costos No-Convexos</b>	Actualmente <i>side-payments</i> .	Discusión sobre esquemas que internalizan costos no-convexos en costos marginales ( <i>Extended LMP</i> ).	Internalizados en Ofertas.	Internalizados en Ofertas.
<b>Otros</b>	Integración en mercados regionales.	Dificultades para conciliar las metas renovables entre estados.	Integración en mercados regionales.	Desarrollo de una planificación integral y rediseño de mercado.

## 5.1 California Independent System Operator (CAISO)

### 5.1.1 Antecedentes y Estructura de Mercado

California Independent System Operator (CAISO) es la región de balance más grande de las 38 existentes en el oeste del país, gestionando cerca de un 35% de la demanda de la región, correspondiente a cerca de 30 millones de habitantes, a través de una red de transmisión de más de 41,000 kilómetros. El alcance de su operación, regulación y monitoreo del sistema eléctrico comprende al estado de California en su totalidad, siendo este uno de los 14 estados que forman parte del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC).

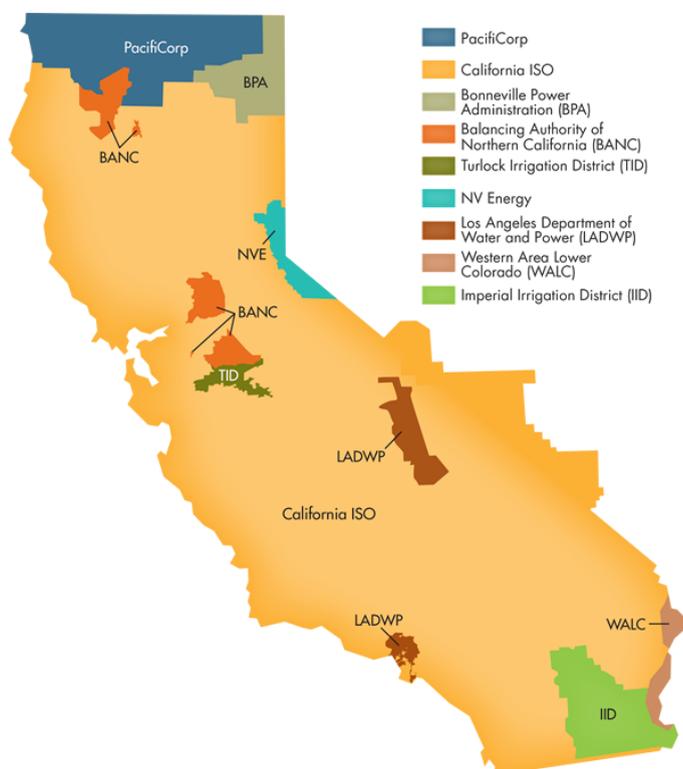


Figura 5.2. Extensión territorial de CAISO<sup>28</sup>.

Respecto a la composición de su matriz de generación, tal y como se presenta en la Tabla 5.4 a continuación, el sistema eléctrico de CAISO cuenta con más de 80 GW de capacidad de generación, a partir de la cual sirve cerca de 195 TWh anuales, principalmente a partir de la generación en base a gas, seguida por la generación en base a fuentes renovables, como la energía hidráulica, solar y eólica. En cuanto a la definición de metas renovables, CAISO cuenta con una meta del 60% de generación renovable al año 2030, y carbono neutralidad a fines del año 2045<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> Fuente: <http://www.aiso.com/enespanol/Pages/Entendiendo-al-ISO/La-red-del-ISO.aspx>

<sup>29</sup> Disponible en: <https://www.aiso.com/Documents/EnergyStorage-PerspectivesFromCalifornia-Europe.pdf>

Tabla 5.4. Composición del parque generador de CAISO<sup>30</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Gas	46.5%	51.7%
Hidro	13.5%	17.4%
Solar	12.6%	13.3%
Eólica	7.3%	7.5%
Geotermia	3.4%	3.4%
Nuclear	9.4%	3%
Biomasa	3.1%	1.7%
Solar-Térmico	1.3%	1.6%
Otras Termoeléctricas	0.6%	0.6%
<b>Total</b>	<b>194.7 TWh</b>	<b>80.3 GW</b>

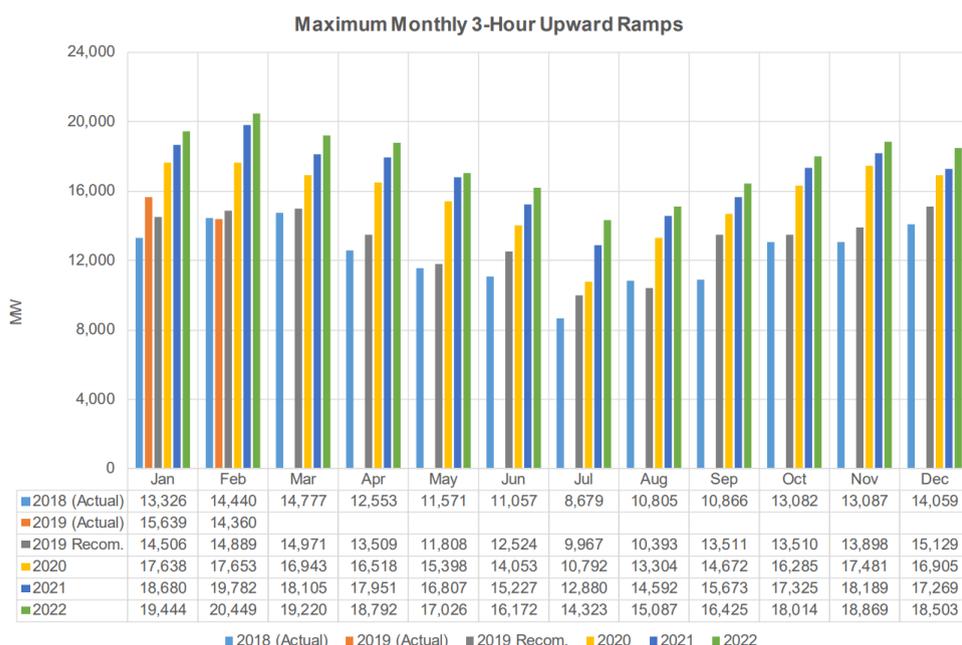


Figura 5.3. Proyección de rampa máxima mensual de 3 horas de demanda neta en CAISO al año 2022<sup>31</sup>.

La experiencia de CAISO destaca la importante penetración de generación ERV, la que ha vuelto famosa la llamada “*curva del pato*” en la que se manifiesta la curva de demanda neta del sistema, principalmente a causa de importante penetración de generación solar. Como consecuencia de este efecto, según se puede apreciar en la Figura 5.3, se estima que los requerimientos por rampa de subida

<sup>30</sup> Fuente: [Electric Generation Capacity & Energy](#)

<sup>31</sup> Fuente: [Flexible Capacity Needs and Availability Assessment Hours Technical Study for 2020](#)

de 3 horas alcancen superen los 20 GW al año 2022, razón por la cual una serie de medidas regulatorias, de mercado, e iniciativas tecnológicas están emergiendo con el fin de proveer de mayor flexibilidad al sistema, y prevenir el vertimiento de generación ERV.

En línea con lo anterior, en 2014, se dió inicio al *Western Energy Imbalance Market* (EIM), un mercado regional en tiempo real que balancea la diferencia entre el pronóstico de generación del día anterior y la demanda real a satisfacer cada 5 minutos, lo que permite la formación de sinergias de fuentes de flexibilidad y demanda a lo largo de toda la red. Así, entre 2014 y 2019, el EIM ha permitido una mayor integración renovable, evitando la emisión de 433,120 toneladas de CO<sub>2</sub>, y resultado en utilidades por más de USD 861.79 millones<sup>32</sup>. Actualmente cuenta con 11 miembros activos, y otros 5 se esperan ingresen al 2021.

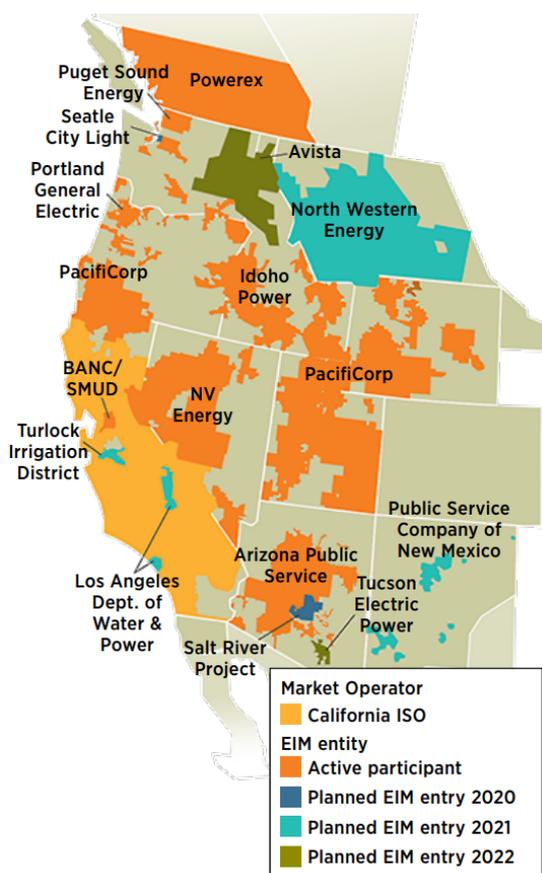


Figura 5.4. Extensión territorial del EIM<sup>33</sup>.

Con 9 miembros activos y otros 11 miembros comprometidos para su ingreso al EIM al año 2022, se espera que los beneficios aumenten producto de las transferencias posibles. Con todo, el *Western EIM* ha demostrado que diferentes actores pueden obtener beneficios económicos y reducir sus emisiones de carbono a través de una mayor coordinación y optimización regional.

<sup>32</sup> Disponible en: [WESTERN EIM BENEFITS REPORT Fourth Quarter 2019](https://www.caiso.com/Documents/EIM_BenefitMethodology.pdf)

Para obtener el beneficio económico, se calculan y comparan los costos de despacho sin transferencias, y con transferencias dentro del EIM. Fuente: [https://www.caiso.com/Documents/EIM\\_BenefitMethodology.pdf](https://www.caiso.com/Documents/EIM_BenefitMethodology.pdf)

<sup>33</sup> Fuente: [Regional Markets – Innovation Landscape Brief](#)

Respecto a su diseño de mercado, este consiste en un mercado del día anterior y en un mercado en tiempo real con resolución nodal, en el que energía y los servicios complementarios son co-optimizados y los precios de mercado se establecen en base a las ofertas. Adicionalmente, cuenta con un mercado de servicios complementarios y *Congestion Revenue Rights* (CRR) para compensar posibles costos producidos por congestiones<sup>34</sup>.

El mercado del día anterior consiste de tres procesos de mercado secuenciales. En primera instancia, el ISO ejecuta una *market power mitigation test*, a través de la cual se limitan las ofertas de los agentes, *scheduling coordinators* (SC), que fallan en la prueba. En segunda instancia, en el *integrated forward market* se asignan la energía y servicios complementarios necesarios para satisfacer la demanda prevista, junto con los precios marginales asociados, a partir de un *security constrained unit commitment* (SCUC)<sup>35</sup>. Y por último, el proceso de *residual unit commitment* designa plantas de energía adicionales que serán necesarias para el día siguiente y que deben estar listas para generar electricidad. Un componente importante del mercado es su modelación completa de la red, la que internaliza los recursos de transmisión y generación del sistema para determinar la operación de mínimo costo necesaria para satisfacer la demanda. Así, el modelo produce precios nodales que reflejan de forma adecuada los costos de generación, transmisión y suministro de energía.

El mercado en tiempo real, por su parte, es un mercado spot en el que los suministradores pueden comparar energía con el fin de cumplir con sus últimos incrementos de demanda no cubiertos por el agendamiento del día anterior. A su vez, en este mercado se procuran las reservas de energía para su uso en caso de necesidad de parte del sistema, así como la energía necesaria para regular la estabilidad de las líneas de transmisión.

Se definen tres categorías de servicios complementarios según si estos se enfocan en el control de la frecuencia, el control de voltaje, o la recuperación del servicio. Los servicios de control de frecuencia se clasifican como: *regulation up*, *regulation down*, *spinning reserve* y *non-spinning reserve*. Los servicios de regulación deben responder de forma automática a las señales de control de aumento o disminución de sus niveles de operación, dependiendo de las necesidades del sistema. En el caso de las reservas en giro, corresponden a capacidad de unidades de generación conectadas o sincronizadas a la red, y que pueden suministrar el servicio en 10 minutos. En el caso de las reservas no en giro, se hace referencia a capacidad que puede ser sincronizada a la red y aumentar su nivel de generación a un nivel específico de carga dentro de 10 minutos. Adicionalmente, se cuentan *frequency-responsive reserves*, las que hacen referencia a los requerimientos de respuesta inercial, respuesta primaria y respuesta rápida de frecuencia<sup>36</sup>.

---

<sup>34</sup> Disponible en: [Market Processes and Products](#)

<sup>35</sup> Disponible en: [California Independent System Operator - Part 4, Processes](#)

<sup>36</sup> Disponible en: [An Introduction to Grid Services: Concepts, Technical Requirements, and Provision from Wind](#)

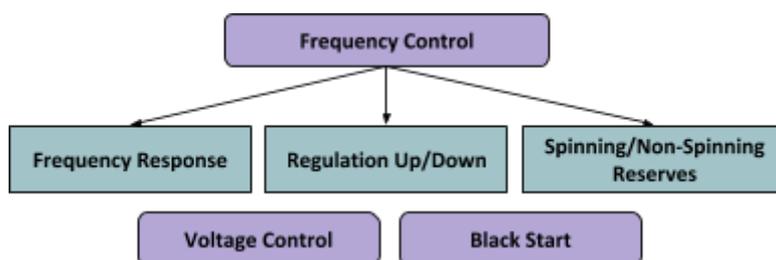


Figura 5.5. Servicios Complementarios en CAISO.

Finalmente, los *congestion revenue rights* (CRRs) corresponden a instrumentos financieros utilizados para compensar los costos de congestión que ocurren en el mercado del día anterior. Estos son dispuestos a través de subastas y transacciones bilaterales y establecidos en base a los costos marginales de congestión.

### 5.1.2 Medidas de Corto Plazo

CAISO ha sido pionero en la integración de recursos distribuidos para la provisión de servicios complementarios y en la compensación no solo por la capacidad provista en cada uno de estos productos, sino que también por el desempeño de sus participantes en dicha provisión.

Con el propósito de mejorar la confiabilidad de la red y eficiencia del mercado del día anterior, frente a la cada vez mayor integración de fuentes ERV, CAISO ha propuesto una serie de modificaciones al mercado del día anterior. Entre otras medidas, una reducción de la granularidad temporal de los productos transados, desde 1 hora a 15 minutos, en línea con la resolución de los mercados en tiempo real. Lo anterior supone una reducción de las barreras de entrada de las fuentes ERV, las que podrán seguir de forma más precisa la curva de carga pronosticada por CAISO, a la vez que reduciría los requerimientos de reserva de los mercados en tiempo real. Otros cambios incluyen la combinación del Integrated Forward Market (IFM) y el Residual Unit Commitment (RUC), y la adquisición de reservas de desbalance que tendrán la obligación de ser ofertadas junto a las ofertas del mercado en tiempo real<sup>37</sup>.

Adicionalmente, y en cuanto al diseño de nuevos servicios complementarios, en el año 2016, CAISO se convirtió en el primer ISO de Estados Unidos en implementar un producto de *flexibility ramping*, con el fin de asegurar un margen suficiente de capacidad de rampa en la operación ante el aumento proyectado de generación ERV. En específico, se consideran los productos *Flexible Ramp Up* y *Flexible Ramp Down*, definidos para la provisión de capacidad de rampa en términos de MW, en períodos de 15 y 5 minutos, para los cuales cualquier unidad que demuestre su capacidad de provisión puede participar de estos mecanismos. En este sentido, cabe destacar que este servicio no es ofertado por los generadores, sino que estos son compensados de acuerdo a su costo de oportunidad respecto a proveer otros servicios complementarios. Los precios de provisión de estos servicios se encuentran limitados en USD 247 y USD 152/MWh, para los servicios de *Flexible Ramp Up* y *Flexible Ramp Down*, respectivamente<sup>38</sup>.

<sup>37</sup> Disponible en: [Increasing time granularity in electricity markets: Innovation landscape brief](#)

<sup>38</sup> Disponible en: [Innovative ancillary services: Innovation landscape brief](#)

Actualmente, este producto se encuentra bajo un proceso de revisión<sup>39</sup>, y entre otros motivos, se destacan deficiencias en la implementación y desempeño de estos productos. A inicio de 2018, se identificaron numerosos errores en como fueron calculadas las curvas de demanda para la provisión de capacidad flexible, específicamente en la componente de incertidumbre del requerimiento en base a la data histórica disponible<sup>40</sup>.

### 5.1.3 Medidas de Largo Plazo

A diferencia de otros mercados en los Estados Unidos, CAISO no tiene subastas formales de capacidad. En cambio, cuenta con un proceso de definición de *resource adequacy* (RA) en el corto y mediano plazo. Bajo dicho esquema, CAISO se encuentra autorizado para procurar capacidad en instancias particulares, con acuerdos de 1 año que no involucran procesos de oferta públicos<sup>41</sup>.

Bajo este mecanismo, se requiere de *load-serving entities* (LSEs) demostrar, tanto en una base mensual como anual, la contratación de compromisos de capacidad no menor al 115% de sus demandas máximas (i.e., un *planning reserve margin* (PRM) del 15%), con el fin de asegurar el compromiso suficiente de fuentes de capacidad para asegurar la confiabilidad del sistema<sup>42</sup>. Si bien este programa permite asegurar ingresos adicionales que permiten la recuperación de costos fijos de operación, no existe certeza del despacho de las unidades, toda vez que en caso de existir ofertas más económicas por parte de otras unidades que no participan del RA, éstas son priorizadas en el despacho final.

Para participar del esquema, los recursos deben registrarse con CAISO y ser sometidos a pruebas para determinar si su capacidad es suministrable ante un evento de estrés del sistema de transmisión, producto de una alta demanda. Así, cada fuente es asignada con un valor de Net Qualifying Capacity (NQC), el cual determina la cantidad de RA que esta es capaz de vender. En el caso de fuentes ERV como la energía solar o eólica, este valor resulta menor a su capacidad nominal, reflejando la probabilidad de que esta se encuentre generando en momento de demanda pico del sistema. La respuesta de demanda y el almacenamiento se encuentran habilitados para proveer RA, mientras que la eficiencia energética es generalmente sustraída del pronóstico de demanda. Recientemente, CAISO también corrigió sus tarifas, permitiendo la agregación de recursos distribuidos participar de estos mercados<sup>43</sup>.

No obstante lo anterior, la presión que genera la integración de fuentes ERV sobre los precios de mercado, ha puesto en discusión la necesidad de creación de mercados de capacidad que alivien la presión de generadoras convencionales, los que podrían incluso enfrentar la bancarrota, comprometiendo la confiabilidad del suministro eléctrico<sup>44</sup>. Con todo lo anterior, se encuentra bajo evaluación una "*flexible resource adequacy*", con tiempos variables de entrega, con el fin de asegurar de que la capacidad se encuentre disponible en cuanto esta sea requerida<sup>45</sup>.

<sup>39</sup> Disponible en: [Flexible Ramping Product Refinements: Revised Straw Proposal, Call 3/23/20](#)

<sup>40</sup> Disponible en: [Flexible Ramping Product Special Report Uncertainty Calculation](#)

<sup>41</sup> Disponible en: [ge.com/power/transform/article.transform.articles.2018.feb.a-tale-of-two-isos-energy-mark](http://ge.com/power/transform/article.transform.articles.2018.feb.a-tale-of-two-isos-energy-mark)

<sup>42</sup> Disponible en: <https://www.powermag.com/what-is-resource-adequacy/>

<sup>43</sup> Disponible en: <https://gridworks.org/2018/06/resource-adequacy-what-is-it-and-why-should-you-care/>

<sup>44</sup> Disponible en: [www.utilitydive.com/news/generators-ask-ferc-to-mandate-capacity-market-for-caiso/531003/](http://www.utilitydive.com/news/generators-ask-ferc-to-mandate-capacity-market-for-caiso/531003/)

<sup>45</sup> Disponible en: [Resource Adequacy Enhancements](#)

## 5.2 Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection

### 5.2.1 Antecedentes y Estructura de Mercado

El Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) *Interconnection* coordina el mercado eléctrico en regiones de 13 estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el District of Columbia. Con cerca de 135.000 km. de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 190 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a 65 millones de personas.

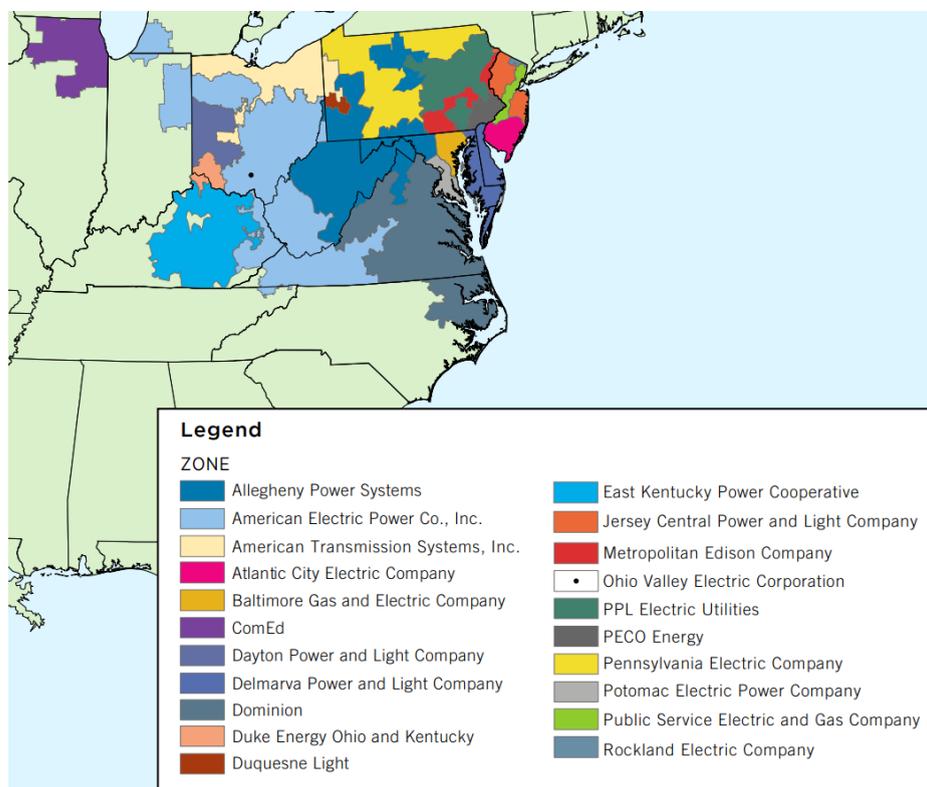


Figura 5.6. Extensión del territorio comprendido por PJM<sup>46</sup>.

Actualmente, el mix de generación de PJM está compuesto principalmente por fuentes fósiles (75.4%) y nucleares (19.9%), sumado a una participación reducida de fuentes ERV (1.0%) y generación hidro (4,8%). Y, aún cuando el sistema no cuenta con metas de descarbonización o de integración renovable, estas sí se encuentran presentes en los diferentes Estados que lo componen<sup>47</sup>. Por ejemplo: New Jersey considera una meta de generación renovable del 35% a 2025 y 50% a 2030<sup>48</sup>; Maryland tiene una meta del 20% a 2022, 50% a 2030 y 100% a 2040, además de considerar metas específicas para la generación solar y eólica<sup>49</sup>; y Pennsylvania una meta del 8% al 2021<sup>50</sup>.

<sup>46</sup> Disponible en: <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>

<sup>47</sup> Disponible en: [Comparing-americas-grid-operators-on-clean-energy-progress-pjm-is-headed/](https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx)

<sup>48</sup> Disponible en: <https://www.nj.gov/dep/ages/oepa-clean-energy.html>

<sup>49</sup> Disponible en: <https://msa.maryland.gov/msa/mdmanual/01glance/html/energy.html>

<sup>50</sup> Disponible en: [pv-magazine-usa.com/2020/02/19/pennsylvania-solar-association-calls-for-6-gw-of-solar-by-2025/](https://pv-magazine-usa.com/2020/02/19/pennsylvania-solar-association-calls-for-6-gw-of-solar-by-2025/)

Tabla 5.5. Composición del parque generador de PJM<sup>51</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Carbón	23.8%	29.8%
Diésel	0.2%	4.6%
Gas	36.4%	41.0%
Nuclear	33.6%	17.9%
Hidro	2.0%	4.8%
Eólica	2.9%	0.6%
Solar	0.3%	0.4%
Otras Renovables	0.7%	0.8%
<b>Total</b>	<b>829.2 TWh</b>	<b>186.8 GW</b>

Su diseño de mercado se basa en un modelo de precios nodales con una estructura mercado día anterior y mercado en tiempo real basado en ofertas, un *security-constrained economic dispatch*, un mercado de capacidad y *Financial Transmission Rights* (FTR). Los FTRs son instrumentos financieros que permiten a sus participantes compensar o evitar los cargos de congestión de transmisión producto del uso de *Locational Marginal Prices* (LMP)<sup>52</sup>. Estos instrumentos dan derecho a su titular a recibir un flujo de ingresos basados en la diferencias horarias de precios de congestión a lo largo de un segmento de transmisión en el mercado del día anterior, entre una fuente y destino específicos, con lo que este puede resultar en un beneficio u obligación. Los FTRs son transados en mercados de subastas de largo plazo, anuales, mensuales y mercados secundarios bilaterales, y al ser contratos financieros, no consisten en una obligación de entrega del servicio, y operan de forma independiente del despacho.

En PJM se utiliza una co-optimización de energía y reservas a través de mercados del día anterior y en tiempo real con resolución horaria, reconociendo tres categorías de servicios complementarios: el control de frecuencia, el control de voltaje y la recuperación del servicio. El servicio de control de frecuencia está subdividido en función del tiempo de respuesta requerido para su despliegue: *Primary Frequency Response* (PFR), de carácter instantáneo, automático y local; *Regulation*, correspondiente al AGC (4 seg), donde la señal de *Area Control Error* (ACE) se divide en señales de regulación tradicionales (RegA) de baja frecuencia y dinámicas (RegD) de alta frecuencia; y *Reserves*, entre las que se distinguen reservas de contingencia (no) sincronizadas (10 min), reservas secundarias (30 min), y reservas disponibles (30 min).

<sup>51</sup> Fuentes: [1] <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2019.ashx?la=en>  
[2] [http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf](http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019/2019-som-pjm-volume2.pdf)

<sup>52</sup> Disponible en: [FTRs: Protection Against Congestion Charges](#)

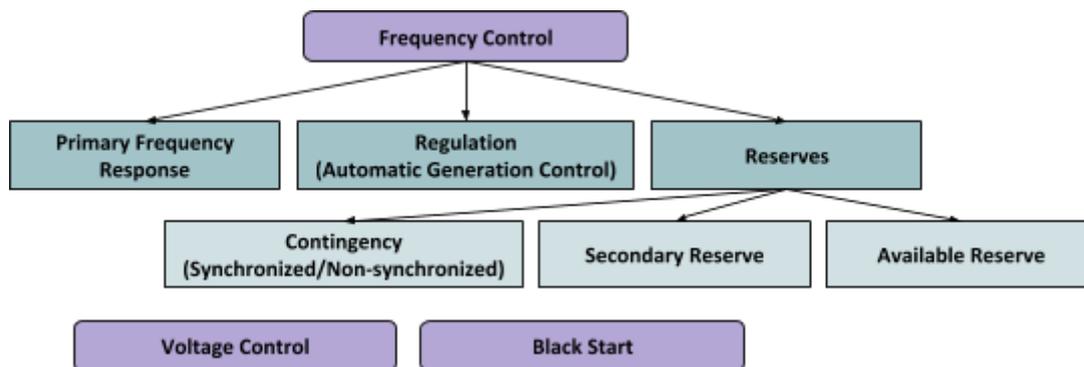


Figura 5.7. Servicios complementarios en PJM.

En PJM, el operador del sistema recibe ofertas de energía y reservas para el mercado del día anterior a más tardar a las 10:30 am del día previo de procuración del servicio. Una vez cerrado el mercado del día anterior, se reciben ofertas de reajuste que servirán para el redespacho de las unidades en el mercado de tiempo real, el cual se lleva a cabo con resolución horaria, por medio de un modelo de *real-time security constrained economic dispatch*, el cual determina el redespacho de las unidades, así como la asignación de reservas e intercambios con otros sistemas, realizando una co-optimización de energía y reservas<sup>53</sup>.

A pesar de su completo diseño de mercado, con la integración de mayores fuentes de generación ERV, la dependencia de los ingresos de generadores ha transitado progresivamente desde el mercado de energía al de capacidad, tal y como se aprecia en la Figura 5.8 a continuación. Sin embargo lo anterior, el mercado de capacidad no provee los incentivos necesarios a las fuentes de flexibilidad requeridas para cumplir con las futuras necesidades del sistema, lo que ha vuelto patente la necesidad de desarrollo de mecanismos de formación de precios más sofisticados.

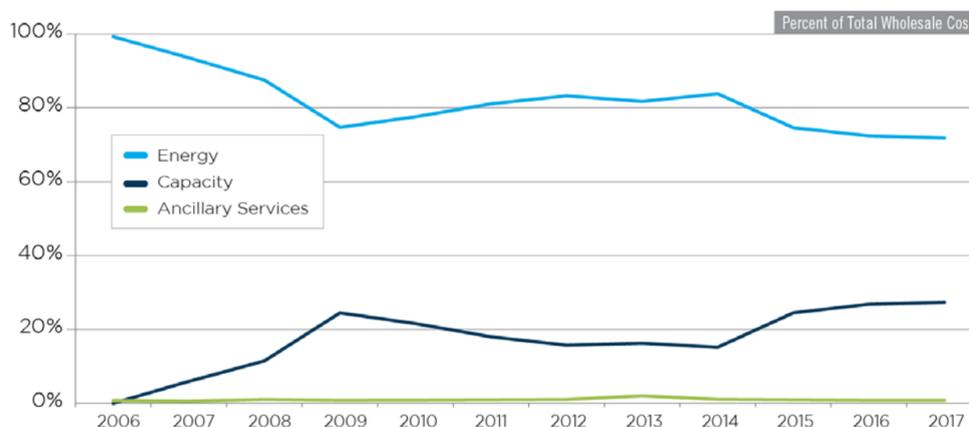


Figura 5.8. Evolución de los mercados de energía, servicios complementarios y de capacidad<sup>54</sup>.

