

# **Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme**

## **Reporte Final**

**25 de Agosto de 2021**

Reporte preparado por Vinken Dictuc para  
The World Bank Group

## Reporte Final

<b>Nombre Cliente</b>	The World Bank Group
<b>Dirección</b>	Av. Apoquindo 2929, Oficina 1300-A, Las Condes, Santiago
<b>Licitación</b>	1271613/ Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to This Scheme
<b>Responsable del Reporte</b>	Matías Negrete Pincetic – Profesor Asociado
<b>Correo electrónico</b>	mnegrete@ing.puc.cl
<b>Fecha</b>	25 de Agosto de 2021
<b>Correlativo Informe</b>	1566955



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



Sr. Felipe Bahamondes  
Gerente General  
Dictuc S.A.

## Equipo de Trabajo

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

- Matías Negrete Pincetic, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, Vinken-Dictuc, ISCI.
- Nicolás Figueroa, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Álvaro Lorca, Dpto. Ing. Eléctrica UC, Dpto. Ing. Industrial y de Sistemas UC, Vinken-Dictuc.
- Juan-Pablo Montero, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Nicolás Lobos, Vinken-Dictuc.
- Cristián Villalobos, Vinken-Dictuc.
- Ross Baldick, University of Texas-Austin, USA.

## Tabla de Contenidos

<b>Equipo de Trabajo</b>	<b>3</b>
<b>Tabla de Contenidos</b>	<b>4</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>8</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>11</b>
<b>3. Metodología del Estudio</b>	<b>12</b>
<b>4. Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado</b>	<b>14</b>
Integración de Tecnologías y Nuevos Agentes	16
Vinculación y Gestión del Riesgo	17
Desafíos del Ejercicio de Poder de Mercado	19
Motivación de un Esquema de Mercado Basado en Ofertas	21
<b>5. Revisión de la Experiencia Internacional</b>	<b>24</b>
5.1. California Independent System Operator (CAISO)	29
5.1.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	29
5.1.2. Esquema de Subastas de Energía	31
5.1.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados	33
5.1.4. Crisis Eléctrica de California	35
5.2. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection	37
5.2.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	37
5.2.2. Esquema de Subastas de Energía	39
5.2.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados	41
5.3. Italia	43
5.3.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	43
5.3.2. Esquema de Subastas de Energía	45
5.3.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados	46
5.4. Nueva Zelanda	48
5.4.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	48
5.4.2. Esquema de Subastas de Energía	50
5.4.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados	51
5.5. Colombia	54
5.5.1. Antecedentes y Estructura de Mercado	54
5.5.2. Esquema de Subastas de Energía	56
5.5.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados	57
5.5.4. Reestructuración del Mercado Eléctrico Colombiano	58
5.6. Proceso de Transición del Sistema Eléctrico Mexicano	60
5.7. Conclusiones Respecto de la Revisión de la Experiencia Internacional	62
<b>6. Integración de Tecnologías de Generación Geotérmica</b>	<b>65</b>
6.1. Tecnologías de Generación Geotérmica y Potencial en Chile	66



6.1.1. Atributos y Tecnologías de Generación Geotérmica	66
6.1.2. Estructura de Costos y Principales Barreras de Desarrollo	67
6.1.3. Generación Geotérmica en Chile	67
6.2. California Independent System Operator (CAISO)	69
6.3. Italia	71
6.4. Nueva Zelanda	73
6.5. México	74
6.6. Turquía	76
6.7. Análisis Respecto a la Revisión de la Experiencia Internacional	77
6.8. Propuestas Para el Desarrollo de Tecnologías de Generación Geotérmicas	82
<b>7. Revisión de Esquemas de Monitoreo de Mercado</b>	<b>84</b>
7.1. Metodologías de Análisis de Condiciones de Competencia	85
7.1.1. Índices Estáticos	86
Concentración de Mercado	86
Pivotalidad de los Agentes	87
Análisis Precio-Costo	88
Output Gap	89
Churn Rate	89
Análisis de Demanda Residual	89
Índices Must-Run	90
7.1.2. Simulaciones Basadas en Mecanismos Determinados	92
Modelo de Cournot	92
Modelo de Bertrand	92
Supply Function Equilibrium	93
7.1.3. Análisis de Rentas Pivotales	93
7.2. Mecanismos de Mitigación de Poder de Mercado	95
7.2.1. Precios Máximos	95
7.2.2. Mitigación Local de Poder de Mercado	98
7.3. Conclusiones Respecto de la Revisión de Esquemas de Monitoreo	100
<b>8. Diseño de una Metodología de Análisis de Competencia</b>	<b>102</b>
8.1. Índices Estáticos	104
8.1.1. Market Share (MS)	104
8.1.2. Herfindahl-Hirschman Index (HHI)	104
8.1.3. Residual Supply Index (RSI)	104
8.2. Análisis de Rentas Pivotales	106
8.3. Simulación de Impactos Operacionales	109
<b>9. Estimación de las Condiciones de Competencia en Chile</b>	<b>110</b>
9.1. Indicadores de Concentración	112
9.1.1. Capacidad Potencial	112
9.1.2. Capacidad Efectiva	114

9.2. Análisis de Rentas Pivotales	120
9.2.1. Escenarios con Capacidad Potencial	124
Recursos Hidráulicos Descentralizados	125
Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos	128
Contratación a Largo Plazo	129
9.2.2. Escenarios con Capacidad Efectiva	130
Recursos Hidráulicos Descentralizados	130
Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos	132
Contratación a Largo Plazo	133
9.2.3. Sensibilidades	134
Demanda	136
Costos del Carbón	138
Inflexibilidad del Gas	139
Valor del Agua	142
Proceso de Descarbonización e Integración de Energía Renovable Variable	144
9.3. Simulación de Impactos Operacionales	146
9.3.1. Escenarios con Capacidad Potencial	149
Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos	149
Oferta Nula de los Recursos Hidráulicos	151
Retención de los Recursos Hidráulicos	153
9.3.2. Escenarios con Capacidad Efectiva	156
Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos	156
Oferta Nula de los Recursos Hidráulicos	158
Retención de los Recursos Hidráulicos	160
9.4. Conclusiones de la Estimación de las Condiciones de Competencia en Chile	162
<b>10. Transición a un Esquema de Mercado Basado en Ofertas en Chile</b>	<b>163</b>
10.1. Análisis de las Condiciones de Mercado	164
10.2. Propuesta de Medidas para la Transición del Sistema Eléctrico Nacional	167
Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas de Operación y Planificación	169
Mercado del Día Anterior, Intradía y en Tiempo Real	172
Desvíos y Causalidad	174
Integración de Tecnologías y Nuevos Agentes	174
Mercados de Servicios Complementarios	175
Monitoreo de la Competencia	175
Costos No-Convexos	176
Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado Basado en Ofertas	179
Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado	179
<b>11. Conclusiones</b>	<b>182</b>
<b>Referencias</b>	<b>187</b>
<b>Anexos</b>	<b>198</b>

Anexo A. Plataforma NewEn Operations	198
Anexo B. Ilustración de Rentas Pivotales	200
Anexo C. Modelo de Pre-despacho	204
C.1. Problema de Pre-despacho	204
Conjuntos, Variables y Parámetros	204
Restricciones y Función Objetivo	205
C.2. Conectividad Hidráulica	206
Conjuntos, Variables y Parámetros	206
Restricciones y Función Objetivo	207
C.3. Reservas en el Problema de Pre-despacho	208
Conjuntos, Variables y Parámetros	208
Restricciones y Función Objetivo	209
Anexo D. Base de Datos del SEN	211
D.1. Semanas Representativas	211
D.2. Unidades de Generación	211
D.3. Requerimientos de Servicios Complementarios	212
D.4. Líneas de Transmisión	212
D.5. Programa de Descarbonización	212

## 1. Introducción

Con el fin de implementar el programa de reforma de energía geotérmica del Gobierno de Chile y abordar los principales obstáculos que impiden el desarrollo del sector, el gobierno solicitó la asistencia internacional de socios desarrolladores. Chile obtuvo recursos del Clean Technology Fund (CTF), canalizados a través del Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para promover el desarrollo de la energía geotérmica en el país. El Ministerio de Energía de Chile (desde ahora MEN) junto con el Banco Mundial han estado implementando un Proyecto de Asistencia Técnica para el Desarrollo Geotérmico Sostenible en Chile que tiene como objetivo identificar las barreras al desarrollo geotérmico y apoyar el desarrollo de políticas, normativas y otras medidas para superar estas barreras. El proyecto tiene los siguientes dos componentes: (i) mejorar el marco regulatorio existente y fortalecer la capacidad de gestión para impulsar la inversión en energía geotérmica; y (ii) optimizar las condiciones del mercado para promover el desarrollo sostenible del sector de la energía geotérmica. En este contexto, se espera que el presente estudio tenga un impacto en el análisis y promoción de la energía geotérmica, tanto eléctrica como térmica.

A nivel internacional, los mercados eléctricos están experimentando importantes reformas regulatorias encaminadas a asegurar su funcionamiento eficiente y expansión de los sistemas eléctricos en el largo plazo, considerando el nuevo paradigma que estos enfrentan. Este paradigma se caracteriza por cambios tecnológicos, operacionales y aspectos ambientales y sociales, con tendencias que incluyen una mayor participación de plantas de generación de energía renovable variable (desde ahora ERV), un aumento de la generación distribuida, la eliminación de plantas que aportan inercia a los sistemas eléctricos (e.g., en base a carbón), la participación activa de la demanda, la electromovilidad y la incorporación de sistemas de almacenamiento en base baterías de gran escala, entre otros aspectos.

El Sistema Eléctrico Nacional (desde ahora SEN) no ha permanecido ajeno a esta nueva realidad, con algunas de las tendencias mencionadas ya presentes en Chile y otras que se esperan observar en los próximos años. Una de las tendencias más relevantes presentes en el SEN es la puesta en marcha masiva de plantas de energía renovable, debido a los enormes recursos energéticos de esta naturaleza que posee Chile, entre los que se encuentran la energía eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica, entre otras. En un futuro cercano en Chile, la integración masiva de fuentes de generación renovable, cuyos costos operativos variables son bajos o inexistentes, implicará mayores desafíos en la gestión de la variabilidad de corto plazo de algunas de estas fuentes aumentando los requerimientos de flexibilidad, así como sobre una serie de procesos vinculados a la operación del sistema.

A partir de todo lo anterior es que se motiva el desarrollo del presente estudio, cuyo objetivo principal consiste en evaluar las condiciones de competencia del mercado de generación de energía eléctrica chileno bajo un esquema de mercado basado en ofertas. Luego, y en base a ello, proponer las medidas necesarias para la transición desde un esquema de mercado basado en costos (i.e., auditados), como lo es en la actualidad, a uno basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno, lo que corresponde a un cambio sustancial que debe ser analizado en profundidad, incluso más allá de los alcances de este estudio. No obstante lo anterior, la implementación de esquemas basados en ofertas no significa descartar elementos asociados a una visión basada en costos, pues una operación centralizada puede

facilitar la coordinación de recursos relevantes en el SEN como son los recursos hídricos<sup>1</sup>. Similarmente, una transición hacia elementos de mercados basados en ofertas no debe considerarse como la solución a todos los desafíos actuales y futuros del mercado eléctrico chileno. Su eventual implementación requiere ponderar los beneficios y riesgos asociados, un diseño de mercado adecuado, y lo más relevante una correcta ejecución con expectativas claras de plazos y recursos asociados. Un ejemplo de lo anterior es el rol de las unidades de monitoreo del mercado, las cuales son críticas para una correcta operación mediante acciones de mitigación y corrección de corto plazo. De igual manera, elementos particulares del SEN hacen el diseño del mercado desafiante, requiriendo la necesidad de evaluar diseños híbridos, con distintos tipos de ofertas manteniendo elementos de una gestión centralizada asociados al paradigma actual.

En este contexto, para analizar la viabilidad de la transición a un nuevo esquema de mercado, resulta primordial estimar el nivel de competencia en el mercado eléctrico chileno, y determinar qué medidas son necesarias para su transición a este nuevo esquema. La evaluación de condiciones de competencia en sistemas eléctricos es un área desafiante debido al impacto de condiciones operacionales propias del sistema eléctrico en las condiciones de mercado. Es por lo tanto crítico el desarrollo e implementación de metodologías que capturen elementos operacionales de los sistemas eléctricos. Adicionalmente, dada la no existencia de metodologías únicas, es relevante aplicar metodologías basadas en diversos indicadores cuantitativos y análisis cualitativos, en un amplio número de escenarios como se presenta en la metodología propuesta y desarrollada en este estudio. No obstante lo anterior, como es de esperar en un estudio de estas características, la metodología se encuentra limitada en la consideración de otros factores no menos importantes en la evaluación integral, como lo son la integración vertical de las firmas dentro del propio sector eléctrico u otros sectores relacionados.

Se espera que los resultados de este estudio enriquezcan la discusión, diseño e implementación de mercados eléctricos competitivos en Chile, con esquemas y metodologías adecuadas, diseñadas para procesos que involucran el trabajo conjunto de diversos agentes de la industria, así como las instituciones responsables del diseño de las políticas públicas correspondientes, con el fin de proteger la competencia y asegurar los menores costos de suministro de energía a todo el país, asegurando metas adecuadas de sustentabilidad.

A continuación, la sección 2 presenta los objetivos del presente estudio y la sección 3 la metodología propuesta para su desarrollo. En la sección 4 se discuten los desafíos del diseño de esquemas de mercado, y las principales motivaciones que justifican la evaluación de una transición desde un mecanismo de mercado basado en costos como el actualmente implementado en Chile a uno basado en ofertas de diversa naturaleza. Luego, en la sección 5 se presenta una revisión de la experiencia internacional de sistemas eléctricos de referencia en la operación de esquemas de mercado basados en ofertas de energía, mientras que la sección 6 profundiza en la integración de tecnologías de generación geotérmica en este tipo de esquemas.

En la sección 7 se profundiza la experiencia internacional en dimensiones de diseño y desarrollo de esquemas de monitoreo de las condiciones de competencia del mercado, para luego en la sección 8

---

<sup>1</sup> Notar que los mercados en los Estados Unidos solo han integrado parcialmente el almacenamiento en sus modelos basados en ofertas. Además, todavía se debate si dichos recursos deberían participar simplemente a través de licitaciones y ofertas o proporcionando sus detalles técnicos al ISO.

proponer una metodología de análisis de condiciones de competencia para la evaluación de la pertinencia de una transición a un esquema de mercado competitivo basado en ofertas para el caso de Chile. La sección 9 presenta los resultados de la aplicación de la metodología propuesta para la estimación de condiciones de competencia sobre el SEN, mientras que en la sección 10 se analizan las condiciones del mercado eléctrico chileno y se proponen medidas para su transición hacia un esquema de mercado basado en ofertas de energía. Finalmente, la sección 11 presenta las principales conclusiones del estudio.

## 2. Objetivos

El Objetivo General (OG) del estudio es evaluar las condiciones de competencia del mercado de generación eléctrica chileno bajo un esquema de mercado basado en ofertas, y proponer las medidas necesarias para la transición de un esquema de precios basado en costos a uno basado en ofertas para el mercado eléctrico chileno.

Además, en base a los Términos de Referencia del estudio, se enumeran los siguientes Objetivos Específicos (OE):

1. Describir experiencias internacionales en mercados eléctricos que utilizan un esquema de mercado basado en ofertas por energía.
2. Analizar las ventajas y desventajas que enfrentarían las tecnologías geotérmicas bajo un esquema de mercado basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno.
3. Proponer una metodología que permita estimar el nivel de competencia en el mercado de generación eléctrica de Chile, bajo un esquema de mercado basado en ofertas.
4. Aplicar la metodología propuesta para estimar el nivel de competencia en el mercado eléctrico chileno bajo un esquema de mercado basado en ofertas, para la situación actual y varios escenarios de sensibilidad.
5. Proponer las medidas de corto, mediano y largo plazo necesarias para la transición desde un esquema de mercado basado en costos a uno basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno.

### 3. Metodología del Estudio

A continuación se describen los elementos principales que permiten evaluar la factibilidad de implementar esquemas de mercado en base a ofertas para la provisión de generación de energía eléctrica en Chile. 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 dos grandes necesidades: necesidades técnicas y necesidades de mercado (de Castro, Negrete-Pincetic, & Gross, 2008; Negrete-Pincetic, de Castro, & Pulgar-Painemal, 2015). Desde un punto de vista técnico, la definición de los productos es altamente dependiente de las características y necesidades técnicas del SEN. El producto debe definirse de tal manera que el servicio asociado 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. Un ejemplo de la definición de producto podría ser el nivel de consideración del sistema de transmisión, respecto a la cual existen estructuras de mercado basadas en una representación detallada del sistema que da como resultado precios nodales, como en varios mercados de los Estados Unidos; o bien, mercados con representaciones menos detalladas que dan como resultado precios zonales, como en varios mercados europeos. El compromiso entre ambos elementos se puede observar en la Figura 3.1 a continuación. Por lo tanto, la primera etapa del presente estudio se enfocará en la **revisión de la experiencia internacional en el desarrollo y operación de mercados de energía basados en ofertas, la arquitectura general de estos y los productos definidos (i.e., mercados centralizados y de auto-despacho), el proceso de transición que ello requiere y diversos desafíos que han sido enfrentados por sistemas eléctricos de referencia, y junto a lo anterior, la evaluación de ventajas, desventajas y oportunidades para el desarrollo de tecnologías de generación geotérmica en un esquema de mercado de energía basado en ofertas en el SEN.**

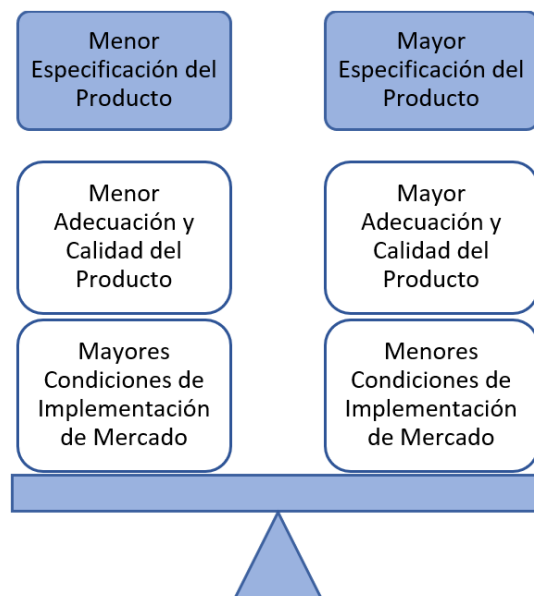


Figura 3.1. Compromiso entre la adecuación y calidad del producto respecto a sus condiciones de implementación de mercado.



Una vez definido los productos, se vuelve necesaria la **evaluación de las condiciones de competencia**. En este contexto, 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, Bushnell, & Knittel, 1999). La complejidad asociada a la operación de los sistemas eléctricos, y el impacto que pueden tener en generar condiciones de competencia, requieren del **desarrollo y aplicación de metodologías para el análisis y estimación de condiciones de competencia para la prestación de la generación de energía eléctrica en base a un esquema basado en ofertas, adaptada al contexto de los sistemas eléctricos y a la realidad particular del sistema eléctrico en Chile**, esto, en base a la **revisión de metodologías implementadas en sistemas eléctricos de referencia y la literatura académica correspondiente**. Estas metodologías complementan análisis tradicionales de definición de mercados relevantes, análisis de barreras de entrada, y perspectivas tecnológicas para la provisión de servicios.

Así mismo, en relación al análisis de condiciones de competencia, resulta crucial comprender la **especificación de los mecanismos de materialización diseñados**, dependiendo de la temporalidad y nivel de competencia asociado. En general, la experiencia internacional muestra que aquellos productos donde los costos son altamente dependientes de la operación de corto plazo, mecanismos de subastas en esquemas simultáneos o secuenciales son el principal esquema de materialización. Por otro lado, dentro de las subastas, el mecanismo utilizado (e.g., tipo de subasta) también puede tener un impacto relevante en los resultados del mercado, a través de los incentivos que puedan generar en el comportamiento de los agentes. Todos estos elementos son considerados en la evaluación de mercados.

La etapa final de la evaluación de mercados se enfoca en la **transición hacia la implementación y administración de un mercado de generación de energía basado en ofertas en el SEN**, y en línea con ello, el análisis del rendimiento esperado del mercado, y la determinación de condiciones de mercado favorables y propuestas para la toma de medidas que propicien su implementación paulatina y progresiva. En este sentido, 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 Coordinador Eléctrico Nacional (desde ahora CEN), incentivos de los agentes, y la complejidad inherente a los mercados eléctricos. Con todo lo anterior, a continuación se presenta el esquema de implementación de mercados eléctricos.

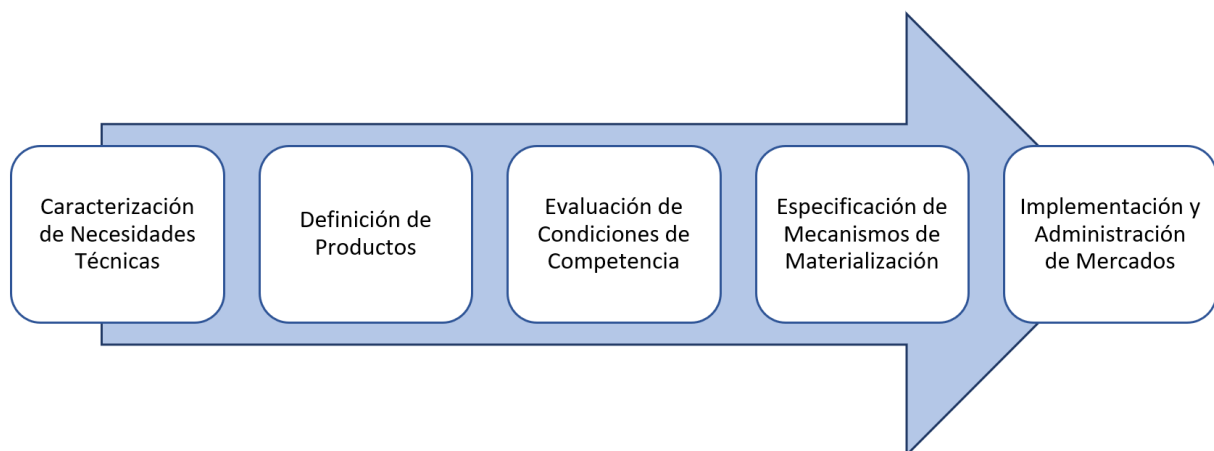


Figura 3.2. Esquema de implementación de mercados eléctricos.

## 4. Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

En Chile y el mundo la integración de generación renovable continúa avanzando. Esto se debe, por un lado, a la reducción a nivel mundial de los costos de este tipo de tecnologías, que avanzan hacia una mayor madurez tecnológica, y por otro lado, a los tratados internacionales orientados a la transformación y descarbonización de las matrices energéticas, en un esfuerzo conjunto por mitigar los efectos del cambio climático en el planeta. La transformación de las matrices energéticas conlleva el paso desde el uso de fuentes combustibles (e.g. petróleo, gas, carbón, madera, etc.) a energía eléctrica (i.e. electrificación del consumo), y consecuente generación de este tipo de energía limpia en base a fuentes renovables, lo que plantea una serie de desafíos en la operación de los sistemas y mercados eléctricos debido a la variabilidad e incertidumbre de diversos tipos de fuentes de generación en base a energías renovables variables (ERV) (i.e., solar fotovoltaica y eólica).

Se prevé que esta revolución energética supondrá un aumento en la demanda de energía eléctrica a través de nuevos tipos de consumo para proveer de calefacción y transporte a las personas. Un claro ejemplo de la serie de cambios tecnológicos que se están dando actualmente, corresponde a la reciente integración de la mayor flota de buses eléctricos de Latinoamérica al transporte público<sup>2</sup>, la que se espera sea un puntapié inicial a la electromovilidad en Chile. Adicionalmente, esta revolución conlleva el desarrollo de nuevas fuentes de generación eléctrica (ERV), cuya penetración en Chile avanzó desde un 1% a un 17% entre 2010 y 2020<sup>3</sup>. **La integración de todas estas nuevas tecnologías supone una serie de desafíos a la operación de los sistemas eléctricos en que se ven insertas, aumentando los requerimientos de flexibilidad del sistema** (e.g. requerimientos de reservas operacionales, rampas de generación) al incorporar incertidumbre en el balance que debe existir en todo momento entre la demanda y la generación de energía eléctrica.

Un estudio llevado a cabo para la Asociación de Generadoras de Chile (Moray & P.S.R., 2018), muestra el impacto que tendrá en los costos de operación e inversión del sistema eléctrico la necesidad de mayores fuentes de flexibilidad, producto de la cada vez mayor integración de este tipo de tecnologías que se esperan aporten entre el 37% y el 46% de la generación eléctrica al año 2030. Se estima que los costos de flexibilidad (e.g. costos directos e indirectos del encendido de unidades de generación, costos de ciclaje, costos de oportunidad) producto de la integración de nuevas tecnologías oscilarán entre los USD 150 y 350 millones anuales en el 2030, lo que corresponde entre un 7% a un 21% de la totalidad de los costos. Este tipo de antecedentes ha llevado a la discusión de los principales cuerpos legales, normativos y de mercado que permitirían el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas de generación, almacenamiento y esquemas de respuesta de demanda que permitan enfrentar estos desafíos a la operación de los sistemas. Así, a inicios de 2020 se dió inicio a un mercado de SSCC, lo que responde y reconoce las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico, antes internalizadas por los propios generadores<sup>4</sup>. En este contexto, el avanzar hacia matrices energéticas cada vez más renovables supone también un **desafío a los mecanismos en que se ve remunerada la energía**, y que aseguran la inversión e innovación en nuevas y más eficientes fuentes de generación.

---

<sup>2</sup> Disponible en: [La Nación: Presentan los primeros 100 buses eléctricos que se integrarán este sábado al transporte público](#)

<sup>3</sup> Tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica. Disponible en: [CEN: Estadísticas - Histórico Generación Anual por Tecnología](#)

<sup>4</sup> Disponible en: [Revista Electricidad: 2019: Año crucial para los Servicios Complementarios](#)

En un **esquema de mercado basado en ofertas** (bid-based), común a la mayoría de los mercados eléctricos desregulados, los participantes del mercado emiten ofertas por cada una de sus plantas a las subastas correspondientes del mercado mayorista, a partir de las cuales el Operador Independiente del Sistema (ISO) calcula los precios del mercado spot. Lo anterior se materializa de diversa forma desde los mercados centralizados de Estados Unidos donde la información de ofertas puede incluir elementos operacionales, i.e. ofertas complejas, y el operador calcula precios a partir de variables duales de los modelos de optimización asociados, hasta ofertas simples del tipo europeo donde el mercado usualmente se despeja mediante subastas simples y un orden de mérito de las ofertas. Con limitada consideración de aspectos operacionales, e.g., transmisión. Sin embargo, no todos los mercados eléctricos reestructurados utilizan tal diseño. Una alternativa consiste en un **esquema de mercado basado en costos** (cost-based), en el que los agentes deben entregar la información de costos y otros parámetros operacionales, la cual está sujeta a auditoría. Por ejemplo, la información de costos asociados a la generación térmica son determinados en base a los costos marginales de producción de las plantas (i.e., costos de combustible y características técnicas de las unidades), mientras que en el caso de la generación hidráulica, el operador del sistema recurre a la solución de modelos de programación dinámica con el fin de determinar el valor del recurso (McRae, 2019).

El mercado eléctrico chileno se organiza en un mercado spot de corto plazo precio uniforme, basado en costos auditados de generación y una valorización centralizada de los recursos hídricos. Adicionalmente existe un mercado de servicios de regulación de frecuencia, basado en ofertas y un esquema *pay-as-bid*, el cual se co-optimiza con el mercado de energía. Lo anterior en un sistema con cada vez mayor penetración de energías renovables variables, importante cantidad de recursos hídricos, procesos de descarbonización y un aumento de necesidades de recursos flexibles que aseguren una operación eficiente y segura. En este escenario, el diseño del mercado debe considerar que los costos marginales se pueden reducir requiriendo nuevos diseños y elementos de corto y largo plazo que incentiven inversiones. De igual manera, se hace necesario tener esquemas transparentes que permitan la asignación de responsabilidad de desvíos (**e.g., producto de errores de pronóstico**). **Adicionalmente**, la integración de tecnologías de almacenamiento y de respuesta de demanda, **resultan especialmente complejas de integrar en un esquema de costos auditados la definición de costos marginales y su posterior auditoría**. Lo anterior supondría una cada vez mayor carga administrativa sobre el ISO, así como un aumento de las barreras de entrada de nuevos participantes con este tipo de tecnologías, aumentando la concentración de mercado de los mayores incumbentes. En dichas circunstancias, cobra relevancia la evaluación de un esquema de mercado basado en ofertas en las que se internalizan, idealmente, los costos marginales e información relevante de los participantes (dependiendo del tipo de ofertas a implementar) del sistema en el proceso mismo del desarrollo mercado. Lo cual entrega mayor flexibilidad para abordar los desafíos antes descritos.

Finalmente, cabe destacar que los **esquemas de mercado basados en costos son los más comunes en América Latina**, siendo Colombia el único país en la región con un esquema de mercado basado en ofertas, si bien México recientemente dió inicio a una reestructuración del mercado que permite en primera instancia ofertas de solo capacidad, mientras que la componente de precio de las ofertas continúa basándose en costos auditados. Existen una **serie de motivos que explican la adopción de este tipo de esquema de mercado**. En principio, este representa una extensión natural del sistema de despacho en base a orden de mérito tradicional utilizado en sistemas eléctricos verticalmente integrados previos a la reestructuración de los mercados. En este sentido, desde el punto de vista del regulador, la regulación y auditoría de los costos de generación supone eliminar el potencial ejercicio de poder de

mercado por parte de los principales actores del sistema<sup>5</sup>, a diferencia de lo que sería un esquema basado en ofertas, en los que generadores oligopólicos tendrían la posibilidad y el incentivo de aumentar los precios. Esto, a pesar de que un esquema basado en costos incorpora una serie de ineficiencias propias del proceso de regulación (e.g., brechas de información en la auditoración de costos, y presiones políticas sobre la gestión de embalses en sistemas basados en generación hidro). Sin embargo, **no es claro que un esquema de mercado basado en costos evite el potencial ejercicio de mercado por parte de las principales firmas del sistema**, las que bajo este esquema aún pueden intentar elevar sus costos regulados de producción considerados finalmente en el proceso de despacho (Rudnick & Velasquez, 2018; McRae, 2019).

## 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 participar en todas las instancias de mercado disponibles**. En particular considerando el aumento esperado en la participación de nuevas tecnologías, tales como el almacenamiento de energía, generación distribuida y la respuesta de demanda. Esta participación, tal y como la experiencia internacional lo ha demostrado, ha sido posible en gran medida a través de la figura de agregadores, tanto en mercados de energía, SCCC, 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 o agente capaz de entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes**.

En este contexto, una de las razones que podrían justificar la transición desde un esquema de mercado basado en costos, a uno basado en ofertas, corresponde a que estas facilitan la aplicación del principio de neutralidad tecnológica de atributos, donde tecnologías con atributos similares tienen un mismo tratamiento. Lo anterior podría resultar en tener productos específicos por tecnologías o estructuras de ofertas diferenciadas, como en el caso de tecnologías asociadas al recurso hídrico. Adicionalmente, un esquema de oferta podría facilitar la participación de diversos tipos de tecnologías y agentes que se espera 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 podría resultar impracticable para el operador del sistema (e.g., auditar costos de almacenamiento, elementos distribuidos o respuesta de demanda). Una de las razones fundamentales por las cuales implementar mercados corresponde precisamente 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, para que luego sea el proceso del mercado el que vaya revelando dicha información (Munoz et al., 2018). Es relevante hacer notar que un elemento de diseño es especificar la estructura de las ofertas las cuales pueden ser ofertas simples de precio o precio/cantidad hasta ofertas más complejas considerando parámetros operacionales de tecnologías específicas.

---

<sup>5</sup> Esto, especialmente en mercados en los que la introducción de competencia en el mercado mayorista es reciente y aún carecen de condiciones de competencia suficientes como para permitir la libre competencia en base a ofertas (Rudnick & Velasquez, 2018).

La integración de un mayor número de actores supone impactos positivos en las condiciones de competencia del mercado, así como de la operación eficiente del sistema en el corto, mediano y largo plazo. No obstante esta diversidad de tecnologías puede involucrar desafíos respecto a la información asociadas a estas tecnologías en un mecanismo altamente centralizado. En particular, a diferencia de un esquema de mercado basado en ofertas por parte de los agentes (sujetas a medidas adecuadas de mitigación de poder de mercado), un esquema basado en costos auditados podría dificultar la integración de nuevas tecnologías debido a la **necesidad del diseño de procedimientos de auditoración de costos altamente ad-hoc difíciles de implementar**. Lo que resulta particularmente complejo en tecnologías asociadas a la respuesta de demanda o el almacenamiento de energía, donde los costos de operación incorporan los costos de oportunidad y su operación considera la gestión de riesgos por parte de los agentes, aspectos que no se pueden simplificar a través de un costo auditado. Un ejemplo de lo anterior, relevante en el contexto de este estudio enfocado en el mercado chileno, es el tratamiento actual definido para los sistemas de almacenamiento, el cual considera un esquema para asignar de manera administrativa un costo marginal mediante un proceso de difícil implementación<sup>6</sup>, basado en la definición de ventanas de valorización, costo de energía para cargar y descargar, etc.

Por otro lado, la cada vez mayor integración de fuentes de generación renovable con nulos o reducidos costos de operación supone presiones en el mercado spot de corto plazo en períodos de máxima generación renovable solar o eólica, niveles reducidos de demanda y otras condiciones operacionales del sistema de generación y transmisión. En dichos períodos, en un mercado basado en costos auditados, los **costos marginales del sistema naturalmente se reducen a niveles en los que se podría volver aún más compleja la generación de incentivos para el desarrollo de nuevas inversiones y el ingreso de nuevos agentes** haciendo crítico un rediseño. Lo anterior mediante la incorporación de medidas adicionales tipo *scarcity pricing* en el corto plazo o el diseño de estructuras de mayor largo plazo asociadas a esquemas de contratación y otros mecanismos como mercados de capacidad (Villalobos et al., 2021).

## Vinculación y Gestión del Riesgo

La programación y operación de sistemas y mercados eléctricos se realiza en múltiples escalas de tiempo en el largo, mediano y corto plazo, existiendo un desacople temporal y múltiples etapas de gestión de la incertidumbre asociada a la disponibilidad de recursos y restricciones técnicas, económicas y computacionales. En este contexto, estructuras de **mercado de múltiples etapas** permiten a los agentes del mercado contar con una serie de instancias para la **gestión de riesgos frente a la revelación de la incertidumbre en cada una de las etapas**. El diseño típico de este tipo de esquemas de mercado son los mercados multi-settlement, los que pueden considerar etapas del día anterior, intradiarias y en tiempo real (Ahlqvist et al., 2018). Este tipo de estructura permite generar **mecanismos transparentes para la asignación y gestión de los desvíos** (excedentes o déficits en función de las asignaciones dispuestas por los mercados del día anterior, intradiarios y en tiempo real), puesto que la casación de precios en distintas etapas permite una correcta asignación e identificación de responsabilidades a medida que la incertidumbre es develada y se reduce conforme se aproxima el despacho en tiempo real, tal como se aprecia en la Figura 4.1 a continuación.

---

<sup>6</sup> DS 125 de 2017 de la CNE, el cual aprueba el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN. Disponible en: [CNE: DS 125 de 2017](#)

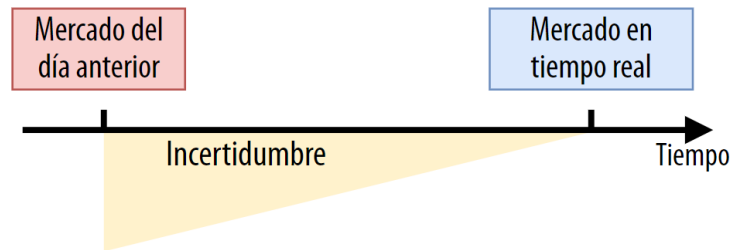


Figura 4.1. Incertidumbre entre etapas del mercado multi-settlement. Fuente (Munoz et al., 2020).

En una estructura de mercado multi-settlement **cada etapa es vinculante**, fijando una posición financiera de los agentes en cada etapa, la que corrige la anterior. Luego, cada agente tiene la posibilidad de participar voluntariamente en el mercado más alineado con sus atributos (e.g., unidades poco flexibles en el mercado del día anterior y generación eólicas en los mercados intradiarios) y calidad de información. La vinculación entre etapas, como se mencionó, simplifica además la asignación de responsabilidades en desvíos y genera una secuencia de mercados complementarios, facilitando la participación de agentes adversos al riesgo y mejorando la eficiencia general del mercado. Ciertamente, un mercado del día anterior sin etapas intradiarias podría generar conflictos con unidades dependientes de pronósticos (e.g., un generador eólico que tiene que participar en un mercado del día anterior se ve expuesto a desviaciones inherentes a sus errores de pronóstico). Luego, idealmente, es importante contar con etapas adicionales de naturaleza intradiaria, que permitan a distintas tecnologías gestionar las etapas en que estas participan. No obstante, es importante destacar que una estructura de mercado del día anterior de carácter vinculante es un elemento de amplio consenso tanto en la literatura académica como lo presente en los diferentes mercados eléctricos de referencia (Hogan, 1995)<sup>7</sup>, y corresponde a la visión de futuro al cual se orienta el desarrollo del mercado eléctrico nacional<sup>8</sup>.

Resulta relevante recalcar que **una estructura vinculante requiere que los agentes cuenten con algún tipo de posibilidad de gestionar riesgos**. Es por lo anterior que el diseño natural para aplicar un esquema vinculante resulta ser un esquema de mercado basado en ofertas de alguna naturaleza (Munoz et al., 2018). En un mercado basado en costos, el principal objetivo consiste en que el operador del sistema toma las decisiones de operación del sistema eléctrico de manera centralizada, con el fin de preservar la seguridad y calidad de servicio, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema eléctrico, lo cual no necesariamente se encuentra alineado con los objetivos individuales de cada uno de los agentes. De hecho, un mercado del día anterior corresponde a una instancia de mercado que permite a los agentes tomar coberturas (corrigiendo sus posiciones financieras previas en mercados de más largo plazo) frente a los riesgos asociados al mercado en tiempo real del día siguiente. Por lo tanto, la vinculación de cada etapa de los resultados de la programación de la operación (y con ella la correcta asignación de las responsabilidades respecto de los desvíos producidos), requiere la inclusión de instancias que permitan a los agentes gestionar el riesgo relacionado a una serie de fuentes de

<sup>7</sup> Ver por ejemplo el Standard Market Design (SMD) de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

<sup>8</sup> Ver por ejemplo, en el DS 125, el que aprueba el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN, los principios y aspectos generales de la Programación de la Operación (PO). La PO determina el valor de la energía gestionable (recursos de la energía embalsada o almacenada), el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones. Esta se puede dividir en distintas etapas según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para la adecuada valorización de las energías gestionables. Y finalmente, las etapas de colocación de los recursos energéticos son realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables lo hacen de forma tal que permite recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estas.



incertidumbre (e.g., pronósticos), y si los agentes no pueden gestionar mediante ofertas de algún tipo (i.e., cantidad, ofertas simples u otro esquema) dichas posiciones en cada etapa de mercado, estas carecerían de justificación.

## Desafíos del Ejercicio de Poder de Mercado

Las características físicas particulares comunes a los sistemas eléctricos (en las que la aún falta de soluciones de almacenamiento significativas requieren del balance entre la producción de energía eléctrica y el consumo de la demanda), conllevan que los mercados eléctricos mayoristas sean **especialmente susceptibles al ejercicio del poder de mercado** (e.g., la Crisis Eléctrica de California entre los años 2000 y 2001). Los diseñadores de mercados han aprendido en base a estas experiencias, con lo que el modelo estándar de un mercado basado en ofertas incluye **mecanismos para reducir la capacidad y el incentivo de las empresas para ejercer poder de mercado**, los que incluyen la definición de precios máximos, contratos de la plazo entre generadores y suministradores, y el monitoreo automático de las ofertas de mercado (McRae, 2019).

El **poder de mercado** se define generalmente como la capacidad de una empresa para aumentar de manera rentable el precio de mercado por encima de niveles competitivos durante un período de tiempo significativo. Un mayor poder de mercado se asocia a precios de mercado más altos y (para algunos generadores) mayores precios ofertados. De forma general, existen **dos estrategias de oferta principales** que pretenden hacer uso del poder de mercado, en relación al potencial abuso de posición dominante con el fin de incrementar el precio del mercado en el corto plazo<sup>9</sup>: (i) **retención económica** (i.e., presentar ofertas a precios por encima del costo marginal de producción); y (ii) **retención física** (i.e., restringir la producción o retener la capacidad ofertada en el mercado, correspondiendo al problema más grave en un período de escasez de oferta)<sup>10</sup>.

En un mercado basado en ofertas, las empresas tienen la capacidad de elegir libremente por ejemplo una combinación de precio y cantidad dentro de sus curvas de oferta, por lo que cualquier resultado de un mercado basado en costos también podría ser obtenido como resultado de la operación de un mercado basado en ofertas. Como resultado, podría parecer que los mercados basados en costos dominan débilmente los mercados basados en ofertas en reducir los problemas de poder de mercado, lo que se sostiene en la capacidad del ISO de contar con la información de los costos marginales de producción de cada una de las unidades del parque generador<sup>11</sup>.

Sin embargo, **no es seguro que un mercado basado en costos evite la posibilidad de que las empresas ejerzan dicho poder de mercado**. En particular, durante ciertas horas, las grandes firmas de generación aún podrían tener la habilidad de manipular unilateralmente la disponibilidad de sus plantas, o manipular sus costos de combustible, y con ello el incentivo de aumentar los precios del mercado y sus ganancias. Si esto ocurre, entonces los mercados basados en costos incorporarían los peores aspectos de cada diseño de mercado: las ineficiencias producto de la regulación y los problemas de poder de mercado asociados a la competencia. A pesar de la regulación de sus ofertas en base a parámetros

---

<sup>9</sup> Notar que existen otros tipos de estrategias de abuso de posición dominante que también pueden ser perjudiciales, como por ejemplo la integración vertical y el consiguiente levantamiento de barreras de entrada.

<sup>10</sup> Disponible en: [CAISO: California Power Crisis: Viewpoint of the System Operator](#)

<sup>11</sup> Mismo principio considerado en la aplicación de medidas de mitigación de ofertas y de poder de mercado (e.g., definición de precios máximos).

auditados, las empresas aún pueden manipular estratégicamente sus costos de generación o la disponibilidad de sus plantas.

**El ejercicio de poder de mercado puede incurrir grandes costos en cualquier tipo de diseño.** Particularmente en el caso de mercados basados en costos, las empresas pueden verse incentivadas a desconectar plantas baratas en favor de operar plantas más costosas, comprar combustible de fuentes más caras, o hacer funcionar sus plantas de generación de manera ineficiente, lo que supone un aumento general del costo para la sociedad de la producción de energía eléctrica. Por otro lado, **los impactos del ejercicio de poder de mercado en un esquema basado en costos podrían ser complejos de mitigar** debido a que usualmente no hay medidas de mitigación implementadas al nivel de un mercado de ofertas, esto dado que por diseño del mercado se supone se eliminan dichos riesgos<sup>12</sup>. Adicionalmente, el tipo de acciones descritas anteriormente, las cuales podrían ocurrir en cualquier diseño ya sea basado en costos o en ofertas, son parte de las operaciones diarias de cada generador, por lo que podría resultar difícil para un monitor de mercado identificar cuándo tienen lugar estas operaciones porque la empresa está ejerciendo poder de mercado (McRae, 2019).

Existen otros factores que limitan la capacidad del regulador o ISO de estimar de forma razonable los costos marginales de producción de las unidades del parque generador, como es en el caso de los mercados basados en costos auditados. Debido a las **asimetrías de información**, los reguladores desconocen el precio correcto del combustible asociado a las curvas de oferta de cada una de las plantas de generación térmica (e.g., producto de limitaciones locales en el transporte de combustibles, existencia de contratos del tipo take-or-pay, mayor ciclaje de unidades térmicas producto de una mayor integración de fuentes ERV). De forma similar, la cada vez **mayor dependencia** que se espera **de fuentes de almacenamiento de energía** (e.g., en base a baterías) supone importantes desafíos a la hora de determinar los costos de producción asociados a estas tecnologías, las que se caracterizan por compromisos entre sus costos de operación de largo plazo y sus condiciones y patrones de operación (e.g., temperatura, ciclos y profundidad de carga y descarga). Otros problemas se relacionan a **mercados con gran participación hidroeléctrica**. En estos, calcular el **costo de oportunidad correcto del agua** es un problema complejo que requiere la solución de un programa estocástico dinámico, lo que implica una serie de pronósticos y supuestos respecto de parámetros por parte del ISO, lo que puede ser particularmente desafiante o incluso verse sujeto a presiones políticas. Más aún, incluso cuando el diseño de mercado permitiera eliminar el ejercicio del poder de mercado en el corto plazo, las empresas pueden decidir estratégicamente sus decisiones de inversión en generación (i.e., capacidades y tecnologías de generación), lo que puede conducir a un equilibrio a largo plazo diferente al que se produciría en un mercado competitivo (Munoz et al., 2018; McRae, 2019).

**Las asimetrías de información son uno de los problemas fundamentales que deben enfrentar los reguladores**, ya que las empresas a quienes estos regulan siempre contarán con mayor conocimiento respecto de las condiciones de su mercado local, y es posible que estas no cuenten con el incentivo de informar con total transparencia toda la información relevante que estos manejan. En este sentido, la ventaja de un mecanismo de mercado competitivo basado en ofertas es su habilidad de revelar los verdaderos costos de operación del parque de generación bajo distintas condiciones operacionales. Esto,

---

<sup>12</sup> Notar, por ejemplo, el hecho de que en Chile la Unidad de Monitoreo de la Competencia tiene solamente 5 años de operación, y no realiza medidas de mitigación diarias. Sí realiza análisis del desempeño del sistema y puede tomar medidas frente a posibles prácticas no competitivas.



por medio de la agregación de información de todos los participantes del mercado a través de su comportamiento y precios ofertados en el mercado. En el corto plazo, al regular los precios de oferta en un mercado mayorista basado en costos, esta agregación de información se debilita, lo que puede conducir a un resultado de mercado ineficiente o incluso poner en riesgo la confiabilidad del sistema (McRae, 2019), mientras que en el largo plazo, estos pueden distorsionar los incentivos de operación eficiente o inversión en nueva capacidad de generación<sup>13</sup>.

## Motivación de un Esquema de Mercado Basado en Ofertas

En un futuro cercano en Chile, la integración masiva de fuentes de generación renovable, cuyos costos operativos variables son particularmente bajos o inexistentes, y que implican mayores desafíos en la gestión de la desviación y la flexibilidad, supone también un **desafío a los mecanismos en que se ve remunerada la energía**, y que aseguran la inversión e innovación en nuevas y más eficientes fuentes de generación.

A diferencia de un **esquema de mercado basado en costos**, como lo es el caso chileno en la actualidad, en el que la información asociada a cada planta se basa en requerir la información de costos de operación y otros parámetros relevantes sujeto a complejos procesos de auditoría, en un **esquema de mercado basado en ofertas**, los participantes del mercado emiten ofertas de distinta naturaleza dependiendo del diseño del mercado por cada una de sus plantas a las subastas correspondientes del mercado mayorista. En base a este esquema, y asumiendo un mercado con niveles adecuados de competencia, **una serie de procesos vinculados a la operación del sistema se podrían simplificar**, como la reducción de la carga sobre el regulador y el ISO que supone el diseño de procedimientos de auditoría de costos altamente ad-hoc y difíciles de implementar, particularmente en el caso de nuevas tecnologías. Adicionalmente se facilita la implementación de esquemas transparentes para la asignación de responsabilidades de desviaciones en la operación (e.g., producto de errores de pronóstico). Y si bien la regulación y auditoría de los costos de generación podría suponer restringir potenciales prácticas de ejercicio de poder de mercado que caracterizan mecanismos basados en ofertas, **la literatura académica señala que no es claro que un esquema de mercado basado en costos evite el potencial ejercicio de mercado por parte de las principales firmas del sistema** (Munoz et al., 2018). Ciertamente en un esquema basado en ofertas también existe potencialmente la necesidad de estimar y auditar información, por ejemplo frente a posibles eventos de baja competencia, pero son eventos que aplican en casos particulares o a las firmas más relevantes del mercado. Tecnologías para las cuales no es factible o práctico auditar los costos pueden incorporarse al mercado sin necesidad de esperar la implementación de procesos específicos para estimar un costo centralizado auditable por el operador del sistema.

No obstante lo anterior, la implementación de esquemas basados en ofertas no significa descartar elementos asociados a una visión basada en costos, pues una operación centralizada puede facilitar la coordinación de recursos relevantes en el SEN como son los recursos hídricos. Similarmente, una transición hacia elementos de mercados basados en ofertas no debe considerarse como la solución a todos los desafíos actuales y futuros del mercado eléctrico chileno. La transición desde un esquema de mercado basado en costos, a uno basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno corresponde a un cambio sustancial que debe ser analizado en profundidad, incluso más allá de los alcances de este

---

<sup>13</sup> Disponible en: [CAISO: Opinion on System Market Power Mitigation](#)

estudio, el cual se enfoca principalmente en analizar las condiciones de competencia. Su eventual implementación requiere ponderar los beneficios y riesgos asociados, un diseño de mercado adecuado, y lo más relevante una correcta ejecución con expectativas claras de plazos y recursos asociados. Un ejemplo de lo anterior es el rol de las unidades de monitoreo del mercado, las cuales son críticas para una correcta operación mediante acciones de mitigación y corrección de corto plazo. De igual manera, elementos particulares del SEN hacen el diseño del mercado desafiante, requiriendo la necesidad de evaluar diseños híbridos, con distintos tipos de ofertas y elementos de una gestión centralizada como el paradigma actual.

En este sentido, **existen una serie de desafíos y precauciones que se deben considerar**. El mercado **debiese incluir la posibilidad de ofertas complejas** (e.g., que consideren tiempos de encendido y otros parámetros de operación), de manera que permitan realizar una operación eficiente a través de la operación centralizada de ciertos recursos, particularmente recursos de naturaleza poco flexible, pero que no interfieran con el principio de diseño de simplicidad del mercado. Por otro lado, la implementación de un mercado basado en ofertas **requiere discutir la forma en que se gestionan recursos como el agua** (pues dicho recurso no solamente tiene valor como recurso de energía, sino que también juega un rol clave en la provisión de flexibilidad en el sistema) y cómo se relaciona una gestión centralizada del recurso, basado en un cálculo del valor del agua centralizado, con un esquema de mercado basado en ofertas (Philpott et al., 2019). A pesar de todos estos tipos de desafíos, la transición hacia un esquema de mercado basado en ofertas es un cambio relevante de ser evaluado para contar con estructuras de mercado modernas, que permitirán enfrentar de manera efectiva los desafíos y necesidades futuras de los sistemas eléctricos.

Por último, ciertamente un mercado basado en ofertas **requiere contar con herramientas de monitoreo de la competencia del mercado** que permitan detectar y penalizar comportamientos estratégicos de agentes relevantes en el sistema que intenten hacer ejercicio de poder de mercado. 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 4.2 a continuación<sup>14</sup>.

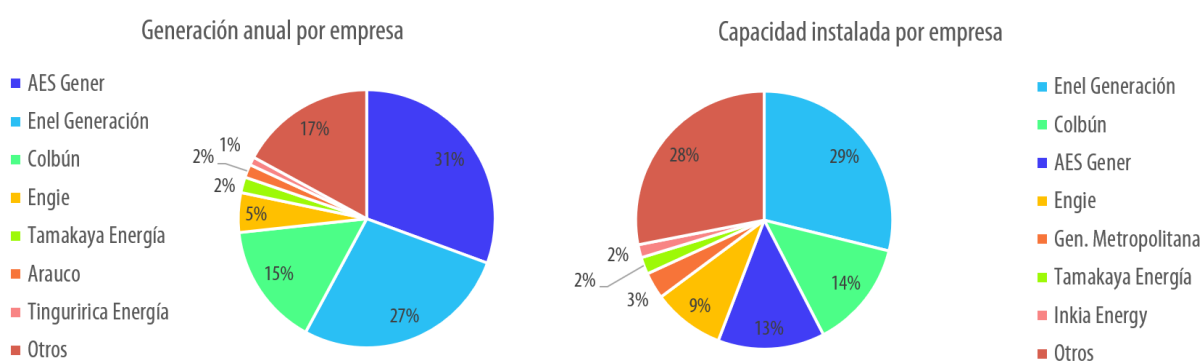


Figura 4.2. Generación programada por empresa para el año 2019 (izquierda) y capacidad instalada del SEN (derecha). Elaboración propia en base a información del CEN.

<sup>14</sup> Las asignaciones entre generadores y empresas consideran la información pública disponible según las bases de datos del CEN. 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.

En base a lo anterior, el monitoreo de las condiciones de competencia de largo, mediano y corto plazo, será un elemento crítico para el establecimiento y correcto funcionamiento de un mecanismo de mercado basado en ofertas (Dictuc, 2019a; Dictuc, 2019b), así como el propio diseño de las subastas de corto plazo (e.g., escalas de tiempo de participación, límites a ofertas o precios, y tipo de subasta) (Dictuc, 2019a). En este contexto, para analizar la viabilidad de la transición a un nuevo esquema de mercado, **resulta primordial estimar el nivel de competencia en el mercado eléctrico chileno, y determinar qué medidas son necesarias para su transición a este nuevo esquema lo cual es el foco del presente estudio.**

## 5. Revisión de la Experiencia Internacional

La **revisión de la experiencia internacional** es un insumo relevante para cualquier estudio de propuesta de cambios regulatorios. Sin embargo, es necesario tener en consideración el alcance y limitaciones de revisiones internacionales. Lo anterior, debido a que los sistemas eléctricos y sus marcos regulatorios son **altamente dependientes de características propias de cada sistema**. En este contexto, la revisión de la experiencia internacional se utilizará para reconocer diferentes desafíos y comprender el espectro de soluciones implementadas en otros sistemas de referencia internacional.

En esta sección se **describe la experiencia internacional de mercados eléctricos de referencia que utilizan un esquema de mercado basado en ofertas**. Entre otros elementos de diseño, se detalla: cómo se realiza el proceso de subasta, el responsable del proceso, quiénes pueden participar, qué tipo de subasta se utiliza, cómo se distribuye la participación de los actores del mercado, qué metodología y herramientas se utilizan medir las condiciones de competencia, nivel de competencia en el mercado, qué medidas se utilizan en caso de que se identifiquen problemas de competencia, los desafíos o problemas de mercado que se presumen o que han sido observados, y en caso de aquellos mercados que hubieran transitado hacia este tipo de esquema de mercado, la descripción de dicho proceso, las razones y efectos de su implementación, entre otros aspectos relevantes del proceso. En particular, en la presente sección se revisa la experiencia internacional de 5 sistemas de referencia:

- Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection.
- California Independent System Operator (CAISO).
- Italia.
- Nueva Zelanda.
- Colombia.

La selección de estos sistemas fue acordada junto a la contraparte técnica del Banco Mundial y el MEN. Las razones de esta selección dan cuenta de que estos sistemas presentan niveles de desarrollo significativo en cuanto al diseño e implementación de mercados eléctricos y procedimientos operacionales frente al nuevo paradigma tecnológico, abordando de distintas maneras los desafíos particulares asociados a la integración progresiva de fuentes renovables variables, almacenamiento, y la incorporación de esquemas de respuesta de demandas y eficiencia energética. Estos sistemas presentan una amplia experiencia frente a desafíos y problemas de mercado, entre las que se destaca la Crisis Eléctrica de California entre los años 2000 y 2001, y la relativamente reciente reestructuración del sistema eléctrico colombiano en 1994. Adicionalmente, se revisan aspectos de la reestructuración del mercado eléctrico mexicano y su transición desde un esquema de mercado basado en costos auditados a uno basado en ofertas (parciales) de energía. Finalmente, se destaca la disponibilidad de información con la que disponen y la similitud con el esquema de mercado presente en Chile, contando con mercados de SSCC y mecanismos de suficiencia desarrollados o en vías de desarrollo. De esta forma, entendiendo las complejidades de realizar comparaciones y tomar soluciones de otros sistemas, se asegura la relevancia de estos sistemas para el caso chileno.

Por último, cabe reafirmar 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 (incluso a nivel de investigación), y por lo tanto, no es factible la importación directa de alguna de dichas soluciones al

contexto chileno. No obstante lo anterior, la revisión de la experiencia internacional permite apreciar una variedad de necesidades y alternativas de solución a estas, categorizar iniciativas y encontrar elementos en común que servirán de insumo para la generación de propuestas de medidas para una transición hacia un esquema de mercado basado en ofertas para el sistema eléctrico chileno.

Tabla 5.1. Resumen de la estructura tecnológica de los sistemas de referencia.

Sistema	Capacidad Instalada	Mix de Generación	Meta Renovable
<b>CAISO</b>	Capacidad Total 80.3 GW: Gas (51.7%), Hidro (17.4%), Solar-PV (13.3%), Eólica (7.5%), Geotermia (3.4%), Nuclear (3%), Biomasa (1.7%), Solar-Térmico (1.6%), Otras termoeléctricas (0.6%).	Generación Total 194.7 TWh (In-State): Gas (46.5%), Hidro (13.5%), Solar-PV (12.6%), Nuclear (9.4%), Eólica (7.3%), Geotermia (3.4%), Biomasa (3.1%), Solar-Térmico (1.3%), Otras termoeléctricas (0.6%).	60% al año 2030. Carbono neutralidad al año 2045.
<b>PJM</b>	Capacidad Total 186.8 GW: Gas (41%), Carbón (29.8%), Nuclear (17.9%), Hidro (4.8%), Diesel (4.6%), Eólica (0.6%), Solar-PV (0.4%), Otras renovables (0.8%).	Generación Total 829.2 TWh (In-State): Gas (36.4%), Carbón (23.8%), Nuclear (33.6%), Hidro (2.0%), Diesel (0.2%), Eólica (2.9%), Solar-PV (0.3%), Otras renovables (0.7%).	Metas independientes por cada estado.
<b>Italia</b>	Capacidad Total 115.9 GW: Termoeléctricas (52%), Hidro (19.5%), Solar-PV (18.5%), Eólica (9.3%), Geotermia (0.7%).	Generación Total 272.4 TWh: Termoeléctricas (54.6%), Hidro (17.9%), Autoconsumo (11%), Solar-PV (7.4%), Eólica (7%), Geotermia (2.1%).	55,4% del suministro de la demanda al año 2030. Descarbonización al año 2025.
<b>Nueva Zelanda</b>	Capacidad Total 9.27 GW: Hidro (58.1%), Gas (12.2%), Geotermia (10.3%), Eólica (7.4%), Carbón (5.4%), Biogas (0.4%), Otras (6.2%).	Generación Total 43.5 TWh: Hidro (58.2%), Geotermia (17.4%), Gas (12.6%), Eólica (5.1%), Carbón (4.9%), Biogas (0.6%), Solar-PV (0.3%), Otras (0.9%).	Carbono neutralidad al año 2050.
<b>Colombia</b>	Capacidad Total 17.5 GW: Carbón (11.2%), Gas (9.3%), Diésel (8.7%), Biomasa (0.8%), Hidráulica (68.2%), Eólica (0.1%), Solar (0.1%).	Generación Total 70.11 TWh: Fósil (21.1 %), Biomasa (1.0%), Hidráulica (77.6%), Eólica (0.1%), Solar (0.2%).	Desplazamiento de ERV de 9 MtCO <sub>2</sub> a 2030. Carbono neutralidad al 2050.

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

Sistema	CAISO		PJM	
<b>Estructura de Mercado</b>	<p>Integración regional en el Western EIM.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales (LMP).</p> <p>Mercado del día-anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de energía y reservas.</p>		<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales (LMP).</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 energía y reservas.</p>	
Sistema	Italia	Nueva Zelanda	Colombia	
<b>Estructura de Mercado</b>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios zonales.</p> <p>Mercado del día anterior e intradiario.</p> <p>Mercado de Capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Esquema secuencial de energía y reservas.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado en tiempo-real.</p> <p>Mercado de contratos de cobertura.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de energía y reservas.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día anterior.</p> <p>Mercado de Confiabilidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios (AGC).</p> <p>Esquema secuencial de energía y reservas.</p>	

Tabla 5.3. Resumen de las características de los procesos de subastas de los sistemas de referencia.

<b>Sistema</b>	<b>Proceso General de Subastas</b>	<b>Tipo de Subasta (Resolución)</b>	<b>Administración del Proceso y Participantes</b>
<b>CAISO</b>	Subastas se celebran en el DAM y RTM. El DAM cuenta con una etapa de mitigación de poder de mercado local (LMPM), un IFM y un RUC. RTM también considera una etapa de LMPM, y consiste de un FMM (15 min.) y un RTD (5 min.).	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas en el DAM y RTM.	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (CAISO).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.
<b>PJM</b>	Subastas se celebran en el DAM y RTM. Cuenta con mecanismo de mitigación de poder de mercado local (LMPM).	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas en el DAM y RTM.	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (PJM).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.
<b>Italia</b>	Subastas se celebran en el mercado del día anterior (MGP) e intradiario (MI) en 7 sesiones.	Subastas se resuelven en base al orden de mérito de ofertas de precio y cantidad.	Proceso a cargo del gestor de mercado (GME) diferente del Operador del Sistema (Terna).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.
<b>Nueva Zelanda</b>	Subastas son resueltas en tiempo real para cada periodo (30 minutos, 48 periodos en un día), las ofertas de suministro y demanda deben ser emitidas al menos 71 periodos antes pero pueden ser modificadas hasta dos horas antes de la resolución.	Las subastas se resuelven mediante el proceso de co-optimización de energía y reservas.	Proceso a cargo del Operador del Sistema (Transpower).  Suministro y demanda ofertan en las subastas.
<b>Colombia</b>	Subasta se celebra en el mercado del día anterior (Bolsa de Energía). Existen también un despacho económico (o programado) y un despacho real que dan lugar a reconciliaciones.	Subastas se resuelven en base al orden de mérito de ofertas diarias de precio único y 24 valores de capacidad.	Proceso a cargo del propio Operador del Sistema (XM).  Ofertan solo generadores, la demanda es tomadora de precio y provee una agenda de consumo inelástico.

Tabla 5.4. Resumen de las metodologías de análisis de competencia de los sistemas de referencia.

<b>Sistema</b>	<b>Metodología General de Análisis de Condiciones de Competencia</b>	<b>Principales Medidas de Mitigación de Poder de Mercado</b>	<b>Nivel de Competencia</b>
<b>CAISO</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera principalmente el análisis precio-costo del sistema (price-cost markup index) e índices de pivotalidad de los agentes (PST-RSI). Adicionalmente, considera un mecanismo automatizado <i>ex-ante</i> de mitigación local de poder de mercado (LMPM).	El mecanismo de LMPM permite limitar ofertas de participantes en el DAM y RTM de participantes que no cumplan con el TPS test. Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos.	Los mercados de 2019 han sido evaluados como competitivos. Principalmente en base a la estimación de un price-cost markup index promedio del sistema por debajo del 2% y una reducción en todos los índices de RSI en comparación a años anteriores.
<b>PJM</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera el análisis precio-costo (impacto en los precios del sistema del price-cost markup de las unidades marginales), métricas de concentración (MS, HHI), y pivotalidad de los agentes (RSI, TPS test), entre otros. Adicionalmente, considera un mecanismo automatizado <i>ex-ante</i> de mitigación local de poder de mercado (LMPM).	El mecanismo de LMPM permite limitar las ofertas de participantes que no cumplan con el TPS test. Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos.	Los resultados del mercado en 2019 fueron competitivos, con una disminución histórica en los precios del mercado. A pesar de los bajos markups por unidad, el 9,9% de las unidades marginales fijó el precio con markups positivos.
<b>Italia</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera métricas de concentración de mercado (CR3, CR5 y HHI de ofertas y ventas), pivotalidad (IOR, variante del RSI tradicional), y otras métricas que miden la participación de un agente (IOM) o tecnología (ITM) en la fijación del precio del mercado. Métricas son analizadas a nivel zonal y nacional.	Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos.	A 2019 se ha reducido la concentración y ventas de energía en ausencia de condiciones competitivas. Se observa un aumento en la participación marginal del CCGT.
<b>Nueva Zelanda</b>	Análisis <i>ex-post</i> en base a los resultados del mercado. Monitoreo basado en índices del sistema Structure - Conduct - Performance (SCP).	Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos para las determinadas Undesirable Trading Situation (UTS).	Entre 2013 y 2018 se reporta una sola UTS. Se reconocen cinco principales empresas de generación con gran parte del mercado mayorista. Mayor competencia en retail.
<b>Colombia</b>	Análisis <i>ex-post</i> en base a los resultados del mercado. Considera principalmente el uso de métricas de concentración de mercado (HHI) y pivotalidad (IOR).	Limitación a la integración horizontal del mercado. Investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos.	Niveles moderados/altos de concentración en el mercado (HHI alcanza niveles por sobre 2.000). Bajos márgenes de competitividad (ocurrencia de IOR pivotaes entre 1 y 1,2).