<sup>53</sup> Disponible en: [PJM Manual 12: Balancing Operations](#)

<sup>54</sup> Disponible en: [PJM: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

### 5.2.2 Medidas de Corto Plazo

En 2011, la Federal Electricity Regulatory Commission (FERC) ordenó la compensación en base su desempeño de fuentes de generación que entregasen regulación de frecuencia, con el fin de incentivar la inversión en fuentes de flexibilidad que respondan a los desafíos de variabilidad e incertidumbre del sistema. A raíz de lo anterior, PJM implementó un nuevo producto, con el fin de remunerar a diferentes fuentes de flexibilidad, en función de la velocidad con las que estas fueran capaces de responder a las señales del Operador del Sistema. Así, se crearon dos señales diferentes, una señal convencional (RegA) y otra de respuesta rápida (RegD), para que recursos de respuesta rápida, como el almacenamiento, tengan una ventaja sobre recursos convencionales, y así puedan ser remunerados por este servicio. La compensación es proporcional al tiempo de respuesta, definido por medio de un *performance score*, lo que incentiva a los sistemas de almacenamiento de baterías a proporcionar dichos servicios<sup>55</sup>.

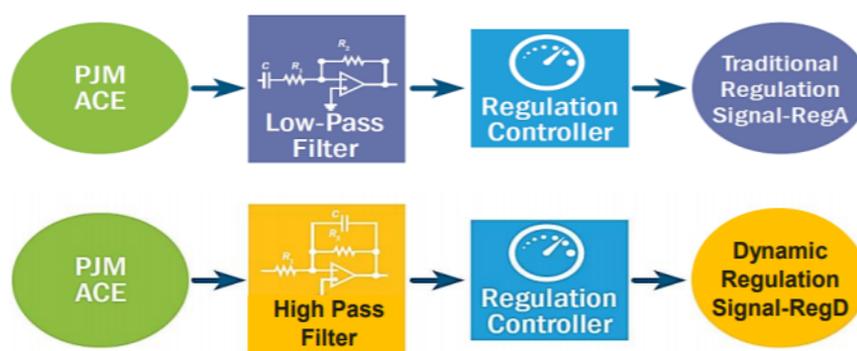


Figura 5.9. Señales de regulación en tradicional (RegA) y dinámica (RegD) en PJM<sup>56</sup>.

Adicionalmente, y como fuera comentado con anterioridad, la evolución de la matriz de generación de PJM ha vuelto cada vez mayor la dependencia de los mercados de capacidad, por sobre los mercados de energía y de servicios complementarios. Sin embargo lo anterior, se observa que el mercado de capacidad no provee los incentivos de inversión necesarios a las fuentes de flexibilidad requeridas para cumplir con las futuras necesidades del sistema, lo que ha vuelto patente la necesidad de desarrollar mecanismos de formación de precios más sofisticados. La existencia de condiciones operativas no convexas provoca que actualmente los precios de energía y reservas no reflejen de forma adecuada las señales de escasez, no incentiven un comportamiento eficiente por parte de los agentes del mercado, y no reflejen de forma correcta los costos, con lo que se no asegura la recuperación de los costos fijos<sup>57</sup>.

Ante esto, en PJM se evalúan mecanismos de precio más sofisticados que el actual modelo basado en *Locational Marginal Prices* (LMP) como los *Extended LMP* (ELMP), que internalizan la no convexidad de los costos en la señal de precio, y permiten minimizar los pagos de *side-payments* en la operación del sistema. Sin embargo, la mayor dificultad que presentan los ELMP se encuentra en su implementación, ya que estos implican formulaciones del tipo convex-hull, que reducen drásticamente su implementabilidad computacional. Se ha analizado también el uso de ELMP con una relajación de las variables binarias, que si bien resulta en una mayor implementabilidad, presenta una menor reducción en los pagos adicionales fuera del mercado. La Figura 5.10 a continuación presenta una comparación

<sup>55</sup> Disponible en: [IRENA: Innovative ancillary services: Innovation landscape brief](#)

<sup>56</sup> Fuente: [PJM: Regulation Market PDF](#)

<sup>57</sup> Disponible en: <https://www.newton.ac.uk/files/seminar/20190107160017001-1481148.pdf>

cualitativa de los métodos alternativos planteados. Al igual que PJM, el *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) también se encuentra avanzando en el desarrollo e implementación de este tipo de señales de precios más avanzadas.

Design Criteria	Restricted LMP Method (Current Method)	Extended LMP Method (Integer relaxation – Proposed Method)	Extended LMP Method (Convex hull relaxation)
Efficient commitment and dispatch	High	High	High
Solutions supported by prices and settlements	Medium	High	High
Incentive-compatible conditions	Low	High	High
Minimized uplift payments	Low	Medium	High
Computationally feasible	High	Medium	Low

Figura 5.10. Evaluación cualitativa de métodos alternativos a los actuales LMP<sup>58</sup>.

En línea con lo anterior, se han discutido las oportunidades de mejora del *shortage pricing*, el cual hace referencia a las reglas de mercado que definen cómo son calculados los precios de energía y reservas cuando no existe la oferta suficiente para cumplir con ambos requerimientos. Bajo este contexto, PJM ha propuesto consolidar y definir los tipos de reservas operativas que esté agenda en sus mercados del día anterior y en tiempo real, así como reformar la *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC), con el fin de reflejar el valor incremental de las reservas operativas de diferentes tipos y localizaciones geográficas.

La *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC) es utilizada para valorizar el aporte incremental de reservas, y genera aumentos de precios en tiempo real frente a situaciones de falta de reserva (i.e., requerimiento elástico). En su diseño actual, esta establece dos grupos de unidades parcialmente despachadas, reservas *Tier 1* y *Tier 2*. Las reservas del tipo *Tier 1* no se encuentran obligadas a responder, y al no ser procuradas formalmente, son consideradas gratuitas. Por otro lado, las reservas del tipo *Tier 2*, que enfrentan un costo de oportunidad en la provisión de reservas al encontrarse despachadas bajo su óptimo económico, se encuentran obligadas a responder en caso de ser requerido, siendo remuneradas con dicho costo de oportunidad<sup>59</sup>.

La discusión gira en torno a que los precios resultantes no serían consistentes, y no se estaría incentivando una suficiente confiabilidad del sistema. Así, las propuestas de mejora de la ORDC se centran en un aumento del costo de falla de reserva, de USD 850/MWh a USD 2,000/MWh, más en línea con el *Value of Lost Load* (VOLL) del sistema, y en una inclinación de la curva de demanda que reconozca el valor de la capacidad adicional que previene del riesgo de pérdida de carga, tal y como se puede apreciar en la Figura 5.11 a continuación.

<sup>58</sup> Fuente: [PJM: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>59</sup> Disponible en: [PJM Reserve Markets: Operating Reserve Demand Curve Enhancements, Hogan 2019](#)

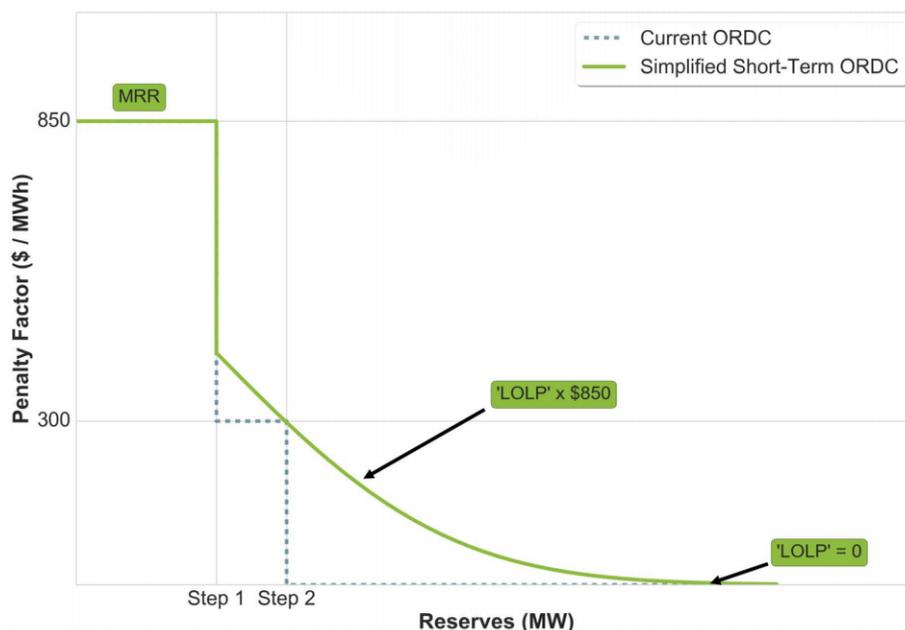


Figura 5.11. ORDC simplificada de corto plazo<sup>60</sup>.

En base a todo lo anterior, PJM espera que su reforma a la ORDC resulte en un avance en la mejora de la eficiencia de sus mercados y permita alcanzar remuneraciones justas y razonables, frente al actual diseño de mercado de reservas operativas.

### 5.2.3 Medidas de Largo Plazo

El *reliability pricing model* (RPM)<sup>61</sup> corresponde al mercado de capacidad administrado por PJM, a través del cual procura la capacidad necesaria para asegurar la confiabilidad del sistema, incluyendo la participación de fuentes de generación renovable, la respuesta de demanda y la agregación de fuentes de almacenamiento. En su subasta residual base para 2020/2021, PJM adjudicó más de 160 GW de capacidad<sup>62</sup>, de los cuales, cerca de 570 MW fueron adjudicados a fuentes de generación solar y 1,417 MW en el caso de la generación eólica.

Adicionalmente, la respuesta de demanda es tratada como otra fuente de generación, siendo remunerada por encontrarse disponible durante eventos de emergencia del sistema, con compromisos mensuales y anuales<sup>63</sup>. En este sentido, el programa *Capacity Performance* (CP) ayuda a mantener la confiabilidad del sistema a lo largo del año, al reducir la demanda ante la emergencia de eventos de estrés del sistema (e.g., El Vortex Polar de 2014<sup>64</sup>), a través del cual los recursos deben encontrarse disponibles todos los días, desde el mes de Junio a Mayo del año siguiente, y donde cada requerimiento de servicio puede tener una duración de hasta 15 horas. En total, para su provisión en 2020/2021, fueron adjudicados cerca de 11,126 MW de respuesta de demanda. De forma similar, la demanda puede participar a través de mecanismos de eficiencia energética, a través de los cuales 2,800 MW fueron adjudicados en el mismo proceso de subasta, los cuales consisten en proyectos que involucran la

<sup>60</sup> Fuente: [PJM: Simplified Operating Reserve Demand Curve \(ORDC\) Enhancements](#)

<sup>61</sup> Disponible en: [IRENA: Redesigning capacity markets: Innovation landscape brief](#)

<sup>62</sup> Disponible en: [PJM: 2021 2022 Base Residual Auction Report](#)

<sup>63</sup> Disponible en: <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>

<sup>64</sup> Disponible en: <https://cpowerenergymanagement.com/pjm-capacity-performance/>

inversión en equipos o procesos más eficientes que aquellos definidos al momento de su conexión, debiendo alcanzar una reducción en sus consumos de forma continua y permanente durante las horas de evaluación del mecanismo.

En 2006, y junto a la introducción de su mercado de capacidad, PJM estableció una *Minimum Offer Price Rule* (MOPR), la que impone un nivel mínimo de oferta, y que impide a nuevos generadores depreciar de forma artificial los precios de despeje de subastas de capacidad, con ofertas por debajo de los costos reales de provisión del servicio. En línea con esto, a fines de 2019, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ofició a PJM para que este ampliará su MOPR para que esta incorpórase recursos de generación con subsidios estatales, con ciertas salvedades, a fin de proteger la competencia en el mercado de capacidad<sup>65</sup>. La decisión ha sido criticada y considerada un retroceso, al suponer un aumento en los precios de capacidad y protección de fuentes térmicas convencionales. No obstante, durante el primer semestre de este año PJM deberá resolver los requerimientos de la FERC, retomando los procesos correspondientes al año 2019 y 2020<sup>66</sup>.

---

<sup>65</sup> Disponible en: <https://www.ferc.gov/media/news-releases/2019/2019-4/12-19-19-E-1.asp#.Xp3bpsj0mUI>

<sup>66</sup> Disponible en: <https://www.powermag.com/the-significance-of-fercs-recent-pjm-mopr-order-explained/>

## 5.3 Reino Unido

### 5.3.1 Antecedentes y Estructura de Mercado

En el Reino Unido se distinguen de forma clara los segmentos de generación, transmisión y distribución, contando con un mercado mayorista y competencia en el retail. El sistema de transporte de electricidad de Reino Unido cuenta con más de 835 mil km. de largo y sirve a más de 29 millones de consumidores de electricidad. El mercado eléctrico de Reino Unido hace referencia a aquel de Gran Bretaña. Desde 2007, Irlanda del Norte, parte del Reino Unido, opera un mercado mayorista junto a la República de Irlanda, el llamado *Single Electricity Market* (SEM). En tanto, el sistema eléctrico de Gran Bretaña es operado a nivel de generación y transmisión por un único operador del sistema, conocido como el *National Grid Electric System Operator* (ESO), perteneciente al grupo *National Grid*<sup>67</sup>. En la Figura 5.12 a continuación se presentan los principales compañías regionales de transmisión en Reino Unido.



Figura 5.12. Sistemas de transmisión en el Reino Unido<sup>68</sup>.

Respecto al mix de generación del Reino Unido, a 2019, se totalizaron un total de 327.76 TWh<sup>69</sup>. El suministro se relaciona con una generación en base a carbón del 2.7%, diésel con un 0.3%, gas con un 39.6%, nuclear con un 15.3%, hidráulica con un 1.8%, eólica con un 23.3%, bioenergía con un 9.4%, otras fuentes de generación con un 1.7%, e importaciones netas por medio de interconectores de un 6%. En la Tabla 5.6 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador del Reino Unido. Recientemente, Gran Bretaña ha definido una nueva meta que requerirá la disminución de los gases de efecto invernadero a cero a 2050, lo que contrasta con la meta previa de una reducción del 80%

<sup>67</sup> Disponible en: <https://www.nationalgrid.com/>

<sup>68</sup> Fuente: [energynetworks.org/assets/files/news/publications/GTTN/GTTN%202013\\_Website%20version.pdf](https://energynetworks.org/assets/files/news/publications/GTTN/GTTN%202013_Website%20version.pdf)

<sup>69</sup> Data corresponde al período del cuarto cuartil de 2018 al tercer cuartil de 2019 (Q4 2018 - Q3 2019). Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-generation-mix-quarter-and-fuel-source-gb>

respecto de los niveles de emisión en 1990<sup>70</sup>. Adicionalmente, se espera adelantar la meta del cierre de las centrales en base a carbón de 2025 a 2024<sup>71</sup>.

Tabla 5.6. Composición del parque generador del Reino Unido<sup>72</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Carbón	2.7%	18.9%
Diésel	0.3%	2.8%
Gas	39.6%	38.9%
Nuclear	15.3%	11.2%
Hidro	1.8%	2.0%
Eólica	23.3%	11.3%
Otros	17.1%	14.9%
<b>Total</b>	<b>327.76 TWh</b>	<b>82.93 GW</b>

El mercado mayorista de electricidad de Gran Bretaña se basa en una estructura de mercados de capacidad, del día anterior, intradiario, de balance y de servicios complementarios, bajo una única zona de precios, a pesar de las congestiones de transmisión entre Inglaterra, Escocia y Gales, y lógica de auto-despacho, dados los contratos bilaterales celebrados por generadores y suministradores<sup>73</sup>. Adicionalmente, el Reino Unido participa de diferentes iniciativas de integración regional, gracias a la serie de interconexiones que cuenta con Irlanda del Norte, la República de Irlanda, Francia, Bélgica y Países Bajos, a las que en el futuro se espera incluir interconexiones con Noruega, Dinamarca y Alemania. Solo en 2017, se importaron cerca de 18.2 TWh y exportado 3.4 TWh, principalmente Francia y Países Bajos.

Se destaca el *Single Day-ahead Coupling (SDAC)*<sup>74</sup>, el que acopla el 95% del consumo de la Unión Europea, y cuyo objetivo es la creación de un único mercado interregional europeo del día anterior, lo que se espera aumente la eficiencia de las transferencias al promover la competencia, aumentando la liquidez y permitiendo un uso más eficiente de los recursos de generación a lo largo de toda Europa, al considerar de forma explícita las restricciones de transmisión entre las diferentes zonas. En la Figura 5.13 a continuación se puede apreciar la extensión geográfica del SDAC, el que al año 2018 ya contaba con la participación de 23 países.

<sup>70</sup> Disponible en: [gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law](https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law)

<sup>71</sup> Disponible en: [gov.uk/government/news/end-of-coal-power-to-be-brought-forward-in-drive-towards-net-zero](https://www.gov.uk/government/news/end-of-coal-power-to-be-brought-forward-in-drive-towards-net-zero)

<sup>72</sup> Fuentes: [1] <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-generation-mix-quarter-and-fuel-source-gb>  
[2] [gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes](https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes)

<sup>73</sup> Disponible en: <https://webstore.iea.org/download/direct/2784>

<sup>74</sup> Disponible en: [IRENA: Regional Markets – Innovation Landscape Brief](https://www.irena.org/Regional-Markets-Innovation-Landscape-Brief)

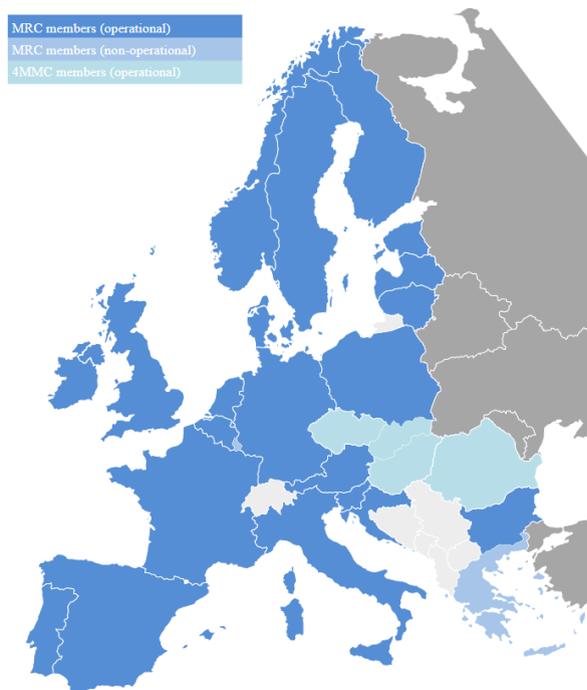


Figura 5.13. Extensión geográfica del *Single Day-ahead Coupling*<sup>75</sup>.

Entre otros proyectos que buscan profundizar la integración de mercados a nivel regional se cuentan la *Manually Activated Reserves Initiative (MARI)*<sup>76</sup>, para la implementación de una plataforma europea para la transacción de servicios de balance de *frequency restoration reserves* con activación manual (mFRR), y el *Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE)*<sup>77</sup>, con enfoque en la transacción de *replacement reserves* (RR). Con todo lo anterior, estos proyectos han permitido el fortalecimiento de la seguridad del suministro, dando pie a mayor competencia, alternativas de suministro y reducción de costos.

En vista de las necesidades futuras del sistema eléctrico de Gran Bretaña por reemplazar antiguas centrales de generación y hacer frente a las proyecciones de crecimiento de su demanda, la Energy Act 2013 definió las bases de la *Electricity Market Reform (EMR)*, concebida como una serie de políticas públicas que buscan incentivar la inversión en fuentes de generación eléctrica seguras y bajas en carbono, mejorando la seguridad del suministro y accesibilidad para los consumidores<sup>78</sup>. Entre sus ejes principales, esta introdujo impuestos al carbono *Carbon Price Floor (CPF)* que impulsaron la transición de carbón a gas, junto con la integración de fuentes de generación ERV solar y eólica marina, y un *Emissions Performance Standard (EPS)*, que añadiría restricciones adicionales a nuevas centrales de carbón, imponiendo límites a sus emisiones<sup>79</sup>. Adicionalmente, y con el fin de reemplazar el esquema de certificados verdes, se introdujeron *Contracts for Difference (CfD)*<sup>80</sup>, los que proveen una estabilización de largo plazo en los ingresos de generación baja en carbono, principalmente renovables, así como un

<sup>75</sup> Fuente: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sadc/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sadc/)

<sup>76</sup> Disponible en: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/mari/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/)

<sup>77</sup> Disponible en: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/terre/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/)

<sup>78</sup> Disponible en: [OFGEM: Electricity Market Reform](https://www.ofgem.gov.uk/electricity-market-reform/)

<sup>79</sup> Disponible en: [IEA: Energy Policies of IEA Countries United Kingdom 2019 Review](https://www.iea.org/publications/energy-policies-of-iaa-countries-united-kingdom-2019-review/)

<sup>80</sup> Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>

*Capacity Market* (CM), con el fin de asegurar por medio de subastas de capacidad la seguridad de suministro al menor costo para los consumidores.

Adicionalmente, el Reino Unido ha experimentado una reducción sostenida en su demanda desde el año 2005, lo que se ha atribuido a una mayor eficiencia energética, diferencias en los patrones de demanda de consumidores cada vez más comprometidos con el medio ambiente, y una reestructuración económica que ha llevado a la industria intensiva en energía fuera del país<sup>81</sup>. Tal y como se puede apreciar en la Figura 5.14 a continuación, adicional a esta reducción en el consumo de energía eléctrica, se ha incorporado la salida de antiguas centrales a carbón de la matriz energética y una cada vez mayor integración de fuentes ERV, especialmente eólica<sup>82</sup>.

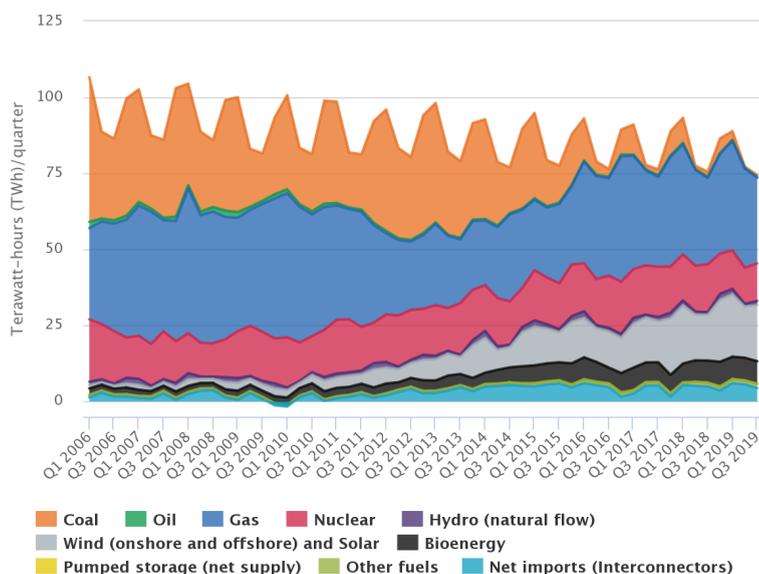


Figura 5.14. Mix de generación de Gran Bretaña por tipo de combustible<sup>83</sup>.

Lo anterior ha supuesto un aumento en los requerimientos de flexibilidad que ha debido enfrentar el sistema. En línea con esto, una de las características más relevantes del mercado eléctrico de Reino Unido es la gran variedad de productos de servicios complementarios, los cuales se diferencian según la naturaleza del servicio, tiempo de respuesta o proveedor. De forma general, los servicios provistos a través de subastas competitivas pueden ser clasificados como servicios de *Frequency Response*, *Reserve*, *Reactive Power* y *Restoration*<sup>84</sup>. La Figura 5.15 a continuación presenta un listado extensivo de los productos disponibles en el mercado de Reino Unido.

<sup>81</sup> Disponible en: <https://www.carbonbrief.org/analysis-uk-electricity-generation-2018-falls-to-lowest-since-1994>

<sup>82</sup> Por ejemplo, en 2019 el Reino Unido registró 83 días sin generación en base a carbón, casi 4 veces más que en 2018. Disponible en: <https://www.cityam.com/uk-generated-a-record-83-days-of-electricity-without-coal-in-2019/>

<sup>83</sup> Fuente: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-generation-mix-quarter-and-fuel-source-gb>

<sup>84</sup> Disponible en: [1] <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services>

[2] <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6138>

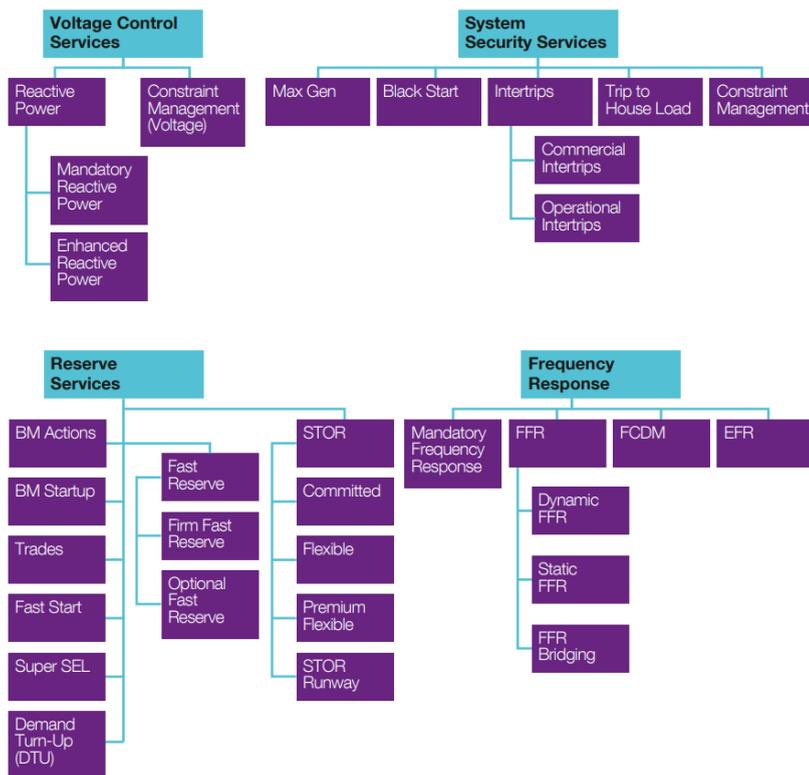


Figura 5.15. Conjunto de servicios complementarios en el Reino Unido<sup>85</sup>.

### 5.3.2 Medidas de Corto Plazo

Si bien la integración de fuentes ERV ha supuesto la necesidad de contar múltiples productos de flexibilidad, la existencia de más de 20 productos supone una complejidad que resulta en una barrera de entrada. A raíz de lo anterior, el mercado se encuentra actualmente en revisión bajo el denominado *Product Roadmap*<sup>86</sup>, el cual se espera resulte en una **reducción** del número de productos existentes, a través de la eliminación de los productos obsoletos, una **simplificación** de los servicios restantes a través de la estandarización, mayor transparencia de los términos y condiciones de los servicios, ventanas de procuración y métodos de evaluación, y la **mejora** de los servicios en conjunto con la industria. No obstante lo anterior, entre un listado de productos posibles<sup>87</sup>, la experiencia en Reino Unido destaca la existencia de servicios innovadores, como el *super Stable Export Limit* (SEL), enfocado en la reducción de los mínimos técnicos de generación, y el *fast reserve*, que requiere de una capacidad de rampa específica (25 MW/min).

Por sobre lo anterior, se destaca la posibilidad de fuentes ERV, el almacenamiento y la respuesta de demanda de participar por la provisión de diferentes servicios, así como el interés por el desarrollo de soluciones que den respuesta a las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico. Por ejemplo, en 2018 se aumentaron los cargos por errores en el pronóstico de demanda y generación, incentivando la inversión en fuentes de flexibilidad y desarrollo de los sistemas de pronóstico.

<sup>85</sup> Fuente: [National Grid: System Needs and Product Strategy](#)

<sup>86</sup> Disponible en: [National Grid: Product Roadmap](#)

<sup>87</sup> Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/list-all-balancing-services>

En esta línea, se destaca el servicio de *fast frequency response* (FFR), el que pueden suministrar almacenamiento y fuentes ERV con la electrónica de potencia adecuada<sup>88</sup>. Sin embargo, la reducción en la inercia del sistema y una mayor volatilidad de la frecuencia supuso la necesidad de diseño de nuevos productos. Así, a fin de proveer una respuesta sub-segundo, en 2016 se llevó a cabo una licitación por *enhanced frequency response* (EFR), resultando en la contratación de 8 sistemas de almacenamiento flexible por un período de 4 años, y que suponen ahorros por USD 262 millones<sup>89</sup>. La licitación recibió ofertas por siete veces la capacidad a ser procurada, dejando fuera 1.2 GW de capacidad de almacenamiento sin contratar, lo que demostró el interés por parte de desarrolladores de participar de la provisión de este tipo de servicios.

### 5.3.3 Medidas de Largo Plazo

El *Capacity Market* (CM) de Gran Bretaña, instaurado en 2014, permite la participación de fuentes de generación renovable, almacenamiento, interconectores y respuesta de demanda, debiendo estos proveer su capacidad durante eventos de estrés del sistema, y recibir multas cuando fallan en su entrega. Los pagos por capacidad son determinados a través de subastas competitivas celebradas 4 años (subastas T-4) y un año (subastas T-1) previo al período de entrega. Si bien el mecanismo espera incentivar la inversión en nuevas centrales a gas, la generación existente en base a diésel y carbón puede participar hasta el año 2024. Como método de incentivo a nuevas inversiones, las plantas existentes acceden a acuerdos de 1 año, aquellas que requieren de remodelaciones importantes pueden acceder a periodos de hasta 3 años, y nuevas plantas pueden acceder a contratos de hasta 15 años<sup>90</sup>. En base a estas subastas, National Grid espera procurar cerca de 50 GW de capacidad en las próximas subastas, para su entrega en 2023<sup>91</sup>. Y, si bien el CM ha logrado la contratación de nueva capacidad, esta ha correspondido principalmente a generación en base a gas y a nuevos interconectores, como se puede apreciar en la Figura 5.16 a continuación, en esta, se destaca la participación de interconectores, sujetos a factores de penalización, los que pueden participar del CM desde 2015.

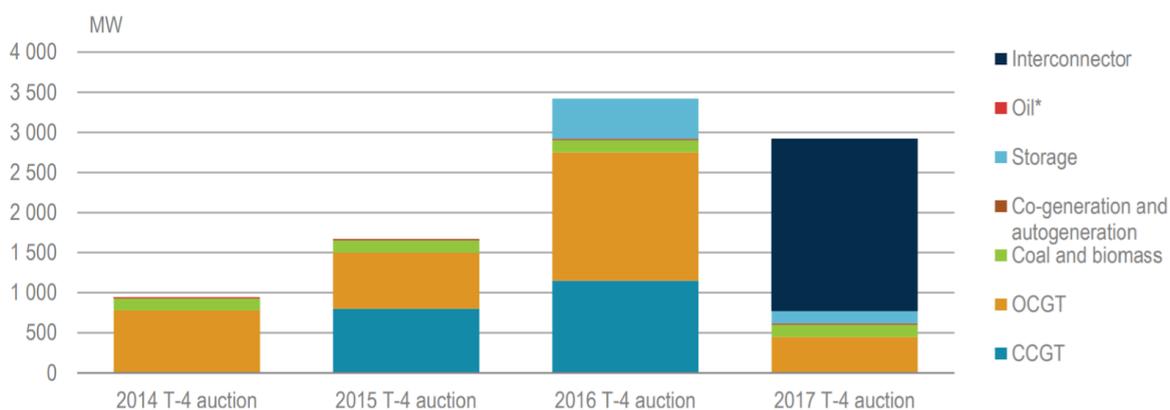


Figura 5.16. Nueva capacidad comprometida por subastas T-4<sup>92</sup>.

<sup>88</sup> Disponible en: [IRENA: Power system flexibility 1 2018.pdf](#)

<sup>89</sup> Disponible en: [IRENA: Innovative ancillary services: Innovation landscape brief](#)

<sup>90</sup> Disponible en: <https://webstore.iea.org/download/direct/358?fileName=REPOWERINGMARKETS.PDF>

<sup>91</sup> Disponible en: [IRENA: Redesigning capacity markets: Innovation landscape brief](#)

<sup>92</sup> Fuente: [irena: Energy Policies of IEA Countries United Kingdom 2019 Review.pdf](#)

Las principales presiones por reformar el CM en Gran Bretaña dicen relación con la necesidad de incentivar la inversión y desarrollo de fuentes de flexibilidad como los equipos de almacenamiento. En línea esto, los factores de penalización de almacenamiento fueron modificados en diciembre de 2017, volviendo proporcionales los ingresos para sistemas con una mayor duración de descarga, de al menos 30 min. No obstante, en febrero de 2018, las subastas alcanzaron precios bajos récord, debido a la gran participación de generadores convencionales en busca de ingresos adicionales, mientras que solo un volumen reducido de almacenamiento flexible fue contratado, cercano a los 153 MW.

Sin embargo, el CM fue suspendido en noviembre de 2018 debido a faltas en su proceder, tales como la falta de una investigación detallada sobre el diseño del mercado, previo a su aprobación inicial en 2014. Entre otros, uno de los argumentos en contra del diseño de este CM correspondió a la discriminación tecnológica respecto a esquemas de respuesta de demanda (DSR), argumentándose como barreras de entrada la capacidad de 2 MW requerida para su participación, así como el límite del período de contratación de 1 año. Finalmente, en octubre de 2019, el CM volvió a sus funciones y reposición de los pagos, luego de que se definiera que no habrían existido pruebas suficientes para sostener la acusación de discriminación respecto de los esquemas de DSR<sup>93</sup>.

### 5.3.4 Otras Medidas

Apoyadas por importantes paquetes económicos del *Department of Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS), a través de su *Flexibility exchange demonstration competition* (Flex)<sup>94</sup>, enfocada en el apoyo del desarrollo y demostración de soluciones innovadoras de intercambio de recursos flexibles, el Reino Unido llevará adelante este año dos pruebas de mercados de flexibilidad, el proyecto TraDER y el el programa Piclo Exchange<sup>95</sup>.

Por un lado, el **Proyecto TraDER**, tiene por objetivo llevar adelante un mercado de flexibilidad que permitirá a generadores transar directamente con activos flexibles a lo largo del país (e.g., servicios de balance, estabilidad y capacidad), optimizando la integración de fuentes renovables dentro de los mercados de Reino Unido. El mercado de flexibilidad, operado por un facilitador neutral, permitirá un intercambio colaborativo basado en precios de recursos energéticos en múltiples mercados de forma simultánea, con la notificación de compromisos y el auto-despacho de las partes comprometidas. Habiendo obtenido un aporte de más de GBP 1.6 millones, el proyecto de 2 años tendrá una primera demostración de mercado en las Orkney islands, al norte de Escocia, región caracterizada por su gran nivel de vertimiento de energía renovable.

Por otro lado, un programa piloto de mercado nacional de flexibilidad en línea, **Piclo Exchange**, permitirá a DSOs acceder a servicios de flexibilidad por parte de recursos distribuidos locales ante eventos de congestión en la red. El proyecto tiene como objetivo demostrar cómo mercados de flexibilidad abiertos, transparentes y neutrales pueden tener un rol crucial en la descarbonización de la economía de Gran Bretaña, en donde sus participantes podrán transar en mercados de flexibilidad tanto a nivel local como nacional. Con un financiamiento de más de GBP 550 mil, el proyecto contará con la colaboración de los

<sup>93</sup> Disponible en: <https://timera-energy.com/uk-capacity-market-back-in-play/>

<sup>94</sup> Disponible en: [1][gov.uk/government/publications/flexibility-exchange-demonstration-projects-flex-competition](https://www.gov.uk/government/publications/flexibility-exchange-demonstration-projects-flex-competition)  
[2][gov.uk/government/publications/flexibility-exchange-demonstration-competition-flex-winning-projects/flex-competition-winning-projects#project-trader](https://www.gov.uk/government/publications/flexibility-exchange-demonstration-competition-flex-winning-projects/flex-competition-winning-projects#project-trader)

<sup>95</sup> [current-news.co.uk/news/worlds-largest-most-ambitious-energy-flexibility-market-trials-to-launch-in-the-uk](https://www.current-news.co.uk/news/worlds-largest-most-ambitious-energy-flexibility-market-trials-to-launch-in-the-uk)

Operadores de Redes de Distribución de Reino Unido UK y el *National Grid* ESO, y se encontrará abierto a más de 250 proveedores de flexibilidad.

Como estos, existen una serie de proyectos destinados a la promoción, desarrollo e integración de fuentes de flexibilidad, ERV y DERs a lo largo del país dentro de las propias redes de distribución, como demuestra la experiencia del *Open Networks Project*<sup>96</sup>, también vinculado al proyecto Piclo, o el plan del regulador *Electricity Demand Reduction (EDR)*<sup>97</sup>, enfocado en la prueba de proyectos de eficiencia energética que pudieran competir en el futuro en el *Capacity Market* de Gran Bretaña junto a la generación, la respuesta de demanda y el almacenamiento. Y, si bien el piloto demostró que los proyectos de eficiencia energética aún no encuentran posibilidades de participación dentro de este mercado, sí permitió observar el potencial de agregadores de recursos distribuidos para su explotación a gran escala.

---

<sup>96</sup> Disponible en: [energynetworks.org/electricity/futures/open-networks-project/open-networks-project-overview/](http://energynetworks.org/electricity/futures/open-networks-project/open-networks-project-overview/)

<sup>97</sup> Disponible en: [gov.uk/guidance/electricity-demand-reduction-pilot](http://gov.uk/guidance/electricity-demand-reduction-pilot)

## 5.4 Australia

### 5.4.1 Antecedentes y Estructura de Mercado

Australia posee dos grandes redes eléctricas, además de una serie de pequeñas redes aisladas en las zonas remotas al interior del país. El **South West Interconnected System (SWIS)** entrega suministro eléctrico a la zona oeste del país mediante 7.800 km de líneas y cuyo mercado mayorista, **Wholesale Electricity Market**, entrega alrededor de 18 TWh anuales de electricidad<sup>98</sup>. La segunda, y más importante, es aquella comprendida por el **National Electricity Market (NEM)**. Como se puede apreciar en la Figura 5.17 a continuación, el NEM es un mercado regional que conecta las regiones de la costa este y sur de Australia, cubriendo cinco regiones: Queensland, New South Wales (NSW), Australian Capital Territory (ACT), Victoria, South Australia y Tasmania, las que geográficamente vuelven al NEM en uno de los sistemas interconectados más extensos del mundo, con una red de transmisión de alto voltaje de más de 40.000 km que suministra cerca de 9 millones de consumidores<sup>99</sup>. La integración regional del sistema permite la creación de sinergias espacio-temporales entre la disponibilidad de fuentes de generación renovables, perfiles de consumo, y otras fuentes de flexibilidad.



Figura 5.17. Mapa regional del *National Electricity Market*.<sup>100</sup>

Actualmente, el NEM suministra cerca de 200 TWh anuales, donde cerca de un 80% de dicha generación corresponde principalmente a tecnologías térmicas, mientras que la generación renovable variable eólica y solar se asocia a cerca del 13%. En la Tabla 5.7 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador del NEM.

<sup>98</sup> Disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM>

<sup>99</sup> Disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM>

<sup>100</sup> Fuente: [AER: State of the Energy Market 2018](#)

Tabla 5.7. Composición del parque generador del NEM<sup>101</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Carbón	69.6%	43.8%
Gas	9.1%	18.9%
Hidro	7.8%	15.5%
Eólica	9.7%	11.7%
Solar	3.2%	6.1%
Otros	0.6%	0.4%
Baterías	-	3.6%
<b>Total</b>	<b>195.7 TWh</b>	<b>48.49 GW</b>

Respecto a sus metas de integración renovable y descarbonización de la matriz energética, en septiembre de 2019, el *Clean Energy Regulator* aprobó capacidad suficiente como para garantizar el actual *Renewable Energy Target* (RET) de 33,000 GWh de energía renovable adicional a ser cumplida en 2020 (i.e., un 23.5% de la producción de generación anual)<sup>102</sup>. Con miras al futuro, Australia se encuentra actualmente en el debate respecto a la definición de una meta de carbono neutralidad al 2050<sup>103</sup>, la que sin embargo ya ha sido comprometida por varios Estados en dicho horizonte (e.g., entre otros, Tasmania y Victoria<sup>104</sup>) o antes (e.g., Australian Capital Territory (ACT) a 2045<sup>105</sup>). Mientras, el Estado de Tasmania a definido una meta de 200% renovables al año 2040, la que busca potenciar el desarrollo de hidrógeno verde y la exportación de energía al resto del territorio<sup>106</sup>.

El NEM cuenta con un mercado mayorista y competencia en el retail. Se basa en un diseño de mercado de bolsa de solo-energía, con precios zonales en cada una de las cinco regiones delimitadas por los límites estatales. Los participantes que ofertan recursos de generación a nivel regional son asignados de forma centralizada en base al NEM *dispatch engine* (NEMDE), el cual es un software desarrollado y utilizado por el *Australian Energy Market Operator* (AEMO)<sup>107</sup> para asegurar que el proceso de despacho<sup>108</sup>, luego de una co-optimización de los mercados de energía y *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS)<sup>109</sup>. En su mercado de tiempo real, los precios del despacho se establecen cada 5 minutos,

<sup>101</sup> Fuente: <https://www.aer.gov.au/wholesale-markets/wholesale-statistics>

<sup>102</sup> Disponible en: [1][rba.gov.au/publications/bulletin/2020/mar/renewable-energy-investment-in-australia.html](http://rba.gov.au/publications/bulletin/2020/mar/renewable-energy-investment-in-australia.html)  
[2]<http://www.cleanenergyregulator.gov.au/About/Pages/News%20and%20updates/NewsItem.aspx?ListId=19b4efbb-6f5d-4637-94c4-121c1f96fcfe&ItemId=683>

<sup>103</sup> Disponible en: <https://www.tai.org.au/content/majority-support-national-net-zero-emissions-2050>

<sup>104</sup> Disponible en: <https://www.climatechange.vic.gov.au/reducing-emissions/emissions-targets>

<sup>105</sup> Disponible en: [ACT-Climate-Change-Strategy-2019-2025](https://www.act.gov.au/act/Climate-Change-Strategy-2019-2025)

<sup>106</sup> Disponible en: [reneweconomy.com.au/tasmania-sets-world-leading-target-of-200-per-cent-renewables-by-2040/](https://www.reneweconomy.com.au/tasmania-sets-world-leading-target-of-200-per-cent-renewables-by-2040/)

<sup>107</sup> AEMO es el organismo encargado de la coordinación de la operación de los principales sistemas y mercados eléctricos en Australia. También es responsable de planificar los requerimientos de servicios complementarios y está a cargo de la gestión de la red nacional de gas. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/About-AEMO>

<sup>108</sup> Disponible en: [AEMO: Dispatch-information](https://www.aemo.com.au/Dispatch-Information)

<sup>109</sup> Más información respecto a los procedimientos de operación del sistema eléctrico del NEM disponible en: [AEMO: Power system operating procedures](https://www.aemo.com.au/Power-System-Operating-Procedures)

mientras que el mercado se liquida en una base de 30 minutos, siendo el precio establecido como el promedio de los seis intervalos de 5 minutos dentro del intervalo de liquidación<sup>110</sup>.

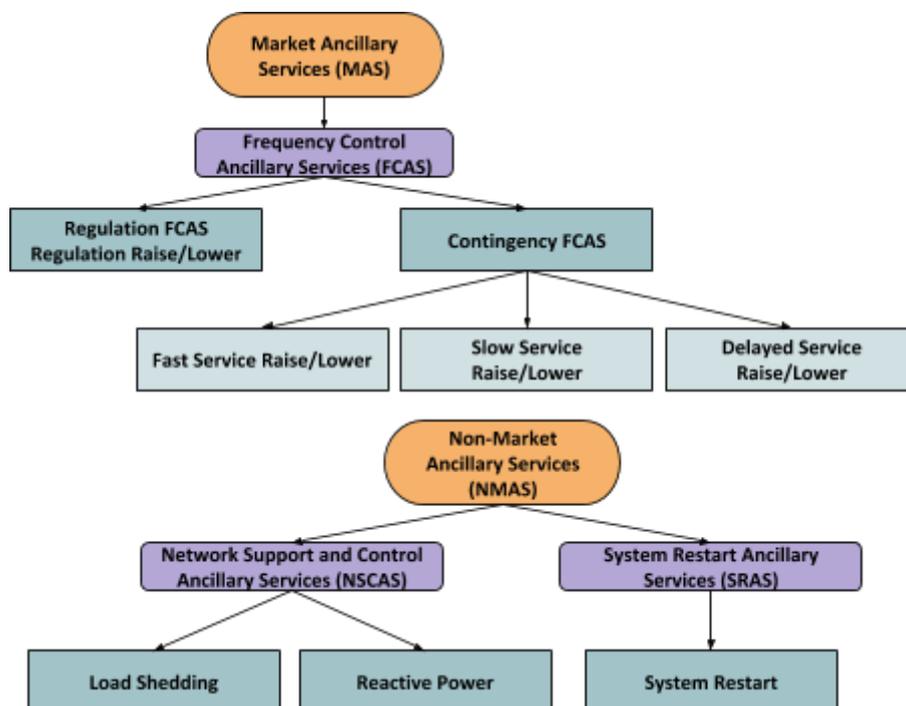


Figura 5.18. Servicios Complementarios en el *National Energy Market*.

Como se puede apreciar en la Figura 5.18, en el NEM, los SSCC pueden ser agrupados de forma general bajo una de las siguientes categorías<sup>111</sup>.

- **Frequency Control Ancillary Services (FCAS)**, los que se subdividen en *Contingency FCAS*, que se clasifican según si estos deben ser provistos luego de un *contingency event* en menos de 6 seg. (*Fast Raise/Lower*), 60 seg. (*Slow Raise/Lower*) y 5 min. (*Delayed Raise/Lower*); y *Regulation FCAS*, que se clasifican como *Regulation Raise/Lower*. En total, se cuentan 8 productos.
- **Network Support and Control Ancillary Services (NSCAS)**, provistos por *load shedding* voluntario o el suministro o absorción de reactivos.
- **System Restart Ancillary Services (SRAS)**, los que permitan la habilitación de la generación para ser reiniciada y así energizar el sistema de transmisión, luego de una interrupción mayor del suministro.

Existen 8 tipos de FCAS, todos los cuales conforman **Market Ancillary Services (MAS)**, los cuales son procurados por AEMO por medio de su despacho a través del NEMDE, en base a *Market Ancillary Service Arrangements*. Mientras, los NSCAS y SRAS son *Non-Market Ancillary Services* (procurados por AEMO por medio de *Ancillary Service Contractual Agreements*).

Los participantes del mercado deben registrarse con AEMO para participar en cada uno de los mercados de FCAS. Una vez registrados, un proveedor de servicios puede participar de uno de estos mercados

<sup>110</sup> Disponible en: [Oxford Energy: Electricity Sector Transition in the National Electricity Market of Australia](#)

<sup>111</sup> Disponible en: [AEMO: Settlements Guide to Ancillary Services Payment and Recovery](#)

enviando una oferta por FCAS apropiada, a través del *Market Management Systems* de AEMO. Durante cada uno de los *dispatch intervals* del mercado, el NEMDE habilita ofertas según el requerimiento de reservas en función de una lista de orden de mérito de sus costos, con lo que la oferta de mayor costo habilitada será la que determine el costo marginal para dicha categoría de FCAS<sup>112</sup>.

Por un lado, respecto a la recuperación de los costos, como los requerimientos por *Contingency Raise FCAS* son establecidos para sortear la pérdida de la unidad generadora de mayor tamaño del sistema, todos los pagos por estos servicios son asumidos por la generación. Por otro lado, como los requerimientos por *Contingency Lower FCAS* son establecidos para sortear la pérdida de la carga o elemento de transmisión de mayor tamaño del sistema, todos los pagos por estos servicios son asumidos por la demanda. Finalmente, la recuperación de los costos por *Regulation FCAS* se basa en una metodología de “*Causer Pays*”, bajo la cual se monitorea la respuesta de generadores y cargas frente a desviaciones en la frecuencia, a partir de lo cual se determina una serie de *causer pays factors* que asignan el pago asignado a cada agente. Para el caso de aquellos servicios fuera del MAS, tanto NSCAS y SRAS son provistos a través de contratos de SSCC de largo plazo negociados entre el AEMO (en nombre del mercado) y el participante que provee el servicio.

#### 5.4.2 Medidas de Corto Plazo

Una mayor granularidad temporal supone mejores señales de precios, permitiendo aumentar la flexibilidad en la operación, reduciendo los requerimientos de reservas, permitiendo una mayor integración ERV, y optimizando la planificación de la capacidad, al incentivar la inversión en generación flexible<sup>113</sup>. En línea con esto, a contar de Julio de 2021, el NEM reducirá su período de *financial settlement* de 30 a 5 minutos, alineando las señales de precio al despacho en tiempo real del sistema<sup>114</sup>, lo que se espera incentive la participación de la demanda e integración de fuentes de flexibilidad innovadoras, que respondan a una mayor sensibilidad de los precios de mercado respecto de las condiciones reales del sistema en tiempo real, así como una reducción de los costos del mercado en el largo plazo, producto de señales de precio más eficientes.

Bajo los mismos principios, en el *Wholesale Electricity Market (WEM)* del *South West Interconnected System (SWIS)*, y luego de su aprobación por parte del Rule Change Panel<sup>115</sup>, se dió inicio a la discusión propuesta por Perth Energy, uno de los principales actores dentro del mercado, respecto a la aproximación del tiempo de *gate closure* a la entrega en tiempo real del suministro, de 2 horas a 30 minutos, lo que se espera permitirá una mejor gestión de la variabilidad de la demanda, asociada principalmente a una mayor integración de DG. Luego de un proceso de discusión de más de 3 años, se espera que esta llegue a su fin en junio del presente año 2020<sup>116</sup>.

En cuanto a la definición de los servicios complementarios dentro del NEM, se destaca la diferenciación entre servicios de regulación de subida y bajada, lo que permite una valoración diferenciada que reconoce los diferentes costos de oportunidad de su provisión. Adicionalmente, el principio de

<sup>112</sup> Disponible en: [AEMO: Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.pdf](#)

<sup>113</sup> Disponible en: [IRENA: Increasing time granularity in electricity markets: Innovation landscape brief](#)

<sup>114</sup> Disponible en: <https://ermpower.com.au/blog/five-minute-settlement/>

<sup>115</sup> Fuente: [erawa.com.au/cproot/17693/2/RC\\_2017\\_02%20Rule%20Change%20Notice%20and%20Proposal.pdf](http://erawa.com.au/cproot/17693/2/RC_2017_02%20Rule%20Change%20Notice%20and%20Proposal.pdf)

<sup>116</sup> Disponible en: [https://www.erawa.com.au/rule-change-panel/market-rule-changes/rule-change-rc\\_2017\\_02](https://www.erawa.com.au/rule-change-panel/market-rule-changes/rule-change-rc_2017_02)

neutralidad tecnológica de los FCAS, permite que cualquier agente que haya demostrado su capacidad de provisión se encuentre habilitado para ofrecer dichos servicios<sup>117</sup>. Lo anterior genera oportunidades de participación dentro de estos mercados a tecnologías ERV, la respuesta a la demanda y el almacenamiento, los que recientemente han empezado a desplazar la provisión tradición desde fuentes de generación convencional, tal y como lo presenta la Figura 5.19 a continuación. Más aún, recientemente el regulador ha establecido la obligación de provisión de respuesta primaria de frecuencia a todos los generadores del sistema, lo que si bien se discute impone importantes requerimientos sobre las fuentes de generación renovable, impulsa su integración dentro de la provisión de servicios de flexibilidad<sup>118</sup>.

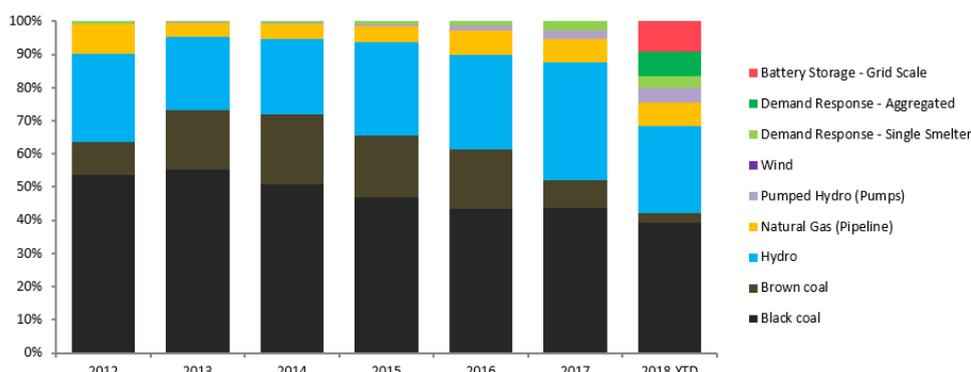


Figura 5.19. Fuentes de Contingency FCAS en el NEM<sup>119</sup>.

La integración de fuentes de flexibilidad renovables ha venido de la mano de agencias como la *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA), la cual ha promovido una serie de proyectos eólicos, de almacenamiento y plantas virtuales que buscan demostrar no solo el potencial técnico de fuentes ERV de proveer FCAS, sino que de hacerlo de forma competitiva<sup>120</sup>. En el caso de la respuesta de demanda, esta ha irrumpido en este tipo de mercados de la mano de grandes actores como EnerNOC, y, si bien esta aún se encuentra limitada a niveles residenciales, el regulador se encuentra avanzando en mecanismos de mercado que pretenden la integración de un mayor número de grandes consumidores<sup>121</sup>. Finalmente, se destaca la *Hornsedale Power Reserve* (HPR), una batería Tesla de ión-litio de 100 MW/129 MWh en South Australia, la que actualmente participa en los mercados de energía y servicios complementarios. Según se estima, la introducción de la HPR ha significado un aumento en la competencia del mercado de Regulation FCAS, reduciendo de forma efectiva el impacto en los precios del requerimiento por 35 MW de FCAS en South Australia, el que se cree significó sobrecostos por AUD 40 millones en Regulation FCAS tanto en 2016 como 2017, según se puede apreciar en la Figura 5.20 a continuación.

<sup>117</sup> Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619015000494>

<sup>118</sup> Disponible en: [1]<https://www.aemc.gov.au/rule-changes/mandatory-primary-frequency-response>  
[2]<https://reneweconomy.com.au/aemc-makes-frequency-response-mandatory-for-all-generators-renewables-to-be-hit-with-costs-13814/>

<sup>119</sup> Fuente: [reneweconomy.com.au/demand-response-disrupting-australias-ancillary-services-markets-43382/](https://reneweconomy.com.au/demand-response-disrupting-australias-ancillary-services-markets-43382/)

<sup>120</sup> Disponible en: <https://arena.gov.au/assets/2018/10/annual-report-17-18.pdf>

<sup>121</sup> [reneweconomy.com.au/aemc-set-to-approve-demand-response-energy-trading-but-households-left-out-12589/](https://reneweconomy.com.au/aemc-set-to-approve-demand-response-energy-trading-but-households-left-out-12589/)



Figura 5.20. Pagos acumulados por servicios de *Regulation FCAS*<sup>122</sup>.

### 5.4.3 Medidas de Largo Plazo

El NEM se basa en un diseño de mercado de bolsa de solo-energía. Bajo este concepto, las señales de escasez se encuentran limitadas por el *Market Price Cap (MPC)*<sup>123</sup>, al cual pueden ofertar los agentes en los mercados tanto de energía como de servicios complementarios<sup>124</sup>. Sin embargo lo anterior, en los últimos años se han observado una reducción de los márgenes de reserva del parque generador respecto de la demanda máxima observada por el NEM, de un 48% a 41% en los últimos 4 años, y un cambio en la composición del parque generador, con una cada vez mayor integración de fuentes renovables variables y de generación distribuida, tal y como se aprecia en la Figura 5.21 a continuación.

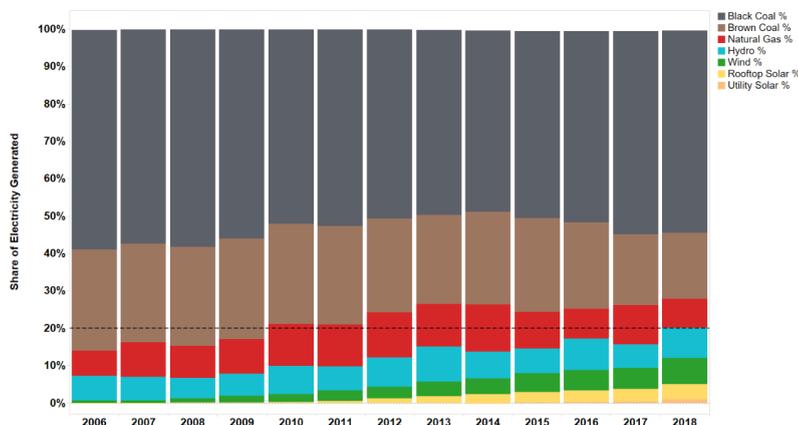


Figura 5.21. Evolución de la matriz de generación en el NEM<sup>125</sup>.

Lo anterior supone en el futuro una mayor variabilidad y reducción de los costos marginales del sistema, así como mayores requerimientos de flexibilidad, para hacer frente a eventos extremos como el presentado en la Figura 5.22 a continuación, en el que la reducción abrupta de la generación eólica supuso que los precios del sistema alcanzarán su nivel máximo.

<sup>122</sup> Fuente: [Aurecon-hornsedale-power-reserve-impact-study-2018.pdf](http://Aurecon-hornsedale-power-reserve-impact-study-2018.pdf)

<sup>123</sup> Disponible en: [aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf](http://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf)

<sup>124</sup> Definido en 14.700 AUD/MWh para el año financiero 2019-2020. Disponible en: [AEMC: Schedule of reliability settings \(MPC and CPT for 2019-20\).pdf](http://AEMC: Schedule of reliability settings (MPC and CPT for 2019-20).pdf)

<sup>125</sup>

[wattclarity.com.au/articles/2019/01/nem-spot-prices-remained-stubbornly-high-in-2018-what-were-the-drivers/](http://wattclarity.com.au/articles/2019/01/nem-spot-prices-remained-stubbornly-high-in-2018-what-were-the-drivers/)

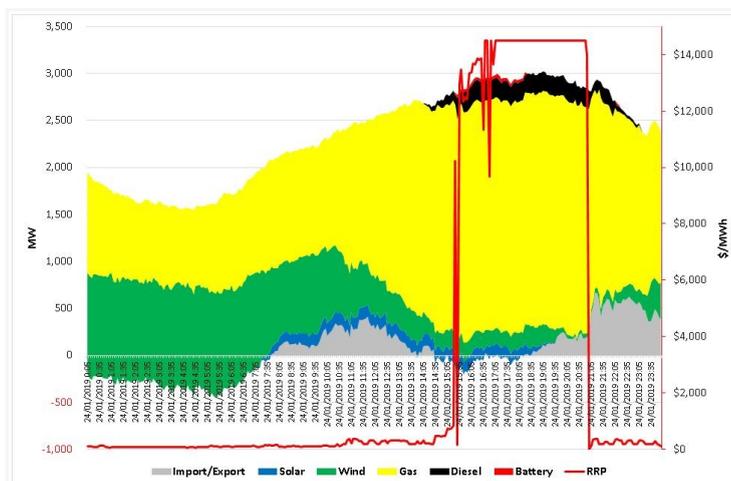


Figura 5.22. Generación de South Australia y precio spot promedio el día 24 de enero de 2019<sup>126</sup>.

A la luz de estas evidencias, en el último tiempo, se ha entablado la discusión en Australia respecto de la introducción de un mercado de capacidad en el NEM, con el objetivo de incentivar la inversión en nueva capacidad firme en el mercado<sup>127</sup>. Sin embargo lo anterior, se ha debatido respecto a la forma en que este tipo de mecanismos resultaría poco efectivo en el incentivo de fuentes de generación renovables de bajo costo marginal y huella de carbono, constituyendo una especie de subsidio a fuentes de generación fósil convencionales, lo que supone que mercados convencionales de capacidad no se encontrarían alineados con las metas de desarrollo sustentable y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Con todo lo anterior, se espera que este año un comité asesor, el *Energy Security Board* (ESB), de cuenta de sus recomendaciones para un diseño de mercado posterior a 2025.

#### 5.4.4 Otras Medidas

Entre otras medidas, se ha reconocido la relevancia de evaluar de forma integral las opciones de desarrollo que, entre otros, permitan el beneficio de fuentes de flexibilidad a futuro. Así, en 2018, y con el fin de apoyar la toma de decisiones, fue publicado un primer *Integrated System Plan* (ISP), el cual proporciona una hoja de ruta para el desarrollo integral y eficiente del NEM en un horizonte de 20 años y el futuro. La planificación, que será actualizada cada 2 años, apoya el desarrollo de, entre otros, el proceso de planificación de la transmisión del sistema<sup>128</sup>. Su objetivo principal corresponde a la maximización del valor para los consumidores finales, al diseñar un sistema de energía de mínimo costo, seguro y confiable, capaz de cumplir, bajo cierto nivel de riesgo, con cualquier trayectoria de emisiones determinada por los tomadores de decisiones. Para esto, considera las oportunidades que brindan las tecnologías existentes y las innovaciones anticipadas en recursos distribuidos de energía, generación a gran escala, redes y sectores relacionados como el gas y el transporte<sup>129</sup>.