## 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 de los Estados Unidos, 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).

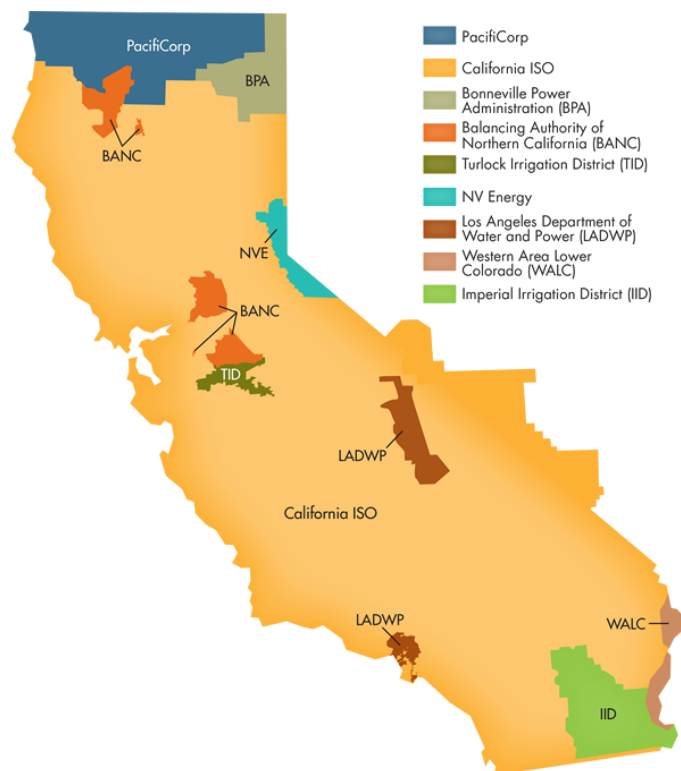


Figura 5.1. Extensión territorial de CAISO<sup>15</sup>.

Respecto a la composición de su matriz de generación, tal y como se presenta 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>16</sup>.

<sup>15</sup> Fuente: [CAISO: La red del ISO](#)

<sup>16</sup> Disponible en: [CAISO: Energy Storage Perspectives from California and Europe](#)

Tabla 5.5. Composición del parque generador de CAISO<sup>17</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>

El **Energy Market** del sistema eléctrico de California está compuesto por un mercado del día anterior y un mercado en tiempo real, en los que energía y reservas de SSCC son co-optimizadas a partir de las ofertas recibidas en el proceso de subasta utilizando modelos de Security Constrained Unit Commitment (SCUC) y Security Constrained Economic Dispatch (SCED), a partir de los cuales se obtiene un **Locational Marginal Price (LMP)** horario para cada nodo del sistema, los que reflejan de forma adecuada los costos de generación, transmisión y suministro de energía<sup>18</sup>. Adicionalmente, existen mecanismos de mercado para la cobertura de diferencias de precios entre ambas instancias de mercado, así como mecanismos para la cobertura frente a altos costos marginales producto de eventos de congestión en la transmisión<sup>19</sup>.

El mercado spot del **Day-Ahead Market (DAM)** permite a los agentes fijar los precios y cantidades de energía y reservas que se esperan necesitar en la operación del día siguiente. Este inicia con un proceso de Market Power Mitigation (MPM), donde se revisan las ofertas de compra y venta de energía. Luego, en el Integrated Forward Market (IFM) se obtienen precios de carácter nodal y resolución horaria a partir de los resultados de asignación determinados por el SCUC, el cual co-optimiza las ofertas de suministro de energía y reservas con las ofertas de demanda. Finalmente, el DAM incluye un proceso de Residual Unit Commitment (RUC) para identificar cualquier capacidad adicional necesaria para cumplir con los requerimientos previstos para el día siguiente, más allá de lo comprometido y programado en el IFM.

El **Real-Time Market (RTM)** es un mercado spot en tiempo-real en el que se realizan compras adicionales de energía con el fin de cumplir las variaciones en el consumo no cubiertas por el DAM. El RTM se compone de etapas secuenciales de comisionamiento y mercado, previas al despacho final de los generadores, siendo de particular relevancia el Fifteen Minute Market (FMM) y el Five Minute Market

<sup>17</sup> Fuente: [CEC: Electric Generation Capacity & Energy](#)

<sup>18</sup> El LMP, expresado en (\$/MWh), se define como el precio marginal de la energía en el lugar donde se esta se entrega o recibe. Al realizar este cálculo de LMP, el costo marginal total de suplir un aumento en la demanda de cada barra, por cada recurso asociado con una oferta de energía, se calcula como la suma de los siguientes tres componentes: System Energy Price, Congestion Price, and Loss Price.

<sup>19</sup> Disponible en: [CAISO: Market Processes and Products](#)

Real-Time Dispatch (RTD), donde se gestionan los desbalances del sistema mediante la asignación de generación cada 15 y 5 minutos, respectivamente, estableciendo LMPs de igual resolución temporal.

El **Ancillary Services Market** se distribuye en tres categorías según si estos se enfocan en el control de frecuencia, voltaje, o la recuperación del servicio. De estos, solo los servicios de control de frecuencia se asignan mediante un mercado de precio uniforme (*pay-as-clear*), en base al precio resultante de la consideración de ofertas en los procesos de co-optimización del DAM y RTM. En particular, estos se clasifican en servicios de regulation (*up/down*) y operating reserves (*spinning/non-spinning*), donde los servicios de regulación se encargan de responder de manera automática a las variaciones leves de frecuencia en la operación, mientras que los servicios de reserva se encargan de responder ante eventos de mayor desviación. Adicionalmente, en el año 2016 se implementaron los flexible ramp (*up/down*) uncertainty awards<sup>20</sup>, definidos para la provisión de capacidad de rampa en términos de MW, en períodos de 15 y 5 minutos. Sin embargo, estos no son ofertados, sino que se compensan directamente según el costo de oportunidad respecto a proveer otros servicios, limitado a un valor máximo.

Los **Congestion Revenue Rights (CRR)** son instrumentos financieros que por medio de transacciones bilaterales y subastas permiten gestionar la variabilidad en los costos de congestión determinados en el DAM. Adicionalmente, los agentes pueden comprar o vender energía en el DAM con el requisito explícito de comprarla o venderla nuevamente en el RTM mediante el mecanismo de **Convergence Bidding**, también conocidas como ofertas virtuales (no requieren ser respaldadas por activos físicos), las que ejercen presión sobre los precios del DAM y RTM para lograr una convergencia entre ambos precios.

Finalmente, respecto a mecanismos de suficiencia, CAISO no cuenta con subastas formales de capacidad. En cambio, considera un proceso de definición de **Resource Adequacy** en el corto y mediano plazo, bajo el cual este se encuentra autorizado para procurar capacidad en instancias particulares, mediante acuerdos de 1 año que no involucran procesos de oferta públicos<sup>21</sup>. No obstante, la presión que genera la integración de fuentes ERV sobre los precios de mercado, ha puesto en discusión la necesidad de crear mercados de capacidad que alivien posibles déficits de ingresos de generadoras convencionales, lo que podría comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico<sup>22</sup>.

### 5.1.2. Esquema de Subastas de Energía

El **Day-Ahead Market (DAM)** gestionado por CAISO provee a sus participantes la oportunidad de contratación financiera de la compra y venta de energía y reservas de SCC para el día siguiente de operación. Incluye tanto ofertas físicas como virtuales (solo financieras), asignando la base de los recursos necesarios para suplir la demanda en tiempo real<sup>23</sup>. El proceso da inicio a las 10:00 horas del día previo con el cierre del mercado, y se compone de tres etapas secuenciales (i.e., Market Power

<sup>20</sup> Disponible en: [IRENA: Innovative Ancillary Services](#)

<sup>21</sup> Disponible en: [Transform: A Tale of Two ISOs: Energy Market Design in Texas and California](#)

<sup>22</sup> Disponible en: [Resource Adequacy Enhancements](#)

<sup>23</sup> Las ofertas virtuales son instrumentos financieros respaldados solo en el DAM, las cuales no requieren de generación o demanda física. Se trata de posiciones financieras tomadas en el DAM y liquidadas en el RTM. Una demanda virtual es una oferta para comprar al precio del día anterior y una oferta para vender al precio en tiempo real. Un suministro virtual es una oferta para vender al precio del día anterior y comprar al precio en tiempo real. El proceso de convergence bidding proporciona a las convergence bidding entities (CBEs) un mecanismo financiero para la cobertura: (i) contra la desconexión de una unidad en tiempo real; (ii) frente a la exposición a precios en tiempo real de la demanda; y (iii) obtener ingresos o arriesgar pérdidas entre los precios del día anterior y en tiempo real. Disponible en: [CAISO: Convergence Bidding](#)

Mitigation, Integrated Forward Market, y Residual Unit Commitment), las que culminan con la publicación de los resultados del proceso alrededor de las 13:00 horas del día previo de operación.

En su primera etapa, el **Market Power Mitigation (MPM)** evalúa las ofertas de los participantes, abordando de manera financiera las necesidades locales de confiabilidad del sistema para detectar y mitigar el potencial ejercicio de poder de mercado a nivel local, ajustando las ofertas de agentes particulares a límites predeterminados.

En su segunda etapa, el **Integrated Forward Market (IFM)** consiste en el despeje del mercado en base a las curvas de oferta de suministro y demanda, procurando los requerimientos de SSCC. En particular, las curvas de oferta de suministro y demanda pueden contar con hasta 10 segmentos monotónicamente crecientes y decrecientes, respectivamente. Con este objetivo, se utiliza un Security Constrained Unit Commitment (SCUC) que co-optimiza energía y reservas, el que considera una modelación completa de la red y determina LMPs horarios para cada nodo del sistema. Para ello, el modelo requiere que los agentes del mercado presenten multi-part supply bids (i.e., start-up bids, minimum load bids, y energy bid curves), ofertas de capacidad de reservas, self-schedules<sup>24</sup>, límites horarios de capacidad y diarios de energía según la disponibilidad de recursos.

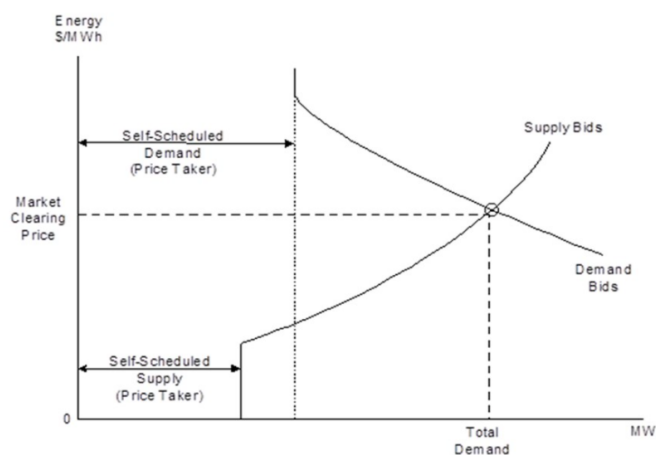


Figura 5.2. Curvas de oferta y demanda presentes en el IFM<sup>25</sup>.

Si la capacidad programada basada en los resultados del IFM resulta ser menor a los pronósticos de demanda de CAISO para el día de operación siguiente, se procede a asignar la capacidad adicional requerida mediante un **Residual Unit Commitment (RUC)**. El RUC resuelve el SCUC para determinar las unidades de generación adicionales que se espera se encuentren disponibles y oferten en el mercado en tiempo real, para lo cual, en lugar de utilizar las ofertas de demanda del IFM, se distribuye el pronóstico de demanda en los nodos de la red mediante el uso de Load Distribution Factors. Con excepción de modificaciones realizadas por motivos no económicos, el RUC respeta los recursos asignados en el IFM.

Por otro lado, en el **Real-Time Market (RTM)** los recursos son comisionados basados en las estimaciones de demanda del CAISO, incorporando ofertas de recursos incrementales o autoprogramados, gestionando los desbalances del sistema mediante la asignación de recursos cada 15 y 5 minutos,

<sup>24</sup> Los self-schedules indican una cantidad de MWh sin especificación de precio, estableciendo que para dichas inyecciones se acepta el precio de mercado, o bien, el precio según un contrato existente.

<sup>25</sup> Fuente: [Energy Central: California Independent System Operator - Part 4, Processes](#)

estableciendo LMPs de igual resolución temporal. En particular, este se compone de un **Fifteen Minute Market (FMM)** de carácter financiero que opera cada 15 minutos, en el que se reciben ofertas hasta 75 minutos antes de la hora de operación y se asignan y determinan precios de energía y reservas; y un **Five Minute Market Real-Time Dispatch (RTD)** físicamente vinculante que opera cada 5 minutos, en base a las mismas ofertas recibidas en el FMM, el cual asigna y determina precios de energía.

Los procesos considerados dentro de la operación en tiempo real del mercado también consideran la mitigación de poder de mercado de las ofertas de energía y reservas recibidas, lo que se enmarca en una serie de procesos de pre-despacho y despacho en los que se co-optimizan energía y reservas con diferentes resoluciones temporales en base a modelos de SCUC y SCED. Entre los procesos de pre-despacho se cuentan un Hour Ahead Scheduling Process (HASP), un Short Term Unit Commitment (STUC), y un Real-Time Unit Commitment (RTUC). Adicionalmente, cabe destacar la existencia de diferentes tipos de despacho, el principal de los cuales corresponde al Real-Time Economic Dispatch (RTED), en el cual se toman en consideración las ofertas realizadas por los agentes en el mercado. Se cuentan además un Real-Time Contingency Dispatch (RTCD) que se ejecuta de forma esporádica frente a eventos de contingencia significativos; y un Real-Time Manual Dispatch (RTMD), una lista de mérito utilizada cuando el proceso habitual del RTD falla o presenta problemas en su convergencia y solución.

### 5.1.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados

El proceso de **Market Power Mitigation (MPM)** identifica los agentes que pueden ejercer poder del mercado local en circunstancias en las que no hay recursos suficientes como para depender de la competencia para mitigar las ofertas poco competitivas. En particular, el enfoque de un **Local Market Power Mitigation (LMPM)** implementado en CAISO supone que el mercado es lo suficientemente grande e incluye los competidores suficientes y potenciales, y una robusta contratación a plazo (forward), lo que permite proveer resultados competitivos razonables. Así, la filosofía detrás del análisis se enfoca en la mitigación de poder de mercado local en momentos y regiones en las que el mercado tiende a resultar estructuralmente poco competitivo, debido principalmente a áreas locales con restricciones de transmisión en donde en ausencia de recursos suficientes para depender de la competencia los agentes podrían potencialmente manipular el precio de la energía por medio de la retención económica de su suministro (withholding).

La aplicación del LMPM en California ha evolucionado de forma significativa desde su diseño original implementado en 2009, basado en la evaluación anual de las capacidades de generación y transmisión del sistema, progresando en la incorporación de la evaluación dinámica de las condiciones de competencia en los diferentes procesos de pre-despacho y despacho en tiempo real en el DAM y RTM. La **evaluación dinámica de las condiciones de competencia** combina aspectos tanto de estructura del sistema como de conducta de los agentes, toda vez que las ofertas disponibles que se ofrecen en un momento dado, sobre las cuales basan las pruebas, son en sí mismas el resultado de la conducta y decisiones de los participantes del mercado<sup>26</sup>. La mitigación de las ofertas implementa un **three pivotal supplier test (PST)** y determina si existe el suficiente suministro residual para cumplir con la demanda dada una limitación de transmisión en particular, medida en función de un **Residual Supply Index (RSI)**. Esta se basa en el análisis de Locational Marginal Prices (LMP), calculados en un proceso de MPM, particularmente en la componente no competitiva de Congestión del LMP. Cuanto esta componente es mayor que cero, entonces cualquier recurso en dicha localidad que se despacha en dicho proceso de

---

<sup>26</sup> Disponible en: [CAISO: Opinion on System Market Power Mitigation](#)

MPM será sujeto de la mitigación local de poder de mercado. Adicionalmente, se cuentan los mecanismos de **Resource Adequacy**, los que permiten asegurar compromisos duraderos de parte de suministros físicos reales y prevenir la retención física de capacidad, y un **energy bid cap** de USD 1.000/MWh, que limita la retención económica de las unidades<sup>27</sup>.

Por otro lado, el Department of Market Monitoring (DMM) de CAISO provee una supervisión independiente del mercado, identificando y reportando fallas en su diseño, potenciales violaciones a las reglas del mercado, y abusos de poder de mercado<sup>28</sup>. **Reportes periódicos analizan diferentes medidas de competitividad estructurales**, en relación a la propiedad de la oferta disponible en el mercado, la que se evalúa utilizando PST y RSI (e.g., RSI<sub>1</sub>, RSI<sub>2</sub>, RSI<sub>3</sub>). Ambas medidas evalúan la suficiencia de la oferta disponible para satisfacer la demanda después de eliminar la capacidad que controla una o más entidades, debido al potencial de comportamiento oligopólico, causado por la alta inelasticidad de la demanda y la limitada competencia de nuevas fuentes de suministro por largos plazos de desarrollo y barreras regulatorias para la ubicación de nueva generación. Adicionalmente, la competitividad de los precios del mercado se puede evaluar en base al **price-cost markup**, el cual representa una comparación de los precios reales del mercado con una estimación de los precios como resultado de un mercado competitivo en el que todos los participantes ofertan (aproximadamente) sus costos marginales.

En base a todo lo anterior, se ha evaluado como competitiva la operación del mercado en 2019, como resultado de la combinación de una reducida demanda, bajos precios del gas y el crecimiento de la oferta de generación de bajos costos marginales. Se observó una reducción en todos los índices de RSI en comparación a años anteriores (en términos del número de horas en que el índice resultó ser menor a 1), mientras que los precios mayoristas de energía resultaron ser aproximadamente iguales a los precios de referencia competitivos en base a estimaciones del DMM, observándose un price-cost markup promedio por debajo del 2%<sup>29</sup>.

A pesar de los resultados actuales del mercado, existe una preocupación creciente de que el sistema en su conjunto puede experimentar períodos en los que no es estructuralmente competitivo, y no solo de forma local. Entre otras observaciones, se estima que la prueba de 3PS, tal y como ha sido implementada a la fecha, ha resultado simplista y conservadora. Esta no indicaría necesariamente la existencia de un potencial ejercicio de poder de mercado, y tampoco sería capaz de demostrar que algún tipo de poder de mercado fue ejercido. Por lo que dicha evaluación también debiera basarse en otras metodologías, como la estimación de las curvas de demanda residual, o el análisis de escenarios contrafactuales competitivos de referencia. Dichos puntos de referencia pueden estimar potencialmente el grado en que los precios reales del mercado excedieron un precio hipotético perfectamente competitivo, en la medida en que estos se basan en estimaciones precisas de los costos de suministro.

#### 5.1.4. Crisis Eléctrica de California

El nuevo mercado de energía mayorista de California y su programa de elección del cliente, que comenzó en marzo de 1998, funcionó bastante bien durante aproximadamente un año y medio. **En el verano de**

---

<sup>27</sup> Actualmente se encuentra en discusión un aumento del energy bid cap a USD 2.000/MWh. Información disponible en: [CAISO: Business Requirements Specification - FERC 831 Import Bidding and Market Parameters](#)

<sup>28</sup> Diferentes análisis realizados por el DMM son publicados de manera mensual, trimestral y anual, así como reportes especiales y presentaciones a propósito de temáticas particulares de la operación y desempeño de los mercados eléctricos que éste supervisa. Disponible en: [CAISO: Market Monitoring](#)

<sup>29</sup> Disponible en: [CAISO: 2019 Annual Report on Market Issues & Performance](#)

**2000, los precios minoristas de electricidad en el sur de California alcanzaron máximos históricos y la escasez de capacidad de generación forzó cortes de energía temporales en el norte de California.** La crisis energética de California se puede agrupar ampliamente en tres problemas interrelacionados que incluyen: (i) un aumento vertiginoso de los precios de la electricidad al por mayor; (ii) cortes de energía intermitentes durante los períodos de máxima demanda; y (iii) el deterioro de la estabilidad financiera de los tres principales investor-owned utilities (IOUs) de California -Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), y San Diego Gas and Electric (SDG&E)<sup>30</sup>.

A mediados de 1999, se eliminó la congelación de precios minoristas de SDG&E como se requería en el plan de desregulación de la industria de California, con lo que los clientes de SDG&E se encontraron expuestos a precios minoristas de electricidad no regulados (los clientes minoristas de PG&E y SCE estaban, en ese momento, todavía protegidos de los altos precios minoristas por congelaciones de tarifas impuestos por el plan de reestructuración). Como resultado, SDG&E pudo traspasar los altos precios del mercado mayorista a sus clientes residenciales, los que observaron un aumento en torno a un 50% de su tarifa hacia el verano de 2000. Para detener el aumento de los precios, el regulador estableció límites a los precios minoristas, restringiendo la recuperación de costos, lo que supuso graves problemas financieros para los tres principales IOUs de California<sup>31</sup>.

Entre los principales factores que causaron el aumento de los precios del mercado mayorista se cuentan: (i) una respuesta limitada de la demanda, dada una congelación de tarifas que supuso la falta de señales de precios adecuadas; (ii) una menor oferta de suministros y a mayores costos, debido a la falta de inversión en generación en la última década, numerosos apagones de generación y transmisión, reducidos recursos hidroeléctricos e importaciones, un aumento en los costos del gas y altos costos de emisiones; y (iii) el ejercicio de poder de mercado de suministradores aún en horas de baja demanda.

Los altos precios del mercado no pudieron ser mitigados debido a extensas restricciones regulatorias, como la restricción impuesta por la CPUC de la compra y venta de energía en el mercado spot y la prohibición de contratación a plazo y cobertura de la demanda, y una falta de protección adecuada frente al ejercicio de poder de mercado horizontal (y no vertical), debido a criterios de análisis de competencia insuficientes en base a índices estáticos de participación de mercado (e.g., Market Share y HHI), en lugar del uso de métricas como el Residual Supply Index (RSI) que demuestran una relación con el price-cost markup del sistema<sup>32</sup>.

Con todo lo anterior, entre los principales aprendizajes que se desprenden de la Crisis Eléctrica de California destacan: (i) la relevancia de permitir la cobertura y contratación a plazo significativa de la demanda, reduciendo la dependencia de mercados spot del día anterior y en tiempo real; (ii) incentivar la demanda sensible a precios; (iii) extender y ampliar los planes de mitigación de ofertas y monitoreo del mercado incluso en la operación de tiempo real; y (iv) el desarrollo de mercados de SSCC, mecanismos de suficiencia y estándares de disponibilidad, entre otras medidas.

---

<sup>30</sup> Disponible en: [EIA: Subsequent Events California's Energy Crisis](#)

<sup>31</sup> Posteriormente la California Public Utility Commission (CPUC) debió emitir un plan de estabilización de tarifas que aumentaron con el tiempo, en un esfuerzo por apoyar a las IOUs con mayores problemas financieros.

<sup>32</sup> Disponible en: [CAISO: California Power Crisis: Viewpoint of the System Operator](#)



## 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 14 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 kms. de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 190 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a cerca de 65 millones de personas.

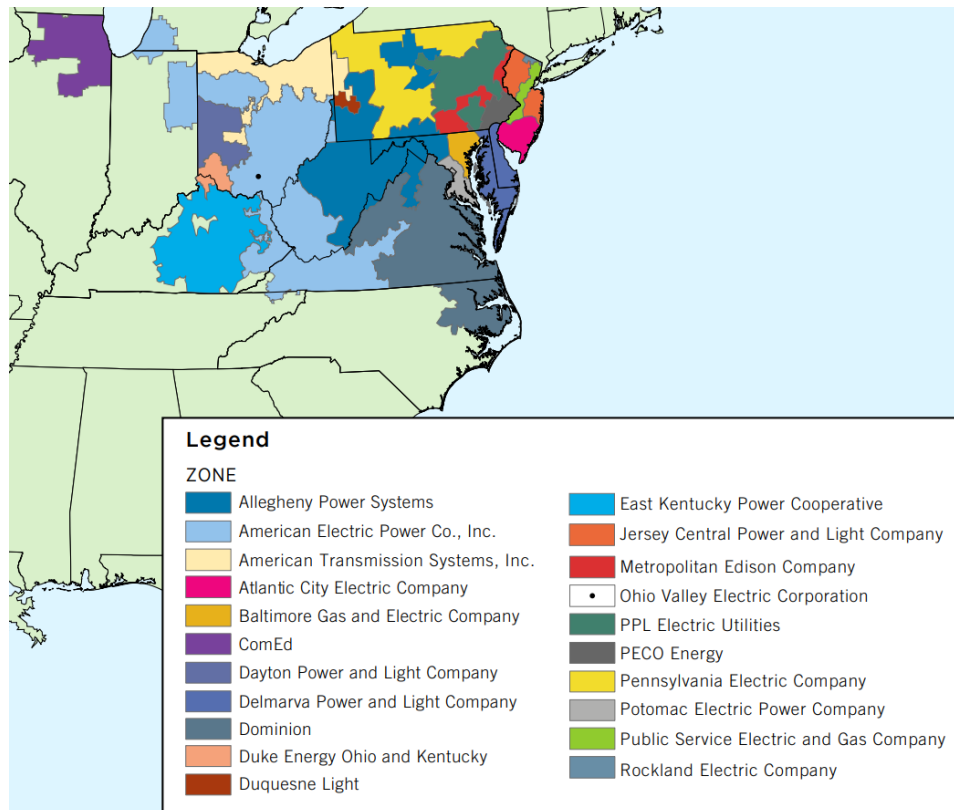


Figura 5.3. Extensión del territorio comprendido por PJM<sup>33</sup>.

Actualmente, el mix de generación de PJM está compuesto principalmente por fuentes fósiles (75,5%) y nucleares (17,9%), 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>34</sup>. Por ejemplo, New Jersey considera una meta de generación renovable del 35% a 2025 y 50% a 2030<sup>35</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>36</sup>; y Pennsylvania una meta del 8% al 2021<sup>37</sup>.

<sup>33</sup> Fuente: <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>

<sup>34</sup> Disponible en: [Comparing-americas-grid-operators-on-clean-energy-progress-pjm-is-headed/](https://www.energy.gov/comparing-americas-grid-operators-on-clean-energy-progress-pjm-is-headed/)

<sup>35</sup> Disponible en: <https://www.nj.gov/dep/ages/opea-clean-energy.html>

<sup>36</sup> Disponible en: <https://msa.maryland.gov/msa/mdmanual/01glance/html/energy.html>

<sup>37</sup> Disponible: [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 5.6. Composición del parque generador de PJM<sup>38 39</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Gas	36.4%	41.1%
Carbón	23.8%	29.8%
Nuclear	33.6%	17.9%
Hidráulica	2.0%	4.8%
Diésel	0.2%	4.6%
Eólica	2.9%	0.6%
Solar-PV	0.3%	0.4%
Otras Renovables	0.7%	0.8%
<b>Total</b>	<b>829.2 TWh (In-State)</b>	<b>186.8 GW</b>

PJM se basa en un modelo de mercado de energía y SSCC co-optimizados, basado en ofertas y precios nodales, con una estructura de mercado del día anterior y mercado en tiempo real, un Security-Constrained Economic Dispatch, un mercado abierto de capacidad con subastas anuales, y mecanismos de mercado para la cobertura frente a altos costos marginales producto de eventos de congestión en corredores de transmisión. En particular, PJM opera los siguientes mercados:

- Day-Ahead Energy Market
- Real-Time Energy Market
- Day-Ahead Scheduling Reserve (DASR) Market
- Reserves Market (Synchronized Reserve y Non-Synchronized Reserve Markets)
- Regulation Market
- Financial Transmission Rights (FTRs) Markets
- Reliability Pricing Model (RPM) Capacity Market.

El **Energy Market** se compone de mercados de Day-Ahead y Real-Time<sup>40</sup>. El mercado spot de **Day-Ahead Market (DAM)** permite a los agentes fijar los precios de la energía que esperan producir o consumir al día siguiente. Los precios horarios o **Locational Marginal Prices (LMPs)** se calculan para cada hora del siguiente día de operación en base a ofertas y transacciones entre dos partes independientes. El **Real-Time Market (RTM)** es un mercado spot en tiempo-real en el que los LMPs actuales se calculan en intervalos de 5 minutos en función de las condiciones reales de operación de la red y se publican en el sitio web de PJM. Este proceso permite que las partes compren o vendan energía hora a hora o incluso en intervalos menores de tiempo por la energía que realmente están produciendo o consumiendo ese día. Wholesale suppliers y public utilities compran electricidad en el DAM para el día siguiente en función de lo que anticipan que necesitarán para satisfacer las demandas de electricidad de sus clientes. Al día siguiente, si los proveedores se dan cuenta de que no tienen suficiente electricidad para satisfacer

<sup>38</sup> Fuente: [www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2019.ashx](http://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ops-analysis/capacity-by-fuel-type-2019.ashx)

<sup>39</sup> Fuente: [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>40</sup> Disponible en: [PJM: Markets FAQs](#)

las necesidades de los consumidores, pueden comprar electricidad en el RTM para satisfacer sus obligaciones con sus clientes.

Los **servicios complementarios (SSCC)** ayudan a balancear el sistema de transmisión a medida que este transporta la energía desde las fuentes generadoras hasta los consumidores finales. Para ello, PJM opera varios mercados para servicios auxiliares, en los que la prestación de estos servicios se basa en el mercado mediante subastas con sistema *pay-as-clear* (marginalista), siendo remunerados por capacidad (USD) y por energía (USD/MWh). El **Day-Ahead Scheduling Reserve (DASR) Market** opera como los mercados de Day-Ahead y Real-Time, y se utiliza para garantizar que las reservas de energía estén disponibles hasta por 30 minutos para hacer frente a cualquier condición imprevista del sistema durante el día de operación. Por otro lado, se cuenta con los **Reserve Markets (Synchronized Reserve y Non-Synchronized Reserve Markets)** y el **Regulation Market**, todos mercados de tiempo real. Con todo lo anterior, PJM optimiza conjuntamente la regulación con la reserva sincronizada y energía para proporcionar los tres productos al menor costo posible.

Los **Financial Transmission Rights Markets** son instrumentos financieros que permiten a sus participantes compensar o evitar los cargos de congestión de transmisión producto del uso de LMPs<sup>41</sup>. Adicionalmente, PJM administra un **Reliability Pricing Model Capacity Market** mediante el cual se busca asegurar los requerimientos de confiabilidad del sistema en el largo plazo a un precio competitivo<sup>42</sup>.

### 5.2.2. Esquema de Subastas de Energía

Los mercados de energía y SSCC en PJM se encuentran basados en ofertas, siendo optimizadas simultáneamente energía y reservas. El detalle de las actividades de programación del día anterior y diaria realizadas en PJM, así como las reglas y procedimientos seguidos para la programación de recursos se encuentra contenido en el PJM Manual for Energy & Ancillary Services Market Operations<sup>43</sup>. La operación de los mercados de PJM involucra múltiples actividades que ocurren en paralelo de forma continua, 24 horas al día, y se pueden agrupar en tres períodos de tiempo superpuestos:

- Operaciones de pre-programación.
- Operaciones de programación y el **Day-ahead Energy Market (DAM)**. El DAM es un mercado forward en el que los precios de despeje se calculan para cada hora del siguiente día de operación en función de las ofertas de generación, de demanda, la programación de transacciones bilaterales presentadas, las reservas operativas y otros requerimientos de SSCC, incluidos los requerimientos de confiabilidad del sistema.
- Despacho y **Real-time Energy Market (RTM)**. En el mercado de balance en tiempo real los precios de despeje se calculan cada 5 minutos en función de la operación real del sistema.