En línea con lo anterior, en agosto de 2017, una *Energy Security Board* (ESB) fue establecida para coordinar la implementación de la *Blueprint for the Future*<sup>130</sup>, la cual define un plan de desarrollo

<sup>126</sup> Fuente: [https://www.energycouncil.com.au/analysis/can-the-nem-stand-the-heat/#\\_edn7](https://www.energycouncil.com.au/analysis/can-the-nem-stand-the-heat/#_edn7)

<sup>127</sup> <https://reneweconomy.com.au/capacity-markets-a-barrier-to-cutting-emissions-research-paper-argues-90717/>

<sup>128</sup> Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/network-planning>

<sup>129</sup> Disponible en: <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp>

<sup>130</sup> Disponible en: <http://www.coagenergycouncil.gov.au/market-bodies/energy-security-board>

sustentable para el NEM en su transición energética. Adicionalmente, la comisión entregará sus recomendaciones de largo plazo para el desarrollo de un esquema de mercado a la medida, con el fin de apoyar la confiabilidad del suministro, modificando al NEM como se crea necesario para satisfacer las necesidades del futuro relacionadas a diversas fuentes de generación ERV y recursos de flexibilidad tanto desde el almacenamiento como la demanda, así como la participación de otros recursos distribuidos. Actualmente bajo consulta pública, se espera contar con un diseño de mercado a mediados de 2022, para su aplicación a contar del año 2025.

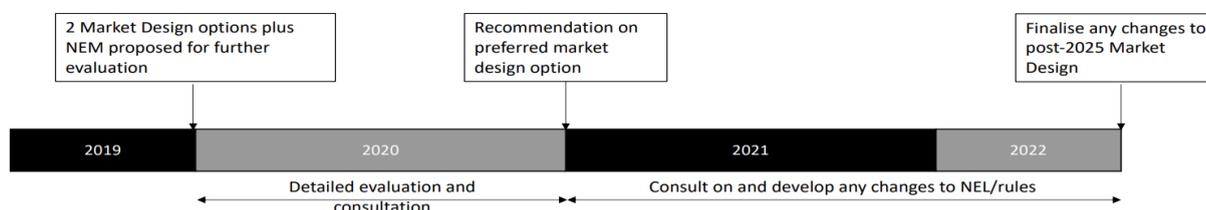


Figura 5.23. Proceso del Proyecto<sup>131</sup>.

De forma general, se espera que el proceso aborde cinco desafíos clave que serán importantes para el diseño del mercado en 2025<sup>132</sup>: (i) Impulsar la innovación para el beneficio de los consumidores; (ii) Generar las señales de inversión necesarias para garantizar la confiabilidad del sistema; (iii) Integrar DERs en el mercado eléctrico; (iv) Crear servicios de seguridad y resiliencia del sistema; y (v) Integrar fuentes de generación ERV en el sistema eléctrico.

<sup>131</sup> Fuente: [reneweconomy.com.au/wind-solar-and-storage-prompt-re-design-of-australias-energy-market-83631/](https://reneweconomy.com.au/wind-solar-and-storage-prompt-re-design-of-australias-energy-market-83631/)

<sup>132</sup> Disponible en: [Energy Security Board Post 2025 Market Design](#)

## 5.5 Conclusiones Respecto a la Experiencia Internacional

La revisión de los sistemas considerados refleja de forma clara la premisa de que todos los sistemas cuentan con diseños particulares, motivados por los desafíos y necesidades propios, y delineados por las realidades técnicas, económicas y regulatorias en cada uno de estos. No obstante lo anterior, hay una serie de conclusiones generales que son posibles de desprender. En primer lugar, la flexibilidad es un impulsor relevante en los cambios de diseño e implementación en los sistemas revisados. La generación de estrategias, propuestas y su implementación, ha sido un proceso que ha tomado, y continúa tomando, varios años. Se reflejan una serie de cambios integrales, en distintas dimensiones de operación y mercados de corto y largo plazo. La revisión internacional permite apreciar la variedad de necesidades y soluciones existentes, así como categorizar iniciativas en las dimensiones definidas, lo que facilita la búsqueda de elementos que sirven de insumo para la discusión en el contexto nacional.

En particular, los elementos comunes relevantes para la discusión en Chile incluyen:

- Mayor cercanía entre escalas de operación y de mercado, lo que se traduce en una mayor granularidad temporal y espacial, tanto en despachos como en generación de señales económicas.
- Mejoramiento en los procesos de formación de precios de corto plazo, de tal forma de capturar efectivamente el valor y costos asociados a la flexibilidad, así como otros elementos operacionales.
- Creación de nuevos productos de mercado alineados con atributos de flexibilidad, como lo son nuevos servicios complementarios o productos de rampa.
- Un foco en atributos, y no en tecnologías específicas, lo que genera las condiciones para una neutralidad tecnológica.
- Incorporación progresiva de todos aquellos agentes que pueden entregar los atributos necesarios para cada mercado (e.g., la demanda, el almacenamiento, DERs), reduciendo las barreras para su participación, lo que resulta en una mejora de las condiciones de competencia del mercado.

Los puntos de mayor diferencia entre los sistemas revisados, que también son elementos relevantes para la discusión en Chile, pues detectan aquellos puntos en donde no existe un consenso, incluyen:

- Señales de escasez en mercados de corto plazo, destacando el uso de curvas de demanda de reservas como señal adicional de corto plazo.
- Nivel de integración de elementos operacionales en modelos de despeje de mercados, lo que se relaciona con la cantidad de restricciones e información operacional de los agentes participantes considerados por el operador para despejar los mercados.
- Rol y necesidad de mercados de capacidad, donde no existe consenso tanto en su implementación como en la literatura e investigación especializada.
- Modificaciones al proceso de formación de precios, destacando los esquemas de tipo *convex-hull* o *extended locational marginal price*, actualmente bajo estudio en sistemas de Estados Unidos.
- Mecanismos para la compensación de costos no-convexos, también relacionados con la formación de precios y el uso de esquemas que minimicen los *side-payments*.

Respecto al aumento de la granularidad tanto temporal como espacial, se reconocen los beneficios cuantificables que tienen estas para el sistema, por cuanto brindan mejor información para tomar y ejecutar decisiones de operación, lo que es particularmente relevante al tener un sistema con alta penetración de energías renovables variables. El gran punto por dilucidar en su implementación, es cuánta de dicha granularidad debe ser considerada en el proceso de formación y actualización de precios. Un aumento tanto espacial como temporal, respecto a sistemas convencionales, ciertamente puede tener un beneficio. Esto se ve reflejado en diversos sistemas transicionando a esquemas de precios nodales y con mercados en tiempo real de mayor resolución temporal. En el corto plazo, esquemas con mayor granularidad espacial permiten alinear la operación del sistema con el despeje del mercado, reduciendo la necesidad de re-despachos causados por congestiones en la red. Teóricamente, esta granularidad permite en el largo plazo la generación de señales de inversión tanto en la red de transmisión como en sistemas de almacenamiento, elementos distribuidos y fuentes de generación en aquellas áreas con mayores precios. Sin embargo, es necesario considerar los posibles impactos de contar con demasiada granularidad en la complejidad que enfrentan los agentes a la hora de participar del mercado, lo que puede reducir la efectividad de la información que están entregando las señales de precios. Similarmente, mercados altamente granulares podrían complejizar las condiciones de competencia frente a diferentes condiciones operacionales, al generar áreas del sistema con muy pocos agentes. De la misma forma, precios en tiempo real con una alta resolución temporal pueden resultar en señales demasiado volátiles, lo que requerirá contar con instrumentos que permitan gestionar dichos riesgos.

En la dimensión de formación de precios, todos los sistemas revisados muestran evidencia de la necesidad de incorporar otras dimensiones en la formación de precios en mercados eléctricos, particularmente en los mercados de corto plazo. Lo anterior es claro en sistemas de Estados Unidos que por su diseño de mercado incorporan detalles de la operación en los modelos de mercado, lo que ha llevado a evaluar la modificación de los modelos de optimización asociados a la formación de precios, con el fin de que estos puedan capturar de manera más efectiva, por ejemplo, costos no-convexos. El contar con una mejor formación de precios permitirá reconocer costos y escasez de atributos, alinear incentivos de mercado con la operación, y potencialmente minimizar los pagos fuera del mercado. No obstante lo anterior, una barrera que puede ser relevante en el caso chileno es la complejidad computacional asociada a modelos más avanzados para la formación de precios, como por ejemplo los basados en el cálculo de la envolvente convexa (e.g., *convex-hull pricing*).

Respecto a los servicios complementarios (SSCC), todos los sistemas revisados han realizado modificaciones importantes en los mercados de estos productos. En general, los mercados de SSCC son relativamente nuevos, la naturaleza de los servicios y su estrecha relación con el mercado de energía hacen que su diseño sea desafiante. Las razones principales del por qué distintos sistemas están realizando cambios en sus diseños de mercado de SSCC consideran la definición de nuevos productos motivados por las necesidades de un sistema con alta penetración de ERV, la forma de relacionar el mercado de SSCC con el de energía, los mecanismos de asignación de costos al mercado de energía, y las dimensiones asociadas a los pagos asociados (e.g., por capacidad, activación, o mixtos). Un hecho relevante es que todos los sistemas están haciendo esfuerzos en disminuir las barreras de entrada a estos mercados, con el fin de que todas las tecnologías que cuenten con los atributos para participar en

los distintos mercados de SSCC lo puedan realizar efectivamente, lo que corresponde a un punto de especial relevancia para la discusión en Chile.

Una dimensión donde no existe un consenso es en la necesidad de complementar las señales del mercado de corto plazo con señales de largo plazo para mejorar las señales de inversión, por ejemplo, a través de la implementación de mercados de capacidad. Dentro de los desafíos asociados se incluye el diseño e implementación de estos mercados para que cumplan con dicho objetivo, y no se transformen en un incentivo a la sobre-instalación, o solamente ingresos adicionales para unidades que ya se encuentran en operación en el sistema. Dentro de los sistemas revisados, es relevante notar que en sistemas donde históricamente no existían mecanismos de capacidad, estos ya han sido implementados, como en el caso del Reino Unido, o se está discutiendo actualmente su implementación, como en el caso de Australia. Un desafío adicional, en el contexto de incentivar recursos que mejoren la flexibilidad del sistema, es cómo diseñar los productos, responsabilidades y compensaciones asociadas a posibles mercados o mecanismos de capacidad. En este punto, y a diferencia de otras dimensiones, en la literatura especializada tampoco existe un consenso pleno sobre la necesidad de mecanismos de capacidad, ni de cuál debiese ser su diseño, en caso de implementarse. Sin embargo, una vez que se toman en consideración dimensiones de riesgo, los mecanismos de capacidad son más efectivos que soluciones basadas solamente en mecanismos de corto plazo. En base a todos estos elementos, esta dimensión sobre los mecanismos de largo plazo para incentivar el desarrollo de un sistema flexible emerge como un punto crítico en la discusión sobre cambios a los diseños de mercado, lo que ciertamente resulta relevante para el caso chileno.

Dentro de otras dimensiones relevantes, los sistemas revisados presentan una tendencia por la implementación de integraciones regionales, por cuanto existe consenso en la necesidad de mejorar las condiciones de competencia en los diversos mercados, mediante un foco en atributos y no en tecnologías específicas. Finalmente, todos los sistemas están abordando los cambios de manera integral, ejecutando procesos de varios años, desde su concepción hasta su implementación, en un proceso iterativo de aprendizaje de las distintas medidas implementadas.

Todos estos elementos y aprendizajes obtenidos de la revisión internacional son un insumo muy relevante para la generación de propuestas para el caso chileno. A través de la experiencia internacional, es posible comprobar que hay muchos desafíos similares a los que actualmente enfrenta y en el futuro enfrentará el sistema eléctrico chileno, principalmente motivados por las necesidades impuestas por el nuevo paradigma tecnológico. De manera similar, es importante confirmar que existen diversas formas de abordar dichos desafíos, con lo que las propuestas para el caso chileno deberán tomar en consideración las particularidades, necesidades y elementos diferenciadores de dicho sistema.

## 6. Propuestas

### 6.1 Fundamentos y Principios de Diseño

La construcción de propuestas para el sistema chileno se fundamenta en la revisión de diversos estudios sobre escenarios futuros plausibles para la evolución del sistema eléctrico chileno, la experiencia respecto a lo que se realiza en otros sistemas eléctricos, y los desafíos y resultados de la revisión de la literatura internacional. De la revisión de necesidades futuras existe un consenso, entre los diversos estudios revisados, respecto a que existirá un aumento de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente. En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución obtenida de manera centralizada, y que, tal como se ha explicado, sirve de *benchmark*, con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado.

La revisión tanto de la experiencia internacional como de la literatura especializada entrega una visión clara: los cambios necesarios para adaptar los mercados eléctricos a las necesidades impuestas por sistemas con alta penetración de energías renovables son **integrales y profundos**. Esto, dado que las necesidades impuestas por una alta penetración de tecnologías con bajos costos de operación, altos costos fijos de inversión, y de naturaleza variable y no despachable, requerirán la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo (Roques y Finon, 2017; Finon et al., 2017; Newbery et al., 2018; Joskow, 2019). Siendo uno de los elementos más relevantes la generación de señales de largo plazo que sustenten las inversiones necesarias. Solo como ejemplo, Paul Joskow, en (Joskow, 2019), menciona lo siguiente para el caso de los sistemas eléctricos de Estados Unidos:

*“Policies aimed at rapid de-carbonization of the electricity sector by aggressively expanding the penetration of wind and solar generation have significant implications for the performance of wholesale electricity markets. The combination of intermittency, near zero marginal operating costs, imperfections in capacity and scarcity pricing mechanisms, and the reliance on out-of-market revenues to provide financial support to wind and solar generation, raise important questions about the continued reliance on market incentives to support efficient operations and to provide adequate revenue support to retain existing generators that are needed to balance the system, to attract entry of new flexible generators and storage. The continued reliance on subsidies, resource mandates, mandated long term contracts, etc. for intermittent generation is simply incompatible with relying on markets for the rest of the supply portfolio. The mandates, subsidies and contracting obligations will just spread as the market fails to deliver*

*“Políticas con el fin de acelerar la descarbonización del sector eléctrico mediante la expansión agresiva de generación solar y eólica tienen impactos significativos en el desempeño de los mercados mayoristas de electricidad. La combinación de intermitencia, costos de operación casi cero, imperfecciones en mecanismos de capacidad y escasez, y la dependencia de ingresos fuera del mercado para sustentar el desarrollo de la generación eólica y solar, generan interrogantes importantes acerca de la dependencia de incentivos de mercado para sustentar la operación eficiente y entregar ingresos adecuados para retener la generación existente que es necesaria para balancear el sistema, atraer la entrada de nueva generación flexible y almacenamiento. La continua dependencia de subsidios, mandatos, contratos de largo plazo obligatorios, etc. para generación intermitente es simplemente incompatible con la dependencia de mercados para el resto del portafolio. Los mandatos, subsidios y obligaciones contractuales aumentarán cuando el mercado*

*adequate retention and entry of generating capacity and storage needed to manage intermittency. We might as well face this sooner rather than later. **This requires developing a separate market for long term contracts that is compatible with attracting investment consistent with the integrated resource portfolios that are increasingly being defined by government policy makers rather than market incentives. Once in the market, these resources would operate based on market incentives in reformed hourly and real time energy and ancillary services markets.***

-Paul Joskow

*no sea capaz de entregar la adecuada retención y entrada de capacidad de generación y almacenamiento para manejar la intermitencia. Debemos enfrentar esto más temprano que tarde. **Lo anterior requiere desarrollar un mercado separado de contratos de largo plazo, que sea compatible con atraer inversión consistente con los portafolios de recursos integrados que están siendo definidos por políticas gubernamentales y no incentivos de mercado. Una vez en el mercado, estos recursos debieran operar basados en incentivos de mercado en mercados horarios y de tiempo real reformados de energía y servicios complementarios.***

-Paul Joskow

En diversas publicaciones científicas se encuentran opiniones similares respecto a la necesidad de cambios relevantes en cuanto a cómo se han entendido y estructurado los mercados eléctricos (Finon et al., 2017; Roques y Finon, 2017; Newbery et al., 2018; Keppler, 2017; Newbery, 2016-2). En estas, un elemento relevante es la necesidad de hacer una transición hacia mecanismos de mercado de naturaleza híbrida, basados en mercados competitivos de corto plazo de competencia “*en el mercado*”, con estructuras de mercado de largo plazo de competencia “*por el mercado*”. En las Figuras 6.1 y 6.2 se describen los módulos actuales en mercados eléctricos<sup>133</sup> y los módulos en un régimen híbrido.



Figura 6.1. Cadena de módulos para la organización industrial inicial de un sector eléctrico liberalizado. Elaboración propia en base a (Roques y Finon, 2017).

<sup>133</sup> Esta es una visión general. Ciertamente en el caso chileno no existen por ahora todos los módulos, como aquel de mercados minoristas.

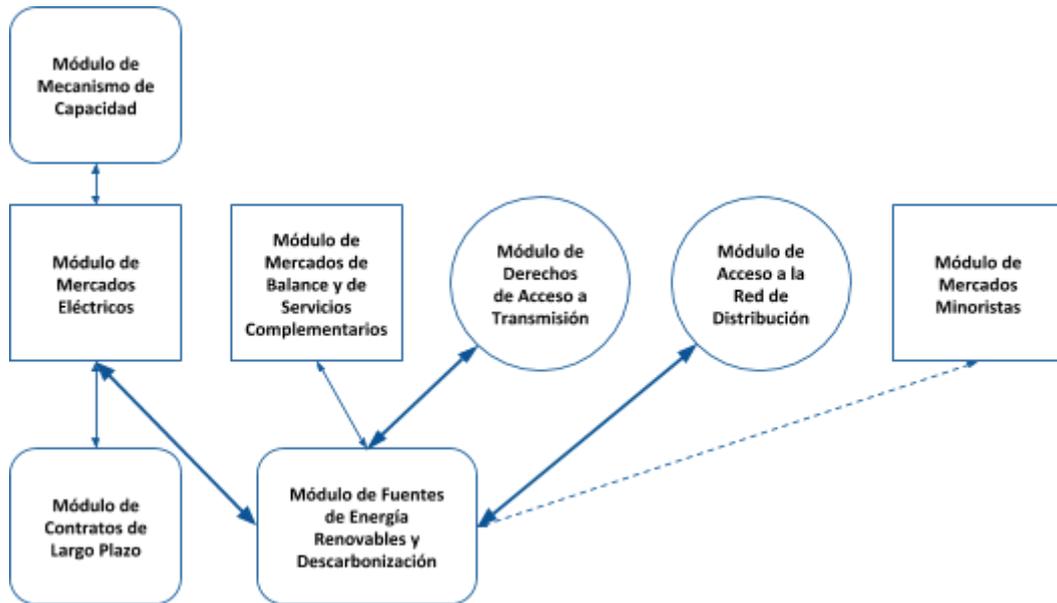


Figura 6.2. Módulos iniciales y tres módulos de largo plazo adicionales en regímenes híbridos de mercado. Elaboración propia en base a (Roques y Finon, 2017).

El conjunto de propuestas descritas a continuación se hacen cargo de estas necesidades, y proponen una serie de medidas integrales abordando diversos aspectos, desde mejoras a bloques constitutivos de los mercados eléctricos chileno descritos en la Figura 6.3, así como la generación de nuevos elementos en los bloques necesarios para afrontar los desafíos a futuro.

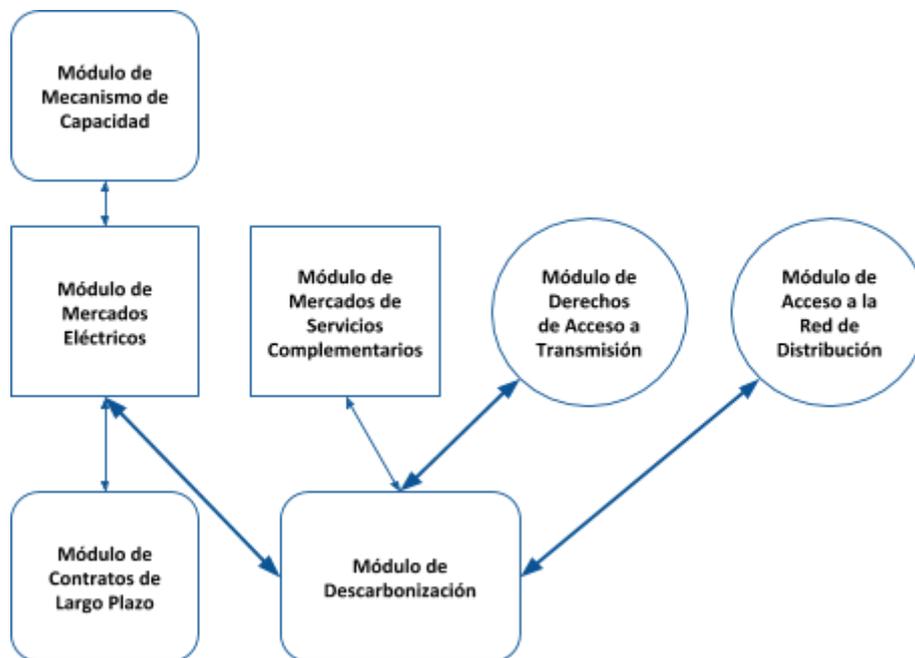


Figura 6.3. Módulos de mercado actuales en el caso chileno.

Hacemos notar que estas medidas se requieren ir implementando de manera paulatina y progresiva. Algunas de las medidas son de implementación de corto plazo, pues requieren principalmente cambios a nivel de ejecución de procesos y mejora de modelos para la toma de decisiones, lo que no requeriría

cambios legales. Otras medidas son de mediano y largo plazo, pues son cambios relevantes en la arquitectura de los mercados eléctricos, lo que sí requerirá de cambios a nivel legal de distinta profundidad.

Los principios que se utilizan para la construcción de las propuestas consideran una serie de dimensiones:

- **Eficiencia Económica de Corto Plazo:** Definida tanto como *eficiencia de producción*, en lo referente a una minimización de los costos asociados con la provisión de bienes o servicios, así como *eficiencia de asignación*, en donde aquellos agentes que más valoran bienes o servicios los obtienen y, teóricamente, se cumple cuando los precios de bienes o servicios igualan el valor marginal que los agentes obtienen por ellos (Biggar y Hesamzadeh, 2014).
- **Eficiencia Económica de Largo Plazo:** Definida en términos de generar señales adecuadas para decisiones de inversión en nuevos bienes o servicios (Biggar y Hesamzadeh, 2014).
- **Neutralidad de Atributos Tecnológicos:** Similares proveedores y consumidores de bienes y servicios, asociados a la electricidad, deben recibir similares tratos, beneficios y cargos. Cabe destacar que esta definición enmarca el concepto no discriminatorio y de neutralidad tecnológica a la condición de proveedores y consumidores con atributos similares<sup>134</sup>. En este sentido, el concepto de neutralidad tecnológica es aplicable una vez que los atributos para la provisión de algún bien o servicio quedan claramente especificados<sup>135</sup>.
- **Transparencia:** El correcto funcionamiento de estructuras regulatorias y de mercado requiere reglas y manejo de información claras y de fácil acceso a los agentes participantes. Esta condición complementa la noción de neutralidad, y es fundamental para facilitar las decisiones de los participantes (Pérez-Arriaga, 2013).
- **Simplicidad:** El diseño regulatorio y de mercado debe privilegiar estructuras simples, dentro de lo posible. Ciertamente los desafíos requeridos por las necesidades de flexibilidad, la diversidad de agentes y tecnologías participantes, y otros objetivos de política pública requieren diseños más elaborados que los actuales. Sin embargo, frente a alternativas, se prefieren aquellas más simples, y que facilitan el entendimiento de los agentes (Pérez-Arriaga, 2013).

---

<sup>134</sup> Destacamos la necesidad de incluir la noción de *atributos* al concepto de neutralidad tecnológica. Si el atributo del mercado, por ejemplo, es solamente un número de MW, luego todas las tecnologías que entregan MW deben tener un trato similar. Similarmente, si el atributo incluye una cierta cantidad de MW y una capacidad de rampa de 1 hora, entonces todas las tecnologías que cumplan dichos atributos deben recibir el mismo trato.

<sup>135</sup> En este sentido, la política de descarbonización de la matriz de generación eléctrica supone un cambio en la definición de los atributos del sistema en su conjunto, y por tanto de aquellas tecnologías que lo componen, en donde uno de los nuevos atributos que se promueve por medio de la política de descarbonización es precisamente la no generación en base a carbón. Por lo demás, la discusión se extiende a la necesidad de congeniar el desarrollo del sistema con otras metas de desarrollo sustentable (e.g., compromisos internacionales que ha tomado nuestro país respecto al tema), y los desafíos de internalizar las externalidades negativas de la generación en base a carbón (i.e., costos para el medio ambiente, salud de las personas y cambio climático), con lo que el desarrollo de una política de descarbonización resulta en una solución más pragmática al problema.

- **Causalidad de Beneficios y Costos:** Idealmente el diseño regulatorio y de mercado debe utilizar principios de causalidad de beneficios y costos. Lo anterior se relaciona directamente con una asignación eficiente de los recursos. De esta manera, en principio, los costos operacionales asociados a desvíos en el sistema debieran ser asignados a aquellos agentes que los provocan (e.g., aquellos relacionados a los desvíos respecto a la programación de la operación), independiente de la tecnología de la que se trate, ya sean generadores convencionales, ERV, almacenamiento, agregadores de recursos distribuidos (e.g., generación distribuida, almacenamiento, demanda), u otra. No obstante lo anterior, en sistemas de alta complejidad, como el sistema eléctrico, donde las relaciones de causa-efecto no son fáciles de determinar, la aplicación de principios de causalidad muchas veces interfiere con otros principios deseados (Chakraborty et al., 2017).

Es importante hacer notar que pueden existir otros criterios o principios relevantes para el diseño regulatorio y de mercado propuesto, tales como la **estabilidad y consistencia regulatoria**, reflejado en la realización de cambios de manera gradual, de tal forma que los agentes puedan internalizarlos y que además estos cambios sean consistentes con marcos más generales, en los cuales se insertan los sistemas eléctricos. Similarmente, tal como es discutido en (Pérez-Arriaga, 2013), estos principios son deseables y deben servir para el diseño regulatorio y de mercado, pero **no necesariamente** podrán cumplirse simultáneamente<sup>136</sup>. Por lo tanto, consideraciones de aspectos de política pública son relevantes en la priorización de la aplicación de estos principios.

---

<sup>136</sup> La imposibilidad surge pues algunos de estos principios pueden entrar en conflicto entre sí. Por ejemplo, un diseño enfocado en nociones demasiado teóricas de eficiencia económica podría entrar en conflicto con la simplicidad del diseño.

## 6.2 Operación de Corto Plazo

A continuación se resumen las propuestas relacionadas a la operación de corto plazo del sistema:

- **Implementación de modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas, con alta granularidad temporal.** Eliminado de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques, que no permiten capturar de manera efectiva necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad.
- **Aumento de la granularidad temporal en el pre-despacho, despachos intradiarios y en tiempo real.** Lo que permitirá capturar efectos de variabilidad e incertidumbre en el cortísimo plazo, así como la valorización de recursos controlables flexibles.
- **Explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.** Esto, con el fin de internalizar el impacto de restricciones físicas asociadas a la flexibilidad (e.g., modelos de pre-despacho con restricciones de rampa).

En un sistema con baja penetración de energías renovables variables, los modelos de operación podrían tener resoluciones de 30 minutos o 1 hora, y ser adecuados para acomodar la asignación de redespachos y la activación de reservas. El recurso de controlabilidad y flexibilidad no es escaso, por lo que el valor de una alta granularidad temporal resulta limitado (Newbery et al., 2018). Sin embargo, la revisión de diversos estudios prospectivos para la evolución del sistema chileno presentados en la Sección 4, y la experiencia internacional presentada en la Sección 5, muestra que la integración de altos niveles de energía renovable variable genera efectos de **variabilidad e incertidumbre en distintas escalas de tiempo**.

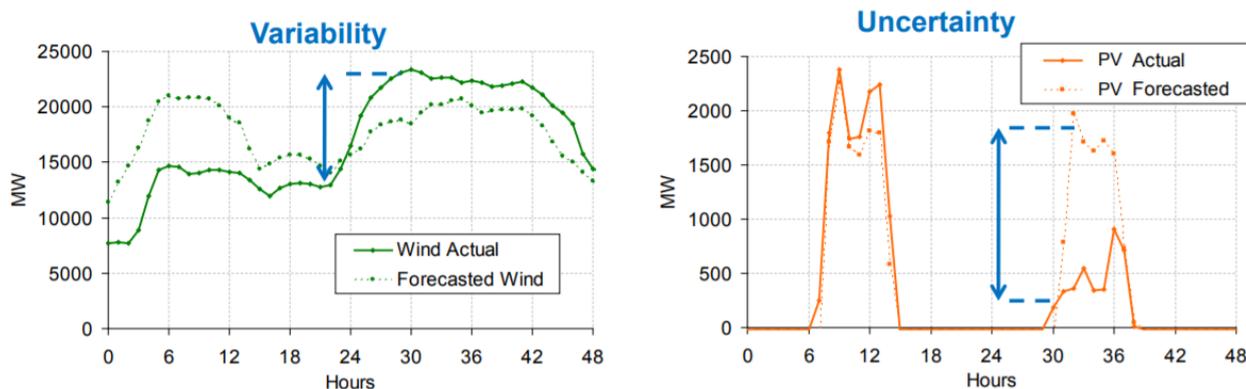


Figura 6.4. Conceptos de variabilidad e incertidumbre en la generación de fuentes ERV.

Fuente (NREL, 2013)<sup>137</sup>.

<sup>137</sup> Disponible en: [Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescales](#)  
Análisis de requerimientos futuros de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional  
Informe N°2  
Página 89 de 134  
[www.isci.cl](http://www.isci.cl)

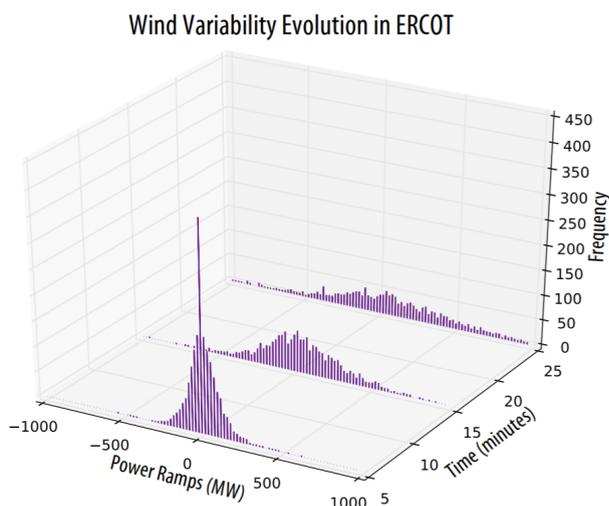


Figura 6.5. Histogramas de rampas eólicas de 5, 15 y 25 minutos en ERCOT. Fuente (ERCOT, 2016)<sup>138</sup>.