La programación en PJM incluye el DAM, el proceso de programación basado en confiabilidad del Área de Control (Control Area reliability-based scheduling process) y la programación horaria. En el día anterior, el DAM establece contratos financieros vinculantes para cada hora del día de operación siguiente, permitiendo ofertas puramente financieras no físicas (virtuales). El período de oferta del DAM

---

<sup>41</sup> Disponible en: [FTRs: Protection Against Congestion Charges](#)

<sup>42</sup> Disponible en: [PJM: Manual 18 Capacity Market](#)

<sup>43</sup> Energy Market Manuals (M-11). Disponible en: [PJM: Manuals](#)

cierra a las 11:00 horas, y sus resultados se publican a las 13:30 horas o tan pronto como sea posible<sup>44</sup>. Finalmente, la programación horaria se produce hasta 60 minutos antes de una hora durante el día de operación. Durante el proceso de programación, PJM:

- Despeja el DAM y el DASR utilizando un **Security Constrained Unit Commitment (SCUC) y Economic Dispatch (SCED)** de mínimo costo que optimiza simultáneamente energía y reservas.
- Determina un plan para atender de manera confiable los requerimientos horarios de energía y reservas, minimizando el costo para proporcionar reservas operativas adicionales por encima de lo programado en el DAM.
- Realiza la programación horaria durante todo el día de operación.

Aunque se realizan liquidaciones contables separadas para cada mercado, tanto los cálculos de precios diarios como los cálculos de precios de balance (en tiempo real) se basan en el concepto de **Locational Marginal Pricing (LMP)**<sup>45</sup>.

Por un lado, la liquidación del DAM se calcula para cada intervalo de liquidación diario (intervalo horario) en función de las cantidades programadas por hora y los precios por hora del día anterior. El DAM permite a los participantes comprar y vender energía a Day-ahead LMPs vinculantes. Los cronogramas por horas del día anterior y los LMP del día anterior resultantes representan compromisos financieros vinculantes para los participantes del mercado.

Por otro lado, la liquidación de todas las compras y ventas en el balance del RTM se calcula para cada intervalo de liquidación en tiempo real en base a los datos reales cada 5 minutos de desviaciones respecto a las cantidades programadas el día anterior, y los LMPs en tiempo real aplicables (five-minute real-time dispatch). El RTM permite tanto a suministradores como la demanda alterar sus ofertas para su uso en el RTM durante el Generation Rebidding Period, entre las 13.30 horas (i.e., publicación de los resultados del DAM) y 14.15 horas, y a partir de las 18.30 horas (típicamente luego de que el segundo comisionamiento de recursos es completado<sup>46</sup>) hasta 65 minutos antes del inicio de la hora de operación

<sup>47</sup>

Los LMPs en tiempo real y los precios de despeje de regulación y reservas se calculan mediante el programa de Locational Price Calculator (LPC), y se basan en las condiciones del sistema pronosticadas y la última solución aprobada del programa de **Security Constrained Economic Dispatch (SCED)** en tiempo real, utilizado para determinar la solución de menor costo para balancear la oferta y la demanda. El programa considera las ofertas de recursos, las condiciones previstas del sistema y otras fuentes de

---

<sup>44</sup> Solo PJM Members pueden hacer envío de sus ofertas, de acuerdo con el costo real o el precio de la oferta, según lo designado por el Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C. para cada recurso de generación, y compra de energía o servicios relacionados en el DAM y en el RTM. Los miembros de PJM incluyen Market Buyers and Market Sellers, Load Serving Entities (LSE), and Curtailment Service Providers.

<sup>45</sup> El LMP del día anterior se calcula en función del SCED para el DAM, mientras que el LMP en tiempo real se calcula en base a la solución aprobada del SCED para el intervalo de despacho objetivo.

<sup>46</sup> Al finalizar el Generation Rebidding Period a las 14.15 horas se da inicio al Real Time Settlement. En este, un second commitment asegura que existe suficiente generación para cumplir con el pronóstico de demanda en tiempo real, entregando a las unidades que no fueron seleccionadas en el DAM la oportunidad de cambiar sus ofertas/parámetros.

<sup>47</sup> Disponible en: [PJM: PJM Real-Time Energy Market](#)

información en sus cálculos. Con todo lo anterior, el resultado de los problemas presentados otorga, entre otros resultados de valor para el ISO, LMPs razonables y transparentes.

### 5.2.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados

El monitoreo de mercado está a cargo del **Monitoring Analytics, unidad externa independiente de PJM**, la cual surge en 2008 como spin-off del Market Monitoring Unit de PJM debido a desacuerdos respecto a la independencia de esta unidad. Entre sus funciones principales se cuenta el monitoreo (i.e., cumplimiento de las reglas de mercado, detección de ejercicio de poder de mercado y mitigación de forma retrospectiva y prospectiva); reporte (e.g., state of market reports<sup>48</sup>, y reportes de problemas particulares); y diseño del mercado (i.e., revisión del diseño y reglas de mercado adecuadas, y recomendación de cambios).

El análisis llevado a cabo se descompone en medidas estructurales del mercado, de conducta y comportamiento de los agentes y el rendimiento del mercado<sup>49</sup>. El análisis de la **estructura del mercado**, a nivel agregado o local (i.e., producto del desacople del sistema debido a limitaciones de transmisión), se basa en medidas de concentración (e.g., mediante **Market Shares (MS)**, **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)**) y la identificación de suministradores pivotaes (e.g., mediante **Residual Supply Index (RSI)** o **Three Pivotal Supplier (TPS) test**), que determinan la capacidad de ejercicio de poder de mercado de forma oligopólica de los 3 mayores actores del sistema, a nivel agregado o de forma local. Adicionalmente, y de forma similar a CAISO, PJM ha incorporado los TPS tests dentro de sus softwares de mercado. De esta manera, cuando se producen limitaciones de transmisión en tiempo real, el programa corre de forma automática estos tests y determina si alguno de los participantes falla dicha prueba, en cuyo caso estos son sujetos a la limitación **ex-ante** de sus ofertas según su oferta basada en costos de oportunidad competitivos<sup>50</sup>.

En relación al **comportamiento de los agentes**, se analizan las conductas de oferta, políticas de costos de combustible, declaración de parámetros operacionales, conductas de desconexión, y el **markup de las unidades**, correspondiente a la relación entre las ofertas libres basada en precios y las ofertas basadas en costos, por lo que si las ofertas basadas en precios son significativamente más altas que las ofertas basadas en costos esto podría ser indicativo de que una unidad está intentando ejercer poder de mercado.

Finalmente, en cuanto al análisis del **rendimiento del mercado**, se analizan precios, pagos y cobros por reservas operacionales, los ingresos netos del sistema, con el fin de comprobar la existencia de incentivos suficientes para el desarrollo de nueva capacidad, y el **market markup** y contribución del markup de las unidades marginales al LMP promedio del sistema, de manera tal de determinar qué porcentaje de los costos incurridos en la operación del sistema responden a un potencial ejercicio de poder de mercado.

En base a todo lo anterior, se considera que los resultados del mercado de energía en 2019 fueron competitivos, observándose una disminución histórica en los precios del mercado en tiempo real e

---

<sup>48</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: PJM State of the Market](#)

<sup>49</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: Market Monitoring in PJM](#)

<sup>50</sup> Todos los participantes deben hacer una oferta basada en costos, y cuentan con la opción de hacer una oferta libre basada en precios. Las ofertas basadas en costos deben seguir reglas específicas y básicamente se componen de los costos marginales, principalmente el costo del combustible.

ingresos netos del sistema por concepto de energía y capacidad. Esto, como resultado de menores costos de combustible, el despacho de unidades más económicas y markups reducidos<sup>51</sup>.

En términos simples, el análisis del markup muestra que las unidades marginales generalmente hacen ofertas iguales a, o cerca de, sus costos marginales tanto en los mercados del día anterior como en tiempo real, aunque el comportamiento de algunos participantes tanto de forma rutinaria como durante períodos de alta demanda representa algún nivel de retención económica. A pesar de los bajos markups por unidad en 2019, la comparación del comportamiento del markup de las unidades marginales con los resultados del TPS test demostró que en el 9,9% de los intervalos unitarios marginales, la unidad marginal que fijó el precio contaba con poder de mercado local, según lo determinado por el TPS test, y markups positivos.

La propiedad de las unidades marginales se encuentra concentrada en un número reducido de actores, y los markups de agentes pivotaes en los mercados locales y a nivel agregado no lograron ser mitigados como resultado de una serie de fallas identificadas y documentadas en relación a la falta de mitigación del poder de mercado a nivel agregado del sistema, y la aplicación defectuosa del límite de ofertas de unidades cuando estas no aprueban el TPS test.

A partir de todo lo anterior, el hecho de que las unidades con poder de mercado tuvieran un markup positivo significa que no se utilizó la oferta basada en costos, y que el proceso para limitar las ofertas que no superan el TPS test no generó resultados competitivos de mercado en presencia de poder de mercado, con lo que los markups de esos agentes afectaron los LMPs del sistema.

---

<sup>51</sup> Disponible en: [Monitoring Analytics: 2019 State of the Market Report for PJM](#)

## 5.3. Italia

### 5.3.1. Antecedentes y Estructura de Mercado

Terna cumple el rol del Operador de la Red de Transmisión (TSO) y responsable de la planificación, construcción y mantenimiento de la National Transmission Grid (NTG), bajo la regulación de la Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA). El sistema eléctrico de Italia se divide en 6 zonas de operación: Norte, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur, Sicilia y Sardina, además de estar conectado con los sistemas vecinos de: Francia, Austria, Suiza, Eslovenia, Montenegro, Grecia, Malta y Córcega.

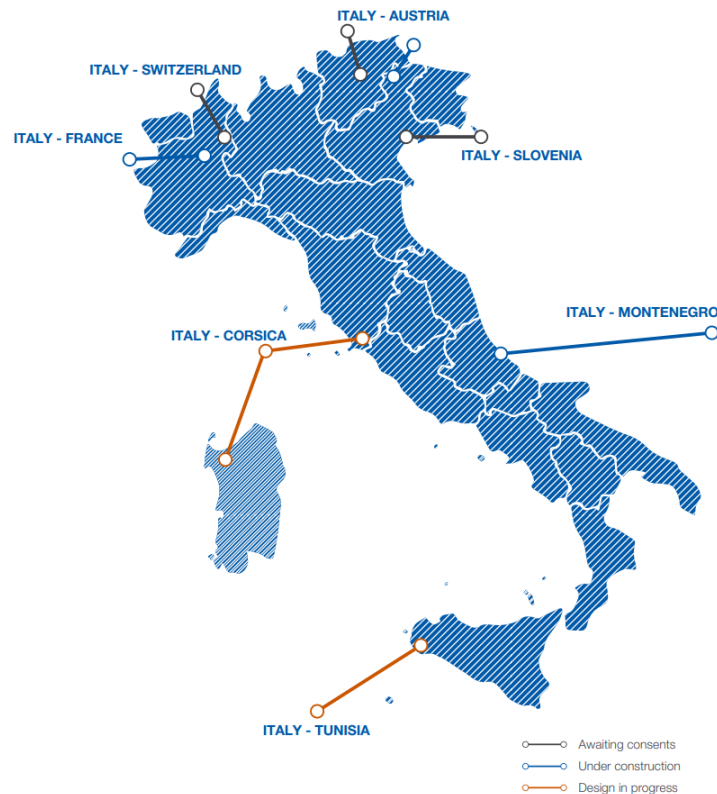


Figura 5.4. Principales proyectos de transmisión en desarrollo en Italia<sup>52</sup>.

Durante el año 2020 la demanda registrada fue de 302,8 TWh, la que fue satisfecha en un 51% con energía de fuentes no renovables, 38% por fuentes de energía renovables y el resto a través de importaciones<sup>53</sup>. Italia cuenta con una capacidad instalada de 115,9 GW cuyo mix es mayoritariamente térmico (52%), con un alto aporte hídrico (19,5%) y fotovoltaico (18,5%), luego es completado por generación eólica (9,3%) y geotérmica (0,7%). De acuerdo con el Integrated National Plan for Energy and Climate (PNIEC), Italia busca retirar completamente el carbón de su matriz para el año 2025 y lograr satisfacer el 55,4% de la demanda con fuentes de energía renovables para el año 2030<sup>54</sup>.

<sup>52</sup> Fuente: [GME: Annual Report 2019](#)

<sup>53</sup> Disponible en: [Terna: Monthly Report on the Electricity System December 2020](#)

<sup>54</sup> Disponible en: [Terna: Sustainability Report 2019](#)

Tabla 5.7. Composición del parque generador de Italia<sup>55</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Gas	54.6%	52%
Carbón		
Diésel		
Hidráulica	17.9%	19.5%
Eólica	7%	9.3%
Solar-PV	7.4%	18.5%
Geotérmica	2.1%	0.7%
Autoconsumo	11%	-
<b>Total</b>	<b>272.4 TWh</b>	<b>115.9 GW</b>

La operación de los mercados eléctricos italianos está a cargo del **Gestore dei Mercati Energetici (GME)**. Este organiza y administra el **Spot Electricity Market (MPE)**, el que a su vez se divide en el Day-Ahead Market (MGP), el Intra-Day Market (MI), el Ancillary (Dispatching) Services Market (MSD), y el Daily Products Market (MPEG); el **Forward Electricity Market (MTE)**; y la **OTC Registration Platform (PCE)**, donde son registradas las transacciones bilaterales que ocurren fuera del mercado<sup>56</sup>.

Las subastas de energía tienen lugar en los mercados del día anterior e intradiarios, llamados Energy Markets, en los que participan productores, comercializadores y consumidores finales, así como el llamado Acquirente Unico (AU) y el Gestore dei Servizi Energetici (GSE). En el **Day-Ahead Market (MGP)**, los agentes pueden comprar y vender energía para cada hora del día siguiente, mientras que el **Intra-Day Market (MI)** permite a estos modificar la programación de inyecciones y retiros de energía que definieron en el MGP. Ambos conjuntos de subastas son de precio uniforme.

Como parte del MPE, en el **Ancillary Services Market (MSD)** Terna adquiere los recursos que necesita para gestionar y controlar el sistema (resolución de congestiones dentro del territorio nacional, procuración de reservas de energía, balance en tiempo real). Este mercado es de carácter obligatorio, y los participantes son remunerados según el precio ofertado (mecanismo *pay-as-bid*). El MSD consta de una etapa de programación (*ex-ante* MSD) y del Balancing Market (MB), los cuales se llevan a cabo en varias sesiones.

Finalmente, cabe destacar que no es obligatorio participar del mercado de energía, sino que es posible realizar contratos de manera individual con los productores, fijando el precio y los términos del servicio de común acuerdo. Estos contratos son registrados en la **OTC Registration Platform (PCE)**. En particular, se destaca el **Daily Products Market (MPEG)**, donde los participantes del mercado pueden comprar y vender productos diarios con la obligación de entrega de energía. Por otro lado, los participantes pueden participar del **Forward Electricity Market (MTE)**, en donde pueden transar contratos a plazo de energía

<sup>55</sup> Generación total entre 26-02-2020 y 25-02-2021. Fuente: [Terna Transparency Report - Actual Generation - Last 365 days](#)

<sup>56</sup> Disponible en: [GME's Markets - Electricity Market - MGP, MI, MPEG, MSD](#)



de forma continua, los que pueden contar con perfiles del tipo Baseload o Peakload, con tiempos de entrega mensuales, trimestrales o anuales<sup>57</sup>.

### 5.3.2. Esquema de Subastas de Energía

El mercado mayorista italiano consiste en el **mercado del día anterior (MGP)**, seguido de una serie de **mercados intradiarios (MI)** nacionales (ambos consistentes en mercados de precios marginales zonales) y, finalmente, el mercado de re-despacho. En el mercado del día anterior la demanda paga un precio de compra uniforme, el **Prezzo Unico Nazionale (PUN)**, un precio único a nivel nacional que se obtiene como un promedio ponderado de los precios zonales. A diferencia del MGP, en el MI se utilizan precios de despeje zonales<sup>58</sup>.

En primer lugar, 24 bloques de una hora de energía son transados en el MGP para el día siguiente. En este mercado, los participantes presentan ofertas de suministro/demanda que especifican la cantidad de energía y el precio mínimo/máximo al que están dispuestos a vender/comprar. El mercado abre a las 8 a.m. del noveno día antes de la entrega del suministro y cierra a las 12 p.m. del día anterior, dándose a conocer los resultados a las 12:55 p.m. de dicho día. Las **ofertas de suministro y demanda son aceptadas y ordenadas en base a un orden de mérito** que toma en consideración los límites de capacidad de las líneas de transmisión entre las distintas zonas. Al final del proceso de subasta, la oferta vende la energía al precio marginal de la zona y la demanda la compra en base al PUN, mientras que las ofertas realizadas por unidades de bombeo y unidades de consumo pertenecientes a zonas extranjeras son valorizadas al precio marginal de la zona a la que están conectadas. Este precio se determina para cada hora como la intersección entre las curvas de oferta y demanda, resultando en precios diferentes para cada zona cuando las líneas de transmisión se encuentran congestionadas.

El despeje del mercado del día anterior entrega una programación para cada unidad, así como el precio zonal para cada hora del día siguiente. Poco después de liquidar el mercado diario, y aún el día previo a la operación real del sistema, se llevan a cabo dos de las siete sesiones del MI. Estas inician a las 12:55 p.m., cierran a las 3 p.m. y 4:30 p.m. respectivamente, y dan a conocer sus resultados media hora después del cierre. En estos mercados intradiarios, los participantes tienen la opción de actualizar sus posiciones resultantes de la casación del mercado del día anterior, presentando ofertas de suministro/demanda. Las siguientes cinco sesiones comienzan de manera simultánea a las 5:30 p.m. del día anterior a la entrega de la energía y cierran cada cuatro horas, comenzando a las 11:45 p.m. del mismo día y terminando a las 3:45 p.m. del día de operación, mientras que los resultados de cada sesión se dan a conocer media hora después de su respectivo cierre. Los criterios para aceptar las transacciones en este mercado son los mismos utilizados en el MGP, pero en este caso las ofertas de demanda son valorizadas según el precio zonal correspondiente.

---

<sup>57</sup> Disponible en: [GME: Italian Electricity Market](#)

<sup>58</sup> Sin embargo, existen tarifas especiales orientadas a eliminar los incentivos de arbitraje a partir de las diferencias de precios de ambos mercados.



Después del despeje del segundo de estos mercados intradiarios, se ejecuta la primera sesión del mercado de re-despacho. En el **mercado de re-despacho**, el objetivo es transformar la programación resultante de los mercados de energía en programas que permitan una operación segura de la red a mínimo costo, en base a un Security Constrained Unit Commitment (SCUC)<sup>59</sup>.

### 5.3.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados

Una de las funciones de GME es la de cumplir el rol de monitorear el mercado, encomendado tanto por la legislación nacional italiana como por la Unión Europea en el contexto de la **Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT)**<sup>60</sup>. En su reporte anual, GME analiza los niveles de competencia en base a una serie de métricas de concentración de mercado, además de analizar el comportamiento y volatilidad de los precios del mercado, y los volúmenes de transacciones y ventas por tecnología, entre otras.

A través de índices de **Concentration Ratio (CR)** (e.g., CR3 y CR5) se mide la participación de mercado de los principales participantes del mercado. Se incluye el análisis del **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)** sobre los volúmenes ofertados y vendidos por los participantes, el cual es calculado para cada hora y cada macro-zona (las zonas del sistema son agrupadas en cuatro macro-zonas, incluyendo las conexiones con el extranjero). En particular, GME considera competitivo un valor inferior a 1.200 para este índice, y como poco competitivo un valor superior a 1.800<sup>61</sup>. Adicionalmente, GME utiliza una variante del **Residual Supply Index (IOR)** que busca determinar aquellos participantes que son esenciales para suplir la demanda, definiendo para cada participante del mercado en función de la razón entre los volúmenes ofertados por sus competidores y los volúmenes finalmente vendidos. Otra variante de este índice publicada por GME determina el porcentaje de horas al mes que un participante fue necesario para suplir la demanda de cada macro-zona. Otro índice que se calcula de manera mensual es el **Marginal Market Participant Index (Price-Setting Operator Index - IOM)** que se define para cada participante del mercado durante cada periodo de tiempo en cada macro-zona, como la cuota del volumen en la que el participante ha fijado el precio. De manera similar, GME establece el **Marginal Technology Index (Price-Setting Technology Index - ITM)**, el cual es medido en base a la tecnología que ha fijado el precio del mercado, en lugar de un participante en particular.

En base a todo lo anterior, para el año 2019, se observaron reducciones históricas en los índices de concentración del mercado (CR3 alcanzó un 32.6% y CR5 un 47.6%) y la venta de energía en ausencia de competencia (IOR alcanzó un 4.7%). La concentración de ofertas y ventas en términos de HHI ha variado en forma disímil entre las diferentes zonas, alcanzando niveles entre los 950 (en el caso de las ventas en la zona Norte) y 3.586 (en el caso de las ofertas en la zona de Sicilia). Por otro lado, las dinámicas de precio y volumen registradas en 2019 muestran efectos significativos, en particular, en el índice de tecnología marginal de ciclos combinados (ITM Ccgt), el que se ha elevado a los valores más altos de los

---

<sup>59</sup> Entre la casación del primer mercado intradiario y el tiempo real, varios mercados de re-despacho son ejecutados. El mercado de re-despacho se compone de una sesión de planificación y una sesión de balance en tiempo real. En las sesiones de planificación se resuelve la congestión, se procuran reservas y se balancea el sistema, mientras que en el mercado de balance en tiempo real se resuelven principalmente el balance del sistema y la gestión de congestiones. Cabe destacar que, aunque cada participante del mercado es responsable de proveer programas técnicamente factibles (estos asumen el costo del desequilibrio producto de su desviación de la programación), estos aún pueden violar otras restricciones relevantes de la red, las que pueden requerir de un re-despacho (Graf, Quaglia, & Wolak, 2020).

<sup>60</sup> Disponible en: [GME: GME's profile](#)

<sup>61</sup> Disponible en: [GME: Glossary](#)

últimos cinco años (51,7%, +2,3 p.p.), producto de la reducción de los volúmenes de generación en base a carbón<sup>62</sup>.

De acuerdo a la regulación europea, todos los participantes del mercado deben proporcionar información sobre sus actividades en el mismo. En base a esto, la **Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)** monitorea los mercados y puede tomar acción contra algún participante que infrinja el reglamento<sup>63</sup>. Para esto, cada autoridad regulatoria nacional, en este caso la **Italian Regulatory Authority for Energy (ARERA)**, debe colaborar con la investigación y la entrega de toda la información requerida. A propósito de esto, GME facilita una plataforma a los participantes con el fin de entregar la información correspondiente a ACER. Además, GME colabora con ARERA en el monitoreo del mercado en base a la disposición de información, reportes, análisis y simulaciones. ARERA puede también solicitar el apoyo de GME en las investigaciones de los casos en que se sospecha que algún participante ha infringido las normas del mercado a través de, por ejemplo, no reportar la existencia de información privilegiada o haber intentado manipular el mercado<sup>64</sup>. De esta manera, el mercado italiano es regulado a nivel nacional por ARERA y por la Unión Europea a través de ACER.

Una serie de **desafíos y problemas de abuso de poder de mercado** han sido observados en el último tiempo. Caracterizado por mercados del día anterior, intradiarios y de SSCC secuenciales, y la división de los mercados de subastas a raíz de congestiones en el sistema de transmisión, diferentes estudios han dado cuenta del potencial efecto que estos factores tendrían en los comportamientos de oferta de plantas de generación fósil en el corto plazo. Gatillados por un aumento abrupto de los costos de procuración de SSCC en la región de Brindisi, diferentes análisis demostraron que durante el primer semestre de 2016 algunas plantas de generación fósiles fueron capaces de lograr ingresos extremadamente altos en el mercado de SSCC, luego de comportamientos estratégicos en los mercados diario e intradiario, lo que luego sería ratificado por ARERA.

En particular, diferentes actores implementaron estrategias que les permitieron obtener beneficios adicionales en el mercado de SSCC, por medio de ofertas elevadas o la abstención de participación en los mercados del día anterior (withholding). El objetivo de estas estrategias consistía en desequilibrar la dinámica habitual de los mercados para que sus plantas fueran necesarias en la provisión de servicios de control de voltaje en el mercado de servicios auxiliares (MSD), aprovechando las restricciones existentes en la red de transmisión, y la posibilidad de negociación obligatoria de parte de Terna para imponer altos precios, los que luego serían transferidos directamente a los consumidores finales (Rossetto, Grossi, & Pollitt, 2019)<sup>65</sup>. Con todo lo anterior, la investigación resultó en un proceso sancionatorio, compromisos de generación por parte de los agentes determinados responsables y el establecimiento de un límite máximo a la rentabilidad de las plantas de generación involucradas<sup>66</sup>.

---

<sup>62</sup> Disponible en: [GME: Annual Report 2019](#)

<sup>63</sup> Disponible en: [Reglamento \(UE\) no 1227/2011](#)

<sup>64</sup> Disponible en: [GME: Monitoring](#)

<sup>65</sup> Mayor información disponible en: [Bird & Bird: Italian competition authority investigates suspected abuses in Italian electricity balancing markets](#)

<sup>66</sup> Disponible en: [AGCM: Energy: the Italian Competition Authority welcomes Enel commitments. Families and companies save 507 million euros in their bills over three years](#)

## 5.4. Nueva Zelanda

### 5.4.1. Antecedentes y Estructura de Mercado

El sistema eléctrico de Nueva Zelanda se conforma por los sistemas interconectados de las islas norte y sur conectados a través de una línea High Voltage DC (HVDC). El sistema de transmisión pertenece y es operado por Transpower. La red incluye más de 12.000 km de líneas de transmisión y más de 170 subestaciones.<sup>67</sup> Dentro de las metas climáticas del país se encuentra alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. Dentro de la misma línea, la participación de energías renovables en el mix de generación de Nueva Zelanda fue la tercera más alta dentro de los países de la OCDE durante el año 2019<sup>68</sup>. En lo que respecta al consumo de energía eléctrica, en el 2017 este rondó los 38.800 GWh<sup>69</sup>.



Figura 5.5. Sistema de transmisión de Nueva Zelanda<sup>70</sup>.

<sup>67</sup> Disponible en: [Transpower - What we do](#)

<sup>68</sup> Disponible en: [Energy in New Zealand 2020](#)

<sup>69</sup> Disponible en: [Electricity in New Zealand 2018 - Electricity Authority](#)

<sup>70</sup> Fuente: [Electricity in New Zealand 2018 - Electricity Authority](#)

La capacidad instalada y generación de energía eléctrica durante el año 2019 se muestran a continuación.

Tabla 5.8. Composición del parque generador de Nueva Zelanda<sup>71</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Gas	12.6%	12.2%
Carbón	4.9%	5.4%
Geotérmica	17.4%	10.3%
Hidráulica	58.2%	58.1%
Biogas	0.6%	0.4%
Eólica	5.1%	7.4%
Solar-PV	0.3%	6.2%
Otras	0.9%	
<b>Total</b>	<b>43,5 TWh</b>	<b>9,27 GW</b>

Dentro de la categoría “otras” se encuentran la generación en base a Diésel y plantas de cogeneración, que son aquellas que, además de producir energía eléctrica, entregan otro tipo de energía como vapor para calefacción o algún otro servicio. Nueva Zelanda cuenta con poca capacidad instalada de generación solar fotovoltaica y es mayormente residencial, por lo que se cuentan con datos de su generación pero en lo que respecta a capacidad instalada se considera dentro de la categoría de “otros”. Como se puede apreciar, actualmente la generación renovable del país supera el 80% y dentro de los planes del gobierno se encuentra alcanzar la meta de generación 100% renovable para el año 2035.

Nueva Zelanda cuenta con un mercado mayorista, donde las generadoras venden energía a compañías de distribución, y un mercado minorista (retail), donde los distribuidores venden energía eléctrica a los consumidores finales. El mercado mayorista está compuesto por tres mercados: el Spot Market, Hedge Market y el Ancillary Services Market. Los precios del Spot Market son calculados cada media hora y varían dependiendo de la oferta, la demanda y la ubicación dentro de la red. Además de participar de este mercado, los distribuidores y grandes consumidores (principalmente industriales) pueden realizar contratos de cobertura (usualmente llamados hedge contracts) directamente con las generadoras, con el fin de disminuir la volatilidad en los precios que pagan por la energía. Desde el 2010 la autoridad a cargo de supervisar, y regular los mercados eléctricos del país es la **Electricity Authority**.

El **Spot Market** incluye cuatro componentes principales. La primera es el **Wholesale Information and Trading System (WITS)**, sistema donde los participantes del mercado (vendedores y compradores) publican sus ofertas de suministro y demanda. La segunda es la calendarización y despacho, donde el operador del sistema Transpower decide qué ofertas aceptar, para esto el operador utiliza el software llamado **Scheduling, Pricing and Dispatch (SPD)**, un sistema de co-optimización para minimizar el costo de la generación y las reservas. Para determinar el despacho, el problema de co-optimización recibe como entrada las ofertas de suministro para la siguiente media hora (\$/MWh), la demanda esperada, los

<sup>71</sup> Fuente: [Electricity statistics | Ministry of Business, Innovation & Employment](#)

requerimientos de reserva y las pérdidas por transmisión<sup>72</sup>. La tercera componente es la fijación del precio, donde es responsabilidad del Pricing Manager calcular y publicar el precio de la energía para cada periodo de media hora durante el día en base a los resultados del despacho. El precio es calculado para cada uno de los cerca de 200 nodos considerados. La última componente corresponde a la labor realizada por el Clearing Manager, quien se encarga de que todos los generadores reciban el pago correspondiente por el suministro entregado y que aquellos que han retirado energía paguen por lo que han consumido. Para esto, todos los meses utiliza la información provista por el Reconciliation Manager y los precios de cada media hora publicados por el Pricing Manager.

El **Hedge Market** está compuesto por tres mercados. El primero es el **Over-the-Counter (OTC) Market**, donde los compradores negocian de manera directa con los vendedores para acordar un precio. Estos contratos son personalizados y pueden aportar flexibilidad para ambas partes. Otra alternativa para los participantes es vender y comprar contratos futuros en el **Australian Securities Exchange (ASX) Futures Market**, estos contratos son de 0,1 MW con duración trimestral o anual. Para fomentar este comercio, el tamaño de los contratos disminuyó de 1 MW al valor actual a finales del 2015. Por último se tiene el **Financial Transmission Rights (FTRs) Market**. Los FTRs son un tipo de contrato de cobertura que permite a las partes disminuir el riesgo en el precio asociado al sistema nodal, entregando el derecho a recibir la diferencia entre los precios de dos nodos o locaciones distintas en la red para una determinada cantidad de energía en un periodo de tiempo acordado<sup>73</sup>, de este modo los participantes pueden protegerse de los cambios en los precios nodales. Este mercado aumenta la competencia entre minoristas y entre generadores, permitiéndoles competir por clientes a nivel nacional y no solo en donde se encuentran conectados. A diferencia de los contratos anteriores, los FTRs son subastados por el FTR Manager de manera mensual<sup>74</sup>.

Por último, el **Ancillary Services Market** tiene la finalidad de asegurar la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Los principales cinco servicios que se transan en este mercado son mantención de la frecuencia, reserva instantánea, reserva de sobrefrecuencia, soporte de voltaje y black start. Estos servicios son contratados mediante un proceso de licitación cerrada realizado por Transpower entre los meses de agosto y noviembre de cada año. Los primeros dos servicios mencionados son procurados a través del proceso de resolución del mercado que se realiza cada media hora, los servicios auxiliares contratados realizan ofertas y son despachados junto con el Spot Market y los precios son establecidos por el Clearing Manager. Los otros tres servicios mencionados son procurados en base a cantidades y precios fijos, independiente de si los servicios son finalmente solicitados o no<sup>75</sup>.

#### 5.4.2. Esquema de Subastas de Energía

Como se ha explicado anteriormente, el Spot Market utiliza un sistema de subastas, en este los generadores con una capacidad superior a 10 MW, o que se encuentran conectados a la red nacional, ofrecen inyectar una determinada cantidad de energía, a un precio determinado, en el nodo a través del que se encuentran conectados al sistema, dentro de los 52 puntos de inyección con los que cuenta el sistema. Al mismo tiempo, los distribuidores y grandes consumidores realizan ofertas de compra de energía para los 196 puntos de retiro de la red. Las ofertas de inyección o retiro de energía son realizadas

<sup>72</sup> Disponible en: [Markets 101 Part 1: The Market and the Spot Price - Transpower](#)

<sup>73</sup> Disponible en: [FTR Manager Portal - What is an FTR?](#)

<sup>74</sup> Disponible en: [FTR Manager - July 2019 - FTR POLICY: FTR CALENDAR](#)

<sup>75</sup> Disponible en: [Transpower - Ancillary Services Overview](#)

para periodos de media hora en la plataforma WITS, existiendo por lo tanto 48 periodos durante un día. La plataforma recibe ofertas en todo momento del día y actualiza su información, al menos, cada cinco minutos. Las ofertas pueden ser revisadas hasta el comienzo del siguiente periodo de negociación (siguiente media hora), lo que ocurre dos horas antes del periodo designado (cierre del mercado), de este modo la calendarización es publicada cada media hora<sup>76</sup>.

Antes de realizar su primera oferta en el sistema, tanto para suministro como para demanda, los agentes deben comunicarse con el operador del sistema para registrar sus características técnicas, localización en el sistema y otros parámetros relevantes. A continuación, los generadores quedan calificados para publicar sus ofertas, tanto para suministro como para reserva, en el sistema WITS. Estas ofertas deben ser publicadas en primera instancia al menos 71 periodos antes del periodo al que son referidas. Las ofertas de suministro deben ser entregadas al operador con un máximo de cinco bandas de precio ascendentes (cinco precios para cinco cantidades, donde por ejemplo la banda 2 ofrece más energía a mayor precio que la banda 1), mientras que las de reserva pueden contar con hasta tres bandas de precio ascendentes. Para las ofertas de generación la suma de las bandas no debe exceder la capacidad máxima de generación con la que se encuentra registrado el oferente en el sistema. Durante el mismo lapso de tiempo, es decir, al menos 71 periodos antes del despacho, los compradores (distribuidores o grandes cargas) entregan sus ofertas de compra. Las ofertas pueden contener hasta 10 bandas de precio, con un máximo de \$15.000/MWh o el precio máximo que haya fijado la Electricity Authority. Cabe destacar que los participantes conocen únicamente sus propias ofertas de suministro o demanda<sup>77</sup>.

Luego de que todas las ofertas han sido entregadas, el operador del sistema descarta de manera automática aquellas ofertas cuya cantidad ha sido modificada hasta una hora antes del periodo de negociación, pero permite que los precios sean modificados hasta media hora antes para suministro y una hora antes para demanda. Las ofertas son ingresadas al modelo de SPD junto con una estimación de la demanda para el largo plazo e incluye información actualizada del consumo según se acerca al tiempo real. Además, el modelo recibe como datos de entrada los requerimientos de reserva, las pérdidas en las líneas de transmisión y restricciones de seguridad, como requerimiento de mantención de la frecuencia, la configuración de las líneas de transmisión y que se cumplan con las normas de seguridad del sistema. Con este modelo de co-optimización para suministro y reservas se obtienen los precios de todos los nodos del sistema además de las instrucciones de despacho. Con esta información, WITS publica una calendarización corta para los siguientes ocho períodos cada media hora, una larga para los siguientes 9 a 72 periodos cada dos horas y un Week-Ahead Dispatch Schedule (WDS) que contiene el despacho esperado para los siguientes dos a siete días y es publicado diariamente a las 2 a.m. Al mismo tiempo WITS calcula y publica las curvas de oferta y demanda para los periodos de las calendarizaciones publicadas. Por último, de manera constante el precio en tiempo real es publicado lo antes posible luego de ser recibido por WITS, de modo que se encuentre disponible para todos los participantes del mercado.

### 5.4.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados

Dentro de las labores de la Electricity Authority se encuentran promover la competencia y el monitoreo del mercado respecto a su competitividad, estabilidad y eficiencia. En este contexto es que se encarga de administrar y hacer cumplir las reglas del mercado para todas las partes que componen el sistema

---

<sup>76</sup> Disponible en: [WITS manager — Electricity Authority](#)

<sup>77</sup> Disponible en: [WITS Functional Specification - Electricity Authority](#)

eléctrico de Nueva Zelanda, desde la generación hasta la distribución de la energía eléctrica<sup>78</sup>. Para llevar a cabo esta tarea, utiliza información provista por Transpower. El equipo de WITS entrega reportes mensuales del mercado a la autoridad que incluyen información sobre monitoreo del cumplimiento de las reglas del mercado, entre otros datos sobre el desempeño del mercado<sup>79</sup>. El mercado es también monitoreado por la Commerce Commission, quien cumple con evaluar a los participantes de manera individual y determinar sanciones, mientras que la Electricity Authority monitorea la competitividad del mercado en su conjunto.

El método utilizado para monitorear el mercado se basa en el sistema **Structure-Conduct-Performance (SCP)**. La premisa detrás de este sistema es que la estructura de los mercados determina la conducta de sus participantes, de este modo mientras más competitiva sea la estructura de un mercado, más competitiva será la conducta de los participantes y más eficiente será el desempeño del mercado en su conjunto. Para esto, SCP provee una base sobre la que agrupa distintos índices de competencia, destacando su interdependencia. Además, conecta a una serie de métricas e indicadores, tales como *market share*, *concentration ratio* y *residual supply index*, que pueden ser extraídos por la Electricity Authority durante sus actividades de monitoreo, algunos de manera regular y otros en reportes mensuales. Adicionalmente, la autoridad emite reportes semestrales que incluyen posibles cambios a la regulación actual y reportes anuales que analizan el comportamiento del mercado<sup>80</sup>.

En lo que respecta a la aplicación de las reglas del mercado, la Electricity Authority define cualquier situación que amenace con deteriorar la confiabilidad e integridad del mercado eléctrico, que no se puede resolver bajo la regulación vigente, como una **Undesirable Trading Situation (UTS)**. Entre estas, se encuentran actividades engañosas o de manipulación en las transacciones, así como cualquier situación que se considere que atente contra el bien común. Para hacer frente a este tipo de situaciones, la autoridad tiene la facultad de limitar o suspender una determinada actividad por un periodo de tiempo determinado o de manera permanente, aplazar el cierre de contratos o fijar precios para los mismos y obligar a un participante a tomar acciones que corrijan la situación. Cabe mencionar que entre 2018 y 2013 solo una UTS fue reportada, la baja frecuencia en estas situaciones puede deberse a los cambios y arreglos que se realizan continuamente a la regulación<sup>81</sup>.

A pesar de las pocas situaciones no deseables que han sido reportadas en los últimos años, un estudio que analiza la actividad del mercado en la primera década de los 2000 encontró tres periodos en los cuales era posible identificar actores haciendo uso de poder de mercado en Nueva Zelanda. El análisis reveló que tres periodos donde aumentó el precio de la energía en el mercado coincidieron con periodos de escasez hídrica en el país. La energía hidroeléctrica ha proporcionado más de la mitad del suministro eléctrico de Nueva Zelanda históricamente, por lo que esto produjo que, en momentos de pocos recursos hídricos, el poder de mercado de las generadoras térmicas se incrementara y existieran incentivos para que este fuera ejercido. Los tres periodos encontrados por el estudio duraban al menos tres meses (hasta seis) con precios muy superiores a los esperados en un escenario competitivo, de este modo, el impacto económico resultó ser significativo<sup>82</sup>. En respuesta a este estudio surgieron una serie de reportes criticando la metodología utilizada por Wolak y lo sensible de ésta ante ciertos supuestos

---

<sup>78</sup> Disponible en: [What we do — Electricity Authority](#)

<sup>79</sup> Disponible en: [WITS Non-Functional Requirements - Electricity Authority](#)

<sup>80</sup> Disponible en: [Electricity Authority - Industry and market monitoring: Competition](#)

<sup>81</sup> Disponible en: [HoustonKemp - International review of market power mitigation measures in electricity markets](#)

<sup>82</sup> Disponible en: [An Assessment of the Performance of the New Zealand Wholesale Electricity Market](#)



utilizados respecto al costo del agua considerado y a la elasticidad de la demanda<sup>83</sup>, así como otros estudios que, mediante el uso de distintos supuestos y metodologías, también han encontrado distintos períodos donde se pudo haber ejercido poder de mercado y han destacado la dificultad de establecer un *benchmark* competitivo para realizar una correcta comparación (Browne, 2012; Philpott & Guan, 2013). Estos reportes reflejan de manera práctica la dificultad que enfrentan los reguladores para demostrar y penalizar el ejercicio del poder de mercado por parte de un agente, especialmente ante eventos particulares.

---

<sup>83</sup> Disponible en: [A Critique of Wolak's Evaluation of the NZ Electricity Market](#) y [An Examination of Frank Wolak's Model of Market Power and its Application to the New Zealand Electricity Market](#)



## 5.5. Colombia

### 5.5.1. Antecedentes y Estructura de Mercado

La operación y la administración del mercado la realiza XM (Compañía de Expertos en Mercados, empresa filial de ISA), el cual opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano y administra el **Mercado de Energía Mayorista (MEM)**<sup>84</sup>. El sistema eléctrico colombiano consta de una gran red interconectada, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que suministra al 95% de la demanda total. La demanda restante (zonas no interconectadas) son suministradas por pequeñas plantas de generación locales en base a combustibles fósiles. Adicionalmente, cabe destacar que Colombia se encuentra interconectada tanto con Ecuador como con Venezuela, y en el futuro se espera que junto a Panamá, lo que ha impulsado el desarrollo de estándares de seguridad energética a la vez que ha permitido que estos mercados eléctricos operen de manera coordinada<sup>85</sup>. El sistema de transmisión tiene una longitud total de más de 26 mil kilómetros, que componen el SIN, el sistema de transmisión regional, y el sistema de distribución local. En la Figura 5.6 a continuación se presentan las regiones interconectadas y aquellas zonas no interconectadas, las que equivalen al 52% del territorio nacional y se caracterizan por un bajo nivel de consumo, baja capacidad de pago y altos costos de prestación del servicio de energía eléctrica y pérdidas de energía.

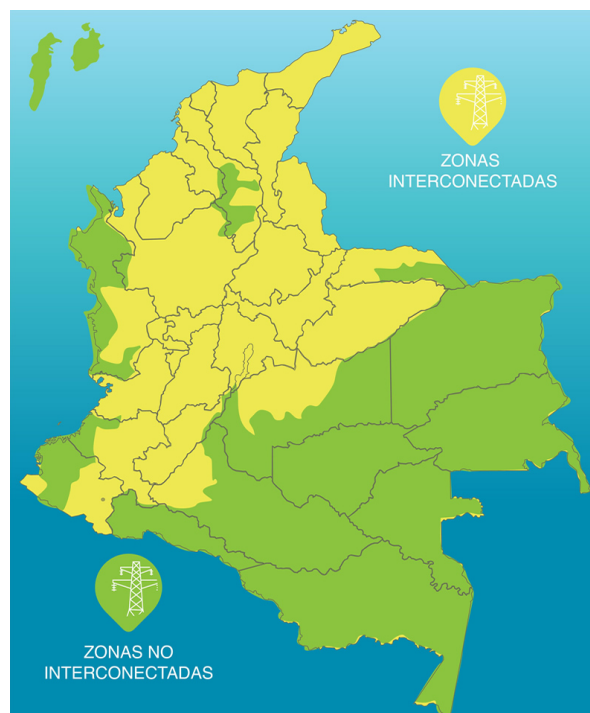


Figura 5.6. Zonas interconectadas y no interconectadas en Colombia<sup>86</sup>.

Respecto al mix de generación de Colombia, a 2019, se totalizaron un total de 70,11 TWh. A continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador de Colombia. Como se puede apreciar, el sistema eléctrico colombiano es fundamentalmente hidráulico, tecnología que

<sup>84</sup> Creado por la reforma Eléctrica (Leyes 142 y 143 de 1994). El ente regulador CREG, establece las reglas aplicables a este mercado.

<sup>85</sup> Disponible en: [The Law Reviews: The Energy Regulation and Markets Review \(Colombia\)](#)

<sup>86</sup> Disponible en: [PID Amazonia: Transformación Energética de la Amazonía: Desarrollo sin Deforestación](#)

representa cerca de un 78% de la generación total anual. Por lo demás, Colombia ha definido una meta que requerirá la disminución de los gases de efecto invernadero a 2030 equivalente a 9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en base a la integración de energía solar y eólica<sup>87</sup>, mientras que en el largo plazo el país pretende alcanzar la carbono neutralidad al 2050<sup>88</sup>.

Tabla 5.9. Composición del parque generador de Colombia<sup>89</sup>.

Tecnología	Generación	Capacidad
Carbón	21,1%	11,2%
Gas		9,3%
Diésel		8,7%
Biomasa	1,0%	0,8%
Eólica	0,1%	0,1%
Hidráulica	77,6%	68,2%
Solar	0,2%	0,1%
<b>Total</b>	<b>70,11 TWh</b>	<b>17,46 GW</b>

El **MEM** es un mercado competitivo de nodo único (single energy price) creado por la reforma Eléctrica, en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados, donde el precio de la electricidad se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado<sup>90</sup>. La energía puede ser transada en una **bolsa de energía (corto plazo)** - acompañado de un pequeño **mercado de servicios complementarios (SSCC)** para garantizar el continuo balance entre oferta y demanda - o mediante un **mercado de contratos bilaterales (largo plazo)** con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o Usuarios No Regulados<sup>91</sup>. Adicionalmente, los generadores pueden recibir un ingreso adicional proveniente del **Cargo por Confiabilidad**, cuyo pago depende del aporte de energía firme de cada generador a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

La **Bolsa de Energía (mercado de corto plazo)** es un mercado del día anterior con obligación de participación para todos los generadores y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo. En este, los generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los Comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de

<sup>87</sup> Disponible en: [Presidencia de la República de Colombia: Colombia, activa frente al cambio climático: con energía solar y eólica aportará reducción de 9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>](#)

<sup>88</sup> Disponible en: [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible: Colombia presentó su Estrategia de largo plazo para hacer frente al cambio climático al 2050](#)

<sup>89</sup> Fuente: [XM: Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2019](#)

<sup>90</sup> Disponible en: [XM: Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano](#)

<sup>91</sup> Los Usuarios No Regulados son aquellos con una demanda de 100 kW o 55 MWh/mes. Así mismo, es requisito indispensable para acceder al mercado competitivo un equipo de medición inteligente, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora. Por último, este debe estar representado ante el Mercado de Energía Mayorista por un comercializador, al cual puede comprar energía eléctrica a precios acordados libremente.

Bolsa), el cual es un único precio para todo el sistema en cada hora del día, determinado por medio de la corrida de un modelo de despacho de optimización horaria sin restricciones de transmisión (Despacho Ideal), pero considerando las características técnicas de los recursos de generación.

En este mercado, los comercializadores atienden a los usuarios finales y les prestan el servicio de facturación. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del estado (precios libres). Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo (precios regulados).

El mercado de **servicios complementarios (SSCC)** se acota a la oferta de reservas (AGC) para la provisión de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). La asignación de reservas y energía se realiza en un proceso de optimización secuencial. Y, si bien se observa suficiente oferta para el servicio y la existencia de condiciones de competencia, en la práctica el servicio resulta provisto de forma monopólica por parte de la tecnología de generación hidráulica. Adicionalmente se cuenta con el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), cuya provisión es obligatoria para todos los generadores<sup>92</sup>.

En el **mercado de contratos bilaterales (largo plazo)** los contratos de compra-venta de energía entre agentes Generadores y Comercializadores son financieros y no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de los generadores, sirviendo como instrumentos de cobertura financiera frente a los precios del mercado de corto plazo. En este, Comercializadores y Generadores registran sus contratos ante XM, para que éste determine hora a hora sus transacciones en el **mercado de corto plazo (Bolsa de Energía)**, las cuales corresponden a la diferencia entre sus obligaciones de compra (y/o de atención de la demanda, en el caso de los comercializadores) y de venta (y/o de entrega de energía en el caso de los generadores), valoradas al precio de mercado (Precio de Bolsa)<sup>93</sup>.

Finalmente, el mecanismo de **Cargos por Confiabilidad** adjudica Obligaciones de Energía Firme (OEF) a través de subastas competitivas celebradas con cuatro años de antelación al año de prestación del servicio. Las OEF funcionan como una opción financiera. Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez definido por el regulador (periodos de escasez) se genera una señal de que hay una situación crítica en el sistema y se activa esta norma para regular el precio al que se compra la energía, haciéndose efectiva la obligación de entregar la energía firme comprometida. Luego, el agente recibe una remuneración fija (precio de cierre de las subastas) a cambio de entregar dicha OEF, en los periodos de escasez (i.e., cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez), al precio de escasez<sup>94</sup>.

### 5.5.2. Esquema de Subastas de Energía

La **Bolsa de Energía (mercado de corto plazo)** es un mercado uninodal del día anterior basado en ofertas en sobre cerrado, de resolución temporal intradiaria (horaria), administrada por XM y supervisada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Todas los generadores con capacidad

---

<sup>92</sup> Disponible en: [PSR - Di-Avante: Análisis de los Servicios Complementarios para el SIN](#)

<sup>93</sup> La facturación y recaudo de de las transacciones de los contratos de largo plazo es responsabilidad de las partes y el registro de los contratos no implica el recaudo de los dineros transados.

<sup>94</sup> Los fundamentos del mecanismo son presentados en detalle en (Crampton & Stoft, 2007).

instalada superior a 20 MW deben participar en la bolsa<sup>95</sup>, formando la curva de oferta a partir de la cual se determina el precio de despeje del mercado. Cabe destacar que la regulación en Colombia restringe la participación de mercado de compañías de generación a no más de un 25% de la capacidad instalada efectiva de generación el SIN, lo que representa un límite a la concentración de mercado en este segmento<sup>96</sup>. Por otro lado, la demanda es tomadora de precio y no participa directamente del mercado (demanda pasiva), suministradores y comercializadores no ofertan, pero deben proveer una agenda de consumo inelástico.

En la Bolsa de Energía se realizan subastas diarias de precio uniforme, en donde cada agente oferta diariamente un único precio, junto con 24 valores de disponibilidad de capacidad para el día siguiente de operación (asignación parcial). Los precios ofertados deben reflejar los costos variables de generación y los costos de oportunidad. Mientras que los agentes hidráulicos internalizan en sus ofertas sus costos de oportunidad del agua, agentes térmicos ofertan precios que reflejan sus costos variables de generación (costos de combustible). En cada subasta las **ofertas de los agentes se ordenan según orden de mérito**, para luego igualar la oferta a la demanda de cada hora para encontrar el precio marginal o precio de bolsa horario, correspondiente a la oferta de la última unidad generadora comprometida, sin considerar el estado de la red de transmisión. Finalmente, todos los agentes se remuneran al precio de bolsa de cada hora, independiente de su precio de oferta (precio uniforme).

Este despacho es conocido como **despacho ideal**, ya que se aparta del despacho real, que considera las restricciones que pueden afectar la red de transmisión o la seguridad del sistema<sup>97</sup>. Por lo tanto, los cargos por pérdidas de transmisión y derivados de la congestión de la transmisión y otras limitaciones del sistema se liquidan de forma diferente, y cuyos costos adicionales son transferidos a los clientes finales. Adicionalmente, existen dos tipos adicionales de despacho de energía: un **despacho económico o programado**, llevado a cabo el día anterior, considera las restricciones y condiciones operacionales reales del sistema, lo que conduce a diferencias entre los niveles de generación ideal y programada, y al despacho de unidades fuera del orden de mérito determinado por el mercado uninodal, las que son remuneradas en base a costos (y no a ofertas); y un **despacho real**, en relación a la operación efectiva del sistema con el fin de suplir la demanda, diferenciándose del despacho programado debido a eventos imprevistos en la red.

Finalmente, las diferencias entre la generación ideal y real resultan en la definición de montos de reconciliación. Las unidades programadas para generar por sobre el programa ideal (reconciliación positiva) son remuneradas en función de un precio de reconciliación diferenciado por tecnología; mientras que las unidades programadas para generar por debajo del programa ideal (reconciliación negativa) pagan un precio de reconciliación diferenciado por tecnología.

### 5.5.3. Análisis de Condiciones de Competencia y Desafíos Observados

El monitoreo del mercado eléctrico colombiano inició en 2006, con la conformación del Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista (CSMEM), cuyas actividades cesaron en 2016, dando paso al desarrollo de la Unidad de Monitoreo de Mercado de Energía y Gas (UMMEG), la que inició con

---

<sup>95</sup> Generadores con una capacidad instalada entre 20 MW y 10 MW pueden participar de forma voluntaria de la Bolsa de Energía, mientras que generadores de menor tamaño no se despachan de forma centralizada.

<sup>96</sup> Resolución 060 de 2007 de la CREG.

<sup>97</sup> Disponible en: [CELSIA: La industria eléctrica nacional](#)

sus actividades a fines de 2019. En general, el análisis de las condiciones y niveles de competencia del mercado, así como del riesgo de ejercicio de poder de mercado se ha basado principalmente en indicadores estructurales, e.g., **índices HHI y Lerner**, y en menor medida en base al comportamiento de los participantes. Por ejemplo, cuando la participación de un generador en la actividad de generación es mayor o igual al 30% y el HHI es mayor o igual a 1.800, la empresa generadora en cuestión debe poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para no infringir dicho límite<sup>98</sup>.

Adicionalmente, de forma periódica se analizan las principales variables del mercado de energía eléctrica, con información proporcionada por el operador del mercado, y que sirve como base para la elaboración de los indicadores del mercado<sup>99</sup>. A partir de la información levantada en el periodo de observación, se analizan: (i) **índices de concentración HHI** relacionados con la generación, así como indicadores de fijación de precios de bolsa y de ofertas de precio de los generadores; (ii) **indicadores de agentes pivotaes en base al Índice de Oferta Residual (IOR)** (i.e., índice RSI); (iii) indicadores de contratación de generadores y comercializadores; (iv) indicadores de ingresos contratos-bolsa; e (v) indicadores de disponibilidad vs. OEF de plantas de generación.

En términos de concentración del mercado, las tres empresas de generación más grandes poseen actualmente alrededor del 60% de los activos de generación, lo que se traduce en que los índices de HHI de generación de energía y capacidad en el mercado eléctrico alcancen niveles por sobre 2.000 (Rudnick & Velásquez, 2019), lo que da cuenta de un **mercado relativamente concentrado, particularmente en períodos de mayor estrés del sistema y de reducción del abastecimiento** (e.g., asociados al fenómeno de El Niño, caracterizado por una reducción de los aportes hídricos), en los que la oferta de generación se ve reducida y estos índices aumentan, y el no-almacenamiento y la inelasticidad de la demanda en tiempo real hacen que el retiro unilateral (withholding) de capacidad resulte rentable para algunos actores del mercado (McRae & Wolak, 2017).

El monitoreo de mercado en Colombia es relativamente reciente, y los mecanismos de análisis de condiciones de competencia implementados se encuentran en constante desarrollo, los que han enfrentado una serie de cuestionamientos y desafíos en su implementación y procesos de mejora (Santa María et al., 2009; Botero, García, & Vélez, 2013; García et al., 2015). Con todo, si bien la alta concentración del mercado eléctrico mayorista colombiano supone un riesgo de abuso de poder de mercado, no ha sido posible por parte del regulador probar o identificar con certeza el ejercicio del poder de mercado en eventos particulares o de forma sostenida en el tiempo.

#### 5.5.4. Reestructuración del Mercado Eléctrico Colombiano

La necesidad de reestructuración del sector eléctrico colombiano en 1994 se origina en los problemas comunes al desarrollo de los sistemas eléctricos de Sudamérica, caracterizados hasta ese entonces por monopolios estatales ineficientes y verticalmente integrados. Dicho régimen de propiedad y gestión estatal se tradujo en tarifas incapaces de recuperar los costos del servicio, deuda gubernamental para financiar al sector superior al 50% del total de la deuda pública, cobertura limitada y una baja calidad del

---

<sup>98</sup> La participación se determina en base a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), según Resolución 060 de 2007 de la CREG. La cantidad de OEFs que puede suscribir un generador está acotada por la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar al sistema bajo condiciones críticas de abastecimiento (baja hidrología). En general, esta se encuentra determinada por variables como la capacidad, la disponibilidad de combustible, la disponibilidad de la máquina y su eficiencia.

<sup>99</sup> Disponible en: [SSPD: Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas](#)

servicio eléctrico, lo que culminó con un **prolongado racionamiento de energía eléctrica y subsecuente impacto en la economía** entre 1992 y 1993, producto de una sequía severa y un limitado desarrollo de generación térmica de respaldo.

La reforma del sector eléctrico colombiano alejó su diseño del resto de los países de la región, con una bolsa que fija el precio en base a remates centralizados de ofertas de los participantes, y no en costos, siendo la primera en incorporar a comercializadores como participantes en el mercado, diseño que incorporó elementos a la fecha desarrollados en los sistemas de Inglaterra, Gales y Noruega. Al igual que con el resto de los países de la región, las **diferencias en el diseño de mercado colombiano surgen de evaluaciones independientes y la experimentación en cuanto a las ventajas de uno u otro modelo por sobre los demás**, dada la falta de un conocimiento aplicado sólido a nivel internacional sobre la mejor organización y regulación industrial para el desarrollo del sector eléctrico, carencia que cabe destacar aún existe en la actualidad (Rudnick, 1996). En particular, el tipo de bolsa finalmente adoptado en Colombia se relaciona a la selección de la firma de consultores británica Coopers & Lybrand por parte del regulador para brindar apoyo en el proceso de diseño de las reglas del mercado, lo cual supuso una influencia particular en el modelo de mercado definitivo (Benavides et al., 2018).

La reforma del sector eléctrico colombiano se tradujo en una **serie de beneficios**, entre ellos un mejor clima de negocios para la inversión privada en todos los segmentos del sector, la formación eficiente de precios y recuperación de los costos de suministro, el logro de la sostenibilidad financiera de las empresas, la eliminación de la deuda pública asociada, y una mejora en la cobertura, calidad y seguridad del suministro, aún frente a diversos eventos de sequía extrema. Sin embargo, y tal y como fuera presentado en secciones anteriores, la Bolsa de Energía colombiana ha debido enfrentar una **serie de desafíos** comunes a su diseño de mercado, asociados a la falta de transparencia y al ejercicio de poder de mercado. Esto, debido a una relativamente alta concentración de mercado y dependencia de recursos hidroeléctricos cada vez más costosos. Existen problemas con la complejidad de las ofertas y un inadecuado tratamiento de la volatilidad del recurso hidroeléctrico, los precios han crecido en términos reales y la regulación aún requiere de una modernización en línea con las mejores prácticas internacionales (Millán, 1999).

## 5.6. Proceso de Transición del Sistema Eléctrico Mexicano

El **Mercado Eléctrico Mayorista de México (MEM)** inició en 2016 y abarca el Sistema Interconectado Nacional de México junto a 2 sistemas más pequeños: el Sistema Interconectado Baja California (BCA) y el Sistema Eléctrico de Baja California Sur (BCS), los cuales no se encuentran interconectados entre sí (BCA se encuentra conectado al California Independent System Operator de Estados Unidos).

Hasta el año 2014, el sector eléctrico mexicano estaba compuesto principalmente por la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, la cual integraba verticalmente activos de generación, transmisión, distribución y comercialización. En el año ya mencionado se impulsó una reforma cuyo propósito era reestructurar el mercado eléctrico, adoptando un esquema basado en ofertas que constituye el actual mercado. Para esto se tomaron medidas como asignar la función de ISO al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y separar CFE en diferentes empresas y rubros (las que sin embargo mantienen su carácter estatal), con el fin de disminuir la concentración del mercado. Pese a lo anterior, debido al rol dominante de la generación de CFE en el mercado, la reforma energética contempló un **período de transición** con regulación basada en costos de las ofertas de generación, con el fin de evitar prácticas monopolísticas por parte de CFE y a la espera de una mayor entrada de otros agentes que permita un mercado más competitivo<sup>100</sup>.

Así, el MEM corresponde a un mercado de **energía basado en costos**, donde los agentes deben ofertar un precio igual a su costo, pero pueden modificar la cantidad ofrecida. Además, el mercado cuenta con un esquema multi-settlement de dos etapas: una etapa del día anterior (day-ahead) y una etapa en tiempo real<sup>101</sup>. Para participar en el MEM, los generadores deben reportar sus características técnicas a CENACE, quien utiliza esta información combinada con una fórmula de precio de combustible para calcular el costo marginal de generación de cada unidad. Luego, de manera diaria las empresas envían sus ofertas de precios y cantidades al mercado diario, donde CENACE compara el precio ofertado con el costo marginal previamente calculado, con el fin de rechazar las ofertas que se encuentran fuera de una **banda de tolerancia del 10%** (McRae, 2019).

Adicionalmente, CENACE debe definir los requerimientos horarios de demanda utilizados en la subasta, mediante el uso de un sistema de pronósticos. De esta manera, el precio resultante del proceso de subasta corresponde al valor más bajo que permite satisfacer la demanda. Luego, los generadores adjudicados son remunerados según este precio resultante en un esquema *pay-as-clear*, es decir, los agentes reciben el precio resultante de la subasta y no el precio ofertado. Adicionalmente, a partir del precio resultante horario se obtienen precios diferenciados por nodo (o LMP), debido a la consideración de restricciones físicas, pérdidas y congestiones, los cuales son reportados con resolución horaria.

En principio, cuando México introdujo las reformas del mercado eléctrico en 2014 y adoptó un esquema de mercado basado en ofertas, se supuso que esta elección sería una medida temporal hasta que se desarrollara un mercado más competitivo. En la práctica, a pesar del aumento nominal en la competencia a partir de la división de CFE, no hay perspectivas de un cambio en el diseño del mercado

---

<sup>100</sup> A octubre 2020 el MEM registra 119 participantes, de los cuales 80 son generadores y solo 9 corresponden a filiales estatales (CFE). Disponible en: [Gobierno de México: Actualización del número de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista](#)

<sup>101</sup> Disponible en: [NERA: Mexican Electricity Wholesale Market Report 2019](#)



en el futuro<sup>102</sup>. Por otro lado, la planificación original consideraba que el MEM tuviera una segunda fase para un hour-ahead market, eliminando las restricciones para permitir ofertas libres. Sin embargo, el plan se pospuso en parte porque se requieren más pruebas y se han encontrado inconsistencias de precios para este mercado<sup>103</sup>.

---

<sup>102</sup> Recientemente, el 10 de marzo de 2021 entró en vigencia un conjunto de reformas promovidas por el gobierno de México que entre otros elementos, entregaba prioridad al despacho de plantas de generación de la estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE). No obstante, el día 11 de marzo de 2021 estos cambios fueron suspendidos por la justicia en el marco de un proceso aún en discusión. Disponible en: [Bloomberg: AMLO's Two-Day-Old Electricity Law Suspended in Mexico Court](#). Mayor información respecto de los últimos cambios regulatorios promovidos disponible en: [Zumma Energy Consulting: The Direction of Mexico's Policy for the Power Sector: A recap of recent events](#)

<sup>103</sup> Los precios de referencia calculados para llevar a cabo la evaluación de las ofertas dependen totalmente de un conjunto de parámetros de referencia, cuya falta de actualización es una de las principales razones por las cuales, en las ofertas para el Mercado del Día en Adelanto (MDA), exista una tasa alta de rechazo, puesto que los agentes ofertan de acuerdo al costo y los consumos reales de las máquinas, que resultan inconsistentes con los que estima el CENACE. Disponible en: [Monitor Independiente del Mercado Eléctrico: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018](#)



## 5.7. Conclusiones Respecto de la Revisión de la Experiencia Internacional

La revisión de la experiencia internacional da cuenta de cómo todos los sistemas eléctricos revisados cuentan con diseños particulares de mercado, motivados por los desafíos y necesidades propios de cada sistema, y delineados por las realidades técnicas, económicas y regulatorias a las que se enfrentan cada uno de estos. No obstante, a partir de esta se desprenden una serie de elementos que sirven de insumo en la discusión y análisis de una posible transición en Chile desde un esquema de mercado basado en costos a uno basado en ofertas. La revisión internacional permite apreciar la **variedad de esquemas de mercado basados en ofertas, necesidades, desafíos y soluciones implementadas**, así como categorizar diferentes características particulares de los sistemas de referencia dentro de las dimensiones de análisis definidas, lo que facilita la búsqueda de elementos que sirvan de insumo para la discusión y análisis en el contexto nacional.