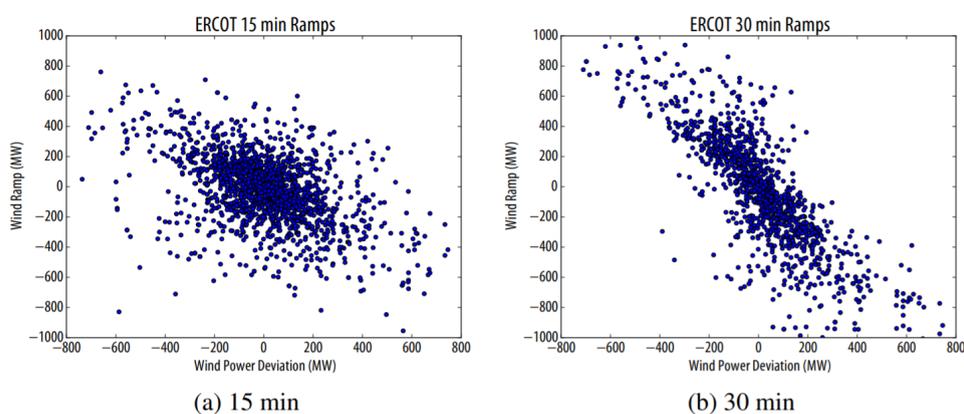


Figura 6.6. Desviación y rampa eólica de ERCOT. Fuente (ERCOT, 2016).

Luego, una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico requiere **adaptar las escalas de tiempo consideradas** en su programación y operación. Tal como se mencionó, esto se debe a que aparecen efectos relevantes de variabilidad e incertidumbre en escalas de tiempo menores a 1 hora. Adicionalmente, mientras más recursos no controlables existan en el sistema, los recursos controlables que pueden proveer flexibilidad se tornan más valiosos (i.e., los recursos de flexibilidad se vuelven un bien escaso), con lo que la valorización de dichos recursos se simplifica y se vuelve más efectiva al contar con modelos de operación de mayor granularidad temporal<sup>139</sup>.

En base a lo anterior, cobra relevancia la **implementación de modelos de despacho en tiempo real**, basados en co-optimización de energía y reservas, con alta granularidad temporal, eliminando de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques que no permiten capturar de manera efectiva las necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad. Además, se vuelve una medida necesaria el **aumentar la granularidad temporal de los modelos** de programación y operación

<sup>138</sup> ERCOT. (2016). System wide wind database. Disponible en: <https://www.ercot.com>

<sup>139</sup> El sistema nodal chileno ya cuenta con una alta granularidad espacial, por lo que no se aprecia una necesidad de modificaciones en esta dimensión.

del sistema eléctrico, tanto en modelos de pre-despacho, despachos intradiarios y en la operación en tiempo real. Finalmente, se vuelve necesario **internalizar los efectos de restricciones técnicas asociadas a la flexibilidad del sistema en los costos marginales del sistema**<sup>140</sup> (e.g., aquellos relacionados a las restricciones de rampa). Por lo tanto, es importante que los costos marginales, tanto de la programación como de la operación intradiaria o en tiempo real, sean efectivamente las variables duales de los modelos de operación utilizados.

---

<sup>140</sup> En este caso lo relevante es que los costos marginales sean efectivamente variables duales de los problemas de optimización utilizados. En particular, de modelos de operación que consideran por ejemplo restricciones intertemporales. Adicionalmente, hacemos notar que en formulaciones del tipo *Convex Hull* o *Extended LMP* es el modelo de optimización el que también se modifica.

## 6.3 Mercados de Corto Plazo

A continuación se resumen las propuestas relacionadas con el diseño de mercados de corto plazo:

- **Implementar un esquema de mercado multietapas de naturaleza vinculante, con una etapa del día anterior, una etapa intradiaria y una en tiempo real.** De forma tal que las desviaciones respecto de una etapa previa de programación puedan ser resueltas en una etapa posterior de mercado.
- **Asignación de costos de activación de reserva en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, en base a una banda de desvíos.** De esta manera, solamente aquellos desvíos por sobre la banda definida serán asignados a los agentes que se hayan desviado. Mientras que los desvíos dentro de la banda se asignan a los retiros de demanda, tal y como ocurre en la actualidad. Lo anterior, con el fin de reconocer la complejidad de asignar causantes de costos y receptores de beneficios en sistemas eléctricos.
- **Transición programada hacia un mercado basado en ofertas tanto para energía como servicios complementarios.** El principio a cumplir debe ser dejar bajo la auditabilidad del CEN elementos que puedan ser auditados de manera efectiva. Mercados basados en ofertas facilitan la aplicación del principio de neutralidad tecnológica de atributos y la participación de diversos tipos de tecnologías.
- **Integrar en todos los niveles del mercado a cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes.** Entre otros, el almacenamiento, la generación distribuida, la demanda, y agregadores de recursos distribuidos.
- **Transición hacia un diseño basado en co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.** Resolver inconsistencias actuales entre el mercado de energía y el mercado de servicios complementarios, donde el primero se basa en costos auditados y precio uniforme, y el segundo se basa en ofertas y un esquema *pay-as-bid*. Esto, mediante la transición hacia un diseño basado en co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.
- **Mejorar las herramientas disponibles para el monitoreo de competencia de corto plazo.** Particularmente en lo relacionado a la toma de acciones, en caso de ser necesario, por parte del Coordinador, en línea con las condiciones de mercado, altamente dependientes de aspectos operacionales de corto plazo.
- **Utilizar un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos y evaluación de esquemas de internalización de dichos costos en el mediano plazo.** Esto, debido a que esquemas basados en metodologías del tipo *convex-hull* aún no se encuentran bien desarrollados y complejizan las dimensiones computacionales del problema.

### 6.3.1 Mercado del día anterior, intradiario y en tiempo real

Alineadas con la necesidad de cambios en los modelos de operación se encuentran modificaciones a los mercados de corto plazo. La estructura actual del mercado de corto plazo de energía y servicios complementarios (SSCC) en Chile tiene un diseño que no se asemeja a gran parte de los sistemas internacionales<sup>141</sup>. En particular, el diseño híbrido con un mercado de energía basado en costos auditados con precio uniforme y un mercado de SSCC basado en ofertas con precios diferenciados (e.g., *pay-as-bid*) genera inconsistencias, posibles ineficiencias económicas en la asignación (e.g., función objetivo de modelos de operación con costos y ofertas) y complejidad en la participación de los agentes (e.g., estimación de costos de oportunidad). Adicionalmente, en el caso chileno la programación del día anterior tiene una naturaleza meramente referencial, en términos de señales económicas, pues los costos reales de operación son calculados de manera *ex-post* en base a la operación del sistema. Costos asociados a desvíos de la programación del día anterior son socializados, pues como ya se ha mencionado, esta no es vinculante<sup>142</sup>. Este esquema ha demostrado ser apropiado para un mercado de operación altamente centralizada, como es en el caso chileno, donde el recurso hidráulico es abundante y se gestiona de manera totalmente centralizada<sup>143</sup>.

Sin embargo, frente a la integración de nuevas tecnologías ERV, la posibilidad de una menor relevancia del recurso hídrico debido a los impactos del cambio climático, y el aumento de las necesidades de flexibilidad, se vuelve necesaria una **transición hacia un esquema que permita efectivamente a los agentes gestionar el riesgo, y al sistema asignar, dentro de lo posible, los costos asociados a desviaciones a quienes las generan**<sup>144</sup>.

La estructura de múltiples mercados (*multi-settlement*) es la estructura usual en diversos sistemas internacionales. En el caso de varios de los sistemas de Estados Unidos, estos mercados consideran el mercado del día anterior, de resolución de 1 hora, donde se co-optimizan energía y reservas; y un mercado en tiempo real, despachado cada 15 ó 5 minutos, donde generalmente se re-despacha la energía (no hay co-optimización con reservas en el tiempo real). En el caso de sistemas de Europa, existe el mercado del día anterior, mercados intradiarios que permiten a los agentes ajustar sus posiciones, y el mercado en tiempo real asociado a la operación física del sistema.

---

<sup>141</sup> Un sistema con cierta similitud es el sistema peruano.

<sup>142</sup> Notar que el despacho vinculante va más allá de solamente ser una herramienta que permite potencialmente asignar costos producto de variabilidad de ciertos recursos. El despacho vinculante tiene una serie de beneficios económicos y operacionales ampliamente discutidos en la literatura y experiencia internacional en términos de alinear los incentivos de los distintos agentes, permitir la gestión de sus riesgos y facilitar la operación del sistema.

<sup>143</sup> En general, sistemas con alta penetración de recursos hidráulicos son de naturaleza altamente centralizada. El único caso donde hay esquemas con mayor descentralización es en el sistema de Nueva Zelanda, donde no existe un “*valor del agua*” calculado de manera centralizada.

<sup>144</sup> Estas desviaciones pueden corresponder tanto a la demanda como a sistemas de generación (e.g., sistemas de almacenamiento y fuentes de generación ERV).



Figura 6.7. Estructura general de múltiples mercados.

Los beneficios de una estructura de múltiples mercados son variados (Guler y Gross, 2010). Estos incluyen la posibilidad de que los agentes puedan gestionar de mejor manera los riesgos. En la práctica, la estructura de múltiples mercados es una estructura de múltiples mercados a plazo (*forward markets*), lo que facilita que los agentes cambien sus posiciones en función de la mejor información que puedan tener al acercarse el mercado en tiempo real, lo que permite asignar los desvíos de relevancia en el sistema respecto a las programaciones anteriores, generando incentivos para que los agentes mejoren sus pronósticos o la despachabilidad de sus sistemas de generación. Todos estos elementos contribuyen al principio de eficiencia económica.

### 6.3.2 Desvíos y causalidad

El hecho de tener esta secuencia de mercados facilita la asignación de los costos de redespacho. Incluso, en la operación en tiempo real es posible asignar los costos de activación de reservas en función de los desvíos respecto a la última programación realizada, lo que podría facilitar la aplicación del principio de causalidad de costos. Sin embargo, es importante recalcar que los desvíos asociados a la asignación de costos debiesen ser aquellos que efectivamente pueden trazarse a un agente en particular, y no son el resultado de propiedades sistémicas de interacción entre los agentes, congestiones, o el resultado de medidas tomadas por el operador en tiempo real (Inodú, 2018). Luego, la propuesta considera que no todos los desvíos sean asignados de manera directa a quienes tengan diferencias respecto a la última programación, sino solamente aquellos desvíos que estén fuera de una banda previamente definida, siguiendo la práctica de otros sistemas internacionales<sup>145</sup>.

Desde el punto de vista de los incentivos y la eficiencia económica, es deseado que los costos, en lo posible, se asignen a quienes los causan, ciertamente cuando dicha trazabilidad es posible de realizar. Sin embargo, en sistemas eléctricos dicha trazabilidad no siempre es clara. Adicionalmente, si el desvío es producto de la necesidad de realizar una estimación del recurso renovable el día anterior, por ejemplo en el caso de unidades variables, surge la pregunta natural del por qué se vuelve necesaria esa programación del día anterior. La respuesta se debe a que existen unidades que necesitan de dichas escalas de tiempo para cumplir con sus tiempos de encendido y apagado. Luego, el costo adicional de esa variabilidad del recurso variable, resultado de hacer un pronóstico un día antes del despacho, está

<sup>145</sup> Bandas de tolerancia para energías renovables han sido implementadas en Italia, donde las bandas se diferenciaban en función del tipo de tecnología y capacidad. En Estados Unidos, se implementaron bandas con distintos tipos de penalidades en función del tamaño del desvío (Synex/Comillas/EEC, 2018).

siendo un beneficio para la unidad poco flexible, la que requiere de un pre-despacho con un día de anticipación. Es por esta razón que los **desvíos asociados a los errores usuales en pronósticos de recursos no debieran ser atribuibles a cada agente en particular, sino socializados**. En contraste, **desvíos producto de fallas, desviaciones por sobre lo esperado en errores de pronóstico, y otros que puedan considerarse, sí debiesen ser asignados a quienes incurren en ellos**. Adicionalmente, esto también muestra la relevancia de tener mercados intradiarios para que los diferentes agentes puedan participar en la escala de tiempo más apropiada.

### 6.3.3 Transición hacia un mercado de ofertas

La aplicación de un esquema con una secuencia de mercados no requiere, en el corto plazo, modificar la operación en base a costos auditados del mercado de energía. **Sin embargo, es necesario tener una propuesta de transición hacia un mercado basado en ofertas**. La principal razón de este cambio se debe a la diversidad de tecnologías y agentes que se esperan se vayan integrando al sistema eléctrico (e.g., almacenamiento, agregadores de recursos distribuidos, agregadores de demanda, etc.), en los cuales la noción de operación centralizada con costos y parámetros de operación auditados se vuelve impracticable (e.g., auditar costos de almacenamiento, elementos distribuidos o respuesta de demanda). Una de las razones fundamentales por las cual implementar mercados corresponde a la imposibilidad de contar con toda la información necesaria para realizar una operación totalmente centralizada (Hayek, 1945). Por lo tanto, la operación centralizada debiese considerar como elementos auditables aquellos elementos que efectivamente son factibles de auditar (e.g., parámetros de transmisión), y permitir que los agentes internalicen el resto de la información en sus ofertas y sea el proceso del mercado el que vaya revelando dicha información (Munoz et al., 2018). El mercado debiese incluir la posibilidad de ofertas complejas, que consideren, por ejemplo, tiempos de encendido y otros parámetros de operación, de tal forma de que estas se alinean con una operación eficiente, a través de la operación centralizada de ciertos recursos, particularmente recursos de naturaleza poco flexible. Aquí, se ilustra la tensión entre los principios regulatorios: la eficiencia económica requiere la mayor información de los distintos recursos, de tal forma de generar una operación centralizada eficiente, sin embargo, llevada al extremo, esta puede interferir rápidamente con el principio de simplicidad del mercado.

Ciertamente, un mercado basado en ofertas requiere contar con herramientas de monitoreo de mercado que permitan detectar y penalizar comportamientos estratégicos de agentes relevantes en el sistema. A pesar de que en los últimos años el mercado de energía ha visto aumentado su número de participantes, este sigue siendo un mercado con cuatro agentes principales, como se aprecia en la Figura 6.8<sup>146</sup>. Por lo tanto, el monitoreo de condiciones de competencia de largo, mediano y corto plazo, es un elemento crítico para el establecimiento y correcto funcionamiento de un mercado basado en ofertas (Dictuc, 2019-1; Dictuc, 2019-2). Adicionalmente, los elementos de diseño de las subastas de corto plazo (e.g., escalas de tiempo de participación, límites a ofertas o precios, tipo de subasta, etc.) son otros factores relevantes a tomar en consideración (Dictuc, 2019-1).

---

<sup>146</sup> Cabe notar que la concentración es solo uno de los elementos necesarios para evaluar condiciones de competencia. También resultan relevantes las estructuras de costos de las diversas empresas y sus tecnologías asociadas.

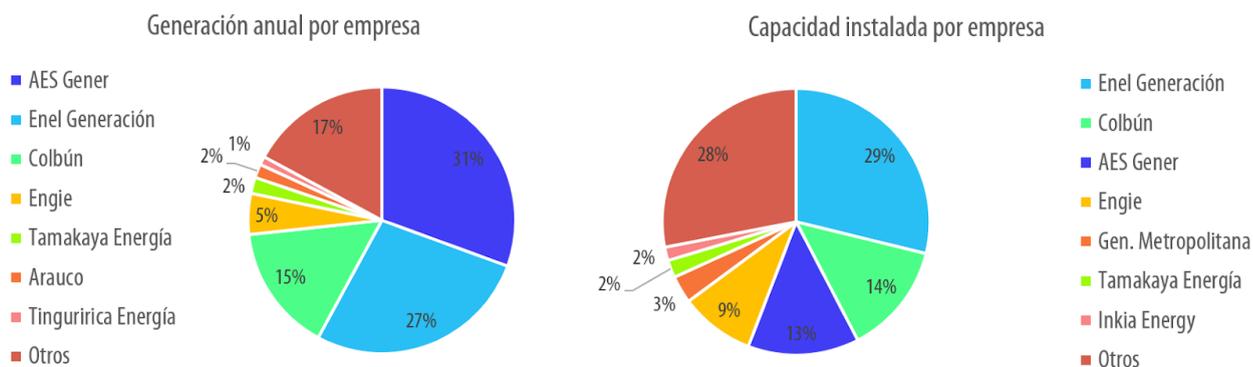


Figura 6.8. Generación programada por empresa para el año 2019 (izquierda) y capacidad instalada del SEN (derecha). Elaboración propia en base a Información del Coordinador Eléctrico Nacional.

Adicionalmente, la implementación de un mercado basado en ofertas requiere replantearse la forma de gestionar recursos como el agua, pues dicho recurso no solamente tiene valor como recurso de energía, sino que también como proveedor de flexibilidad en el sistema. Adicionalmente, otro desafío relevante dice relación con la interacción de una gestión centralizada del recurso hídrico, basado en un cálculo del valor del agua centralizado, con un esquema de mercado basado en ofertas (Philpott et al., 2019).

**Por todos estos elementos, es que se propone una transición de mediano plazo hacia un mercado basado en ofertas.** En este sentido, existen una serie de desafíos y precauciones que se deben considerar, pero la transición hacia un mercado basado en ofertas es un cambio **necesario** y relevante para contar con estructuras de mercado modernas, que permitirán enfrentar de manera efectiva los desafíos y necesidades futuras de los sistemas eléctricos.

### 6.3.4 Integración de Tecnologías y Nuevos Agentes

Una condición necesaria para el correcto funcionamiento de estructuras de mercado corresponde a la reducción de barreras de entrada para la participación de todos aquellos agentes que cuenten con los atributos necesarios para hacerlo. En particular, una dimensión relevante de provisión de flexibilidad del sistema corresponde a la participación de la demanda y de recursos distribuidos. Esto, y como la experiencia internacional lo ha demostrado, a través de la figura de agregadores, tanto en mercados de energía, servicios complementarios, e incluso en mercados de largo plazo. En vista de lo anterior, resulta importante **integrar en todos los niveles del mercado a la demanda y recursos energéticos distribuidos, así como cualquier otra tecnología capaz de entregar los atributos requeridos para la provisión de un producto particular.** A partir de lo anterior, la integración de un mayor número de actores tendrá impactos positivos en las condiciones de competencia del mercado, así como de la operación eficiente del sistema en el corto, mediano y largo plazo.

### 6.3.5 Mercados de Servicios Complementarios

El diseño actual del mercado de servicios complementarios (SSCC) y su interacción con el mercado de energía tiene una estructura híbrida de co-optimización, donde el mercado de energía se basa en costos auditados y un pago uniforme, y el mercado de SSCC se basa en ofertas y un pago del tipo *pay-as-bid*. El hecho de tener un esquema *pay-as-bid* en el mercado de SSCC requiere que los agentes tengan que hacer estimaciones sobre los costos de energía, y de esta manera internalizar en sus ofertas los costos de

oportunidad esperados. Desde un punto de vista de participación de los agentes, este esquema agrega una complejidad adicional e incertidumbre para los agentes, dependiendo de la diferencia en las estimaciones de dichos costos de oportunidad. Por otro lado, la programación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional requiere considerar en la función objetivo a minimizar, una combinación de información de costos con información de ofertas, lo que puede impactar la eficiencia económica de la programación. Adicionalmente, el esquema actual de mercado de SSCC en Chile define productos de reserva de bajada que son compensados en función de la *activación* de dichos productos, por lo que los agentes deben internalizar estas probabilidades de activación en la construcción de sus ofertas, pues los pagos recibidos serán solamente asociados a las ofertas realizadas.

Todos estos elementos generan posibles inconsistencias que han sido reconocidas en estudios previos (Dictuc, 2019-1; Dictuc, 2019-2; Dictuc, 2019-3). Por lo tanto, se propone una actualización del mercado de SSCC, hacia uno donde los beneficios de la co-optimización de energía y reservas sean más claros. En particular, un **esquema de co-optimización donde los precios de las reservas se construyan a partir de las variables duales del problema de optimización centralizado**, lo que resulta en que los agentes no tengan que hacer estimaciones de costos de oportunidad. Adicionalmente, al tener este tipo de diseño, posibles inconsistencias e ineficiencia en el problema de programación no estarían presentes.

### 6.3.6 Monitoreo de la Competencia

Resulta necesario volver a reconocer la complejidad en el diseño e implementación de mercados eléctricos, producto de la interacción de un sistema técnico y un sistema económico a través de una red eléctrica, con restricciones técnicas que requieren ser satisfechas con el fin de salvaguardar la seguridad y confiabilidad del sistema. Lo anterior tiene impactos relevantes en la implementación de mercados eléctricos, donde en múltiples ocasiones, elementos no considerados en los diseños iniciales del mercado resultan relevantes en su implementación. Dentro de dichos elementos, se destaca el monitoreo continuo de las condiciones de competencia del mercado. Por ejemplo, se ha reconocido cómo restricciones físicas pueden generar condiciones operacionales que resulten en períodos con menores niveles de competencia, en donde es posible que agentes utilicen estratégicamente posiciones ventajosas (Twomey et al., 2005). Al aumentar la complejidad de los diseños de mercados eléctricos, necesarios a raíz de los desafíos esperados a futuro, se vuelve crítico contar con herramientas que permitan monitorear el correcto funcionamiento de estos, así como tomar las medidas necesarias frente a comportamientos estratégicos de los agentes en situaciones de baja competitividad. Es por dicha razón que es imprescindible **avanzar en el desarrollo de las herramientas disponibles para el monitoreo de la competencia de corto plazo con las que cuenta el Coordinador, así como aquellas que habiliten la toma de acciones correctivas en caso de ser necesarias.**

### 6.3.7 Costos No-Convexos

Es reconocida la **imposibilidad de mercados eléctricos de naturaleza centralizada**, con una alineación entre la operación del sistema y el mercado (e.g., Chile y sistemas en los Estados Unidos), **de internalizar directamente en los precios del mercado los costos no convexos de unidades de generación**<sup>147</sup>. La

---

<sup>147</sup> La razón técnica es que la existencia de precios que generen un equilibrio competitivo y eficiente requiere modelos centralizados que no tengan un gap de dualidad (Wang et al., 2012). Condición que usualmente no se cumple en sistemas eléctricos donde las no-convexidades son comunes, debido a la existencia de restricciones y costos asociados al encendido y apagado de unidades, ecuaciones no-lineales de flujo de potencia, entre otros.

solución a este desafío tiene principalmente dos visiones: **realizar pagos laterales adicionales** (i.e., fuera del mercado) a aquellas unidades que justificadamente no puedan recuperar estos costos (Sioshansi et al., 2008), o bien, **modificar los modelos de formación de precios** del mercado para generar señales de precio uniformes que internalicen de mejor manera dichos costos (Gribik et al., 2007; Schiro et al., 2016; O’Neill et al., 2005; Vázquez et al., 2017). Si bien los pagos laterales adicionales siempre serán necesarios frente a un esquema de precio uniforme, cabe destacar que existen formulaciones matemáticas, como la basada en la envolvente convexa (relacionados con el denominado *convex-hull pricing*), que minimizan dichos pagos laterales<sup>148</sup>.

**Ambas visiones cuentan con ventajas y desventajas.** Desde el punto de vista de los generadores, los pagos laterales pueden ser percibidos como una señal de menor riesgo o incertidumbre, en comparación a una remuneración a través de una señal de corto plazo que se vea afectada por distintas condiciones operacionales. Por otro lado, desde el punto de vista solamente económico, se prefiere que los pagos laterales sean los mínimos, lo que se logra con un esquema en el que se modifica la señal de precio marginal para todos los participantes. Sin embargo, existen visiones en la literatura que cuestionan las reales implicancias de estas modificaciones (Schiro et al., 2016), las que muestran los riesgos de comportamientos estratégicos asociados a la implementación de esquemas que modifiquen las señales marginales (Wang, 2013) y las complejidades en los modelos matemáticos que requieren un alto poder computacional para su implementación (Wang et al., 2013; Hua y Baldick, 2017). Por otro lado, los pagos laterales tienen como principal ventaja la simplicidad de su implementación, pero pueden no estar generando los incentivos apropiados para que tecnologías de mayor flexibilidad se integren al sistema<sup>149</sup>. Las ventajas y desventajas presentadas por ambas alternativas se presentan en la Tabla 6.1 a continuación.

Tabla 6.1. Resumen de ventajas y desventajas de metodologías de consideración de costos no-convexos.

Mecanismo	Ventajas	Desventajas
<b>Pagos Laterales Adicionales</b>	<p><b>Implementación sencilla.</b></p> <p>Señal percibida es de <b>mayor estabilidad y menor riesgo e incertidumbre.</b></p>	<p>Señal de mercado menos transparente y distorsiona su eficiencia.</p> <p>Incentivos débiles a la inversión en fuentes de flexibilidad.</p>
<b>Modificación de Modelos de Despeje de Mercado</b>	<p>Permiten la internalización de costos no-convexos, minimizando los pagos laterales adicionales.</p> <p>Lo anterior se traduce en señales de inversión que valoran atributos de flexibilidad.</p>	<p>Modelos <b>computacionalmente exigentes.</b></p> <p>Señales de precio más <b>volátiles.</b></p> <p><b>Implicaciones aún no son claras.</b> Riesgo de comportamientos estratégicos.</p>

En particular, en cuanto al impacto de distintos esquemas de formación de precios en mercados de corto plazo, la Figura 6.9 ilustra los resultados presentados en (Villalobos et al., 2019), donde se investigan los impactos de distintos esquemas de precios de corto plazo en incentivar la inversión en tecnologías

<sup>148</sup> PJM, como fue presentado en la revisión internacional, está explorando la implementación de un esquema llamado *Extended Locational Marginal Price* (ELMP). *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) también está considerando la aplicación de esquemas similares.

<sup>149</sup> Notar que en general las no-convexidades se encuentran asociadas a unidades poco flexibles.

flexibles. En las figuras se aprecia que respecto a un mix de referencia centralizado, distintos mecanismos de corto plazo resultan en mix similares a esta referencia. Luego, cuando precios de corto plazo internalizan elementos de la flexibilidad del sistema, se generan mejores señales de inversión en el largo plazo. Por lo tanto, en un esquema de mercado que enfoque su diseño principalmente en el corto plazo, la internalización de costos no-convexos en las señales de precios tiene efectos en las señales de inversión de largo plazo. No obstante lo anterior, si el diseño de mercado considera otros mecanismos para incentivar inversiones, tales como mecanismos de capacidad, subastas de largo plazo, etc., se debe tener en consideración la complejidad adicional en la implementación y comportamiento de los agentes al tener esquemas de formación de precios más complejos.

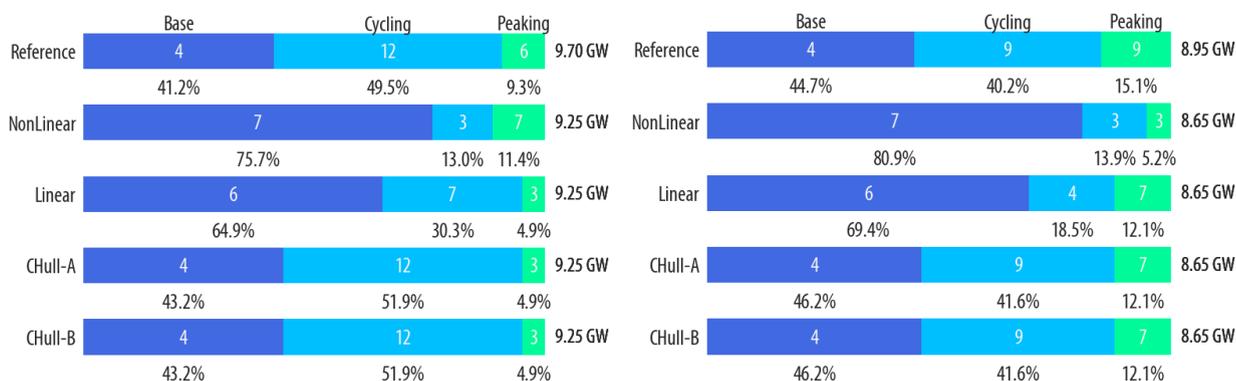


Figura 6.9. Resultados del análisis del impacto de los esquemas de formación de precios en mercados de corto plazo ante penetración de energía solar (izq.) y ante penetración de energía solar y eólica (der.)<sup>150</sup>.

En base a todo lo anterior, y dado que la propuesta para el sistema chileno aborda los incentivos a tecnologías flexibles en una serie de otras dimensiones y medidas (incluida la formación de precios como variables duales de los modelos de operación y mecanismos de largo plazo), se propone, **en el corto plazo, un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos**. La justificación para esta medida de corto plazo incluye la simplicidad de implementación, la poca claridad teórica de las implicancias de modificar señales marginales, la falta de experiencia práctica producto de ser esquemas poco implementados, y la alta complejidad computacional requerida por los modelos matemáticos necesarios para su implementación. De hecho, en sistemas eléctricos que están en un nivel mucho más avanzado que el chileno la potencial implementación de este tipo de esquemas ha requerido varios años de discusión<sup>151</sup>. No obstante lo anterior, reconociendo que el esquema de pagos laterales puede ser

<sup>150</sup> En este estudio se compara un parque generador de referencia óptimo (*reference*) obtenido a través de un modelo de planificación centralizado, con aquellos mix incentivados por distintos mecanismos de precios de corto plazo. Los parques de generación están compuestos por centrales representativas, diferenciadas por sus niveles de flexibilidad en términos de rampa y tiempos mínimos de encendido y apagado (*base, cycling y peaking*), los cuales son enfrentados a distintos escenarios de penetración de ERV. El mix incentivado por un mecanismo se entiende como el punto de equilibrio en que, a través de los ingresos percibidos, todos los generadores existentes recuperan la totalidad de sus costos (i.e., es rentable) y en que cualquier generador que intente ingresar al mercado no resultaría rentable. Los mecanismos considerados fueron: a) *NonLinear*: variable dual obtenida como resultado del despacho al fijar las variables binarias; b) *Linear*: variable dual del problema de predespacho con variables binarias relajadas entre 1 y 0; y c) *CHull-A*: variable dual del problema de predespacho con variables binarias relajadas y con una formulación tipo *convex hull* para las rampas intra horarias. El caso *CHull-B* utiliza otro tipo de formulación tipo *convex hull* para las rampas y se obtienen los mismos resultados que en el caso *CHull-A*.

<sup>151</sup> Por ejemplo, la propuesta inicial publicada por PJM en relación a la adopción de un esquema ELMP, y que aún se encuentra en evaluación, data de noviembre de 2017, lo que da cuenta de un proceso de maduración del operador

eventualmente modificado y en línea con el principio de realización de cambios de manera gradual, se propone **en el mediano plazo, la evaluación de esquemas de internalización de dichos costos**<sup>152</sup>. Esta evaluación debiese realizarse en función de la relevancia que puedan alcanzar los pagos laterales adicionales en el mercado, la experiencia de la implementación en otros sistemas y el impacto que vaya teniendo en la práctica la aplicación de las otras medidas sugeridas en el presente Estudio. Finalmente, cabe destacar la relevancia del propio Coordinador en el desarrollo de estudios de evaluación del impacto de este tipo de esquemas más sofisticados, los que requieren de una importante maduración por parte tanto del propio operador como de los agentes de mercado que se verán enfrentados a estos, de forma previa a su implementación y adopción.

---

del sistema respecto de este tipo de esquemas. Disponible en: [PJM Interconnection: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>152</sup> Un análisis similar es realizado en el marco del estudio preparado por el consorcio PSR-Moray para la Asociación de Generadoras de Chile en 2018. Disponible en: [El desafío de la implementación de los mecanismos para la internalización de los “costos no convexos”](#)

**Análisis de requerimientos futuros de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional**

Informe N°2

Página 100 de 134

[www.isci.cl](http://www.isci.cl)

## 6.4 Mercados de Largo Plazo

A continuación se resumen las propuestas relacionadas con el diseño de mercados de largo plazo:

- **Implementación de un Mercado de Capacidad Centralizado (MCC), donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados.** De esta manera, el precio asociado a la capacidad emerge de la interacción de los distintos agentes, y no es fijado de manera administrativa.

### 6.4.1 Desafíos de mercados eléctricos y señales de largo plazo

Las propuestas para generar las condiciones para un sistema eléctrico flexible y adecuado a las necesidades y desafíos esperados requieren también replantearse el rol de los mercados de largo plazo. Tal como se observó en la experiencia internacional, la mayoría de los sistemas revisados ya cuenta con algún tipo de mecanismo de largo plazo o se encuentra en discusión para incorporar uno. La necesidad de compensaciones adicionales a lo obtenido en los mercado de energía de corto plazo, es un hecho que se aleja del ideal teórico, en el que un mercado de corto plazo de energía, competitivo y con precios bien definidos en períodos de escasez, debiese ser suficiente para generar las señales de inversión de largo plazo (Stoft, 2002). Este caso ideal se puede explicar en base a que los agentes cuentan con costos fijos y marginales de operación. Un mercado donde los precios igualan a los costos marginales de corto plazo en períodos de no escasez, y al costo de falla<sup>153</sup> en los períodos de escasez, debiese ser suficiente para permitir que todos los agentes del mercado recuperen sus costos. Unidades no marginales capturan rentas inframarginales que permiten compensar sus costos fijos, mientras que las unidades marginales recuperan dichos costos en los períodos de escasez, con la diferencia entre el precio de los períodos de escasez y sus costos marginales de operación, la llamada renta de escasez. Por lo tanto, unidades que operan pocas horas por año deben recuperar sus costos anualizados de inversión precisamente en dichas horas.

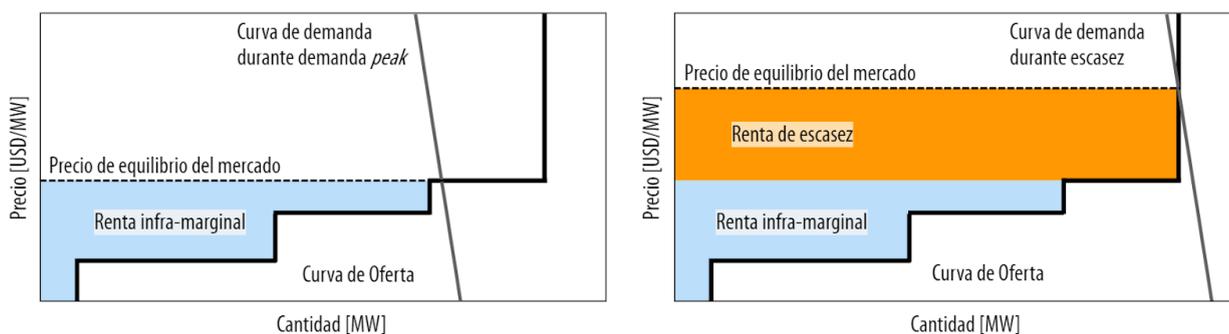


Figura 6.10. Funcionamiento del modelo ideal teórico de mercado eléctrico.

Elaboración propia en base a (Keppler, 2017).

<sup>153</sup> Tal como se describe en (Keppler, 2017), el modelo idealizado siempre está fijando el precio igual al costo marginal. En períodos de escasez el costo marginal de corto plazo es equivalente al costo marginal de largo plazo el cual es el costo de falla.

Este modelo teórico, también conocido como *peak-load pricing*, resulta en que las señales de corto plazo se traducen también en señales de largo plazo. Un aumento de los períodos de escasez, producto de que el sistema no cuenta con una capacidad instalada suficiente, actuará como una señal para la entrada de nuevas inversiones. Similarmente, una baja en los períodos de escasez señalará la postergación de nuevas decisiones de inversión. Teóricamente, estas dinámicas asociadas a los períodos de escasez permiten alcanzar un equilibrio de largo plazo en la capacidad instalada del sistema. Sin embargo, este caso corresponde a una idealización que solamente debe considerarse como escenario de comparación, pero que es infactible de cumplir una vez que se toman en consideración elementos reales de la operación de los sistemas eléctricos, tales como la relevancia de la electricidad como insumo básico y aspectos técnico-económicos de las tecnologías asociadas (Batlle y Rodilla, 2010; Keppler, 2017; Newberry et al., 2018; Crampton, 2017; Höschle et al., 2017; De Maere et al., 2017; Bublitz et al., 2019; De Vries, 2004; Joskow, 2007; Leautier, 2016).

Dentro de los principales elementos que explican la diferencia con el ideal teórico se encuentran (De Vries, 2004; Höschle, 2018):

1. **Ausencia de elasticidad de la demanda:** Relacionado con el hecho de que en mercados eléctricos convencionales la demanda tiene un rol más bien pasivo, lo que dificulta la posibilidad de asignar un valor a la confiabilidad del sistema. En un mercado de energía como en el ideal teórico, sin elasticidad en la demanda, los precios serían extremadamente volátiles y con precios altos en períodos de escasez<sup>154</sup>. Luego, una reducida elasticidad en la demanda vuelve necesario contar con mecanismos adicionales para resolver el problema de incentivo a las inversiones<sup>155</sup>.
2. **Restricciones sobre precios (precios máximos):** Otro elemento que dificulta la realización del ideal teórico es la imposibilidad práctica de contar con mercados donde los precios alcancen niveles demasiado altos, incluso si esto ocurre un número reducido de horas durante el año. Lo anterior, debido a que precios altos pueden ser el reflejo de escasez real o de un comportamiento estratégico de los agentes. Luego, como una medida de mitigación del impacto del abuso del poder de mercado, un elemento común en muchos mercados eléctricos es la definición de un precio máximo menor al ideal teórico, el costo de falla del sistema, lo que reduce la efectividad del mercado en el corto plazo de recuperar todos los costos en los que incurre el sistema<sup>156</sup>.
3. **Información imperfecta:** A diferencia del modelo teórico, en la realidad los agentes enfrentan una gran cantidad de incertidumbre de corto y largo plazo, que impacta la toma de decisiones que sean óptimas desde el punto de vista social. Existe un incremento en los riesgos asociados a inversiones, ya que la estimación del número de horas donde ocurrirán períodos de escasez

---

<sup>154</sup> En los trabajos (Wang et al., 2012; Negrete-Pincetic et al., 2017; Cho y Meyn, 2010) se puede apreciar el impacto de un sistema con poca flexibilidad, generando fricciones en el mercado eléctrico. El ideal teórico produce precios extremadamente volátiles.

<sup>155</sup> Particularmente debido al riesgo al que se ven expuestos los agentes (Wang et al., 2012).

<sup>156</sup> El impacto de limitaciones a los precios en los ingresos de los agentes es lo que se ha definido como el “*missing money problem*”.

requiere conocer la distribución de la función de demanda, así como el desarrollo esperado del parque de generación<sup>157</sup>.

4. **Incertidumbre y restricciones regulatorias:** Otra fuente de incertidumbre relevante en sistemas eléctricos es la incertidumbre regulatoria, la que incluye cambios en el diseño de mercado, la intervención política durante períodos de escasez, cambios en los mercados asociados (e.g., combustibles), y restricciones y procesos asociados a la inversión en nuevas tecnologías.
5. **Aversión al riesgo:** Un elemento que es fundamental para explicar las diferencias con el ideal teórico dice relación con la estrategia frente al riesgo de distintos agentes. El modelo ideal teórico asume una neutralidad frente al riesgo. Sin embargo, existe evidencia de que los desarrolladores de tecnologías son en general aversos al riesgo, particularmente en sistemas con multiplicidad de riesgos cuantificables y no cuantificables como en el caso de los sistemas eléctricos. Por lo tanto, dicha aversión al riesgo impacta en que las decisiones privadas de inversión no necesariamente resultarán en los niveles adecuados de capacidad requeridos por el sistema.
6. **Incertidumbre de mercados asociados y otras externalidades:** La incertidumbre y riesgos relacionados a mercados asociados, requeridos para el desarrollo de sistemas eléctricos, son otra fuente de discordancia del modelo teórico respecto a implementaciones reales.
7. **Mercados ausentes:** Otro elemento que se utiliza para explicar la disonancia entre el modelo ideal teórico y los mercados en la realidad, se debe a que hay ciertas externalidades que no se logran internalizar en los mercados existentes. Luego, hay un mercado ausente o *missing market* (Newbery, 2016-1). En el caso particular de las señales de inversión, las externalidades no internalizadas son precisamente aquellas relacionadas con la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico (Keppler, 2017).

#### 6.4.2 Necesidad de mecanismos de capacidad

Luego, una interrogante central al restablecimiento de las señales de inversión de largo plazo tiene que ver con cómo mejorar los mercados de corto plazo, implementados en la práctica. En torno a esta interrogante, existen dos principales familias de soluciones:

- **Precios de Escasez:** Enfocados en mejorar el mercado de corto plazo, de forma tal de subsanar las deficiencias antes consideradas, a través de la implementación de esquemas de *scarcity pricing*, tales como curvas de demanda de reservas operacionales o altos precios máximos (Bajo-Buenestado, 2019; Papavasiliou y Smeers, 2017; Hogan, 2017; Levin y Botterud, 2015).
- **Mecanismos de Capacidad:** Enfocados en complementar las señales de corto plazo con compensaciones adicionales, a través de la inclusión de mecanismos de capacidad, tales como pagos por capacidad, subastas por capacidad y licitaciones por infraestructura, entre otros

---

<sup>157</sup> El uso de modelos basados en realizaciones históricas es de poco uso en sistemas eléctricos, donde existen importantes cambios debido a nuevas tecnologías y requerimientos del sistema en su evolución.

(Brown, 2018; Bublitz et al., 2019; Bajo-Buenestado, 2017; Griffes, 2014; IRENA, 2019; Jenkin et al., 2016).

No existe total consenso en la literatura respecto a cuál debiese ser la solución más apropiada, lo que se traduce en la necesidad de implementar soluciones de naturaleza híbrida, incluyendo mejoras a los mercados de corto plazo, así como nuevos esquemas de mercado en el largo plazo. Sin embargo, la mayoría de la investigación relacionada sustenta la **imposibilidad práctica** de solucionar los problemas de señales de inversión en sistemas eléctricos, exclusivamente mediante modificaciones a los mercados de corto plazo (Joskow, 2007; Keppler, 2017; Ockenfels et al., 2013; Neuhoff y De Vries, 2004; Joskow, 2019). Un trabajo que desarrolla con claridad argumentos económicos que respaldan la necesidad de mecanismos de remuneración de capacidad es el desarrollado en (Keppler, 2017). Los argumentos principales se basan en **externalidades asociadas a la seguridad de suministro** y la **asimetría de incentivos de inversión**, lo que resulta en que los niveles de inversión privados no igualen los niveles requeridos socialmente.

Por un lado, los mecanismos de compensación de capacidad son necesarios debido a las externalidades asociadas a los atributos de bien público de la seguridad de suministro, por lo que su intercambio de forma bilateral resultaría demasiado complejo y con costos de transacción demasiado altos. Esta complejidad se relaciona de forma directa a cualidades particulares de la electricidad, como su reducida elasticidad de corto plazo, tanto por razones técnicas como de comportamiento de los consumidores finales, así como la imposibilidad de ser almacenada de forma económica.

Por otro lado, las inversiones en generación no pueden ser escaladas hasta una resolución muy fina, resultando en que las inversiones en capacidad siempre serán ya sea menores o mayores respecto a la cantidad óptima. Además, existe una asimetría respecto a las implicancias de sub o sobre-invertir respecto a los ingresos recibidos. Las sobre-inversiones crean pequeñas ganancias respecto a cantidades adicionales vendidas, pero pueden tener un impacto relevante en una baja de precios. Mientras, las sub-inversiones pueden crear pequeñas pérdidas en términos de la cantidad vendida, pero potencialmente ganancias importantes durante períodos de escasez, los cuales serán más frecuentes. El efecto anterior se amplifica, debido a la naturaleza inelástica de la demanda en el corto plazo, dinámica que se ilustra en la Figura 6.11 a continuación.

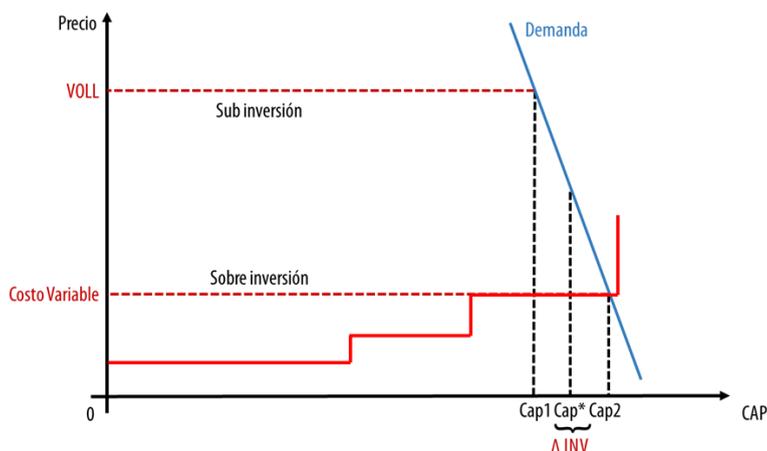


Figura 6.11. Asimetría de sub-inversión y sobre-inversión. Elaboración propia en base a (Keppler, 2017).

Las dos fallas de mercado identificadas en (Keppler, 2017) resultan en que los niveles de capacidad provistos por los incentivos actuando en los agentes descentralizados, serán menores a los niveles deseados socialmente, tal como se ilustra en la Figura 6.12 a continuación.

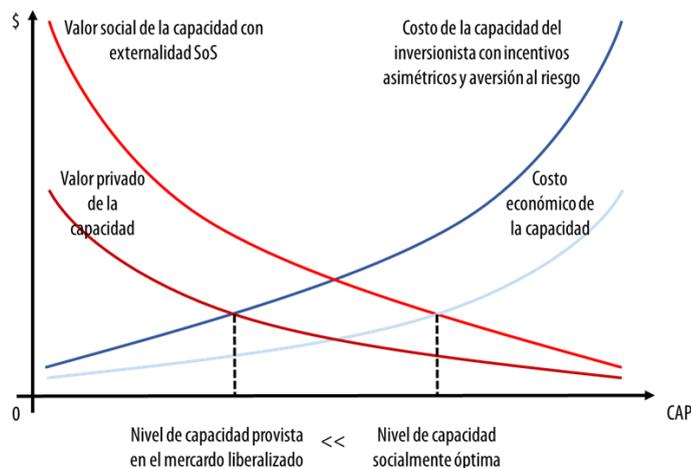


Figura 6.12. Diferencia de niveles de capacidad provista por el mercado y requerida por la sociedad.  
Elaboración propia en base a (Keppler, 2017).

Por lo tanto, incluso con modificaciones y ajustes a los mercados de corto plazo, existe una necesidad de mecanismos adicionales para compensar la capacidad requerida socialmente. Ciertamente estas necesidades se ven aumentadas al considerar aspectos de flexibilidad, donde incluso con las mejoras en el corto plazo de la formación de precios, los argumentos antes mencionados siguen siendo válidos e incluso se pueden magnificar, como en el caso de la volatilidad de los mercados de largo plazo con períodos de precios altos y bajos. En base a lo anterior, **cualquier propuesta de modificación del mercado deberá considerar algún mecanismo que, además de compensar la componente de energía y otros servicios en el corto plazo, sea capaz de compensar las inversiones en capacidad requeridas por el sistema utilizando mecanismos de largo plazo, capacidad que además debiera considerar atributos de flexibilidad en su definición como producto.**

#### 6.4.2 Categorización de mecanismos de capacidad

Una vez establecido que se necesita un mecanismo de capacidad, se deben evaluar distintas realizaciones de este. En general, los mecanismos de capacidad se pueden categorizar en función del nivel de involucramiento del regulador, desde mecanismos de pagos administrativos por capacidad, hasta mercados de capacidad de diversa naturaleza. Una categorización **en función del rol del regulador** se aprecia en la Figura 6.13, donde se aprecia que el esquema actual imperante en Chile es el que involucra un mayor rol del regulador.



Figura 6.13. Categorización de mecanismos de capacidad en función del rol del regulador.  
Elaboración propia en base a (Höschle, 2018).

Adicionalmente, los mecanismos de capacidad se pueden categorizar en aquellos basados en cantidad o precio, tal como se aprecia en la Figura 6.14 a continuación. Los **mecanismos basados en precios** generan incentivos a través de compensaciones adicionales a los distintos agentes, por lo que no existe certeza del nivel de capacidad que se obtendrá como resultado de dicho mecanismo, pues dependerá de la reacción de los incentivos de los agentes. Adicionalmente, estos no generan los incentivos requeridos para que las tecnologías que reciben los pagos asociados se encuentren presentes en los períodos de real necesidad del sistema (Batlle et al., 2007). Finalmente, el cálculo de los precios de capacidad es una tarea altamente dependiente de la metodología, información y supuestos utilizados, por lo que es probable que este tipo de mecanismos resulte en situaciones de sub o sobre-inversión.

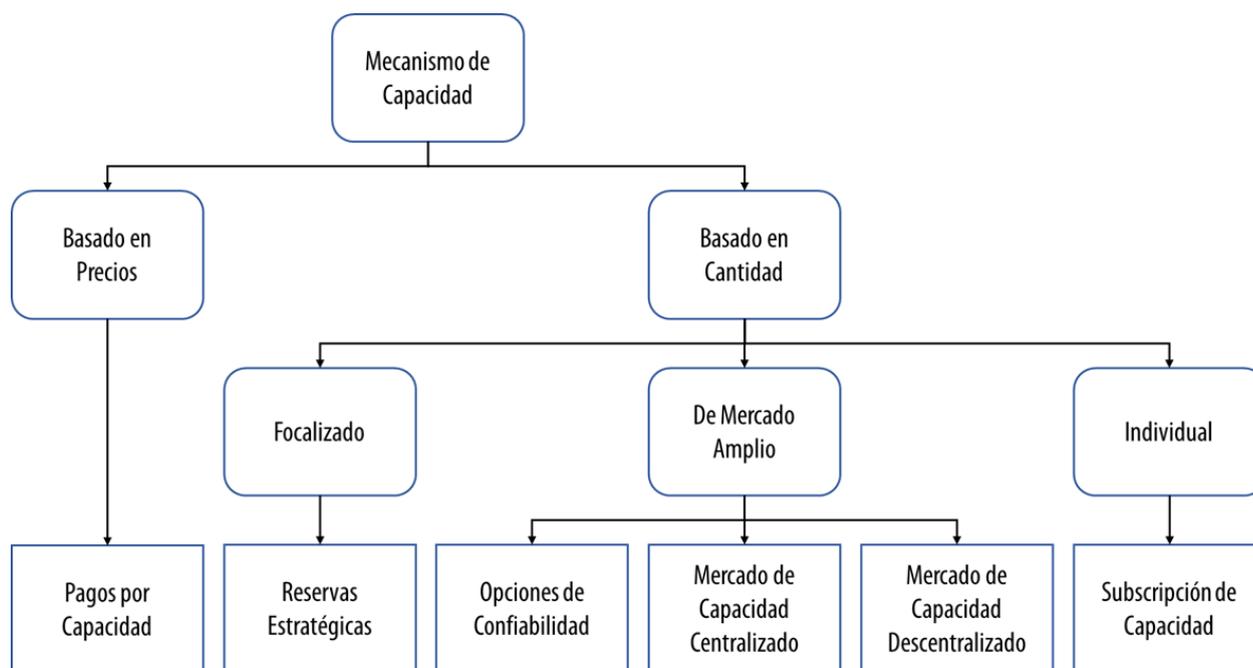


Figura 6.14. Categorización de mecanismos de capacidad.  
Elaboración propia en base a (Höschle, 2018).

En contraste, los **mecanismos basados en cantidad** se sustentan en que el regulador fije objetivos sobre la capacidad requerida, mientras que el precio emerge de la interacción de los agentes en el mercado establecido. Las principales ventajas de este mecanismo incluyen que la cantidad de capacidad, **incluso**

**con atributos particulares**, puede ser efectivamente controlada, no es necesario el conocimiento de información de naturaleza estratégica de las empresas, y tiene un foco más en atributos y necesidades técnicas y no en atributos económicos. Ciertamente los mecanismos basados en cantidad presentan una serie de desafíos, particularmente al momento de elegir uno en particular, pues a diferencia de los esquemas basados en precios, estos cuentan con una variedad de alternativas de materialización, tal y como se presenta en la figura anterior.

En base a los elementos antes descritos, la propuesta sugiere una **transición desde un esquema de compensación por capacidad basado en precios, hacia un esquema basados en cantidad**.

Dentro de los esquemas basados en cantidad, los tres tipos de diseño con mayor implementación incluyen: reservas estratégicas, mercados centralizados de capacidad y opciones de confiabilidad, donde la principal diferencia entre estos esquemas incluyen la naturaleza de los participantes y los atributos del producto.

- **Reservas Estratégicas:** Corresponden a mecanismos donde el operador del sistema dispone de una cantidad de unidades específicas contratadas para la provisión de capacidad de algún tipo, usualmente flexibles. Frente a una señal definida del tipo técnica o económica, se señala la activación de estas reservas estratégicas, las cuales son operadas directamente por el coordinador del sistema y son utilizadas en el mercado de energía a un precio fijo. El principal inconveniente de este mecanismo es la posible interferencia con el mercado de energía de corto plazo, al contar con unidades con un tratamiento diferenciado y que podría resultar en una situación en la que agentes retiren su capacidad del mercado de energía para participar en el mercado de reservas estratégicas (Höschle, 2018). En (Höschle et al., 2017) se concluye que este tipo de mecanismos pueden inducir grandes ineficiencias en el sistema, al no capturar la interacción entre disponibilidad del recurso y su flexibilidad.
- **Mercados Centralizados de Capacidad:** Corresponden a mecanismos de mercado donde se considera una instancia adicional de largo plazo, el mercado de capacidad. En este mercado, el operador cuantifica un requerimiento, usualmente de capacidad sin atributos adicionales, y genera una curva de demanda. Luego, mediante un proceso de licitación, se asegura la cantidad demandada del producto y se obtiene el precio. Un desafío que han enfrentado los mercados de capacidad ha sido el detalle de la definición de los productos, el diseño de las reglas de mercado, y la consideración de mecanismos para asegurar que la capacidad contratada se encuentre disponible cuando esta se requiere. Diversos estudios muestran la efectividad de mercados de capacidad respecto a otros mecanismos para asegurar inversiones. Por ejemplo, en (Bhagat et al., 2017) se analiza la efectividad de los mercados de capacidad frente a situaciones que puedan generar condiciones de sub-inversión en sistemas eléctricos: información imperfecta e incertidumbre, un aumento de generación variable y *shocks*<sup>158</sup> de demanda. Los resultados muestran que un mercado de capacidad centralizado puede mejorar la suficiencia del sistema y reducir los costos que enfrentan los consumidores. Similarmente, los mercados de capacidad son más efectivos que esquemas basados en reservas estratégicas. En el trabajo de (Ousman et al., 2018), se investiga el impacto de la aversión al riesgo en los resultados de mecanismos de

---

<sup>158</sup> Variaciones abruptas de la demanda.

capacidad. Los resultados muestran que mercados de capacidad son preferibles respecto a un mercado solo de energía y mecanismos de reservas estratégicas. Similarmente, (Keles et al., 2016) analizan para el caso alemán los beneficios de mercados de capacidad por sobre reservas estratégicas. En (Petitet et al., 2016) se realiza una comparación de esquemas basados en escasez y mecanismos de capacidad. Sus resultados muestran la relevancia de considerar aspectos de aversión al riesgo. Frente a dicho escenario, los resultados muestran las ventajas de mecanismos de capacidad respecto a mecanismos basados en precios de escasez. Finalmente, cabe destacar que respecto a la incorporación de atributos de flexibilidad en mercados de capacidad, en Alberta, Canadá, se están implementando mercados de capacidad donde se requiere que los participantes entreguen información respecto de sus capacidades de rampa (IRENA, 2019).

- **Opciones de Confiabilidad:** Corresponde a un mecanismo similar al mercado centralizado de capacidad, con la diferencia de que el producto no es la capacidad propiamente tal, sino una opción financiera. En particular, el esquema genera opciones que se activan cuando el precio en el mercado de energía supera cierto límite. De esta manera, consumidores y productores no se ven expuestos a la variabilidad de corto plazo de los mercados de energía. A diferencia del caso de mercados centralizados de capacidad, en este caso el operador del sistema no solo debe definir la demanda de capacidad asociada a las opciones de confiabilidad, sino también el precio de activación de la opción (Batlle et al., 2007; Ockenfels et al., 2013). En (Schafer y Alvater, 2019) se estudia la efectividad de mecanismos de capacidad, y se concluye que en pos de un aumento en la participación de energías renovables, los mecanismos de capacidad basados en opciones de confiabilidad incentivan una mayor flexibilidad. Por lo tanto, un mercado de capacidad puede reducir el riesgo de pérdida de incentivos de inversión de tecnologías flexibles en mercados de energía.

En base a lo anterior, la propuesta sugiere una **transición hacia un esquema de mercado de capacidad centralizado**, pues en este esquema **resulta natural la incorporación e implementación de atributos de flexibilidad dentro de los productos especificados en el mercado**<sup>159</sup>. Lo anterior, sustentado en las prácticas internacionales, los resultados de la literatura especializada y la consideración de dimensiones de implementación prácticas. Dentro de los esquemas basados en cantidad, este mecanismo es el que cuenta con una mayor similitud al proceso actual implementado en Chile, basado en precios administrativos, con la diferencia de que el precio resultará del proceso de mercado. El proceso de diseño del mercado de capacidad con atributos de flexibilidad debe incluir la definición de los modelos matemáticos centralizados para el cálculo de los requerimientos de flexibilidad, la definición de los productos (definiendo tiempos de los contratos, periodicidad del esquema, atributos para participar, etc.), esquemas de penalización que incentiven la participación en los mercados de corto plazo, mecanismos de certificación para la capacidad asociada a tecnologías como fuentes renovables, almacenamiento y respuesta de demanda, y el esquema de licitación a implementar. Todas estas son

---

<sup>159</sup> En el trabajo de (Fang et al., 2018) se presenta un diseño de un mercado de capacidad con consideración explícita de requerimientos de flexibilidad. En (Khan, 2018) se presentan resultados que ilustran la necesidad de tomar en consideración, en el diseño de mercados de capacidad, el uso de otras fuentes de flexibilidad como la respuesta de demanda y el almacenamiento, lo que se puede traducir en una reducción de los precios asociados a los mercados de largo plazo.

dimensiones que deben considerar elementos particulares de los sistemas chilenos, por lo que se requerirá de períodos de tiempo razonables para su diseño, implementación y puesta en marcha.

## 7. Estrategias de Implementación

### 7.1 Marco Regulatorio Actual

En la presente sección se revisan los principales cuerpos regulatorios y actores institucionales del sector, así como los procesos en desarrollo que esperan modificar la estructura del sistema y mercado eléctrico chileno<sup>160</sup>.

#### 7.1.1 Principales Cuerpos Regulatorios

A continuación se revisan los principales cuerpos regulatorios que sientan las bases del sistema y mercado eléctrico chileno, y que presentan tanto oportunidades como desafíos en el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### Ley General de Servicios Eléctricos

La **Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)**, contenida en el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, modificada y actualizada mediante la Ley 20.018 del 2005, en el **Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006**, regula el sistema eléctrico chileno en materias tales como:

- **Generación:** Concesiones, un sistema de cuotas anuales de inyección de ERNC al SEN, PMG y PMGD, racionamiento.
- **Transmisión:** Concesiones, el acceso abierto, las licitaciones, la expansión, valorización y remuneración de la transmisión, interconexiones.
- **Distribución:** Concesiones, el acceso abierto, las licitaciones de energía para el suministro de clientes regulados, el régimen de precios según tipo de clientes y tamaño del sistema eléctrico, equidad tarifaria, generación distribuida.
- **Coordinación y operación del SEN y del mercado eléctrico:** Seguridad, operación y transferencias económicas, información pública, intercambios internacionales, servicios complementarios.
- **Sistemas Medianos.**

Entre los principales cambios regulatorios que ha sufrido esta Ley, cuya última versión data de diciembre de 2019, se destaca la **Ley 20.936 de 2016**, la cual establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

#### Servicios Complementarios

Establecidos en la LGSE, los Servicios Complementarios (SSCC) son aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del SEN, permitiendo con ello al Coordinador preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica y de calidad para el sistema. En la Ley

---

<sup>160</sup> (GIZ, 2019) *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*, Mapa Normativo del Sector Energético Chileno, 2019. Disponible en: [http://www.minenergia.cl/mercadoernc/wp-content/uploads/2019/05/Mapeo\\_Normativa-energetica-2019-esp\\_lis.pdf](http://www.minenergia.cl/mercadoernc/wp-content/uploads/2019/05/Mapeo_Normativa-energetica-2019-esp_lis.pdf)

son definidos y catalogados como SSCC al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio. También son definidas la obligación de disposición de los recursos por parte de los coordinados, la definición de estos mediante resolución exenta por parte de la CNE, previo informe de SSCC por parte del Coordinador. El Coordinador deberá llevar a cabo los estudios de costos, licitaciones y subastas para la prestación de los servicios, sujetos a la aprobación de la CNE, la cual podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas. En caso que la licitación o subasta de un SSCC fuera declarada desierta, el Coordinador podrá instruir la prestación directa o instalación de la infraestructura necesaria para la prestación de dicho recurso, valorizados según los precios máximos fijados por la CNE. La remuneración por la prestación de SSCC, por su lado, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros a nombre de usuarios finales, debiendo evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.

El **Decreto Supremo N°113 de 2019** aprueba el **Reglamento de Servicios Complementarios** a los que se refiere la LGSE, en el que se estipula el marco regulatorio de la prestación de SSCC. Este establece que los SSCC requeridos por el SEN deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas (cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo), pudiendo el Coordinador instruir su prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria de manera excepcional, y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas. Adicionalmente, y a efectos de establecer que las condiciones de mercado no sean competitivas, el Coordinador deberá analizar las condiciones estructurales y dinámicas de competencia en la prestación de cada SSCC.