La presente sección consideró la revisión en profundidad de dos de los principales sistemas de los Estados Unidos, el California Independent System Operator (CAISO) y el Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, sistemas eléctricos de Italia, Nueva Zelanda y Colombia, además de elementos respecto del proceso de transición en el que se encuentra el sistema eléctrico mexicano. En general, estos sistemas reflejan **distintas filosofías de organización de la operación de los sistemas y mercados eléctricos, diferenciándose en sus niveles de centralización**. Por un lado, los mercados de los Estados Unidos se organizan en base a mercados altamente centralizados, donde el ISO recibe información de los agentes que permite realizar el despacho y la formación de precios, usualmente utilizando versiones simplificadas de los modelos de operación. Esta forma de organización integra fuertemente la operación física del sistema con el mercado, lo cual tiene como ventaja arreglos en los mercados previos a la operación física del sistema, con mayor alineamiento con la operación, disminuyendo la necesidad de medidas de balance en tiempo real. Sin embargo, estos esquemas centralizados son menos flexibles en el tipo de arreglos que pueden hacer los agentes participantes del mercado, y dificultan la implementación de mercados intradiarios. Por otro lado, los sistemas europeos se organizan en general mediante mercados de naturaleza más descentralizada y donde en los mercados antes del mercado físico de tiempo real hay poca consideración de aspectos de la operación del sistema eléctrico, facilitando la posibilidad de arreglos bilaterales entre los agentes. En particular, a partir de la revisión de los **mecanismos de mercado basados en ofertas** que estos sistemas presentan, se desprenden las siguientes observaciones:

- Los procesos de **subastas se celebran en el contexto de mercados de múltiples etapas vinculantes**, previas a la operación física del sistema, contando en general con al menos mercados del día anterior (e.g., Colombia), y en sistemas más avanzados con mercados intradiarios (e.g., Italia) e incluso en tiempo real (e.g., Nueva Zelanda, PJM, CAISO).
- Las **subastas de energía se resuelven por medio de la co-optimización** conjunta de energía y reservas (e.g., CAISO, PJM, Nueva Zelanda); **o bien, en base a listas de mérito de carácter secuencial**, característico de sistemas de Europa (e.g., Italia y Colombia, cuyo diseño se basa en los esquemas de mercado europeos).
- Como fuera mencionado, los procesos de subastas de mercado en sistemas europeos tienden a tomar en menor consideración los aspectos físicos relevantes en la operación del sistema eléctrico. Por ejemplo, en Italia las subastas de energía se encuentran a cargo del gestor de

mercado (GME), y no del Operador del Sistema (Terna). Esto, a diferencia del resto de los sistemas revisados, en los que dicho proceso es llevado a cabo por el ISO. Sin embargo, experiencias como la vivida durante la Crisis Eléctrica de California sugieren que **debiera ser el propio ISO quien se encuentre a cargo del proceso de subastas** (Byrne, Wang, & Yu, 2005).

- Finalmente, cabe mencionar que en la mayoría de los sistemas revisados, **tanto el suministro como la demanda pueden ofertar en las subastas de mercado** (a excepción del sistema eléctrico colombiano), no tan solo permitiendo capturar la elasticidad de la demanda dentro del proceso de subasta, sino que también habilita la integración de la respuesta de demanda y la generación distribuida en las diferentes instancias de los mercados mayoristas.

Por otro lado, el desarrollo y operación de un **mercado basado en ofertas supone un enfoque particular en el monitoreo de las condiciones de competencia en el corto, mediano y largo plazo**, en un proceso de desarrollo y mejora continua que ha y continúa tomando, varios años. Lo anterior **no necesariamente implica prescindir totalmente de una auditoración de costos marginales de operación**, los cuales pueden ser utilizados como referencia en el análisis del comportamiento de oferta de los agentes. En este contexto, cabe señalar que el monitoreo del mercado puede ser realizado tanto por unidades internas pertenecientes a cada ISO (e.g., CAISO), como externas independientes que también monitorean de forma crítica la operación y gestión del ISO (e.g., PJM)<sup>104</sup>. En general, un mercado basado en ofertas supone la posibilidad de los agentes incumbentes de ejercer poder de mercado por medio de estrategias de retención económica o física. Esto, particularmente frente a situaciones de congestión en el sistema de transmisión, períodos de sequía severos en los que se ve reducida la capacidad de generación de sistemas con importantes recursos hidroeléctricos (e.g., Colombia), o altos niveles de integración renovable, en los que aumenta la dependencia de los mercados de energía y SSCC (e.g., particularmente en el caso de esquemas secuenciales como el italiano), desafíos inherentes al desarrollo y operación de mercados con las complejidades físicas propias de los sistemas eléctricos. En particular, a partir de la revisión de las **metodologías de análisis de condiciones de competencia** que estos sistemas presentan, se desprenden las siguientes observaciones:

- El **monitoreo de mercado es fundamental** en la operación de este, y lo realizan tanto unidades internas de monitoreo de mercado de los propios ISO como organizaciones externas.
- El **monitoreo considera varias herramientas cuantitativas y cualitativas que se evalúan y mejoran constantemente**, utilizando por ejemplo tanto las condiciones estructurales del mercado, el comportamiento de los participantes (e.g., en base a sus ofertas), cuantificación de diferentes indicadores de concentración de mercado y pivotalidad de los agentes (e.g., Market Share (MS), Residual Supply Index (RSI) y Herfindahl-Hirschman Index (HHI)), y la simulación de escenarios contrafactuales competitivos (e.g., price-cost markup), entre otros (e.g., niveles de adjudicación del mercado y contratación, tendencias de precios marginales del mercado, etc.) lo que permite y apoya la investigación e inicio de procesos sancionatorios específicos contra agentes en caso que se identifique que estos hayan incurrido en prácticas no competitivas.

---

<sup>104</sup> Disponible en: [BID-BM: Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico](#)

- **El monitoreo y análisis de las condiciones de la competencia y los mecanismos de mitigación de poder de mercado se implementan en diferentes etapas del mercado** (e.g., día anterior, intradiario y tiempo real). En sistemas como CAISO y PJM se han incorporado **mecanismos de análisis *ex-ante*** en base al análisis de las ofertas realizadas por los agentes y los resultados de los modelos de programación de la operación del sistema. En particular, los mecanismos automatizados de mitigación local de poder de mercado (LMPM) tienen por objetivo limitar de forma *ex-ante* el ejercicio de poder de mercado. La mitigación de las ofertas implementa un three pivotal supplier test (PST) y determina si existe el suficiente suministro residual para cumplir con la demanda dada una limitación de transmisión en particular, medida en función de un Residual Supply Index (RSI).
- Adicionalmente, se cuentan **reglas estructurales de limitación a la integración horizontal del mercado**, como ocurre en el sistema eléctrico colombiano.
- Cabe destacar que **el monitoreo e identificación de comportamientos de abuso de poder de mercado de forma sostenida resulta particularmente desafiante**, y salvo eventos particulares de abuso de poder de mercado identificados, condiciones operacionales particulares del sistema poco competitivas, o niveles de concentración del mercado poco favorables, no se ha planteado el cierre del mercado en ninguno de los sistemas de referencia, sino que se proponen y desarrollan nuevos y más sofisticados esquemas y mecanismos de monitoreo y mitigación de poder de mercado.

Por último, la experiencia internacional destaca la **importancia de la contratación a largo plazo de la energía en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos**, los que no solo permiten la cobertura frente al riesgo e incertidumbre del mercado spot, sino que también corresponden a una señal de inversión segura y estable en el tiempo. En un mercado que no tiene restricciones de transmisión, la cobertura mediante contratos a plazo (superior a un par de años) puede promover resultados más competitivos en el corto plazo, al disminuir los incentivos para subir los precios de suministradores que han comprometido la mayor parte de su generación a precios fijados por adelantado. Mientras que en el largo plazo, si el mercado es estructuralmente competitivo, estos tendrán que competir por el suministro de energía bajo contratos a plazo, lo que ayudará a mantener los precios de los contratos razonablemente competitivos. Lo anterior no resulta directo en caso de mercados con restricciones de transmisión local (i.e., congestiones y desacople del sistema), en donde la entrada de nuevos recursos es limitada, y la contratación a plazo es mucho menos eficaz para reducir el poder de mercado de los proveedores, razón que explica el enfoque de CAISO respecto a la mitigación del poder de mercado de forma local<sup>105</sup>. También cabe señalar la importancia de la demanda sensible a los precios para el desarrollo de los mercados eléctricos, particularmente en el contexto tanto de las condiciones de competencia del mercado como de los altos niveles de integración de generación renovable.

---

<sup>105</sup> Disponible en: [CAISO: Opinion on System Market Power Mitigation](#)

## 6. Integración de Tecnologías de Generación Geotérmica

La energía geotérmica corresponde a la energía obtenida a partir del calor de la tierra. Para producir electricidad, las plantas geotérmicas toman vapor y agua caliente de pozos profundos en lugares específicos, llamados reservorios, los que generalmente se ubican cerca de volcanes o fallas (i.e, donde se encuentran dos placas tectónicas). Un atributo importante de las tecnologías geotérmicas es su capacidad para producir energía constantemente y operar con altos factores de capacidad de alrededor de un 90%, lo que hace que las plantas geotérmicas sean consideradas unidades de generación base renovables. Adicionalmente, como un país altamente volcánico, Chile cuenta con un tremendo potencial de energía geotérmica que no ha sido plenamente explotado.

Motivado por esto, cobra relevancia el **análisis de las ventajas y desventajas de un esquema de mercado basado en ofertas para el desarrollo de tecnologías de generación geotérmicas en el mercado eléctrico chileno**, describiendo las posibles limitaciones o dificultades que pueden enfrentar las tecnologías geotérmicas con respecto a un esquema de mercado basado en costos, y qué condiciones resultan necesarias para promover el desarrollo competitivo de estas tecnologías.

En base a lo anterior, el análisis realizado en esta sección se basa en la revisión de mercados de referencia internacionales que cuentan con un esquema de mercado basado en ofertas y con la participación competitiva de plantas de generación geotérmica en el sistema eléctrico. La selección de estos sistemas fue acordada junto a la contraparte técnica del Banco Mundial y el MEN, en función de los sistemas con mayor generación de energía geotérmica en la actualidad, y la calidad y cantidad de información pública disponible. En particular, se revisan en detalle experiencias en los Estados Unidos, particularmente en el California Independent System Operator (CAISO), Italia, Nueva Zelanda, México y Turquía, sistemas de referencia líderes en la integración de generación geotérmica, con el fin de comprender las condiciones necesarias para promover e incentivar el desarrollo de este tipo de tecnologías de forma competitiva.

Luego, y en base al análisis antes mencionado, se proponen **recomendaciones o medidas para facilitar e incentivar el desarrollo de tecnologías de generación geotérmicas bajo un esquema mercado basado en ofertas para el mercado eléctrico chileno**. Esto, considerando los atributos particulares de estas tecnologías y su estructura de costos particular, en donde si bien los costos de inversión se atribuyen principalmente a la construcción e instalación de la planta, siendo la perforación de pozos una parte importante, los costos de operación y mantenimiento suelen ser bajos.

## 6.1. Tecnologías de Generación Geotérmica y Potencial en Chile

La energía geotérmica corresponde a la **energía obtenida a partir del calor de la tierra**, la cual puede ser utilizada como método de calefacción o para la generación de energía eléctrica. Para producir electricidad, las plantas geotérmicas toman vapor y agua caliente de pozos profundos en lugares específicos, llamados reservorios, los que generalmente se ubican cerca de volcanes o fallas (i.e, donde se encuentran dos placas tectónicas).

### 6.1.1. Atributos y Tecnologías de Generación Geotérmica

Un atributo importante de la energía geotérmica es su capacidad para producir energía eléctrica de manera constante y operar con altos factores de capacidad a lo largo del año. Esto, a diferencia de otras fuentes de generación de energía renovable, como la solar o eólica, las que presentan una mayor variabilidad e intermitencia. A raíz de lo anterior, la generación eléctrica de energía geotérmica aporta una serie de beneficios, tales como la **capacidad para suministrar generación eléctrica de base, flexibilidad y SSCC**. Adicionalmente, al corresponder a una fuente de energía renovable, cuyo recurso se caracteriza por su recuperación a una escala de tiempo humana, esta también contribuye a la **reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero** y los riesgos para la salud asociados a las emisiones, reduciendo además la dependencia de uso de combustibles fósiles estos y su impacto producto de la volatilidad de sus precios (IRENA, 2017).

Para la generación de electricidad, se necesitan recursos a medias y altas temperaturas, los que generalmente se ubican cerca de regiones volcánicamente activas. Así, el contenido de calor de un campo o reservorio geotérmico define la tecnología de generación de energía eléctrica más adecuada para su desarrollo. **Estas tecnologías se clasifican en plantas de vapor seco directo, flash (simple, doble o triple), binarias, y de ciclo-combinado o híbrida**. En particular, se destacan las plantas de generación flash, las que junto con tecnologías de vapor seco directo corresponden al 87% de la capacidad instalada en el mundo; y binarias, las que corresponden al 13%<sup>106</sup>. En las plantas de generación flash, las más comunes en operación en el mundo en la actualidad y que permiten la explotación de recursos a menor temperatura, el vapor extraído del reservorio se separa del agua, se utiliza para mover una turbina conectada a un generador y luego se devuelve al pozo. Por otro lado, las plantas binarias, de menor tamaño, presentan dos ciclos cerrados; utilizan el vapor de la tierra para calentar un fluido secundario que pasa a través de la turbina y luego a un proceso de enfriamiento para ser reutilizado, mientras que el vapor del yacimiento se devuelve al pozo<sup>107</sup>.

No obstante, a medida que se vuelva más difícil acceder a los recursos geotérmicos de mayor calidad y mayormente explotados (i.e., del tipo hidro o volcánico), es posible que en el futuro se pueda acceder a una mayor cantidad de recursos mediante el desarrollo de tecnologías de generación geotérmica más sofisticadas, e.g., sistemas del tipo **enhanced geothermal (EGS)** (que recurren a la fractura artificial de reservorios con el fin de conectar pozos de producción e inyección a grandes profundidades, donde la tierra es menos porosa y el flujo de agua es restringido), y **hot dry rock systems (HDR)**, los que se encuentran en desarrollo en los Estados Unidos, Francia, Australia, Alemania, Suiza y Japón.

---

<sup>106</sup> Disponible en: [KPMG: An insight into KPMG's report on the international geothermal energy sector](#)

<sup>107</sup> En (Pauling et al., 2020) se presenta la evolución de la capacidad de generación geotérmica por tecnología en los Estados Unidos en los últimos 50 años, dando cuenta del desarrollo primero en base a tecnologías de vapor seco directo, luego flash y binarias en las últimas décadas.

### 6.1.2. Estructura de Costos y Principales Barreras de Desarrollo

Los **costos de desarrollo** de proyectos de generación geotérmica son **altamente sensibles a su localización**, dependiendo de una serie de **factores tecnológicos y geológicos**. Estos son usualmente se caracterizan por ser **intensivos en capital** y presentar **largos tiempos de entrega**<sup>108</sup>, sin embargo, tienen **costos operativos muy bajos y predecibles**. Los costos totales de instalación cubren la exploración y la evaluación de los recursos disponibles, incluyendo: perforaciones de exploración; perforación de pozos de producción e inyección; infraestructura de campo, sistemas de recolección y eliminación de fluidos geotérmicos y otras instalaciones de superficie; la planta de energía y sus costos asociados; costos de desarrollo del proyecto; y costos de conexión a la red. Además, los rangos de costos de las plantas de energía geotérmica dependerán en gran medida de la tecnología de la planta, la productividad del pozo (el número de pozos) y otras características del campo geotérmico. En general, se estima que en relación a tecnologías de generación flash y binarias, aproximadamente el 55% de los **costos totales de inversión** corresponden a la planta de generación en sí misma junto a otra infraestructura, mientras que los costos de exploración, perforación y desarrollo de campos ascienden al 20% en el caso de plantas flash y al 35% en el caso de plantas binarias (IRENA, 2017).

Con todo lo anterior, las **principales barreras para el desarrollo de proyectos de generación geotérmica se pueden agrupar en tres categorías: financieras, ambientales y administrativas**. La mayor de estas barreras corresponde al levantamiento de fondos para las operaciones de exploración y perforación de superficie, lo que generalmente se puede abordar mediante la financiación pública y la creación de empresas públicas para explotar los recursos geotérmicos. Otras barreras incluyen limitaciones ambientales, sociales y administrativas, las que en muchos casos tienden a encarecer y retrasar el desarrollo de los proyectos.

No obstante, los **costos de generación de electricidad a partir de este tipo de tecnologías son cada vez más competitivos**, y se espera que continúen reduciendo hasta 2050, fomentando así su desarrollo (Sigfusson & Uihlein, 2015). Así, se espera que el potencial de desarrollo geotérmico se vuelva realidad en la medida que tecnologías emergentes continúen madurando y permitiendo el acceso a recursos antes inaccesibles, así como el aprovechamiento del calor usualmente desperdiciado (e.g., reequipamiento de plantas flash con ciclos de fondo de bajas temperaturas; acoplar plantas con aplicaciones de calefacción que dependen del calor residual; y la explotación de recursos coproducidos, i.e., fluidos que son un subproducto de otros procesos industriales).

### 6.1.3. Generación Geotérmica en Chile

Como un país altamente volcánico, Chile cuenta con un tremendo potencial de energía geotérmica que no ha sido plenamente explotado. A lo largo del último siglo, **diversos esfuerzos han sido realizados en la prospección de recursos existentes en el país para la generación de energía eléctrica**, los que dan cuenta de los desafíos inherentes a la evaluación del potencial geotérmico en relación a la incertidumbre geológica de los diferentes reservorios y tecnologías de generación disponibles, características como el área en que los reservorios se extienden, su grosor, temperatura, factores de recuperación geotérmica, eficiencia de conversión eléctrica de la tecnología de generación desarrollada, factor de planta y vida útil del proyecto, entre otras (Aravena et al., 2016).

---

<sup>108</sup> El desarrollo de fuentes de generación geotérmicas puede tomar varios años desde la etapa de exploración inicial hasta la etapa de operación.

Con todo lo anterior, **actualmente se cuenta en Chile con exploración suficiente para cifrar el potencial técnicamente explotable de las zonas exploradas aproximadamente entre 1.300 MW y 3.800 MW**, para la generación de electricidad. En particular, a partir del trabajo desarrollado en el contexto de la Mesa de Geotermia, liderada por el MEN, se estima un potencial de desarrollo en base a tecnologías de generación binaria y flash en torno a los 600 MW de generación en Chile al año 2030, y 2.100 MW al año 2050, distribuidos a lo largo del territorio nacional, entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de Los Ríos (MEN, 2018). No obstante lo anterior, a la fecha solo se ha desarrollado el proyecto **Cerro Pabellón**, el que actualmente cuenta con cerca de 48 MW de capacidad en base a ambos tipos de tecnologías (binaria y flash)<sup>109</sup>. Puesta en marcha en 2017, fue la primera planta geotérmica de Sudamérica y la primera a gran escala construida a 4.500 metros sobre el nivel del mar en el mundo, su propiedad corresponde a Geotérmica del Norte SA (GDN), una empresa conjunta controlada por la sociedad de Enel para las renovables en Chile, Enel Green Power (EGP) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)<sup>110</sup>, siendo el resultado de un esfuerzo público privado.

---

<sup>109</sup> Disponible en: [Construcción Minera y Energía: Planta geotérmica Cerro Pabellón: Energía natural de la tierra](#)

<sup>110</sup> Disponible en: [ENAP: Cerro Pabellón](#)



## 6.2. California Independent System Operator (CAISO)

The Geysers, es un campo geotérmico ubicado en las montañas Mayacamas al noroeste de California y es considerado como el mayor complejo de plantas de generación geotérmica del mundo, en cuya experiencia se destaca el manejo de los reservorios frente a condiciones socioeconómicas impredecibles y el desafiante comportamiento del yacimiento. La innovación más importante en este sentido corresponde al aumento de la inyección dentro del reservorio mediante la conducción de afluentes de aguas residuales tratadas municipales desde largas distancias fuera del campo geotérmico. Al año 2020, 15 plantas de generación abarcan dos condados del norte de California, Lake y Sonoma. Mientras que la capacidad total de generación geotérmica instalada de CAISO alcanza los 1.389 MW<sup>111</sup>, Calpine Corporation, el mayor generador de electricidad a partir de gas natural y recursos geotérmicos en los Estados Unidos, posee y opera 13 plantas de energía con una capacidad de generación neta de aproximadamente 725 MW. La Northern California Power Agency posee las otras 2 plantas de energía dentro del campo<sup>112</sup>.

La historia de The Geysers se remonta a la década de 1950, con una serie de experimentos y estudios que resultaron en la instalación de más de 100 MW de generación en la década de 1960. En este período, la compañía petrolera Union Oil Company desarrolló y operó el campo, mientras que el vapor producido era vendido a la *investor-owned utility* (IOU) Pacific Gas & Electric Company (PG&E) para la generación de electricidad. Durante este período, el vapor producido era ventilado a la atmósfera, mientras que el vapor condensado era desechado en la superficie y no había inyección hacia el reservorio (Sanyal & Eney, 2011).

Desde la crisis del petróleo de 1973, hasta la primera mitad de la década de 1980, un aumento explosivo del precio del combustible fósil, un paquete de incentivos financieros excepcionalmente atractivo ofrecido por el gobierno y un mercado garantizado y lucrativo atrajeron a varias municipal utilities e independent power producers (IPP), además de compañías petroleras y una IOU, a la oportunidad de desarrollo, operación y generación de energía eléctrica en The Geysers. En particular, se dispuso de varios incentivos para el desarrollo de energía geotérmica en los Estados Unidos, la Public Utilities Regulatory Powers Act (PURPA)<sup>113</sup>; un Business Investment Tax Credit del 10% y otro Alternative Energy Tax Credit del 15% de parte del Gobierno Federal<sup>114</sup>; y un Geothermal Loan Guaranty Program, introducido por el Departamento de Energía<sup>115</sup>. El desarrollo de The Geysers implicó la aceleración de la tasa de disminución de presión de los yacimientos y la productividad de los pozos, lo que llevó a los operadores a aumentar la inyección de vuelta en el reservorio no solo del vapor condensado, sino que de corrientes superficiales durante la temporada de lluvias, aprovechando arroyos o acuíferos locales en la medida permitida por el gobierno local, lo que se convirtió en una práctica. Tras casi una década de declinación de la producción de vapor y energía eléctrica, las plantas ineficientes fueron cerradas, y producto de una caída en los precios del petróleo y el gas natural luego de 1985, la perforación de pozos de compensación (make-up wells) dejó de ser económica para 1989.

---

<sup>111</sup> Disponible en: [CAISO: Key Statistics January 2021](#)

<sup>112</sup> Disponible en: [Calpine: Geysers by the numbers](#)

<sup>113</sup> Esta requería que una empresa de servicios públicos adquiriese energía de cualquier instalación de 80 MW (o menos) desarrollada por un IPP al “costo evitado” para la empresa de servicios públicos, lo que puso fin al cuasi-monopolio de las grandes IOUs y proporcionó un mercado garantizado para las IPPs.

<sup>114</sup> Estos permitieron un ahorro de hasta un 25% en el capital necesario para el desarrollo de nuevos proyectos.

<sup>115</sup> En virtud del cual el Gobierno Federal podría garantizar hasta el 75% del préstamo bancario de un desarrollador para un proyecto geotérmico.



A mediados de la década de 1990 resultaban claras las variables críticas que determinaban la capacidad de generación sustentable en The Geysers: el diseño de tuberías y sistemas de recolección, el diseño de plantas, y las estrategias de inyección, además de un aumento gradual del intercambio de información y la cooperación entre los operadores del campo. Una serie de adquisiciones permitió la consolidación de la operación de campo en manos de cada vez menos operadores<sup>116</sup>, lo que permitió la optimización e integración de la gestión de los reservorios y la generación de energía, aumentando así la generación neta y reduciendo los costos operativos. Por otro lado, en la segunda mitad de 1990, el decaimiento de la productividad se redujo considerablemente debido a un aumento en la disponibilidad de generación hidroeléctrica de menor costo y el aumento en la inyección de afluentes superficiales, ambos producto de grandes temporales de lluvia. Adicionalmente, se dio inicio a un mayor aumento de la inyección mediante la canalización e inyección en el reservorio de efluentes de aguas residuales tratadas de las comunidades de Clear Lake (1997) y la Ciudad de Santa Rosa (2003). Así, desde 2004, la tasa de inyección subió a aproximadamente el 80% de la masa producida, y la tasa de disminución en la productividad de los pozos, así como la generación, se redujo a aproximadamente el 1% al 2% por año.

A contar de la segunda mitad de la década del 2000, la incertidumbre económica producto de la crisis subprime de 2008 y la volatilidad de los precios de combustibles lograron ser mitigadas por la industria por un conjunto de incentivos ya existentes y nuevos ofrecidos por los gobiernos Federal y Estatal, así como por las empresas de servicios públicos. Entre otros incentivos: (i) Renewable Portfolio Standard (RPS); (ii) Production Tax Credit (PTC); (iii) un Federal Investment Tax Credit (ITC); (iv) una Geothermal Loan Guaranty ofrecida por el Gobierno Federal; (v) el desarrollo de un mercado de Crédito de Energías Renovables (REC) y la posibilidad de acogerse a un Crédito de Carbono en el futuro; (vi) estímulos de financiación ofrecidos por el Gobierno Federal en 2009 para fomentar el desarrollo y demostración de diversas tecnologías geotérmicas; y (vii) ventas de concesiones geotérmicas más frecuentes y extensas mediante licitaciones competitivas ofrecidas para fomentar un mayor desarrollo geotérmico en tierras gubernamentales. Gracias a estos y otros incentivos económicos sustentables, así como a la estabilidad demostrada y la tasa mínima de disminución de la productividad de los pozos alcanzada, se dio inicio a la planificación de nueva capacidad y proyectos de generación.

---

<sup>116</sup> La IPP Calpine Corporation, y la municipal utility Northern California Power Agency.

### 6.3. Italia

Enel Green Power, fundada en 1962 como una empresa estatal y privatizada en 1999 en el marco de la desregulación del sector eléctrico, es la única empresa con generación geotérmica en Italia<sup>117</sup>. La historia del país en la utilización de energía geotérmica para la generación de electricidad de manera comercial se remonta a 1913, siendo el primer país de Europa en explorar la explotación de este recurso con dichos fines. En la actualidad, Italia cuenta con una capacidad instalada de energía geotérmica de aproximadamente 800 MW<sup>118</sup>.

La explotación de recursos geotérmicos se concentra principalmente en la región de Larderello, Toscana, en donde el primer incremento sustancial de capacidad instalada se dió a mediados de la década de 1930 y continuó en los años siguientes, con la excepción del período correspondiente a la segunda guerra mundial, cuando las plantas fueron destruidas y posteriormente reconstruidas. La década de 1950 se caracterizó por la exploración de los recursos, lo que dio paso a la instalación de nuevos proyectos durante la década de 1960. Luego de un periodo de estancamiento, en la década de 1980 Enel comenzó un plan de aceleración de la explotación de recursos geotérmicos en base a los resultados de las exploraciones previamente existentes. Entre los años 1995 y 1998, Enel continuó con perforaciones enfocadas en la búsqueda de recursos para la generación de energía eléctrica, además de algunos pozos de reinyección (Baldacci et al., 1999).

A pesar de su larga trayectoria, la energía geotérmica en Italia no ha aumentado su desarrollo de manera considerable en los últimos años. Al año 2018 habían solo dos proyectos en desarrollo pertenecientes a Enel, y cuya exploración había comenzado cinco años antes, a pesar de que entre los años 2010, fecha de la liberalización de la explotación de recursos geotérmicos para la generación de energía, y 2018 fueron solicitados cerca de 120 permisos. Lo anterior da cuenta de las dificultades que han debido enfrentar nuevos agentes, diferentes a Enel y con el tamaño y respaldo suficiente para hacer frente a los riesgos y gastos asociados al desarrollo de este tipo de tecnologías, entre los que se cuentan largos e impredecibles tiempos de espera por los permisos y los precios variables de la electricidad, los que aumentan el riesgo al que se ven expuestos los proyectos. Además, existe una falta de mayores incentivos por parte del gobierno para el desarrollo de nuevas plantas generadoras. En 2019, solo alrededor de un 0,9% de los incentivos totales otorgados al sector de las energías renovables fue otorgado a fuentes de generación geotérmicas, resultando la fuente renovable menos incentivada<sup>119</sup>. Más aún, en enero del mismo año, la geotermia fue excluida de las ofertas por planes de incentivos ofrecidas a las energías renovables (Manzella et al., 2019).

Por último, en los últimos años la generación de electricidad utilizando recursos geotérmicos ha encontrado resistencia por parte de las comunidades cercanas a los recursos. La extracción de fluidos subterráneos puede conllevar la liberación de gases que contienen mercurio, arsénico, dióxido de azufre y amoníaco. Si bien los expertos aseguran que las plantas modernas, a diferencia de aquellas instaladas en la década de 1960, cuentan con emisiones mínimas o nulas<sup>120</sup>, la tecnología no es suficientemente conocida por el público, produciendo su rechazo. De este modo, a pesar del gran potencial de

---

<sup>117</sup> Disponible en: [Enel: Our history](#)

<sup>118</sup> Disponible en: [Terna: Installed capacity](#)

<sup>119</sup> Disponible en: [GreenReport: Geothermal energy, how many incentives and how much energy produced? The GSE answers](#)

<sup>120</sup> Disponible en: [Think GeoEnergy: Italy -as sleeping beauty of geothermal energy- lagging behind in development](#)

generación que existe en Italia, el desarrollo de la energía geotérmica se ha vuelto controversial y no ha contado con el apoyo suficiente para su desarrollo.

## 6.4. Nueva Zelanda

El desarrollo de la energía geotérmica en Nueva Zelanda comenzó en la década de los 50 y ha continuado hasta la actualidad, alcanzando una capacidad instalada de 952 MW en el año 2019. La mayoría de estos recursos geotérmicos fueron explorados en perforaciones realizadas como parte de programas gubernamentales impulsados por los antiguos Department of Scientific and Industrial Research y Ministry of Works durante las décadas de 1950 a 1970, y actualmente impulsados por el Ministry of Business, Innovation and Employment. El mayor desarrollo se ha concentrado en la región de Waikato, con las plantas generalmente ubicadas cerca de la línea de transmisión central. Proyectos alejados de la línea central han encontrado obstáculos en su desarrollo al tener que pasar por terrenos privados, si bien los recursos no se encuentran en terrenos privados, si se requiere que los terratenientes den acceso para llegar a ellos.

Al ser comparada con otros referentes internacionales, los proyectos de generación eléctrica con recursos geotérmicos de los últimos años han tenido menores costos<sup>121</sup>. Una de las razones para este fenómeno es la naturaleza madura y competitiva de la industria geotérmica en Nueva Zelanda, donde el recurso es explotado para variadas aplicaciones siendo las más importantes energía eléctrica y uso del calor de manera directa en sistemas industriales<sup>122</sup>. Otra razón es que muchos proyectos fueron la expansión o mejoramiento de plantas existentes en lugar de proyectos completamente nuevos, e incluso en aquellos proyectos donde no había una planta previamente instalada, el riesgo es menor que en muchos casos a nivel internacional dado al amplio registro de recursos existentes. Otro factor relevante en el desarrollo de proyectos geotérmicos en Nueva Zelanda ha sido que los costos de las perforaciones, que en el caso de este país componen entre el 30% y 40% del total, es menor que en muchos otros países. Esto se debe a que existe una industria local de perforaciones competitiva y en algunos casos además los recursos son menos profundos.