Recientemente ha sido aprobada una nueva **Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC)** en el mes de diciembre de 2019, la cual tiene por objetivo establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá la prestación de SSCC, la determinación de los requerimientos de los mismos, y sus procesos de verificación de instalaciones, y de evaluación de disponibilidad y desempeño, de conformidad a lo establecido en el Reglamento de SSCC y la Ley. En esta se tratan: la realización de subastas y licitaciones de SSCC, e instrucción directa y obligatoria de éstos, el Estudio de Costos de SSCC, la operación del sistema eléctrico y SSCC, la determinación de requerimientos de SSCC, y la verificación de recursos técnicos, desempeño y disponibilidad de la prestación de SSCC.

En base a todo lo anterior, el pasado 1 de enero de 2020 se dió inicio al nuevo régimen de SSCC y al desarrollo de subastas para la prestación de servicios de cortísimo plazo en los que no se ha descartado la existencia de condiciones de competencia. Debido a que el mercado de SSCC establecido solo cuenta con algunos meses de operación, aún no es posible obtener conclusiones respecto de su desempeño de forma acabada, y se espera una primera evaluación por parte del Coordinador en su Informe anual de SSCC en junio de este año.

### **Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional**

El **Decreto Supremo N°125 de 2017** aprueba el **Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional**, el cual, si bien recoge normas aplicables a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga, también trae nuevas tareas para el Coordinador, las que deberán ser implementadas ya sea de forma inmediata, en plazos específicos, o de forma condicionada a la existencia de una Norma Técnica (NT), y que suponen una serie de desafíos que este deberá enfrentar en

su implementación, así como la compatibilización de su contenido con el resto de los Reglamentos en trámite y discusión, y las NT relacionadas. Este tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del SEN y SSMM, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

El reglamento se centra en la coordinación de la operación del sistema eléctrico, tratando la programación de la operación, los costos variables, el pronóstico centralizado de generación, la proyección centralizada de demanda de clientes libres y regulados, la programación de mantenimientos y solicitudes de trabajos, el almacenamiento de energía, la operación en tiempo real, y la programación de la operación de SSMM con más de una empresa generadora.

En particular, se destaca su Art. 8 Transitorio, en relación al desarrollo de un estudio específico, con el fin de establecer una estrategia para actualizar el proceso de programación de la operación y el despacho económico. Dicha estrategia deberá considerar la optimización de la operación del sistema en tiempo real a través de herramientas que automaticen el proceso, determinando entre otros, la colocación de las unidades generadoras y los costos marginales del sistema. El estudio específico deberá contener, al menos, el diseño básico del proceso y solución, el modelamiento y restricciones requeridas, así como, una planificación y sus respectivos costos de implementación. Con todo lo anterior, esto supone una serie de factores claves de transformación, según ha sido señalado por el propio Coordinador<sup>161</sup>, entre los que se cuentan la revisión de la programación de corto y mediano plazo (e.g., mejoras en su modelación, actualización del lenguaje de programación del modelo PLP, y la automatización de datos de entrada y salida), la programación intra-diaria (e.g., definición del problema a resolver en la operación en tiempo real), entre otros. En cuanto al plazo para el desarrollo de este estudio, se cuentan 12 meses desde la publicación del Reglamento, es decir, el 20 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, respecto de la coordinación del mercado eléctrico, el Reglamento se centra en el mercado de corto plazo, su cadena de pagos y los costos marginales; mientras que, respecto a las instalaciones, trata la declaración en construcción, puesta en servicio, entrada en operación, retiro, modificación y desconexión de las instalaciones al SEN. Finalmente, respecto de la información y desempeño del sistema eléctrico, este trata las auditorías y desempeño del sistema, reportes de desempeño y sistemas de información pública, así como el monitoreo de la competencia por parte del Coordinador.

### **Otros Cuerpos Regulatorios en Desarrollo**

Actualmente, se encuentra en desarrollo una serie de cambios regulatorios del sector relacionados con las necesidades de herramientas regulatorias para el desarrollo de fuentes de flexibilidad dentro del sistema eléctrico<sup>162</sup>. Se destaca el desarrollo de Normas Técnicas relacionadas con el cálculo de costos marginales, la programación de la operación, y las funciones de control y despacho, entre otras.

---

<sup>161</sup> Coordinador Eléctrico Nacional, Jornadas Técnicas 2020, 14 de mayo de 2020.

<sup>162</sup> Disponible en: [cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/2020\\_Cuenta\\_Pu%CC%81blica\\_CNE\\_v18may.pdf](https://cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/2020_Cuenta_Pu%CC%81blica_CNE_v18may.pdf)

### **7.1.2 Principales Actores Institucionales**

A continuación se revisan los roles de los principales actores institucionales que dicen relación con el diseño y desarrollo de herramientas de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

#### **Ministerio de Energía**

Creado por la Ley N°20.402 de 2009 que modifica el Decreto Ley N°2.244/1978, el MEN es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energético. Entre sus principales funciones se cuentan: la elaboración y coordinación de planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector; velar por su cumplimiento; y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con el sector energético, considerando todos los tipos de fuentes energéticas primarias y secundarias.

#### **Comisión Nacional de Energía**

Creada por la Ley N°20.402 de 2009 que modifica el Decreto Ley N°2.244/1978, la CNE es un organismo público y descentralizado, que se relaciona con el Presidente de la República por medio del MEN. Esta se encuentra encargada de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía. Todo lo anterior, con el objeto de disponer un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

#### **Coordinador Eléctrico Nacional**

Incorporado en la LGSE mediante la Ley N°20.937 de 2016 y establecidas sus disposiciones aplicables a la organización, composición y funcionamiento mediante Decreto Supremo N°52 de 2018, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es el organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones interconectadas del SEN que operan interconectadas entre sí, estableciéndose en el Artículo 72°-1 los principios de la coordinación de la operación:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta Ley.

### **7.1.3 Procesos en Desarrollo**

A continuación se revisan los principales procesos actualmente en desarrollo por el MEN y la CNE, los cuales se espera continúen con su proceso de discusión durante el primer semestre de 2020.

#### **Ley de Distribución**

El Proyecto de Ley Larga de Distribución que el MEN espera enviar al Congreso durante los próximos meses plantea una serie de cambios estructurales que buscan modernizar la actual legislación. Entre los principales desafíos que aborda, la autoridad ha destacado la modernización de: la distribución como

servicio eléctrico; la protección al usuario; y la competencia en beneficio de los consumidores. En la Figura 6.15 a continuación se esbozan las interacciones de los nuevos actores propuestos en (ISCI, 2020).

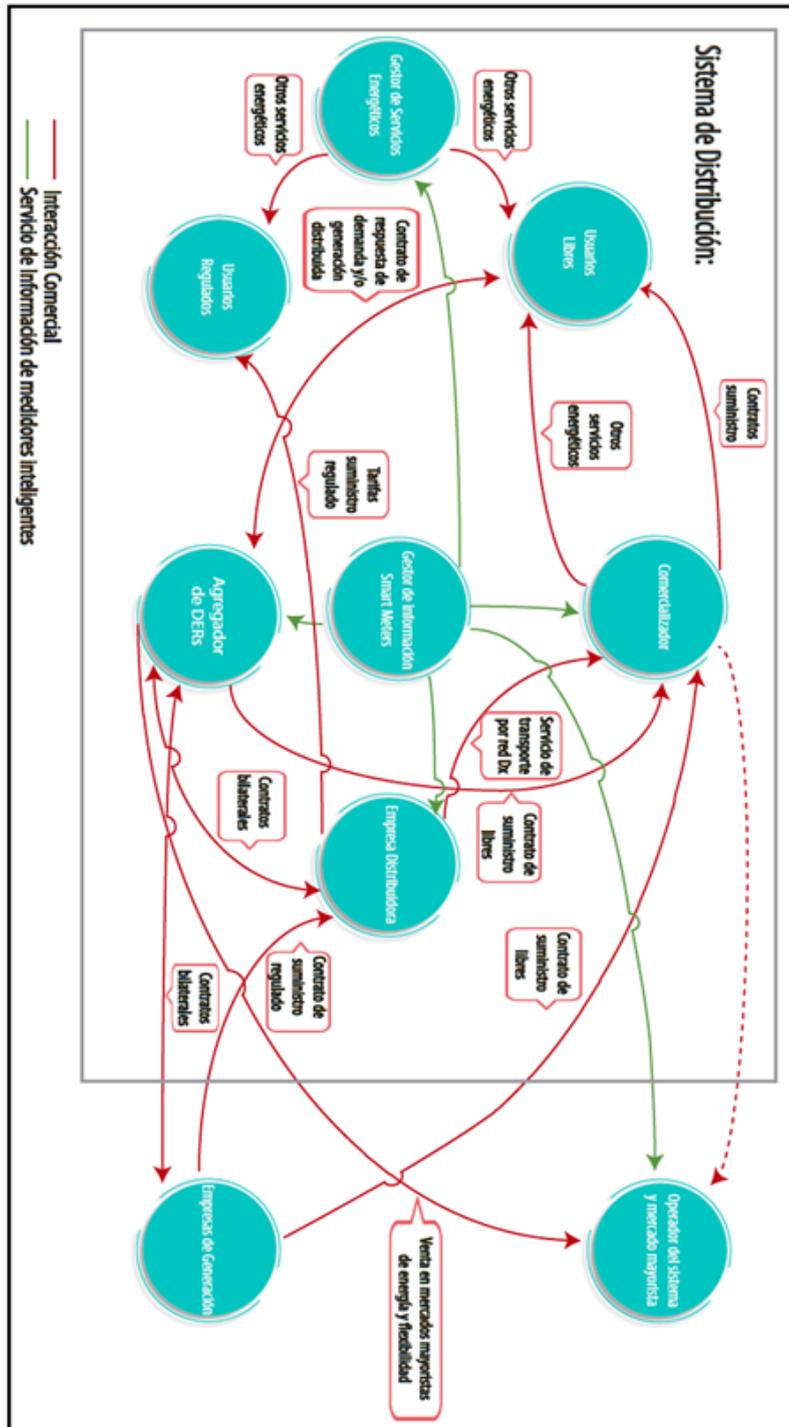


Figura 6.15. Interacciones de nuevos actores propuestos (ISCI, 2020).

Con todo lo anterior, el MEN ha comentado la relevancia que tendrá el Proyecto de Ley, y que supone la introducción de competencia en segmentos que históricamente se han tratado como monopolios regulados, particularmente en lo relacionado a la actividad de comercialización, dando a los

consumidores finales la posibilidad de elegir suministrador. Similarmente, se espera permita la creación de roles como aquel del Agregador de Recursos Energéticos Distribuidos y del Gestor de Servicios Energéticos, los que supondrán una cada vez mayor participación activa por parte de los usuarios finales de las redes de distribución dentro del sistema eléctrico, por medio de la integración de fuentes de generación distribuida, la electromovilidad, el almacenamiento, y el desarrollo de esquemas de respuesta de demanda, y que se espera desbloqueen la flexibilidad latente que pueden proveer al sistema la propia demanda<sup>163</sup>.

### Estrategia de Flexibilidad

La Estrategia de Flexibilidad se enfocará en definir las acciones necesarias para disponer de las señales de mercado y procesos que permitan el desarrollo y la utilización de la capacidad flexible requerida en el futuro por el SEN, en pos de su desarrollo de forma segura, eficiente y sostenible. En base a la información disponible sobre dicha estrategia, se espera que la Estrategia de Flexibilidad resulte en una serie de medidas que supondrán la modificación de los cuerpos legales, reglamentarios y normativos del sector, así como un análisis continuo de las condiciones operacionales que se susciten dentro del SEN.

El cambio de paradigma tecnológico que se espera en las próximas décadas, supone desafíos y oportunidades de mejora en el diseño del mercado eléctrico chileno. En las Secciones a continuación, se revisan las propuestas presentadas, y en relación a cada una de estas, se analizan los cuerpos regulatorios que dan contexto a la realidad nacional (i.e., legales, reglamentarios, normativos y procedimentales) y que se estiman deberán ser modificados o actualizados en virtud de las necesidades futuras de flexibilidad del sistema. Adicionalmente, se proponen diseños preliminares de mecanismos de transitoriedad que puedan dar cabida a las nuevas estructuras de mercado propuestas.

---

<sup>163</sup> Los resultados del estudio de acompañamiento técnico que recibió el MEN en el desarrollo de este Proyecto de Ley se encuentran disponibles en el siguiente enlace: [energia.gob.cl/noticias/metropolitana-de-santiago/informes-del-estudio-de-acompanamiento-de-distribucion](http://energia.gob.cl/noticias/metropolitana-de-santiago/informes-del-estudio-de-acompanamiento-de-distribucion). La presentación de cierre del mismo se encuentra disponible en el siguiente enlace: [energia.gob.cl/noticias/nacional/exitoso-seminario-sobre-reformas-la-distribucion-electrica](http://energia.gob.cl/noticias/nacional/exitoso-seminario-sobre-reformas-la-distribucion-electrica)

## 7.2 Estrategias de Propuestas para la Operación de Corto Plazo

Actualmente, el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, establece que el Coordinador podrá **dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas** según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la adecuada valorización de las energías gestionables (Art. 39); deberá **actualizar la programación de la operación**, incorporando variables y antecedentes, **en las etapas que corresponda**, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado (Art. 40); y, cuando este defina distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación, las etapas de colocación de los recursos energéticos **serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario** (Art. 41). Por otro lado, el mismo reglamento establece que el Coordinador deberá realizar la programación de la operación del SEN **optimizando de manera conjunta energía y reservas** (Art. 36), resguardando que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de servicios complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo (Art. 42).

En base a lo anterior, se aprecia que el Coordinador cuenta con las facultades necesarias para **aumentar la granularidad temporal de los procesos de programación y operación del sistema**, a la vez que abre la posibilidad a **nuevas instancias de programación y operación en tiempo real en las cuales co-optimizar energía y reservas**, permitiendo actualizar los pronósticos y capturar los efectos de variabilidad e incertidumbre en el cortísimo plazo, tanto de la generación ERV como de la demanda, además de una valorización más adecuada de los recursos controlables flexibles.

Por otro lado, la LGSE define de forma general el costo marginal de suministro como aquel costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad (Art. 225, literal f). No obstante lo anterior, en la práctica los costos marginales del sistema resultan ser calculados de forma horaria, siendo determinados como el promedio ponderado de los costos marginales en cada minuto de la operación (RE N°669 de 2017, Art. 2)<sup>164</sup>, siendo estos definidos por el costo variable de la unidad de mayor costo variable, referido a la barra de referencia del sistema, que no se encuentre operando a mínimo técnico, pero sí lo haga por orden económico (Art. 13), en función de la lista de mérito creciente de costos variables de las unidades<sup>165</sup>. Luego, se observa que la materialización actual de los costos marginales en el sistema eléctrico chileno (en cuanto a su resolución temporal y metodología de cálculo), resulta en señales económicas ineficientes, que no son capaces de capturar el valor de los atributos de flexibilidad que diferentes tecnologías ofrecen al sistema, afectando con esto las señales de inversión de largo plazo que los agentes observan en el mercado de corto plazo. A partir de todo lo anterior, se constata la necesidad de transitar hacia un esquema de operación de

---

<sup>164</sup> Esto también supone una inconsistencia con el problema de programación de la operación, el cual cuenta con una resolución horaria del problema.

<sup>165</sup> A partir de los resultados de la programación de la operación, el Coordinador deberá establecer el listado de prioridad de colocación, en el que deberá definir, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los costos de oportunidad en los términos señalados en el presente Título y en la respectiva norma técnica (DS N°125, Art. 57).

corto plazo que considere una mayor resolución del problema de co-optimización de energía y reservas, internalizando las restricciones de flexibilidad relevantes del problema, a la vez que permita la **determinación del costo marginal real de operación del sistema como la variable dual de los modelos de operación.**

Como se ha mencionado con anterioridad, existe una serie de cambios regulatorios en desarrollo relacionados con el cálculo de costos marginales, la programación de la operación, y las funciones de control y despacho, entre otras materias. Todos estos cambios sin duda ampliarán el abanico de herramientas regulatorias para la satisfacción de necesidades de flexibilidad en el futuro. Adicionalmente, el propio Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN establece la responsabilidad del Coordinador de llevar a cabo un estudio específico con el fin de establecer una estrategia para actualizar el proceso de programación de la operación y el despacho económico, estudio que se espera concluya a fines del presente año 2020.

En base a todo lo anterior, se observa que las propuestas de operación de corto plazo presentadas en el presente Estudio **no requerirían cambios a nivel de Ley.** Adicionalmente, el Coordinador cuenta con las atribuciones e instancias necesarias para reconocer estas oportunidades de mejora de la operación de corto plazo, y avanzar junto a la Comisión y el Ministerio en las modificaciones regulatorias de los cuerpos legales, reglamentarios, normativos y procedimentales que se estimen convenientes con dicho fin. El principal desafío que se estima deberá enfrentar la transición propuesta, corresponderá a la **adopción e integración por parte del Coordinador** de los modelos y sistemas de información requeridos para la modernización de sus procesos, así como de la capacitación de todos los profesionales involucrados en el control y despacho del sistema eléctrico.

### 7.3 Estrategias de Propuestas para Mercados de Corto Plazo

El Art. 72-1 de la LGSE, establece que se debe garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. Ante esto, la **implementación de un mercado basado en ofertas** no debiera requerir de modificaciones legislativas, puesto que un esquema de co-optimización de energías y reservas basado en ofertas cumpliría con este principio. Sin embargo, a **nivel reglamentario** resultaría necesario explicitar la consideración de ofertas en los procesos, a través de modificaciones menores de algunas definiciones, tales como el Art. 44 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, que establece la información y aspectos que deben ser considerados en la programación de la operación, o el Art. 66 del Reglamento, donde se establece que la Norma Técnica definirá metodologías para el reconocimiento de los costos variables de las distintas tecnologías. Además, se debiese añadir a nivel reglamentario todas las indicaciones relevantes que aseguren un correcto funcionamiento del mercado, así como mecanismos que velen por las condiciones de competencia dentro de éste y el perfeccionamiento de sus procesos.

Adicionalmente, se propone que este **esquema de co-optimización de ofertas se materialice a través de precio uniforme tanto para energía y reservas**. Ante esto, la Norma Técnica de Servicios Complementarios (SSCC) establece, a través de su Art. 2-10, que se deberá remunerar cada uno de los SSCC, y sus categorías, de conformidad a lo establecido en la Resolución SSCC. Del mismo modo, el Art. 72-7 de la LGSE establece que la Comisión será la encargada de definir la forma en que los SSCC son remunerados, respetando el principio de evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura. Finalmente, el Reglamento de Servicios Complementarios define a través de su Art. 56 que la remuneración de SSCC licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta, estableciendo de este modo un esquema *pay-as-bid*. Cabe destacar que el mismo documento establece en su Art. 63 un pago del tipo precio uniforme ante la eventualidad de que la subasta o licitación se declare desierta, en cuyo caso se instruye la prestación del servicio valorizado al precio máximo fijado para el proceso correspondiente. De este modo, se concluye que la implementación de esta propuesta **requeriría de modificaciones al Reglamento de SSCC**.

Otra de las propuestas presentadas en el presente Estudio, considera la **implementación de un esquema de mercado con estructura del día anterior, intradiario y de tiempo real de naturaleza vinculante**. En este contexto, el despacho vinculante propuesto implica una secuencia de balances y transferencias económicas para gestionar las desviaciones tanto de la generación como la demanda respecto de los pronósticos y balances definidos en mercados previos. En principio, esta implementación no requeriría modificaciones relevantes en la normativa vigente, puesto que en el Art. 149 de la LGSE se establece que las transferencias deben ser realizadas según el costo marginal instantáneo del sistema eléctrico, sin especificar si este debe ser obtenido a partir de la operación real o de un valor obtenido mediante una programación previa. Sin embargo, resulta recomendable que una implementación de este estilo sea explícita en esta definición a nivel legal, estableciendo para ello que las transferencias de energía sean definidas y valorizadas según las cantidades y costos marginales definidos en cada etapa de la programación de la operación. Así, ante desvíos respecto a lo definido en el balance de un mercado previo, las transferencias resultantes de los mercados subsecuentes deberán ser valorizadas según los costos marginales de dicha nueva programación. El proceso iterativo culmina al llegar al mercado en tiempo real, donde los desvíos de la operación respecto de la última programación realizada deberán ser valorizados según los costos marginales reales del sistema.

En relación al punto anterior, las propuestas presentadas en este Estudio consideran relevante que la **asignación de costos de activación de reserva en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, se realice en base a una banda de desvíos**, con el fin de reconocer la complejidad de asignar causantes de costos y receptores de beneficios en sistemas eléctricos. Al respecto, el artículo 72°-7 de la LGSE establece que la remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico. Por lo tanto, la aplicación del concepto de causalidad, ya sea de manera parcial o total, requerirá de modificaciones legales para su implementación.

Adicionalmente, de la propuesta se extiende que la responsabilidad de realizar pronósticos de manera correcta recae de manera individual en cada generador. Si bien el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN establece que los coordinados deberán entregar pronósticos de la disponibilidad de sus recursos de generación, la responsabilidad de generar una proyección centralizada de generación con esta información recae en el Coordinador (Título III, Capítulo 3). De esta manera, se requieren modificaciones a nivel reglamentario para la implementación de esta propuesta, de forma tal que se permita el uso directo de los pronósticos realizados por los coordinados, en caso de que así el Coordinador lo definiera, sin que esto altere las responsabilidades del Coordinador definidas en el artículo 72°-1 de la LGSE sobre la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Como se ha detallado en las propuestas señaladas, será especialmente importante **integrar en todos los niveles del mercado a todas aquellas tecnologías y actores capaces de proveer los productos que requerirá el sistema eléctrico** en el futuro, lo que supondrá una serie de impactos positivos en las condiciones de competencia del sector, así como una operación más eficiente en el corto, mediano y largo plazo (Dictuc, 2019-1; Dictuc, 2019-2; Dictuc, 2019-3). En línea con esto, actualmente, el sector eléctrico se encuentra a la espera de que el Ministerio de Energía envíe para su discusión en el Congreso el Proyecto de Ley Larga de Distribución, a través del cual se plantea modernizar la actual legislación, y el cual se espera aborde, entre sus principales desafíos, la integración del rol de la comercialización, aquel del agregador de recursos energéticos distribuidos, y el gestor de servicios energéticos.

La diferenciación de actividades y roles de las empresas distribuidoras<sup>166</sup>, así como la definición del rol de la comercialización, supone favorecer la competencia y segmentación del nuevo mercado, la innovación en productos y servicios asociados al suministro eléctrico, y la obtención de tarifas de suministro competitivas para los usuarios finales. En línea con esto, la definición del rol del agregador de recursos energéticos distribuidos supone reducir la incertidumbre y barreras de entrada para el ejercicio de un rol potencialmente beneficioso para el sistema eléctrico, el cual podría imputar las inyecciones y/o retiros de los usuarios con los que establezca contratos a los productos o servicios que este ofrezca en los mercados eléctricos en los que participe. Adicionalmente, se cuenta la definición del rol del gestor de servicios energéticos, el cual entre sus servicios se espera desarrolle proyectos de ahorro y eficiencia energética, y la instalación y conexión de infraestructura energética (e.g., generación distribuida, almacenamiento, etc.), lo que supone un apoyo importante al desarrollo y adopción de tecnologías distribuidas por parte de los consumidores finales del sistema eléctrico.

---

<sup>166</sup> Por ejemplo, aquellas actividades que no puedan ser prestadas en condiciones competitivas, como las actividades de inversión (y planificación), operación y mantenimiento de la red de distribución.

No obstante lo anterior, y dado el alcance que se espera tenga la propuesta de cambio regulatorio del sector distribución, resultará crítica la modificación de todos los cuerpos reglamentarios, normativos y procedimentales que permitan a éstos nuevos actores participar en todos los niveles de mercado de corto y largo plazo existentes, así como un reconocimiento adecuado de los atributos que nuevas y emergentes tecnologías serán capaces de proveer al sistema eléctrico. Es así que, comprendiendo los desafíos y complejidades que impondrá dicha evaluación tanto para el Coordinador como para los propios agentes, se refuerza la necesidad de contar a futuro con un mercado de energía basado en ofertas, que permitan a los actores internalizar en sus ofertas elementos particulares de sus tecnologías en relación a otras alternativas de participación dentro del mercado eléctrico.

Finalmente, resulta imprescindible **avanzar en el desarrollo de las herramientas disponibles para el monitoreo de la competencia de corto plazo con las que cuenta el Coordinador, así como aquellas que habiliten la toma de acciones correctivas en caso de ser necesarias.**

En este contexto, la LGSE, en el tercer inciso del artículo 72°-7, establece la responsabilidad del Coordinador de elaborar y comunicar a los Coordinados, durante el mes de junio de cada año, el **Informe de Servicios Complementarios (SSCC)**, señalando los SSCC requeridos por el Sistema Eléctrico con su calendarización respectiva y sus actualizaciones cuando corresponda. En el Reglamento de SSCC se detalla además, que para cada uno de los SSCC identificados en el Informe SSCC, se deberá indicar el o los mecanismos a través de los cuales se materializará su prestación y/o instalación, los cuales podrán corresponder a licitaciones, subastas o la prestación y/o instalación en forma directa, para lo cual el Coordinador **deberá analizar las condiciones de competencia del mercado existente** para cada uno de los servicios y su naturaleza, en los términos señalados en el inciso segundo del artículo 7 del Reglamento, definiendo los procedimientos, metodologías y/o indicadores que justifiquen el o los mecanismos de materialización del respectivo servicio.

Adicionalmente, y de acuerdo al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS N°125), el Coordinador deberá elaborar, al menos anualmente e iniciando en el mes de marzo de cada año, un **informe que permita observar la evolución de las condiciones de competencia en el mercado** eléctrico, con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación establecidos en la Ley. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá elaborar y publicar **reportes relativos a los aspectos objeto de seguimiento y análisis definidos** (i.e., estructura del mercado, desempeño económico de los agentes, información de insumos para la generación, información técnica en sector, operación en tiempo real, interacción entre agentes, y análisis de procesos licitatorios).

En base a lo anterior, se puede apreciar que, si bien el Coordinador hoy cuenta con la facultad de llevar a cabo un monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado en el mediano y corto plazo, este no cuenta con la obligación de pronunciarse de forma periódica respecto de estas condiciones de forma mensual, semanal o incluso diaria, dando cuenta del impacto de las condiciones operacionales de cortísimo plazo (e.g., disponibilidad de fuentes de generación, transmisión, condiciones climáticas o hidrológicas adversas, etc.) en el nivel de competencia de un mercado por un producto en particular. A raíz de lo anterior, resulta relevante que el Coordinador cuente y desarrolle de forma continua las herramientas computacionales necesarias (e.g., de simulación, cálculo de índices, etc.) que permitan a éste evaluar las condiciones de competencia reales del sistema, condicionadas por las condiciones

operacionales de corto plazo. Y, en línea con esto, y de forma complementaria a la labor llevada a cabo por el Coordinador, también cabe la posibilidad de evaluar la pertinencia de abrir el proceso de monitoreo de la competencia a no solo autoridades públicas (Art. 190, DS N°125), sino que también a actores independientes, que presten este tipo de servicios al Coordinador, robusteciendo el análisis llevado a cabo por este<sup>167</sup>.

Por otro lado, y en la medida de que el Coordinador cuente con las herramientas adecuadas y visibilidad respecto de las condiciones de competencia del mercado de corto plazo, este será capaz de identificar comportamientos estratégicos por parte de actores particulares que intenten ejercer algún tipo de comportamiento estratégico, producto de posiciones ventajosas a raíz de condiciones operacionales particulares de corto plazo. En dichas circunstancias, y si bien el Coordinador cuenta con la obligación de informar a la Fiscalía Nacional Económica o la autoridad correspondiente respecto de acciones que pudieran constituir infracciones a la libre competencia (Art. 189, DS N°125), sería deseable que el CEN también pudiera contar con las potestades y mecanismos pertinentes que le permitieran tomar acciones correctivas de corto plazo. Por ejemplo, sobre las ofertas realizadas por agentes particulares que intentasen abusar de posiciones de mercado ventajosas, además de los precios máximos correspondientes a cada mercado<sup>168</sup>, limitando por ejemplo las ofertas que estos agentes puedan realizar en el mercado, o incluso estableciendo que las condiciones de competencia de corto plazo no son las suficientes como para la materialización de algún producto en particular por medio de subastas competitivas.

Por lo demás, el Artículo 190 del DS N°125 otorga al Coordinador la posibilidad de proponer a las autoridades competentes medidas y/o modificaciones normativas que tiendan a mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados y la libre competencia en ellos, con lo que las propuestas señaladas, de ser recogidas por el Coordinador, podrían ser levantadas e implementadas en el corto plazo, en el caso de un robustecimiento del monitoreo de la competencia de corto plazo, y mediano plazo, en el caso de la participación de actores independientes en las labores de monitoreo del mercado y la facultación de nuevas atribuciones correctivas de parte del Coordinador sobre los mercados de subastas de corto plazo.

Otro aspecto relevante dentro de las propuestas realizadas consiste en la **utilización de un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos**. Respecto a esto, el Reglamento establece, a través de su Art. 63, que los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema, pero que deberán ser remunerados por los costos de operación incurridos en caso de que las unidades realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema, y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos. Si bien este mecanismo de remuneración se puede implementar de varias maneras, se observa que se requieren por lo menos modificaciones en cuanto a la cobertura de costos no-convexos, y acotaciones más detalladas sobre las situaciones en las que este tipo de remuneración será aplicada.

---

<sup>167</sup> Por ejemplo, en los Estados Unidos, Potomac Economics corresponde a un proveedor de servicios de monitoreo de mercado de múltiples Operadores Independientes, entre los que se destacan el *Midcontinent ISO*, *New York ISO*, *ISO New England*, y *ERCOT*. Disponible en: [Potomac Economics](http://PotomacEconomics.com)

<sup>168</sup> Definidos de forma ex-ante por la CNE, la determinación de precios máximos cuenta con mecanismos (dispuestos en la Resolución Exenta 823 de 2019) que permiten que estos sean limitados en función de condiciones de competencia de corto plazo adversas. Sin embargo, se estima que dichos mecanismos no cuentan con el dinamismo suficiente como para la corrección de ofertas en el cortísimo plazo.

Adicionalmente, en la Sección 6.3 se discute la opción de generar señales de precio uniformes que sean capaces de internalizar estos costos no-convexos, reconociendo que este tipo de mecanismos presenta ventajas al sistema, a pesar de contar con mayores complejidades en su implementación. En dicha sección fueron mencionadas algunas de estas complejidades prácticas y respecto a su aplicación dentro de la normativa vigente en el sistema eléctrico chileno. Se observa que, a nivel de Reglamento, el Art. 63 establece que los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema, a la vez que en el Art. 165 se define el costo marginal como el mayor costo de producción de energía en cada barra, de acuerdo al listado de prioridad de colocación determinado en el proceso de programación de la operación. Por lo tanto, de implementar esquemas de precios más complejos donde el precio no necesariamente sea el costo marginal de operación tal como se define anteriormente (e.g., esquemas del tipo convex-hull) se requerirían cambios legales que consideren los esquemas utilizados para la formación de precios en el sistema eléctrico.