En los últimos años el ritmo de crecimiento de esta tecnología ha disminuido, a diferencia del rápido periodo de crecimiento que tuvo en respuesta a las bajas en las reservas de gas natural. A pesar de esto, la industria prevé un crecimiento constante a un ritmo modesto. Si bien un cambio a políticas públicas más habilitantes (en particular la geotermia enfrenta obstáculos para la explotación en zonas que han sido declaradas protegidas o que necesitan permisos especiales), esto también resultaría en facilitar el desarrollo de otras energías renovables por lo que no se puede decir que necesariamente a la energía geotérmica se vería favorecida.

---

<sup>121</sup> Disponible en: [Lawless Geo-Consulting: Future Geothermal Generation Stack](#)

<sup>122</sup> Disponible en: [Ministry of Business, Innovation & Employment: Geothermal energy generation](#)

## 6.5. México

México es en la actualidad uno de los países con mayor desarrollo de energía geotérmica, contando con una capacidad instalada de cerca de 982,3 MW<sup>123</sup>. Si bien las primeras plantas que comenzaron a operar generando energía en base a estos recursos fueron inauguradas en 1973, el desarrollo ha sido lento<sup>124</sup>. Es por esto que el gobierno mexicano ha decidido implementar una serie de cambios regulatorios que permitan acelerar la explotación de los recursos geotérmicos y alcanzar las metas de sustentabilidad del país. Con la Ley de Energía Geotérmica publicada en 2014, el gobierno anticipa aumentar en 900 MW la capacidad instalada de energía geotérmica para el año 2029. El Ministerio de Energía de México (SENER) estima que existe un potencial de 13,5 GW en el país. Adicionalmente, distintas instituciones de investigación y académicas han recibido fondos nacionales e internacionales con el fin de determinar de manera más exacta la magnitud de los recursos y la ubicación de los mismos.

La Comisión Federal de Energía (CFE), luego de haber operado como un monopolio hasta el año 2013, posee la mayoría de las plantas actuales de generación geotérmica. Luego de los cambios regulatorios realizados por el gobierno mexicano, CFE separó sus operaciones en distintas subsidiarias que compiten con generadoras privadas en el mercado mayorista de energía, siendo la subsidiaria de CFE Generación VI quien hoy posee y administra cerca de ocho campos de explotación geotérmica. El primer proyecto de generación geotérmica desarrollado por una empresa privada comenzó sus actividades en el año 2015. En 2017 CFE VI poseía trece permisos de exploración y cinco licencias de producción de energía, mientras que cuatro compañías privadas contaban con un total de ocho permisos de exploración. De este modo, si bien ha crecido la inversión privada, el mercado geotérmico sigue estando dominado por la empresa estatal CFE VI. Por otro lado, la falta de desarrollo de estos proyectos hasta el año 2015 es consistente con que en dichos años creció la generación en base a gas, debido a las reformas impulsadas en la década de 1990.

Las políticas establecidas por el gobierno mexicano para acelerar el desarrollo de la energía geotérmica tienen como objetivo principal dar certeza financiera y regulatoria a los inversionistas y desarrolladores, además de promover la entrada de nuevos participantes al sector. La nueva regulación permite a privados, incluso extranjeros, participar de actividades geotérmicas, pero no poseer los recursos. SENER otorga registros, permisos y licencias para las distintas etapas de desarrollo de los proyectos y tiene la autoridad de incluir condiciones adicionales para los trabajos según considere necesario. La diferenciación de etapas busca agilizar los trámites necesarios para comenzar con los proyectos, disminuyendo las barreras de entrada al mercado de la geotermia, a lo que se suma el lanzamiento de una plataforma especial para la realización de los procesos administrativos pertinentes. Otra política de ayuda al desarrollo establecida consiste en el desarrollo de un registro de los recursos energéticos con sus respectivas ubicaciones, disponible de manera pública y que muestra 601 sitios geotérmicos identificados por la Universidad Autónoma de México como poseedores de gran potencial hidrotérmico. Cabe destacar que este inventario de recursos se ha desarrollado para todas las energías renovables y no solo geotérmica.

Entre las políticas financieras desarrolladas se encuentran Certificados de Energía Limpia (CEL), un mecanismo de mitigación de riesgo para las perforaciones exploratorias, incentivos fiscales y mecanismos de financiamiento. El mercado mexicano lleva pocos años de operación y el nivel de

---

<sup>123</sup> Disponible en: [Gómez-Arias: La geotermia en México: retos y oportunidades](#)

<sup>124</sup> Disponible en: [CeMIEGeo: Geotermia en México](#)

competitividad que alcance la energía geotérmica dependerá en parte de estas medidas económicas. Como incentivo fiscal, el gobierno estableció que las energías renovables tengan una reducción de impuestos en las inversiones de equipamiento equivalente a una depreciación acelerada en el plazo de un año. Como mecanismos de financiamiento, se crearon nuevos vehículos de inversión y se modificaron los existentes, volviéndose más accesibles para proyectos energéticos y simplificando algunas obligaciones fiscales. Para reducir el riesgo de las exploraciones, SENER en conjunto con el banco de desarrollo nacional de México (Nafinsa), Munich RE y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) crearon un fondo rotatorio y un mecanismo de garantía de terceros. Por último, las energías renovables, nuclear y plantas de cogeneración pueden acceder a los CEL, cuya duración es de 20 años y son asignados en función de los MWh producidos. Estos certificados se transan en el mercado y se busca que hagan más competitiva la energía geotérmica en relación a las energías fósiles (Flores-Espino, Booth, & Graves, 2017).

## 6.6. Turquía

El crecimiento económico de Turquía entre 1990 y 2015 vino de la mano con el crecimiento de la demanda por energía del sistema eléctrico<sup>125</sup>. Sin embargo, dado que el país importaba sus principales fuentes de energía, carbón y gas, el creciente consumo de energía eléctrica se volvió perjudicial para la economía nacional. Como consecuencia, se decidió invertir en promover la generación de energía dentro del país con un enfoque en las energías renovables dado el contexto internacional de acción contra el cambio climático. De este modo, el gobierno turco fijó la meta de satisfacer el 30% de la demanda con energías renovables para el año 2023, lo que equivale a un total de 61 GW de energías renovables, mientras que la meta particular de energía geotérmica de 1.000 MW establecida para dicha fecha ya ha sido sobrepasada (Haci, Ismail, & Serkan, 2018).

La capacidad instalada de generación geotérmica ha aumentado de forma constante desde el año 2010, alcanzando los 1.526 MW en 2019<sup>126</sup>. La exploración de recursos geotérmicos comenzó a principios de la década de 1960 y ha sido liderada por la acción de la General Directorate of Mineral Research and Exploration (MTA), institución establecida por el Ministry of Energy and Natural Resources. El resultado de estas exploraciones ha sido el hallazgo de aproximadamente 300 pozos para los cuales se han realizado subastas de licencias, en un intento por incentivar la participación de los privados en el mercado de la geotermia. Desde el 2008, la MTA ha ofrecido 85 licencias geotérmicas, la mayoría de ellas en la zona de Anatolia Occidental. No obstante, cabe destacar que cerca de un cuarto de la capacidad instalada aún no ha sido explotada, debido al sobredimensionamiento de algunas plantas y un mal manejo de los reservorios (Aydin et al., 2020).

El incremento acelerado de la energía geotérmica en Turquía, que en 2002 contaba con sólo 15 MW instalados, se debió en parte a las exploraciones llevadas a cabo por la MTA, que aumentó los pozos con posibilidad de producción de energía conocidos de 16 en 2002, a 25 en 2015. La institución estima que la generación de energía eléctrica con recursos geotérmicos puede alcanzar los 4.500 MW. Sin embargo, la mayor explicación se encuentra en las políticas públicas utilizadas. Luego de la promulgación en 2007 de la ley geotérmica, la que estableció Feed-in Tariffs (FIT) para este tipo de tecnologías de generación, 3.200 permisos fueron entregados (para su uso directo y en la producción de energía eléctrica). En 2010 otra ley fue establecida, la que además de subsidios tarifarios a la generación en base a fuentes renovables, entrega subsidios para la compra de turbinas, generadores, inyectores de vapor, y otros elementos de electrónica de potencia que sean producidos dentro de Turquía, además de garantías de compra para energía eléctrica proveniente de fuentes renovables hasta el año 2020 (Melikoglu, 2017). Beneficios como las tarifas FIT se espera que continúen en los próximos años, junto con un crecimiento sostenido de la generación geotérmica.

---

<sup>125</sup> Dentro de las reformas del sector eléctrico turco se cuenta el desarrollo de un mercado mayorista competitivo en 2006, y una pujante inversión privada en capacidad de generación y privatización de algunas compañías de distribución a contar del año 2008 (Vagliasindi & Besant-Jones, 2013). En particular, el mercado mayorista se caracteriza por un sistema de subastas de energía del tipo exchange, similar al común de los mercados de Europa, con algunos elementos propios de mercados del tipo pool, propios de los Estados Unidos (Derinkuyu et al., 2020).

<sup>126</sup> Disponible en: [Global Geothermal Alliance: Geothermal Electricity Installed Capacity in Europe](#) y [Think GeoEnergy: The Top 10 Geothermal Countries 2019 – based on installed generation capacity \(MWe\)](#)

## 6.7. Análisis Respecto a la Revisión de la Experiencia Internacional

A partir de la revisión de la experiencia internacional y literatura académica especializada, se desprende que las **principales barreras para el desarrollo** de proyectos de generación geotérmica son **aquellas de carácter financiero**, además de otras **limitaciones administrativas, sociales y ambientales**. Particularmente en el financiamiento de las primeras etapas de desarrollo de este tipo de tecnologías, relacionadas a la prospección de los recursos, y operaciones de exploración y perforación de la superficie, para las cuales puede ser difícil obtener préstamos bancarios. La exploración de recursos geotérmicos es considerada de alto riesgo. Esto, dados los altos costos de capital requeridos de forma previa a la confirmación de la presencia y capacidad de explotación de los recursos, y por ello previo a la determinación de la rentabilidad del proyecto en cuestión. Debido a lo anterior, no es de extrañar que el desarrollo geotérmico ha sido históricamente un sector muy pequeño en la mayoría de los países, dominado por grandes empresas de servicios públicos y un número reducido de productores de energía independientes (IPP) (e.g., en California la Union Oil Company (hoy parte de Chevron Corporation) desarrolló y operó el campo, mientras que el vapor producido era vendido a PG&E para la generación de electricidad). Muchas de las empresas en el sector geotérmico comenzaron como entidades de propiedad del estado (e.g., Enel en Italia) y algunas todavía lo son (e.g., CFE en México). Como resultado, la mayoría de los inversionistas no cuentan con el mismo nivel de conocimiento sobre la energía geotérmica que sobre el resto de fuentes de energía convencionales. En este contexto, la liberalización de los mercados eléctricos junto con el aumento de los mecanismos de apoyo del gobierno, la contratación a largo plazo<sup>127</sup>, y un mayor énfasis en el desarrollo de energías limpias y mecanismos de apoyo asociados<sup>128</sup>, han hecho que surjan nuevos actores que hoy compiten con los desarrolladores geotérmicos establecidos. En resumen de la integración de tecnologías de generación geotérmica en los sistemas de referencia revisados se presenta en la Tabla 6.1 a continuación.

---

<sup>127</sup> Por ejemplo, luego del estancamiento en el desarrollo de generación geotérmica en los Estados Unidos a contar de 2015, se espera un aumento en la capacidad de generación en el corto plazo, de la mano de una serie de Power Purchase Agreements (PPA) firmados a fines de 2019 en California, Utah, Hawaii y Alaska (Pauling et al., 2020).

<sup>128</sup> Por ejemplo, Calpine anunció recientemente el financiamiento de su subsidiaria, Geysers Power Company (GPC), por USD 900 millones por medio de un senior secured term loan (Green Loan), para financiar sus operaciones actuales, labores de mantenimiento y gastos de capital, entre otros fines. El préstamo se enmarca dentro de la Climate Bonds Initiative (CBI), organización internacional sin fines de lucro que administra un esquema global de certificación de bonos verdes, préstamos y otros instrumentos de deuda, asegurando que los fondos relacionados se utilicen para ofrecer una economía baja en carbono y resiliente al clima, coherente con los objetivos del Acuerdo Climático de París. Disponible en: [Climate Bonds Initiative: Geysers Power Company](#)



Tabla 6.1. Resumen de la integración de tecnologías de generación geotérmica en los sistemas de referencia.

Sistema	Nivel de Integración	Principales Actores	Principales Factores de Desarrollo
<b>CAISO</b>	<p>Generación Geotérmica Instalada: 1.389 MW (3,4%).</p> <p>El desarrollo en The Geysers se remonta a 1950 (Union Oil Company y PG&amp;E). Principal desarrollo en 1970-80 producto de la crisis del petróleo de 1973. Se prevé nueva capacidad asociada a 6 PPA.</p>	<p>Calpine Corporation, mayor generador a partir de GN y recursos geotérmicos en US (13 plantas <math>\uparrow</math> 725 MW). Northern California Power Agency (2 plantas).</p>	<p>Industria dominada por un número reducido de actores. Desarrollo motivado por precios de combustibles. Múltiples mecanismos de apoyo gubernamentales.</p>
<b>Italia</b>	<p>Generación Geotérmica Instalada: 800 MW (0,7%).</p> <p>El desarrollo incipiente de los recursos se remonta a la primera mitad del siglo XX. El principal desarrollo se produjo durante 1980-1990 por parte de Enel (estatal en ese momento). Industria actualmente estancada.</p>	<p>Enel Green Power, fundada de forma estatal en 1962 y privatizada en 1999, es la única empresa con generación geotérmica en Italia.</p>	<p>Desarrollo se basó en la participación del Estado (Enel). Actualmente carece de mayores mecanismos de apoyo gubernamentales.</p>
<b>Nueva Zelanda</b>	<p>Generación Geotérmica Instalada: 952 MW (10,3%).</p> <p>Industria competitiva y madura que inició con programas del gobierno durante 1950-70. Actualmente enfrenta obstáculos en zonas declaradas protegidas, pero se prevé un ritmo de crecimiento constante.</p>	<p>El Department of Scientific and Industrial Research y el Ministry of Works dieron inicio a la exploración y desarrollo de proyectos, ahora impulsados por privados y el Ministry of Business, Innovation and Employment.</p>	<p>La competitiva industria local de perforación resulta menos costosa que en otros países. Disponibilidad de recursos en menores profundidades. Desarrollo asociado a diversas aplicaciones.</p>
<b>México</b>	<p>Generación Geotérmica Instalada: 982,3 MW (1,2%).</p> <p>Primeros desarrollos en 1973. Recientes cambios regulatorios esperan acelerar su desarrollo (900 MW adicionales a 2029).</p>	<p>Comisión Federal de Energía (CFE), empresa estatal hoy dividida, posee la mayoría de las plantas actuales de generación geotérmica.</p>	<p>Desarrollo basado en la participación estatal (CFE). Investigación de los recursos por la UNAM. Múltiples mecanismos de apoyo gubernamentales.</p>
<b>Turquía</b>	<p>Generación Geotérmica Instalada: 1.526 MW (1,7%).</p> <p>Exploración de recursos data de principios de 1960. Desarrollo acelerado inicia en 2002 (15 MW), el cual se estima continúe en el futuro cercano.</p>	<p>General Directorate of Mineral Research and Exploration (MTA), institución pública que desarrolla la investigación y exploración de los recursos.</p>	<p>Investigación y exploración de los recursos por parte del Estado. Múltiples mecanismos de apoyo gubernamentales.</p>

Por otro lado, de la revisión se desprende que **un esquema de mercado basado en ofertas** (a diferencia del actual esquema basado en costos auditados como es el caso en Chile en la actualidad), **no ofrecería mayores ventajas a tecnologías de generación en base a energía geotérmica**. Esto, toda vez que **este tipo de tecnologías no debiera ser la principal tecnología marginal del sistema**, y bajo un mecanismo de remuneración de precio uniforme (*pay-as-clear*), esta seguiría siendo remunerada en el mercado spot principalmente en función de los costos marginales de otro tipo de tecnologías<sup>129</sup> (i.e., la generación geotérmica debiera recibir rentas inframarginales al menos en parte del tiempo). Más aún, el desarrollo de **un esquema de mercado basado en ofertas bajo condiciones competitivas debiera develar los verdaderos costos de producción del parque de generación y no más que estos**, por lo que bajo un diseño acabado de mercado, en el que se cuenta con un monitoreo continuo y medidas de mitigación de poder de mercado adecuadas, la posibilidad de realizar ofertas no supone la incorporación de markups o costos adicionales (e.g., asociados a la operación flexible de plantas de generación) que son debidamente remunerados de alguna forma en otro mercado eléctrico diferente al de la energía (e.g., SSCC o suficiencia del sistema). En este contexto, independientemente del esquema de mercado basado en costos u ofertas, resulta crucial que los diferentes niveles de mercado reconozcan y valoren adecuadamente las características y atributos de tecnologías de generación que requiera el sistema para operar de forma segura, confiable, competitiva y al menor costo posible, a la vez que incentiva las inversiones necesarias en el mediano y largo plazo.

Un problema a destacar que puede enfrentar esta tecnología aún en un esquema de mercado basado en ofertas, corresponde a aquel identificado en la operación de las plantas de generación geotérmica en CAISO (i.e., The Geysers) en la última década, marcada por tender al **desprendimiento de generación por motivos económicos, producto de la ocurrencia de precios negativos, y de límites en la capacidad del sistema de transmisión, ambos gatillados por la cada vez mayor integración de fuentes renovables de generación**. Desprendimiento que se espera continúe en aumento, por lo que se requiere de opciones que permitan reducir los efectos de este fenómeno.

En (Millstein, Dobson, & Jeong, 2021) se estiman valores reducidos de la generación flexible de la energía geotérmica en el futuro (medida como una estrategia de desprendimiento de generación y aumento de producción durante horas de precios pico), a pesar de una mayor penetración de fuentes ERV, lo que destaca la posibilidad de que el desarrollo de recursos flexibles a lo largo de todo el sistema (e.g., transmisión, almacenamiento y desprendimiento de generación generalizado) podría contrarrestar la influencia de un mayor despliegue de ERV, lo que sugeriría que una mayor penetración de este tipo de tecnologías no necesariamente se vería acompañado por un mayor valor en la flexibilidad a través de dicho tipo de estrategias.

Adicionalmente, y a pesar de que algunas plantas geotérmicas actualmente pueden operar de una manera flexible mediante el desprendimiento de generación, las plantas no se operan típicamente de una manera que permita aumentos en la producción. Por ejemplo, en (Dobson et al., 2020) se da cuenta de diversos límites a la operación flexible de las plantas (e.g., corrosión, acumulación de gas y

---

<sup>129</sup> Esto, a menos que todo el resto de las tecnologías de generación internalizaran o intentaran internalizar en sus ofertas otros costos operacionales no considerados en la actualidad en el mercado spot. O bien, dado que un mecanismo basado en ofertas podría suponer un incremento de precios debido a una mayor posibilidad de que los agentes dominantes ejerzan poder de mercado, la generación geotérmica podría resultar beneficiada aprovechando mayores beneficios inframarginales, situación que por supuesto no sería deseable para el sistema.

condensación en tuberías, cambios manuales de válvulas, daño mecánico al cemento y revestimiento de los pozos de producción causado por el ciclaje térmico).

Por lo tanto, resulta fundamental una evaluación de costos y beneficios de nuevas estrategias y desarrollo de tecnologías de generación geotérmica flexible durante las primeras etapas de desarrollo de los proyectos (Millstein, Dobson, & Jeong, 2021). En este sentido, al modificar la operación de generación base de los campos geotérmicos a generación flexible, las dos opciones principales que se visualizan son: (i) **desarrollar estrategias internas para ayudar a adaptar la generación de energía a programas de generación más flexible** y reducir los impactos negativos asociados con el desprendimiento de generación, lo que requeriría del **desarrollo de incentivos financieros** a través de precios más altos cuando se requiere de rampa para compensar la pérdida de ingresos cuando se produce el desprendimiento (e.g., ya sea en la determinación de los costos marginales del sistema, a través de SSCC, mecanismos de suficiencia, o cualquier mecanismo de mercado que reconozca y valore los aportes a la flexibilidad operacional del sistema); y (ii) **desarrollar soluciones de almacenamiento de energía** donde la generación de energía excedente podría almacenarse y luego despacharse cuando aumente la demanda de energía (e.g., almacenamiento en base a bombeo, gas comprimido, energía térmica, baterías y la generación de hidrógeno) (Dobson et al., 2020).

Finalmente, cabe destacar el impulso en el desarrollo de la generación geotérmica en relación a los costos de otros combustibles fósiles, lo que por ejemplo ha explicado en diferentes etapas el desarrollo de este tipo de tecnología en California. En este contexto, es particularmente relevante el impacto que puede tener en el desarrollo de fuentes de generación renovable, entre ellas la energía geotérmica, el gravamen de impuestos a las emisiones de carbono en la operación del sistema eléctrico. En Chile, este gravamen (USD 5/tCO<sub>2</sub>e) es particularmente reducido en comparación con estándares internacionales (Rammstein et al., 2018), y respecto a los gravámenes estimados requeridos para cumplir con las metas de reducción de emisiones establecidas en el Acuerdo de París (en torno a los USD 40 y USD 80 por tonelada de CO<sub>2</sub>e para 2020 y entre USD 50 y USD 100 por tonelada de CO<sub>2</sub>e para 2030)<sup>130</sup>. Más aún, el diseño de este gravamen no impacta los costos variables de este tipo de fuentes de generación, y por ello tampoco su despacho en la operación real del sistema, debiendo ser asumido por los retiros del sistema (i.e., todos los consumidores). Por lo tanto, se requiere de un **mayor y mejor diseño del impuesto al carbono**, en línea con los estándares internacionales y que impacte de forma directa a quienes emitan gases de efecto invernadero en sus procesos de producción. Un cambio como el descrito afectaría directamente los costos de operación y generación de plantas en base a combustibles fósiles en un esquema de mercado basado en costos, mientras que en un esquema basado en ofertas estos impuestos podrían verse asociados a todo el portafolio de generación de una compañía que cuente con generación fósil. No obstante, eliminaría su impacto en empresas generadoras con portafolios de generación renovable.

Con todo lo anterior, se estima que **un esquema de mercado basado en ofertas**, a diferencia del actual esquema basado en costos, **no ofrecería mayores ventajas a tecnologías de generación en base a energía geotérmica**. Independientemente del esquema de mercado de corto plazo, **el principal desafío que enfrentará la integración de tecnologías geotérmicas corresponderá al alto riesgo asociado a la**

---

<sup>130</sup> Disponible en: [Carbon Pricing Leadership Coalition: Reporte de la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono](#)

**inversión inicial**<sup>131</sup>. No obstante, se pueden considerar una serie de condiciones propicias para el desarrollo de este tipo de tecnologías. Entre ellas, **mecanismos de apoyo y mitigación del riesgo** inherente al desarrollo de proyectos de generación geotérmica, la existencia de **procesos administrativos y ambientales claros y transparentes**, la **coordinación y trabajo con agrupaciones sociales locales**, y la relevancia de distintos aspectos del **diseño de los mercados eléctricos y definición de los productos transados** en ellos, los que deben avanzar en el reconocimiento y valorización de los aportes a la flexibilidad operacional del sistema, así como el gravamen adecuado sobre las emisiones de gases de efecto invernadero.

---

<sup>131</sup> Sin embargo, cabe señalar que un desafío principal en un sistema con costos marginales predominantemente nulos (i.e., compuesto en su mayoría por tecnologías renovables) es lograr que el lado de la demanda establezca el precio y que la demanda despeje el mercado cuando las energías renovables están en baja producción. Es decir, el principal desafío es lidiar con las fluctuaciones de las energías renovables y hacer coincidir la demanda con la oferta en condiciones de baja generación renovable.

## 6.8. Propuestas Para el Desarrollo de Tecnologías de Generación Geotérmicas

Como fuera mencionado previamente, las mayores barreras que enfrenta en la actualidad y debiera enfrentar el desarrollo de proyectos de generación geotérmica bajo un esquema de mercado basado en ofertas en Chile, al igual que en los principales sistemas eléctricos de referencia en los que se ha desarrollado la generación geotérmica en el mundo, corresponderán a aquellas financieras, administrativas y ambientales. En particular, y transversal a la experiencia internacional revisada, la mayor de estas barreras corresponde al levantamiento de fondos en las etapas prospectivas de los recursos, para las operaciones de exploración y perforación de superficie, lo que generalmente ha sido abordado mediante la financiación pública y la creación de centros de investigación, instituciones y empresas públicas para explorar y explotar los recursos geotérmicos. Por lo demás, existen otras limitaciones administrativas, sociales y ambientales que tienden en muchos casos a encarecer y retrasar el desarrollo de los proyectos (IRENA, 2017).

Con todo lo anterior, existen una serie de aspectos en los cuales la política pública puede jugar un rol facilitador y de apoyo e incentivo al desarrollo de fuentes de generación geotérmica en Chile, tanto bajo el esquema de mercado actual, basado en costos auditados, como en un esquema de mercado basado en ofertas libres.

En cuanto a las **barreras financieras**, los gobiernos pueden **reducir el riesgo inicial de exploración y los costos de capital para los desarrolladores privados** de varias formas. Por ejemplo, pueden crear empresas públicas que exploten los recursos geotérmicos y proporcionen el vapor a empresas privadas (que luego desarrollan plantas de generación y suministran electricidad a sus clientes). Otros instrumentos de mitigación de riesgos incluyen la participación en los costos para la perforación y esquemas de seguro de riesgo público-privado. Con suficiente información de recursos, incluidos eventos sísmicos, fracturas y datos de perforación profunda (que los gobiernos pueden poner a disposición de los desarrolladores), y modelos conceptuales confiables del sistema geotérmico subyacente y los recursos de agua subterránea, los riesgos y barreras financieras podrían reducirse, acelerando así el desarrollo geotérmico. Por lo demás, existen una serie de políticas públicas diseñadas para el fomento general o particular de diferentes fuentes de generación renovable (e.g., Renewable Portfolio Standard (RPS), Feed-in Tariffs (FIT)), las que han sido implementadas de forma transversal en los sistemas eléctricos de referencia revisados<sup>132</sup>.

Los **asuntos administrativos**, como la concesión de licencias, permisos y evaluaciones ambientales, técnicamente no son barreras. Sin embargo, los desarrolladores de proyectos deben abordarlos con cuidado, ya que podrían afectar un proyecto geotérmico al causar retrasos innecesarios. Por otro lado, los gobiernos deben asegurarse de que sus regulaciones establezcan **procesos transparentes y sencillos**, que fomenten el despliegue de nuevos proyectos.

Las regulaciones nacionales difieren entre países. Sin embargo, casi siempre es obligatorio realizar una evaluación de **impacto ambiental y social** de algún tipo. Además, aparte del proceso de evaluación, es posible que se necesite de **trabajo junto a las comunidades locales** antes de que pueda comenzar el desarrollo de un nuevo proyecto. Estos problemas pueden retrasar o llevar a la cancelación del proyecto

---

<sup>132</sup> Múltiples mecanismos de mitigación del riesgo geotérmico son presentados en (WBG, 2016) y (Dumas et al., 2019).

de generación geotérmica. No obstante, si estos desafíos se manejan de manera oportuna y eficiente, no representan un obstáculo.

Por otro lado, el regulador puede **apoyar y coordinar el trabajo colaborativo entre desarrolladores y operadores de campos geotérmicos** y fomentar el intercambio de información razonablemente abierto, lo que como ha sido demostrado a través de la experiencia en The Geysers, es esencial cuando varios desarrolladores y operadores explotan el mismo reservorio geotérmico. La sostenibilidad de la capacidad de generación en base a fuentes de energía geotérmica está determinada tanto por las fuerzas socioeconómicas como por las características de los recursos. No obstante, el diseño de las instalaciones de superficie o la estrategia de gestión del reservorio también cumplen un rol fundamental. Para los campos de vapor, la inyección es la herramienta de gestión de yacimientos más poderosa. En este contexto, aumentar la inyección trayendo agua desde fuera del campo puede ser técnica y económicamente factible. Esto, por ejemplo, a través de la inyección de aguas residuales tratadas, lo cual puede ofrecer múltiples beneficios medioambientales y a la sociedad (Sanyal & Eney, 2011).

Finalmente, cabe destacar el **desarrollo continuo en el diseño de los mercados eléctricos y definición de los productos transados** en ellos. Particularmente, y como fuera detallado anteriormente, el diseño de mecanismos de mercado que reconozcan y valoren los aportes a la flexibilidad operacional del sistema (e.g., ya sea en la determinación de los costos marginales del sistema, a través de SSCC, mecanismos de suficiencia), los cuales permitirán la evaluación adecuada de diseños de plantas adaptadas para la operación flexible, y un mayor y mejor diseño del impuesto al carbono, en línea con los estándares internacionales y cuyo gravamen afecte a las fuentes de emisión, impactando los costos variables de este tipo de tecnologías y con ello su despacho en la operación real del sistema, y no a cargo de los retiros del sistema.

## 7. Revisión de Esquemas de Monitoreo de Mercado

En esta sección se presenta la revisión y análisis de esquemas de monitoreo de mercado, los cuales, como se mencionó anteriormente, son esenciales para la mitigación de prácticas no competitivas y abuso de poder de mercado. A través de unidades internas presentes en operadores y agencias externas, el monitoreo de mercado está presente en la mayoría de los mercados eléctricos del mundo, con metodologías bastante similares construidas principalmente a través del cálculo de índices relevantes, y el análisis de condiciones operativas críticas y comportamientos de los agentes licitadores en el mercado.

Estos esquemas y mecanismos son necesarios para el funcionamiento eficiente en condiciones competitivas en los mercados eléctricos, dada la complejidad de los mecanismos de mercado y la interacción de los agentes. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que su implementación es un gran desafío. Hasta la fecha, no existen herramientas cuantitativas sólidas desarrolladas para esta tarea, particularmente para mercados con la complejidad de los mercados eléctricos (Creti & Fontini, 2019). **Por tanto, el análisis debe basarse en una multiplicidad de indicadores cuantitativos, cualitativos, y el análisis experto.**

En particular, se revisan y analizan críticamente las principales metodologías para el análisis de competencia, índices estáticos, simulaciones basadas en mecanismos determinados y el análisis de rentas pivotaes, así como mecanismos de mitigación de poder de mercado en base a la implementación de precios máximos o de mecanismos de mitigación local de ofertas. De especial relevancia es analizar críticamente la efectividad de cada una de estas metodologías y mecanismos, tomando en consideración las características relevantes de los sistemas eléctricos en que son implementados. Lo anterior, en base a la revisión de la literatura académica especializada y la experiencia de agencias de monitoreo de mercado en diversos sistemas eléctricos internacionales de referencia, a partir de cuyos resultados se definirán lineamientos sobre las metodologías de análisis de condiciones de competencia, mecanismos de mitigación de poder de mercado, y estructura y diseño de mercado más plausibles de ser implementado en Chile en una transición hacia un esquema de mercado basado en ofertas.

## 7.1. Metodologías de Análisis de Condiciones de Competencia

El análisis de las condiciones competitivas es un paso fundamental para determinar si existen condiciones favorables para el diseño y apertura de un mercado competitivo bajo criterios de eficiencia económica. En este contexto, el objetivo de este análisis es identificar los factores que podrían alejar la asignación económica de los recursos de un equilibrio de mercado competitivo. En particular, uno de los factores más relevantes en este análisis es determinar el **poder de mercado**, entendido como la **capacidad de una o más empresas para alterar rentablemente precios por encima de los niveles competitivos** (Stoft, 2002).

En esta sección se presenta una revisión y análisis crítico de las principales metodologías para el análisis de las condiciones de competencia propuestas y utilizadas por las principales agencias de monitoreo de mercados eléctricos de referencia y la literatura académica correspondiente, metodologías que consideran la aplicación tanto de índices y métricas como de modelos de comportamiento estratégico, algunas de las cuales incluso pueden proporcionar mayores antecedentes respecto de mercados que aún no han sido implementados (Ji & Yépez-García, 2017; Twomey et al., 2005; & Wen, 2001). En particular, se revisan las siguientes metodologías:

**Índices estáticos**, relacionados con la concentración de los principales agentes del mercado, los que debido a su simpleza y sencillez de implementación son ampliamente utilizados.