A partir de lo anterior, es posible observar que la mayor parte de las propuestas indicadas no necesitan de modificaciones a nivel legal para su implementación, a excepción de la propuesta sobre desvíos y causalidad. De esta manera, la implementación de estas propuestas depende principalmente de modificaciones regulatorias y normativas. Sin embargo, también existen otros aspectos que deben ser considerados de forma previa, puesto que afectan directamente la implementación y los resultados que pueden tener estas propuestas. En este sentido, resulta deseable contar con mecanismos refinados de programación y operación para lograr un buen funcionamiento de un mercado donde se co-optimicen ofertas de energía y reservas, toda vez que estos mecanismos ayudan a entregar señales de precio con una mayor granularidad temporal. Lo anterior otorga una cierta lógica en los plazos para la implementación de estas propuestas, de manera que se recomienda su desarrollo en paralelo a las propuestas de operación de corto plazo, o bien, posterior a que estas medidas de operación sean implementadas.

Finalmente, ante un mercado de ofertas de energía, es importante cuestionar el rol del agua dentro del sistema eléctrico y la forma en que esta es utilizada. Existen aspectos claves que deben ser estudiados en detalle en un eventual contexto de unidades realizando ofertas, como el impacto de las decisiones en los embalses respecto a las centrales que se encuentren aguas abajo, la propiedad de los embalses y del agua almacenada en ellos, la relevancia de una gestión adecuada para no comprometer la operación futura, entre otros. En este sentido, es relevante destacar la importancia que adquiere dentro de este esquema un adecuado monitoreo de la competencia, y la necesidad de una definición clara respecto al uso de recursos hídricos. La discusión anterior solo se agudiza en un contexto de cambio climático, puesto que posibles escenarios de escasez de agua plantean la necesidad no solo de una gestión adecuada y sustentable en su uso respecto al sistema eléctrico, sino también de un análisis del costo de oportunidad que representa su uso para la sociedad y de los alcances que puede tener este impacto en las comunidades locales.

## 7.4 Estrategias de Propuestas para Mercados de Largo Plazo

La propuesta de **transitar del actual mercado de capacidad basado en precios, a un mercado de capacidad centralizado** (basado en cantidad, en el que el precio resulte de la competencia entre los actores del mercado), **donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos no solo de la capacidad de generación** que proveen diferentes tecnologías<sup>169</sup>, **sino que también otros atributos que den cuenta de la flexibilidad que estas son capaces de proveer al sistema** (e.g., en términos de capacidad de rampa, capacidad de respuesta, encendido y apagado rápido), requerirá una serie de cambios a nivel legal, reglamentario y normativo.

El actual mecanismo de remuneración de la potencia de suficiencia se encuentra definido a nivel legal en la LGSE, particularmente en los artículos 72°-17, 149° y 162°. Mientras que las disposiciones reglamentarias son establecidas en el DS N°62 de 2006 (aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras), el cual entró en vigencia a contar del año 2016, una vez implementados los servicios complementarios<sup>170</sup> y publicada la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras<sup>171</sup>. En base a lo anterior, el diseño actual del mecanismo se basa en el concepto de suficiencia del sistema, la capacidad de generación de las unidades, la demanda máxima de potencia de este, y la valorización de las respectivas transferencias de potencia conforme a un precio de nudo de potencia establecido, dejando fuera del esquema atributos de flexibilidad necesarios para el aseguramiento de la seguridad del suministro eléctrico. En dicho sentido, la propuesta supone, además de transitar desde un mecanismo basado en precios a uno basado en cantidad, enriquecer el mecanismo de suficiencia de largo plazo con otra clase de atributos, en línea con los requerimientos futuros de flexibilidad del sistema, los que se espera aumenten ante una mayor penetración de fuentes de generación renovable variable, y que por supuesto resultará en inversiones en tecnologías más eficientes para la operación del sistema eléctrico que aquellas que no cuenten con dicha clase de características.

En línea con lo anterior, cabe señalar que la LGSE define en su Art. 225°, entre otros conceptos: la **confiabilidad**, como la cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio; la **suficiencia**, como aquel atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda; la **seguridad de servicio**, como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios; y la **calidad de servicio**, como el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes. A partir de las definiciones anteriores, uno podría conjeturar que el atributo de seguridad de servicio se define en el cortísimo plazo, mientras que el atributo de suficiencia dice relación con una característica entendida de forma general en un horizonte de largo plazo. Más aún, en (Pérez-Arriaga et. al, 2013), se discute cómo estos dos conceptos, conocidos en la literatura como *security* y *adequacy*, pueden ser extendidos en términos de la seguridad (*security*) de cortísimo plazo, la firmeza (*firmness*) de corto a mediano plazo, la suficiencia (*adequacy*) de largo plazo, y la política de expansión estratégica (*strategic expansion policy*) de muy largo plazo del sistema.

---

<sup>169</sup> En términos de MWs.

<sup>170</sup> De acuerdo al DS N°44 de 2007.

<sup>171</sup> De acuerdo a la RE N°54 de 2016.

No obstante lo anterior, si bien estos elementos dicen relación con desafíos que deben ser enfrentados en distintas escalas de tiempo, el suministro eléctrico en la práctica corresponde al resultado de una serie de acciones interrelacionadas en estas cuatro dimensiones. Los criterios de seguridad y suficiencia, si bien dicen relación con cómo se enfrentan diferentes desafíos de corto y largo plazo del sistema eléctrico, no pueden ser entendidos de forma independiente, y cualquier mecanismo que pretenda satisfacer los requerimientos de suficiencia en el largo plazo, también debería considerar cómo serán resueltos los problemas operacionales de corto plazo en el futuro. Por lo tanto, debiera evaluarse la necesidad de redefinir las cualidades del sistema, o bien, establecer su relación en un contexto de evolución y continuo desarrollo tecnológico del sistema eléctrico.

Por otro lado, cabe destacar que si bien la aplicación del mecanismo data de hace tan solo 4 años, el diseño del mercado fue establecido con anterioridad al año 2006, en circunstancias y con proyecciones de desarrollo tecnológico muy diferentes a la actualidad<sup>172</sup>. Luego, resulta natural que las metodologías de determinación de la potencia de suficiencia que aportan ciertas tecnologías no se encuentren adecuadamente definidas, o bien, no hayan sido desarrolladas. En este sentido, cualquier modificación del mercado de largo plazo debería considerar un diseño flexible, que permita a dicho mercado adaptar sus metodologías de forma tal que sea posible reconocer de forma eficaz y costo eficiente los atributos provistos por distintos tipos de actores, en la medida que los desarrollos tecnológicos lo requieran. Esto refuerza la necesidad de integrar dentro de todos los niveles de mercado a todas aquellas tecnologías capaces de proveer los atributos requeridos por el sistema, lo que por cierto debiera considerar el almacenamiento, la generación distribuida, la respuesta a la demanda y la eficiencia energética.

En principio, los avances en la transición propuesta para mercados de capacidad no requerirían esperar adelantos en la operación de corto plazo llevada a cabo por el Coordinador, ni modificaciones en los mercados de corto plazo. No obstante lo anterior, y como fue mencionado en las propuestas previas, es importante que se establezcan todas las modificaciones necesarias para asegurar la integración de toda clase de tecnologías o actores en todos los niveles de mercado, en base a los atributos que cada una de estos puede ofrecer para la provisión de un producto en particular. Esto, además de suponer una reducción de las barreras de entrada a nuevas tecnologías, más eficientes y con atributos acorde a los requerimientos del sistema, resultará en un avance positivo en el aumento de las condiciones de competencia de todos los mercados asociados.

Adicionalmente, el rediseño final del mercado de largo plazo de capacidad, basado en cantidad y que reconoce los atributos de flexibilidad provistos por los participantes, debiera seguir una metodología como la descrita en la Sección 3 de este Informe. Lo anterior requerirá de: una **caracterización de las necesidades técnicas del sistema** en el corto, mediano y largo plazo, en cuanto no solo a la capacidad de generación del parque para dar respuesta a la suficiencia del sistema, sino que de atributos de flexibilidad que respondan a las necesidades de cortísimo plazo de la seguridad del suministro; una **definición de los productos** a ser transados (e.g., pueden o no los atributos ser ofertados de forma independiente, limitaciones sobre las emisiones, etc.); una **evaluación de las condiciones de**

---

<sup>172</sup> Por ejemplo, en 2008, la Ley 20.257 estableció la obligación de generación en base a fuentes de Energía Renovable No Convencional (ERNC) con una proyección que estimaba su participación en un 10% al año 2024. Mientras, el Coordinador proyecta para el presente año 2020 en más de un 19% la generación solo en base a fuentes renovables variables (i.e., solar y eólica).

**competencia** posibles que enfrentaría este mercado; una **especificación de mecanismos de materialización** (e.g., que no resulte en un doble pago respecto a otros mecanismos de provisión de flexibilidad, definición de un pago a precio uniforme, horizontes y resolución de contratación de los productos, etc.); y un plan de **implementación y administración del mercado** en régimen.

Con todo lo anterior, los plazos requeridos para la transición propuesta tendrán relación principalmente con aquellos necesarios para la modificación de todos los cuerpos legales, reglamentarios y normativos correspondientes, así como al estudio del rediseño específico del mercado de largo plazo de capacidad.

## 8. Conclusiones

El presente Estudio se enfocó en obtener un análisis de los requerimientos de flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la elaboración de propuestas de materialización de nuevos mercados o modificación en el diseño de los mercados o modelos de operación ya existentes. Estas propuestas están sustentadas en la revisión de la teoría de diseño de mercados eléctricos para sistemas con necesidades de flexibilidad, el análisis de la experiencia internacional de mercados de referencia, y las propuestas nacionales disponibles asociadas a las necesidades de flexibilidad.

En cuanto a la **revisión de diferentes estudios públicos relacionados a la definición de requerimientos y herramientas de flexibilidad a futuro en el sistema eléctrico chileno**, se analizaron los supuestos definidos, los modelos y herramientas utilizadas, los escenarios de simulación considerados, y sus principales conclusiones y recomendaciones.

En general, **existe consenso entre los diferentes trabajos** respecto a que el desarrollo del SEN estará marcado por una importante integración de energía renovable variable, la cual resultará en un aumento en las necesidades sistémicas de flexibilidad, y con ello, creará la necesidad de compensar los atributos de tecnologías flexibles. En base a lo anterior, los estudios destacan de forma transversal la necesidad de contar con los incentivos y señales de mercado adecuadas en el corto y largo plazo para el desarrollo de un sistema eléctrico flexible, tanto en la capacidad de entregar atributos de flexibilidad como en la infraestructura de transmisión adecuada que permita proveer estos atributos en distintos puntos del sistema. Lo anterior requerirá cambios en la estructura y diseño de mercados asociados, los que deberán reconocer y valorar los atributos de flexibilidad con los que cuentan diferentes tecnologías de generación y almacenamiento, así como en los procesos de planificación y desarrollo de proyectos de transmisión, de forma tal que estos logren anticiparse a los requerimientos del sistema.

No obstante lo anterior, **también existen una serie de discrepancias** en cuanto a los mix tecnológicos resultantes, las tecnologías eficientes definidas para la provisión de flexibilidad, y la penetración de tecnologías renovables no variables (e.g., generación hidro, geotérmica y de concentración solar de potencia) y almacenamiento. Esto, **producto de diferentes brechas metodológicas** de cada estudio. Adicionalmente, se destacan la no consideración del recientemente definido proceso de descarbonización y de carbono neutralidad de la matriz de generación, así como su acoplamiento con otros sectores productivos, la demanda y la eficiencia energética como fuentes de flexibilidad, y el impacto de la generación distribuida en los requerimientos de flexibilidad sobre los sistemas de generación y transmisión.

En cuanto a la **revisión de la experiencia internacional de sistemas eléctricos de referencia**, esta toma en consideración una descripción general de cada sistema, los modelos de operación utilizados por los operadores de sistemas, los diseños de mercado de corto y largo plazo, así como los procesos de implementación de cambios en los diseños de mercado. En particular, se analizaron sistemas de referencia que se encuentran en la vanguardia del diseño e implementación de mercados eléctricos frente al nuevo paradigma tecnológico, abordando de distintas maneras los desafíos particulares asociados a la flexibilidad en los sistemas eléctricos.

A pesar de las diferencias entre sistemas, existen una serie de **elementos comunes relevantes para la discusión** en el caso chileno. Entre otros, se incluyen: una mayor cercanía entre escalas de operación y de mercado, lo que se traduce en una mayor granularidad temporal y espacial, tanto en despachos como en generación de señales económicas; mejoras en los procesos de formación de precios de corto plazo, de tal forma de capturar efectivamente el valor y costos asociados a la flexibilidad, así como otros elementos operacionales; la creación de nuevos productos de mercado alineados con atributos de flexibilidad, como lo son nuevos servicios complementarios o productos de rampa; un foco en atributos, y no en tecnologías específicas, lo que genera las condiciones para una neutralidad tecnológica; y la incorporación progresiva de todos aquellos agentes que pueden entregar los atributos necesarios para cada mercado (e.g., la demanda, el almacenamiento y recursos distribuidos), reduciendo las barreras para su participación, lo que resulta en una mejora de las condiciones de competencia del mercado.

Por otro lado, los **puntos de mayor diferencia** entre los sistemas revisados, que también son elementos relevantes para la discusión en Chile, pues detectan aquellos puntos en donde no existe un consenso, incluyen: la existencia de señales de escasez en mercados de corto plazo, destacando el uso de curvas de demanda de reservas como señal adicional de corto plazo; distintos niveles de integración de elementos operacionales en modelos de despeje de mercados, lo que se relaciona con la cantidad de restricciones e información operacional de los agentes participantes considerados por el operador para despejar los mercados; diferencias en cuanto al rol y necesidad de mercados de capacidad, donde no existe consenso tanto en su implementación como en la literatura e investigación especializada; y la existencia de mecanismos para la compensación de costos no-convexos, también relacionados con la formación de precios y el uso de esquemas que minimizan los *side-payments*. Y, en línea con esto, modificaciones al proceso de formación de precios, destacando los esquemas de tipo convex-hull o *extended locational marginal price*, actualmente bajo estudio en sistemas de Estados Unidos.

A partir de la experiencia internacional, es posible comprobar que hay muchos desafíos similares a los que actualmente y en el futuro enfrentará el sistema eléctrico chileno, principalmente motivados por las necesidades impuestas por el nuevo paradigma tecnológico. De manera similar, es importante confirmar que existen diversas formas de abordar dichos desafíos, con lo que las propuestas para el caso chileno deberán tomar en consideración las particularidades, necesidades y elementos diferenciadores del SEN.

En base a las revisiones de estudios en el ámbito nacional, la experiencia internacional y de literatura especializada, las propuestas para el sistema eléctrico chileno son formuladas considerando diferentes principios de diseño y tomando en consideración modificaciones en las estructuras de mercado de corto y largo plazo.

**En cuanto a la operación de corto plazo**, se propone:

- Implementación de modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas, con alta granularidad temporal.
- Aumento de la granularidad temporal en el pre-despacho, despachos intradiarios y en tiempo real.
- Explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.

**En cuanto al diseño de mercados de corto plazo**, se propone:

- Implementar un esquema de mercado multietapas de naturaleza vinculante, con una etapa del día anterior, una etapa intradiaria y una en tiempo real.
- Asignación de costos de activación de reserva en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, en base a una banda de desvíos.
- Transición programada hacia un mercado basado en ofertas tanto para energía como servicios complementarios.
- Integrar en todos los niveles del mercado a cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes.
- Transición hacia un diseño basado en co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas.
- Mejorar las herramientas disponibles para el monitoreo de competencia de corto plazo.
- Utilizar un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos y evaluación de esquemas de internalización de dichos costos en el mediano plazo.

Finalmente, **en cuanto al diseño de mercados de largo plazo**, se propone:

- Implementación de un Mercado de Capacidad Centralizado (MCC), donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados.

La revisión tanto de la experiencia internacional como de la literatura especializada entrega una visión clara: los **cambios necesarios para adaptar los mercados eléctricos a las necesidades impuestas por sistemas con alta penetración de energías renovables deben ser integrales y profundos**. Esto, dado que las necesidades impuestas por una alta penetración de tecnologías con bajos costos de operación, altos costos fijos de inversión, y de naturaleza variable y no despachable, requerirán la reevaluación de la estructura y el diseño de los diferentes segmentos del sistema eléctrico en su conjunto y a lo largo de distintas escalas de tiempo, abarcando desde aspectos operacionales, de planificación y de diseño de mercados tanto de corto como de largo plazo.

Finalmente, los plazos de avance en las distintas líneas de acción propuestas se encontrarán relacionados a los procesos normativos actualmente llevados adelante por la Comisión, los lineamientos que defina el Ministerio en su Estrategia de Flexibilidad, y la propia evaluación del Coordinador respecto a estas materias a fines de este año. Donde el principal desafío de corto plazo que se estima deberá enfrentar la transición propuesta, corresponderá a la **adopción e integración por parte del Coordinador** de los modelos y sistemas de información requeridos para la modernización de sus procesos, así como de la capacitación de todos los profesionales involucrados en el control y despacho del sistema eléctrico. Mientras que en el mediano y largo plazo resultará necesario un compromiso entre todos los agentes involucrados con el fin de lograr las modificaciones necesarias a nivel legislativo, normativo y reglamentarias, junto a la evaluación de los procesos en busca de una mejora continua, que permita la implementación de propuestas dentro de plazos adecuados.

## Referencias

(Bajo-Buenestado, 2017) R. Bajo-Buenestado, "Welfare implications of capacity payments in a price-capped electricity sector: A case study of the Texas market (ERCOT)," *Energy Econ.*, vol. 64, pp. 272–285, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.03.026.

(Bajo-Buenestado, 2019) R. Bajo-Buenestado, "Operating Reserve Demand Curve, Scarcity Pricing and Intermittent Generation: Lessons from the Texas ERCOT Experience," *SSRN Electron. J.*, pp. 1–38, 2019, doi: 10.2139/ssrn.3383058.

(Batlle y Rodilla, 2010) C. Batlle and P. Rodilla, "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 7169–7179, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.07.039.

(Batlle et al., 2007) C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier, and I. J. Pérez-Arriaga, "Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options," *Energy Policy*, vol. 35, no. 9, pp. 4545–4554, 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2007.04.002.

(Bhagat et al., 2017) P. C. Bhagwat, K. K. Iychettira, J. C. Richstein, E. J. L. Chappin, and L. J. De Vries, "The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources," *Util. Policy*, vol. 48, pp. 76–91, 2017, doi: 10.1016/j.jup.2017.09.003.

(Biggar y Hesamzadeh, 2014) D. Biggar y R. Hesamzadeh, "The Economics of Electricity Markets," Wiley 2014.

(Borenstein et al., 1999) Borenstein, S., Bushnell, J., & Knittel, C. R. (1999). Market power in electricity markets: Beyond concentration measures. *The Energy Journal*, 65-88.

(Boscán y Poudineh, 2016) L. Boscán and R. Poudineh, *Flexibility-Enabling Contracts in Electricity Markets - Oxford Institute for Energy Studies*, no. July. 2016.

(Brown, 2018) D. P. Brown, "Capacity payment mechanisms and investment incentives in restructured electricity markets," *Energy Econ.*, vol. 74, pp. 131–142, 2018, doi: 10.1016/j.eneco.2018.05.033.

(Bublitz et al., 2019) A. Bublitz, D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz, and W. Fichtner, "A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms," *Energy Econ.*, vol. 80, pp. 1059–1078, 2019, doi: 10.1016/j.eneco.2019.01.030.

(Chakraborty et al., 2017) P. Chakraborty, E. Baeyens, and P. P. Khargonekar, "Cost Causation Based Allocations of Costs for Market Integration of Renewable Energy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 70–83, 2017, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2690404.

(Cho y Meyn, 2010) I. Cho and S. P. Meyn, "Efficiency and marginal cost pricing in dynamic competitive markets with friction," *Theor. Econ.*, vol. 5, no. 2, pp. 215–239, 2010, doi: 10.3982/te324.

(Crampton, 2017) P. Crampton, "Electricity market design," *Oxford Rev. Econ. Policy*, vol. 33, no. 4, pp. 589–612, 2017, doi: 10.1093/oxrep/grx041.

(De Castro et al., 2008) de Castro, L., Negrete-Pincetic, M., & Gross, G. (2008). Product definition for future electricity supply auctions: The 2006 Illinois experience. *The Electricity Journal*, 21(7), 50-62.

(De Maere et al., 2017) G. de Maere d'Aertrycke, A. Ehrenmann, and Y. Smeers, "Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts," *Energy Policy*, vol. 105, no. January, pp. 571–583, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.01.029.

(De Vries, 2004) L. J. De Vries, *Securing the public interest in electricity generation markets, the myths of the invisible hand and the copper plate*. 2004.

(Dictuc, 2019-1) Dictuc, 2019. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC.

(Dictuc, 2019-2) Dictuc, 2019. Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones.

(Dictuc, 2019-3) Dictuc, 2019. Actualización del Informe de Condiciones de Competencia en Servicios Complementarios.

(Fang et al., 2018) X. Fang, B. M. Hodge, and F. Li, "Capacity Market Model Considering Flexible Resource Requirements," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, no. October, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586189.

(Finon et al., 2017) D. Finon, J. H. Keppler, and F. Roques, "Special section: Towards hybrid market regimes in the power sector," *Energy Policy*, vol. 105, no. March, pp. 547–549, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.041.

(Forsström et al., 2016) J. Forsström, G. Koreneff, and L. Similä, "Electricity market designs and flexibility," 2016, doi: VTT-R-04621-16.

(Guler y Gross, 2010) T. Güler, G. Gross, E. Litvinov, and R. Coutu, "On the economics of power system security in multi-settlement electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 284–295, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030398.

(Gribik et al., 2007) P. Gribik, W. Hogan, and S. Pope. "Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift." Harvard Electricity Policy Group working paper, December 2007

(Griffes, 2014) P. H. Griffes, "Renewable Generation and Capacity Markets," *Proc. 37th IAAE Int. Conf.*, pp. 27–28, 2014.

(Hayek, 1945) F. Hayek, “The Use of Knowledge in Society,” (1945). *American Economic Review*, Vol. 35, Issue 4, p. 519-530 1945

(Hogan, 2017) M. Hogan, “Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system,” *Electr. J.*, vol. 30, no. 1, pp. 55–61, 2017, doi: 10.1016/j.tej.2016.12.006.

(Höschle et al., 2017) H. Höschle, C. De Jonghe, H. Le Cadre, and R. Belmans, “Electricity markets for energy, flexibility and availability — Impact of capacity mechanisms on the remuneration of generation technologies,” *Energy Econ.*, vol. 66, pp. 372–383, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.06.024.

(Höschle, 2018) H. Höschle, “Capacity Mechanisms in Future Electricity Markets,” no. March, 2018, [Online]. Available: <https://lirias.kuleuven.be/retrieve/503729>.

(Hua y Baldick, 2017) B. Hua and R. Baldick, “A Convex Primal Formulation for Convex Hull Pricing,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3814–3823, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2637718.

(Inodú, 2018) Informe Final, “Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno”, Inodú 2018.

(IRENA, 2019) International Renewable Energy Agency, “Redesigning Capacity Markets Innovation Landscape,” 2019, [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org).

(ISCI, 2020) Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), “Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica”, 2020.

(Jenkin et al., 2016) T. Jenkin, P. Beiter, and R. Margolis, “Capacity Payments in Restructured Markets under Low and High Penetration Levels of Renewable Energy,” *NREL Tech. Rep.*, vol. NREL/TP-6A, no. February, 2016, [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65491.pdf>.

(Joskow, 2007) P. Joskow, “Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design”, MIT Economics White Paper.

(Joskow y Tirole, 2007), P. Joskow and J. Tirole “Reliability and Competitive Electricity Markets,” *Rand Journal of Economics*, 38 (1), 60-84.

(Joskow, 2019) P. L. Joskow, “Challenges for Wholesale Generation at Scale: Intermittent Renewable Electricity Markets with The U.S. Experience,” vol. 24, no. 1, pp. 75–75, 2019, doi: 10.1111/j.1467-629x.1984.tb00054.x.

(Keles et al., 2016) D. Keles, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, and W. Fichtner, “Analysis of design options for the electricity market: The German case,” *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 884–901, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.189.

(Keppler, 2017) J. H. Keppler, “Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives,” *Energy Policy*, vol. 105, no. October 2016, pp. 562–570, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.008.

(Khan, 2018) A. S. M. Khan, R. A. Verzijlbergh, O. C. Sakinci, and L. J. De Vries, “How do demand response and electrical energy storage affect (the need for) a capacity market?,” *Appl. Energy*, vol. 214, no. January, pp. 39–62, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.01.057.

(Leautier, 2016) T. O. Leautier, “The visible hand: Ensuring optimal investment in electric power generation,” *Energy J.*, vol. 37, no. 2, pp. 89–109, 2016, doi: 10.5547/01956574.37.2.tlea.

(Levin y Botterud, 2015) T. Levin and A. Botterud, “Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation,” *Energy Policy*, vol. 87, pp. 392–406, 2015, doi: 10.1016/j.enpol.2015.09.012.

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

(Negrete-Pincetic et al., 2015) Negrete-Pincetic, M., de Castro, L., & Pulgar-Painemal, H. A. (2015). Electricity supply auctions: Understanding the consequences of the product definition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 285-292.

(Negrete-Pincetic et al., 2017) M. Negrete-Pincetic, G. Wang, M. Arancibia, A. Kowli, E. Shafieepoofard, and S. Meyn, “The value of volatile resources in electricity markets,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 11, pp. 46–57, 2017, doi: 10.1016/j.segan.2017.07.001.

(Neuhoff y De Vries, 2004) K. Neuhoff and L. De Vries, “Insufficient incentives for investment in electricity generations,” *Util. Policy*, vol. 12, no. 4, pp. 253–267, 2004, doi: 10.1016/j.jup.2004.06.002.

(Newbery, 2016-1) D. Newbery, “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors,” *Energy Policy*, vol. 94, pp. 401–410, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.028.

(Newbery, 2016-2) D. Newbery, “Tales of two islands – Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland,” *Energy Policy*, vol. 105, no. October 2016, pp. 597–607, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.10.015.

(Newbery et al., 2018) D. Newbery, M. G. Pollitt, R. A. Ritz, and W. Strielkowski, “Market design for a high-renewables European electricity system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. April, pp. 695–707, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.025.

(Ockenfels et al., 2013) A. Ockenfels, S. Stoft, and P. Cramton, “Capacity market fundamentals,” *Econ. Energy Environ. Policy*, vol. 2, no. 2, pp. 27–46, 2013, doi: 10.5547/2160-5890.2.2.2.

(O'Neill et al., 2005) R. P. O'Neill, P. M. Sotkiewicz, B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, and W. R. Stewart, "Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 164, no. 1, pp. 269–285, 2005, doi: 10.1016/j.ejor.2003.12.011.

(Ousman et al., 2018) A. Ousman Abani, N. Hary, V. Rious, and M. Saguan, "The impact of investors' risk aversion on the performances of capacity remuneration mechanisms," *Energy Policy*, vol. 112, no. August 2017, pp. 84–97, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.10.008.

(Papavasiliou y Smeers, 2017) A. Papavasiliou and Y. Smeers, "Remuneration of flexibility using operating reserve demand curves: A case study of Belgium," *Energy J.*, vol. 38, no. 1, pp. 105–135, 2017, doi: 10.5547/01956574.38.6.apap.

(Petitet et al., 2016) M. Petitet, D. Finon, and T. Janssen, "Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism," *Energy Policy*, vol. 103, no. December 2016, pp. 30–46, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.12.032.

(Pérez-Arriaga, 2013) Pérez-Arriaga, Ignacio, "Regulation of the Power Sector," Springer, 2013.

(Philpott et al., 2019) A. Philpott, G. Read, S. Batstone, and A. Miller, "The New Zealand Electricity Market: Challenges of a Renewable Energy System," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 1, pp. 43–52, 2019, doi: 10.1109/MPE.2018.2871705.

(Roques y Finon, 2017) F. Roques and D. Finon, "Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?," *Energy Policy*, vol. 105, no. February, pp. 584–596, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.035.

(Schafer y Altvater, 2019) S. Schäfer and L. Altvater, "On the functioning of a capacity market with an increasing share of renewable energy," *J. Regul. Econ.*, vol. 56, no. 1, pp. 59–84, 2019, doi: 10.1007/s11149-019-09389-6.

(Schiro et al., 2016) D. A. Schiro, T. Zheng, F. Zhao, and E. Litvinov, "Convex Hull Pricing in Electricity Markets: Formulation, Analysis, and Implementation Challenges," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 4068–4075, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2486380.

(Sioshansi et al., 2008) R. Sioshansi, R. O'Neill, and S. S. Oren, "Economic consequences of alternative solution methods for centralized unit commitment in day-ahead electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 344–352, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.919246.

(Stoft, 2002) S. Stoft, "Power System Economics", Wiley Interscience 2002.

(Synex/Comillas/EEC, 2018) Informe Final "Diseño del Mercado para Gran Participación de Generación Variable en el Sistema Eléctrico de Chile," Consorcio Synex, Universidad Pontificia Comillas y Estudios Energéticos Consultores 2018.

(Twomey et al., 2005) P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff y D. Newbery, "A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems", MIT CEEPR, 2005.

(Vázquez et al., 2017) C. Vázquez, M. Hallack, and M. Vázquez, "Price computation in electricity auctions with complex rules: An analysis of investment signals," *Energy Policy*, vol. 105, no. February, pp. 550–561, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.02.003.

(Verástegui et al., 2019) F. Verástegui, C. Villalobos, N. Lobos, A. Lorca, M. Negrete-Pincetic, D. Olivares. An optimization-based analysis of decarbonization pathways and flexibility requirements in the Chilean electric power system. Solar World Congress, Santiago, Chile. November 2019.

(Villalobos et al., 2019) C. Villalobos, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, A. Lorca, D. Olivares. "The Impact of Short-Term Pricing Schemes on Power System Flexibility", *Submitted to Energy Econ.*, July 2019.

(Wang et al., 2012) G. Wang, M. Negrete-Pincetic, A. Kowli, E. Shafieepoorfard, S. Meyn, and U. V. Shanbhag, "Dynamic Competitive Equilibria in Electricity Markets," in *Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids*, A. Chakraborty and M. D. Ilić, Eds. New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 35–62.

(Wang et al., 2013) G. Wang, U. V. Shanbhag, T. Zheng, E. Litvinov, and S. Meyn, "An extreme-point subdifferential method for convex hull pricing in energy and reserve markets-part ii: Convergence analysis and numerical performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2121–2127, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2229303.

(Wang, 2013) G. Wang, "Design and Operation of Electricity Markets: Dynamics, Uncertainty, Pricing and Competition," Ph.D. Dissertation, University of Illinois at Urbana-Champaign, 2013.