- Market Share (MS)
- Herfindahl-Hirschman Index (HHI)
- Pivotal Supplier Indicator (PSI)
- Residual Supply Index (RSI)
- Residual Demand Analysis
- Lerner Index (LI)
- Must Run Ratio (MRR)
- Nodal Must-Run Share (NMRS)
- Output Gap
- Churn Rate

**Simulaciones basadas en mecanismos determinados**, las que a pesar de su valor cualitativo potencial, generalmente no se consideran adecuadas para el desarrollo de análisis cuantitativos, debido a la dependencia de importantes supuestos y parámetros críticos, como la elasticidad de la demanda.

- Modelo de Cournot
- Modelo de Bertrand
- Supply Function Equilibrium (SFE)

**Análisis de rentas pivotaes**, i.e., la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas, el cual tiene como ventaja ser independiente del mecanismo de interacción entre los agentes.



### 7.1.1. Índices Estáticos

Debido a su simpleza y sencillez de implementación, algunas de las herramientas de análisis de condiciones de competencia más utilizadas corresponden a índices estáticos que comúnmente prescinden de factores asociados a las dinámicas propias de la operación de sistemas eléctricos, y se relacionan con la concentración de los principales agentes del mercado. No obstante, **la facilidad de utilización de estos índices contrasta con su efectividad en el análisis de los niveles de competencia**. Es por lo tanto importante reconocer las limitaciones de estos índices, particularmente para aplicaciones asociadas a los mercados eléctricos. Sin embargo, al revisar las metodologías utilizadas por diversas agencias y unidades de monitoreo de mercado, tanto internas como externas a los ISOs, los índices estáticos sí son utilizados de manera extensiva como elementos adicionales a considerar en la evaluación de las condiciones de competencia. También es importante destacar que en la mayoría de los casos estos, los indicadores son **estimados de manera *ex-post***, es decir, **a partir de los resultados de la operación real del sistema** (e.g., asignación y precios marginales).

#### Concentración de Mercado

El índice de concentración de mercado más básico corresponde al **Market Share (MS)**, el cual expresa el porcentaje del mercado asociado al suministro de una misma firma respecto al tamaño total del mercado. Matemáticamente, en un mercado con  $N$  agentes, el indicador queda definido por la expresión a continuación, donde  $c_i$  representa la capacidad de la empresa  $i$ .

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_j^N c_j}$$

Con el fin de capturar un mayor detalle respecto de la competitividad del mercado, a menudo el MS se utiliza para calcular **Concentration Ratios (CR)**, los cuales consisten en el porcentaje del mercado que es controlado por un número determinado de agentes de mercado.

Por otro lado, y en contraste con los CR, se encuentra el **Herfindahl-Hirschman Index (HHI)**, el cual entrega nociones adicionales respecto de los tamaños y distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. Matemáticamente, el indicador se define como la suma de los MS al cuadrado de todos los agentes del mercado, según se presenta en la expresión a continuación.

$$HHI = \sum_i^N (MS_i)^2$$

Así definido, el HHI puede resultar en un valor máximo de 10.000 para el caso de un mercado totalmente monopólico. De este modo, un HHI elevado indica una gran concentración del mercado, ya que indicaría que existen un grupo reducido de firmas; o bien, existen grandes diferencias entre la participación de mercado de cada una de estas.

- **Ventajas:** Los diferentes índices de concentración de mercado son estándares y comúnmente utilizados debido a su simpleza y a que requieren de un conjunto reducido de información (e.g., Italia).

- **Desventajas:** Las condiciones operacionales dinámicas de los sistemas eléctricos vuelven particularmente desafiante la delimitación de los mercados relevantes de analizar y umbrales (thresholds) a monitorear, particularmente durante horas de mayor estrés del sistema (e.g., peak hours). Esto, debido a restricciones del sistema de transmisión, elasticidad de la demanda, estructuras de costos de los generadores e incentivos estratégicos, entre otros (Helman, 2006). Debido a lo anterior, el uso y preponderancia en el análisis de condiciones de competencia de este tipo de índices se encuentra en disminución (Farrel & Shapiro, 2010).

### Pivotalidad de los Agentes

El **Pivotal Supplier Indicator (PSI)** surge como respuesta a las carencias de las métricas de concentración de mercado tradicionales mencionadas anteriormente, capturando en cierto grado factores cruciales en los resultados del mercado, como la demanda, la disponibilidad total de suministro y las capacidades y concentración de los principales competidores del mercado.

Calculado de forma horaria, el PSI opera como una variable binaria, determinando qué tan necesario (o pivotal) resulta ser un suministrador para suplir a la demanda, analizando para cada hora del día si es que el suministro residual del sistema (i.e., capacidad total del sistema, menos la del generador en cuestión), es mayor o no a la demanda. Luego, el PSI indica si el generador es pivotal (1) o no (0). Matemáticamente, el indicador queda definido por la expresión a continuación, donde  $I$  es la función indicatriz,  $D$  la demanda y  $c_i$  la capacidad del oferente  $i$ .

$$PSI_i = I\left(D > \sum_{j \neq i}^N c_j\right)$$

Por otro lado, el **Residual Supply Index (RSI)** surge como una extensión natural del PSI, cuyo carácter binario resulta insuficiente frente a situaciones en las que un agente no pivotal (como resultado del cálculo del PSI) cuenta con la capacidad de ejercer poder de mercado. En su lugar, el RSI mide como una variable continua la proporción de la demanda que puede ser satisfecha sin considerar la capacidad de las  $i$  compañías generadoras más relevantes, según se representa en la expresión a continuación.

$$RSI_i = \frac{\sum_{j \neq i}^N c_j}{D}$$

De este modo, un índice  $RSI_i$  mayor a 1 significa que el resto de los agentes posee capacidad suficiente para satisfacer la demanda del mercado y, por lo tanto, estos  $i$  agentes más relevantes deberían tener una reducida influencia en el mercado.

A partir de todo lo anterior, los índices PSI y RSI son ampliamente utilizados, y usualmente se miden en un horizonte de tiempo mayor, y se calcula el porcentaje del tiempo (e.g., número de horas al año) en que cierta unidad o número determinado de unidades resultan pivotaes para el sistema (Twomey et al., 2005; Green & Newbery, 1992). Adicionalmente, el índice RSI se emplea en mecanismos de mitigación local de poder de mercado (LMPM) en diferentes sistemas de Norteamérica (e.g., CAISO y PJM).

- **Ventajas:** Los indicadores permiten incorporar dentro del análisis a la demanda, capturando adicionalmente las dinámicas operacionales del mercado. A diferencia del PSI, el RSI permite analizar posibles complementariedades entre las principales firmas del mercado, y análisis particulares han demostrado una alta correlación de este con los markups del mercado durante la Crisis Eléctrica de California en 2001<sup>133</sup>.
- **Desventajas:** En ambos índices resulta difícil definir de forma apropiada las regiones geográficas a evaluar debido a la ocurrencia de congestiones, además de ignorar los impactos en costos y precios de cada agente, así como potenciales comportamientos colusivos entre firmas. Adicionalmente, y a pesar de contar con requerimientos de información claros y definidos, se requiere que esta se encuentre con resolución horaria. Si solo se cuenta con información agregada, la capacidad del índice RSI de explicar el poder de mercado se ve reducida considerablemente (Bataille et al., 2019).

### Análisis Precio-Costo

El **Lerner Index (LI)**, similar al price-cost markup (PCMU), corresponde a un indicador del comportamiento de poder mercado que refleja el margen precio-costo proporcional de una firma. El índice se basa en el supuesto de que bajo un mercado competitivo, los agentes tomadores de precios deberían realizar ofertas equivalentes a su costo marginal de producción. Por lo tanto, un generador que con frecuencia oferta sobre sus costos marginales podría estar ejerciendo poder de mercado, por lo que monitorear esta diferencia podría ayudar a identificar dichas prácticas. Matemáticamente, el indicador se representa según la expresión a continuación, donde  $P$  representa el precio ofertado por la firma y  $MC$  el costo marginal de la unidad.

$$LI = \frac{P - MC}{P}$$

A diferencia del LI, el PCMU relaciona el margen precio-costo a los costos y no a los precios. En la práctica, es una ventaja utilizar el PCMU en lugar el LI, ya que los precios pueden resultar nulos o negativos en ciertas situaciones (Bataille et al., 2019). Por lo demás, este análisis puede ser desarrollado tanto a nivel de unidad como implementado a nivel sistémico. Por ejemplo, en CAISO se calcula un price-cost markup index como la diferencia porcentual entre los precios reales de mercado y una estimación de precios resultado de un mercado altamente competitivo en el que los suministradores ofertan (aproximadamente) sus costos marginales.

- **Ventajas:** El indicador es sencillo de analizar e implementar, ya que no requiere definir geográficamente el mercado a evaluar, y resulta útil para analizar tanto resultados teóricos de forma *ex-ante* como datos empíricos de forma *ex-post* en base a los resultados del mercado.
- **Desventajas:** La mayor dificultad en su implementación radica en determinar el costo marginal horario de producción. Usualmente se utiliza el costo variable de la unidad. Sin embargo, pueden existir costos de oportunidad o costos variables adicionales difíciles de cuantificar o auditar, los cuales si consideran las unidades al momento de realizar sus ofertas. Por otro lado, los costos marginales pueden verse afectados por factores ajenos al poder de mercado, por lo que los resultados pueden ser difíciles de interpretar.

---

<sup>133</sup> Disponible en: [CAISO: Predicting Market Power Using the Residual Supply Index](#)

## Output Gap

Este índice permite estimar el potencial de retención económica de los agentes, y se define como la diferencia entre la capacidad de la unidad que es económica respecto del precio de mercado y la cantidad que realmente produce la unidad (Patton, Sinclair, & LeeVanShaick, 2002). Un valor positivo del indicador implica la existencia de retención económica, en la medida de que no exista otra explicación que justifique dicha diferencia. Cuando esta brecha es pequeña (e.g., menos del 1% de la capacidad), puede brindar cierta tranquilidad de que la retención económica no es un problema grave (Twomey et al., 2005).

- **Ventajas:** El indicador permite una estimación directa del ejercicio de poder de mercado mediante la estrategia de retención económica, siendo utilizado por el Monitor Independiente de Mercado Potomac Economics en sistemas como MISO, ISO New England, New York ISO y ERCOT<sup>134</sup>.
- **Desventajas:** Los resultados dependen de parámetros operacionales, de modelación y simulación tanto de los agentes individuales como del sistema.

## Churn Rate

El churn rate o churn factor es frecuentemente utilizado como un indicador de la liquidez en mercados físicos y financieros. El factor indica cuán seguido un producto es transado antes de ser consumido. El churn rate puede ser definido como la razón entre el volumen trazado y el consumo final (Hulshof, Jepma, & Mulder, 2019). Luego, un mayor churn rate indica un mayor nivel de liquidez de mercado, un atributo importante en mercados maduros, lo que suele reflejar un gran número de compradores y vendedores, y a su vez menores barreras de entrada para nuevos agentes. No obstante, un mayor churn rates también implica mayores tarifas comerciales promedio por el mismo volumen de energía final consumida (Pototschnig, 2020).

- **Ventajas:** El indicador ha sido ampliamente utilizado para medir la liquidez de mercados energéticos, particularmente en el caso de Europa<sup>135</sup>.
- **Desventajas:** Cuando en un mercado los productos son asignados a través de subastas reguladas, este indicador entregará una señal que podría estar errada respecto de la existencia de barreras de entrada. En dicho contexto, este indicador resulta más adecuado en mercados en los cuales los oferentes y demandantes transan los productos correspondientes libremente, tal y como ha ocurrido en mercados mayoristas de Europa<sup>136</sup>.

## Análisis de Demanda Residual

El residual demand analysis tiene por objetivo medir de manera *ex-post* el incentivo de ejercer poder de mercado a través del **análisis de la curva residual de demanda** que ve el generador. Para realizar este cálculo se resta de la curva total de demanda todas las curvas de oferta provenientes de los demás participantes del mercado. En un mercado competitivo, los agentes enfrentan una curva residual de demanda muy elástica, por lo que no tendrán la habilidad de ejercer poder de mercado elevando los precios a través de estrategias de retención (withholding) física o económica. En un mercado no competitivo, una firma pivotal para el sistema enfrentará una curva residual de demanda muy inelástica,

---

<sup>134</sup> Disponible en: [Potomac Economics](#)

<sup>135</sup> Disponible en: [Ofgem: Liquidity in the GB wholesale energy markets](#)

<sup>136</sup> Disponible en: [ACER-CEER: Market Monitoring Report \(MMR\) 2019](#)

por lo que no verá reducidas sus ventas en caso de aumentar los precios. Finalmente, existen casos intermedios en los que puede existir un rango de precios en el cual un agente no necesariamente pivotal puede hacer ejercicio de poder de mercado, dependiendo de diferentes niveles de elasticidad de la demanda residual. Diferentes estudios han utilizado este tipo de análisis para el estudio del comportamiento de agentes en sistemas eléctricos de Alberta (Brown, & Eckert, 2021), Australia (Wolak, 2007), Italia (Bigerna, Bollino, & Polinori, 2016) y CAISO (en el contexto de la Crisis Eléctrica de California de 2001) (Prete & Hobbs, 2015).

- **Ventajas:** Este tipo de análisis considera la elasticidad entre la oferta y la demanda, además de poseer una justificación teórica debido a su demostrada relación con el Lerner Index (LI).
- **Desventajas:** No considera restricciones de transmisión al momento de crear las curvas residuales de demanda, las cuales pueden disminuir la elasticidad de esta, incrementando el potencial ejercicio de poder de mercado. Además, requiere de un conocimiento exacto de las ofertas realizadas por los agentes, información que no siempre se encuentra disponible.

### Índices Must-Run

Propuesto en (Gan & Bourcier, 2002), el **Must Run Ratio (MRR)** se define como la escasez que produciría un generador en el sistema si este sale de servicio, dividido en su capacidad total, es decir, el porcentaje de carga que se deja de abastecer al sistema con respecto a la capacidad del generador. Matemáticamente, este se representa según la expresión a continuación, donde el factor **Must Run Capacity (MRC)** corresponde a la capacidad que dejaría de abastecer el generador *A* al salir de servicio.

$$MRR = \frac{MRC \text{ of } A}{\text{Capacity of } A}$$

El objetivo principal del MRR consiste en considerar las restricciones de línea de transmisión. A partir de lo anterior, un mayor valor de este indicador refleja un mayor poder de mercado de manera local. Por lo demás, se han desarrollado índices adicionales que capturan la influencia sobre el poder de mercado de las fluctuaciones de demanda (Must-Run Share), la topología del sistema de transmisión de manera más realista (Nodal Must-Run Share), y fallas inesperadas (Expected Nodal Must-Run Share) (Wang, Xiao, & Ding, 2004). Los índices must-run han sido utilizados en la medición de poder de mercado por parte de suministradores de potencia reactiva (Feng, Zhong, & Gan, 2008).

- **Ventajas:** Los índices must-run proveen información útil respecto a lo que sucede en condiciones de congestión del sistema de transmisión (Karthikeyan et al., 2013).
- **Desventajas:** Del mismo modo que otros indicadores que miden la concentración de mercado, estos índices solo indican la posibilidad de ejercer poder de mercado, y no el ejercicio efectivo del mismo.

En base a lo anterior, la Tabla 7.1 a continuación presenta un breve resumen del uso de diferentes metodologías de monitoreo de condiciones de competencia en diferentes sistemas eléctricos de referencia.

Tabla 7.1. Resumen de metodologías de monitoreo utilizadas en sistemas de referencia.

Sistema	Principales Métricas	Descripción
<b>CAISO</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera principalmente el análisis precio-costo del sistema (price-cost markup index) e índices de pivotalidad de los agentes (PST-RSI) <sup>137</sup> .	Se analiza el comportamiento de los diferentes niveles y productos de mercado, y las dinámicas de la operación del sistema. En la experiencia de CAISO se han señalado como razonables price-cost mark-up index menores a 10% (o \$5/MWh), en base a un horizonte rodante de 12 meses; y un RSI que puede caer por debajo del 110% no más de un 5% del tiempo (idealmente el RSI debería encontrarse por sobre el 120%) <sup>138</sup> .
<b>PJM</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera el análisis precio-costo (price-cost markup de unidades), métricas de concentración (MS, HHI), y pivotalidad de los agentes (RSI, TPS test), entre otros.	Se analiza el comportamiento de los diferentes niveles y productos de mercado, y las dinámicas de la operación del sistema. Se pone especial cuidado en el análisis del impacto en los precios del sistema del price-cost markup de las unidades marginales.
<b>Italia</b>	Análisis <i>ex-post</i> considera métricas de concentración de mercado (CR3, CR5 y HHI de ofertas y ventas), pivotalidad (IOR, variante del RSI tradicional), y otras métricas que miden la participación de un agente (IOM) o tecnología (ITM) en la fijación del precio del mercado.	El análisis es relativamente acotado y sencillo, Métricas son analizadas a nivel zonal (6 zonas) y nacional, y prestan especial atención a la participación del gas en la fijación de los precios de mercado. En particular, el IOR implementado mide la residualidad <i>ex-post</i> de los agentes, en función de los volúmenes ofertados y vendidos. Se considera competitivo un mercado con un HHI<1.200; y poco competitivo si HHI>1.800.
<b>Nueva Zelanda</b>	Análisis <i>ex-post</i> en base a los resultados del mercado. Monitoreo basado en índices del esquema Structure - Conduct - Performance (SCP).	El esquema SCP evalúa la pertinencia de la periodicidad y aplicabilidad de diferentes métricas de análisis de competencia, dadas las limitaciones de tiempo, información, y costos de cómputo y análisis de los resultados. No obstante, dentro de las métricas utilizadas, se cuentan índices de concentración CR3, HHI, RSI, cost to income ratios, análisis de barreras de entrada, entre otras.
<b>Colombia</b>	Análisis <i>ex-post</i> en base a los resultados del mercado. Considera principalmente el uso de métricas de concentración de mercado (HHI) y pivotalidad (IOR).	El análisis adicionalmente presta especial atención al comportamiento de mecanismos específicos de mercado (Obligaciones de Energía Firme (OEF), asociados a los Cargos por Confiabilidad), y de tecnologías de generación en base a gas e hidroelectricidad. Se considera un nivel bajo de concentración de mercado con un HHI<1.000; y alto si HHI>1.800. Se considera pivotal un agente con IOR menor a 1 en una hora determinada. Si su IOR se encuentra entre 1 y 1,2, aún se considera posible el ejercicio de poder de mercado ante una contingencia o comportamiento cooperativo con otros agentes.

<sup>137</sup> En base a reportes anuales de CAISO. Un catálogo completo de la información e índices de monitoreo se encuentra disponible en: [CAISO: Catalog of Monitoring Data and Indices](#)

<sup>138</sup> Disponible en: [CAISO: Comments Of The California Independent System Operator Corporation Regarding the Supply Margin Assessment Screen And Related Mitigation Measures](#)

### 7.1.2. Simulaciones Basadas en Mecanismos Determinados

Aún cuando los índices antes presentados permiten identificar condiciones de potencial existencia de poder de mercado, es necesario disponer de **metodologías que permitan caracterizar el impacto que el ejercicio del poder de mercado tiene en la realidad**. En dicho contexto, cuando la estructura del mercado es del tipo oligopólica, es factible recurrir a mecanismos simplificados de interacción que se resuelven numéricamente para caracterizar los posibles estados de equilibrio del mercado.

#### Modelo de Cournot

Debido a su simplicidad, el modelo de Cournot es uno de los más utilizados en el análisis de condiciones de competencia de mercado (Kirschen & Strbac, 2004). En su versión más sencilla, el modelo considera bienes homogéneos. Ya sean dos o más las empresas que participan en el mercado, este se construye bajo el supuesto de que las empresas deciden en forma simultánea sus niveles de producción, bajo el supuesto de que estas maximizan sus utilidades tomando en consideración el comportamiento de la competencia.

El modelo de Cournot asume que las empresas cuentan con poder de mercado, por lo que las empresas eligen su nivel de producción maximizando su utilidad, para cuyo efecto cada empresa se ve enfrentada a una demanda residual. El modelo de Cournot se clasifica dentro de la categoría de juegos simultáneos, en la cual se busca aquel punto donde ninguna empresa tiene incentivos para cambiar su nivel de producción, lo cual se conoce como **Equilibrio de Nash**.

- **Ventajas:** El modelo de Cournot es sencillo de aplicar, y es uno de los más recurrentes en aplicaciones de mercados oligopólicos.
- **Desventajas:** Para algunos investigadores (Twomey et al., 2005), este no es el mejor modelo para representar el comportamiento de un mercado oligopólico de generación eléctrica, especialmente por el hecho de que las empresas ofrecen no solo cantidades, sino que también hacen ofertas de precio, caso en el cual un mejor modelo podría ser uno basado en el **Supply Function Equilibrium (SFE)**, donde la competencia es en precio y cantidad; o en el **modelo de Bertrand**, donde la competencia es en precios. De igual manera, existe evidencia sobre la dificultad para realizar predicciones cuantitativas, particularmente en sistemas eléctricos, dada la sensibilidad de los resultados respecto de supuestos de entrada (e.g., elasticidad de la demanda) (Stoft, 2002).

#### Modelo de Bertrand

El modelo de Bertrand se construye sobre los mismos supuestos del modelo de Cournot, es decir, las firmas que buscan maximizar su utilidad, tomando en consideración el comportamiento de la competencia, producen bienes homogéneos con igual costo marginal y sus decisiones son tomadas en forma simultánea. No obstante, en lugar de estrategias de cantidades de producción sobre la cual se construye el modelo de Cournot, en un modelo de Bertrand las estrategias son basadas en precio.

- **Ventajas:** Al igual que el modelo de Cournot, es sencillo de aplicar. En un modelo de Bertrand, el Equilibrio de Nash corresponde a una condición de competencia perfecta, es decir, para cada empresa lo óptimo es utilizar una estrategia donde su precio de oferta se iguale al costo marginal de producción.



- **Desventajas:** El principal punto de crítica del modelo corresponde a su hipótesis, la cual asume que cualquier estrategia de desviación de precio de alguna de las empresas implica una pérdida total de la demanda por parte de la empresa que fija el precio más alto. Esta hipótesis es considerada como extrema, dado que no considera restricciones de capacidad de los oferentes. De hecho, cuando existen restricciones de capacidad, el equilibrio se aproxima al resultado del modelo de Cournot.

### Supply Function Equilibrium

Corresponde a otro modelo para el estudio de interacciones estratégicas, donde los agentes compiten en precios y cantidades. Introducido inicialmente en (Klemperer & Meyer, 1989) para un modelo con demanda incierta, agentes simétricos y un mercado de un período, el SFE ha sido utilizado en estudios asociados a mercados eléctricos desde el trabajo realizado en (Green & Newberry, 1992).

- **Ventajas:** El modelo permite una representación más alineada con la estructura usual de los mercados eléctricos comparado con los modelos de Cournot o Bertrand, y son menos sensibles a la especificación de la demanda (Rudkevich, 2002).
- **Desventajas:** De forma similar a las otras metodologías de modelos específicos, este modelo es de poco valor cuantitativo, es altamente dependiente de parámetros y supuestos, sufre de multiplicidad de equilibrios, y requiere de información de costos y de restricciones de capacidad de los agentes.

Revisiones de múltiples estudios que han utilizado este tipo de simulaciones en el análisis de condiciones de competencia en diferentes sistemas eléctricos de referencia se presentan en (Ji & Yépez-García, 2017; Hakam, 2018; Karthikeyan, Raglend, & Kothari, 2013; Willems, Rumiantseva, & Weigt, 2009).

### 7.1.3. Análisis de Rentas Pivotales

Por último, la metodología de rentas pivotales se puede resumir como la forma de determinar las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos. En base a (Krishna, 2010), cualquier mecanismo que se utilice para subastar productos es equivalente a un mecanismo donde los agentes revelan su estructura de costos y además tienen incentivos a hacerlo de forma veraz (compatibilidad de incentivos), según lo que se denomina como **principio de la revelación**. Más aún, en cualquier mecanismo directo y compatible en incentivos, los pagos y rentas esperadas de cada firma quedan completamente determinados (salvo una constante independiente de la estructura de costos) por la asignación del mercado. En particular, a partir de lo anterior se concluye que cualquier mecanismo de asignación eficientemente entrega, salvo esta constante, las mismas rentas a todas las firmas del mercado. Finalmente, esta constante se puede determinar, para minimizar los pagos esperados, de forma que las firmas obtengan rentas no negativas, incluso en el peor de los escenarios.

Dado que una forma particular de implementar la asignación eficiente del mercado es a través de un **mecanismo Vickrey-Clarke-Groves (VCG)**, se puede concluir que los pagos de cualquier mecanismo eficiente que minimice los costos son aquellos resultado de un mecanismo VCG generalizado. Más aún, en este tipo de mecanismos las rentas económicas, también denominadas rentas pivotales, son sencillas de calcular, y están dadas por las contribuciones marginales al sistema de cada una de las firmas. A partir de lo anterior, **la pivotalidad de una firma está dada por la diferencia entre los costos del sistema cuando dicha firma no está presente y cuando esta sí lo está**. En términos matemáticos, si se considera



que existen  $N$  firmas, cada una con funciones de costo  $c_i(R_i)$  y una necesidad  $R$  que debe ser cubierta, las rentas pivotales  $\pi_i$  de la firma  $i$  vienen dadas por la expresión a continuación.

$$\pi_i = \left( \min \sum_j^N c_j(R_j) \right)_{\text{s.t. } \sum_{j \neq i} R_j \geq R} - \left( \min \sum_j^N c_j(R_j) \right)_{\text{s.t. } \sum_j R_j \geq R}$$

A partir de lo anterior, en las expresiones a continuación,  $C$  representa una cota inferior del costo total para el sistema, e  $I$  el indicador del nivel de competencia del mercado.

$$C = \sum_j^N c_j(R_j^*) + \sum_j^N \pi_j \quad I = \frac{\sum_j^N \pi_j}{\sum_j^N c_j(R_j^*)}$$

- **Ventajas:** Este indicador captura la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas del sistema. La metodología no depende de la implementación de un mecanismo determinado (e.g., Cournot, Bertrand, SFE) y considera las rentas informacionales que un agente obtendría en cualquier mecanismo con información incompleta. Además, tiene una fundamentación teórica sólida, puesto que estas son las rentas generadas por un mecanismo VCG, y más generalmente, por un mecanismo de asignación eficiente que no otorga rentas innecesarias a los agentes. Cabe destacar que el indicador ha sido utilizado en estudios previos del CEN con motivo del análisis del mercado de SSCC<sup>139</sup>.
- **Desventajas:** La metodología solamente entrega una cota inferior, cuya realización sí dependerá de las reglas del mecanismo implementado en la práctica. Al igual que el resto de las metodologías, depende de una correcta estimación del rango en que operan las funciones de costos de las firmas.

---

<sup>139</sup> Los informes donde el equipo consultor desarrolló la metodología de rentas pivotales utilizados por el CEN para el análisis del mercado de SSCC se encuentran publicados bajo el alero de la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC). Disponible en: [CEN: UMC - Reportes - Condiciones de Competencia en SSCC](#)

## 7.2. Mecanismos de Mitigación de Poder de Mercado

Es importante tener presente que **existen múltiples acepciones de la definición de poder de mercado**, las cuales tratan de explicitar en forma más precisa en qué consiste la manifestación de dicho fenómeno, el cual de forma general se define como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por sobre los niveles competitivos por un período significativo de tiempo (e.g., uno o dos años). Así entendida, por ejemplo, la regulación de sistemas en los Estados Unidos y Reino Unido reconoce esta dimensión temporal en la definición del poder de mercado, especialmente tomando en consideración el hecho de que en mercados complejos, como es el caso de los mercados eléctricos, las situaciones de potencial poder de mercado pueden aparecer constantemente. En particular, se considera que los mercados eléctricos son especialmente susceptibles al ejercicio de poder de mercado, como consecuencia directa de restricciones de transmisión, las que reducen el suministro presente en los mercados relevantes, una baja capacidad de almacenamiento de energía, y la baja elasticidad precio de la demanda eléctrica (Twomey et al., 2005). En base a lo anterior, **un mercado (o potencial mercado) donde por razones tanto de índole estructural, de diseño y/o condiciones operacionales particulares resulta (o resultaría) en precios alejados de los niveles competitivos, es un mercado donde es necesario algún tipo de intervención (o rediseño) para reducir y mitigar el potencial abuso del poder de mercado.**

Así, y en vista a la experiencia de sistemas más avanzados en el desarrollo de **mecanismos de mitigación de poder de mercado** cuando las condiciones del mercado no son las adecuadas, en esta sección se analizan dos tipos de enfoque utilizados en la limitación de poder de mercado:

**Precios máximos**, también llamados precios techo, los cuales limitan la medida en la que los generadores pueden aumentar los precios cuando los mercados no son competitivos, y que resultan mucho mayores que los costos de generación de electricidad de cualquier recurso de generación.

**Mitigación local de poder de mercado**, consistentes en un conjunto de reglas de oferta establecidas para asegurar que los resultados por debajo de los precios máximos son competitivos, las cuales limitan cuán por sobre sus costos de operación pueden ofertar las fuentes de generación en caso de que sus ofertas excedan dichos límites e impacten los resultados del mercado (las ofertas son mitigadas para reflejar los costos de producción de las unidades).

### 7.2.1. Precios Máximos

Los precios máximos o precios techo en subastas y licitaciones, en el contexto particular de mercados eléctricos, son comúnmente utilizados como medidas de mitigación frente a posibles abusos de poder de mercado de los agentes (Stoft, 2002). Lo anterior debido a que como ha sido ampliamente investigado y reportado, los mercados eléctricos son propensos a generar condiciones de baja competitividad, al estar acoplados a un sistema físico altamente complejo (Biggar & Hesamzadeh, 2014). No obstante, la implementación de estas medidas implica una serie de desafíos relacionados con el comportamiento colusorio de los agentes, los impactos en la eficiencia de corto plazo y la perturbación de señales de largo plazo para la expansión del sistema (Leautier, 2018). En mercados con suficientes condiciones de competencia, los precios máximos se utilizan bajo la expectativa de ser activados un número reducido de veces, evitando la ocurrencia de precios muy altos o el ejercicio del poder de mercado por parte de los agentes en determinadas situaciones operativas y contingencias específicas del sistema. Teniendo esto en cuenta, los precios máximos se suelen utilizar para limitar el ejercicio del

poder de mercado. Sin embargo, **estos no reemplazan el monitoreo de las condiciones de competencia en el corto plazo** u otras medidas que busquen mitigar estas prácticas. Además, un diseño de precio máximo que limite las rentas eficientes de los agentes puede generar impactos importantes en las señales económicas de largo y corto plazo del mercado.

La literatura relacionada al estudio de precios máximos en mercados eléctricos, se enfoca en el análisis cualitativo y cuantitativo de sus impactos tanto en el corto como en el largo plazo. Por un lado, **los análisis del tipo conceptual y principalmente cualitativo** toman elementos de la teoría económica de precios máximos y los llevan al contexto de mercados eléctricos, mientras que sus resultados se enfocan en describir los impactos en la asignación óptima de los recursos en el corto plazo y su posible impacto en inversiones. Por otro lado, y dada la complejidad asociada a las características particulares de los sistemas eléctricos, los **análisis cuantitativos** se basan ya sea en **modelos simplificados** de la operación de los sistemas eléctricos, los que permiten obtener resultados de naturaleza teórica a costa de una sobresimplificación de la representación del sistema eléctrico; o bien, en **metodologías empíricas, experimentales, o simulaciones de agentes**, en caso que se consideren complejidades de la dinámica operacional del sistema. Al estar basados en un número reducido de experimentos o simulaciones, los resultados producto de análisis cuantitativos pueden ser altamente dependientes del diseño de dichos escenarios de estudio. Por lo tanto, en ambos tipos de análisis, los resultados y conclusiones disponibles en la literatura son altamente dependientes de supuestos y/o casos particulares de estudio.

La imposición de precios máximos puede tener impactos tanto en la asignación eficiente de los recursos en el corto plazo como en la estabilidad de las señales de inversión necesarias para la entrada de nuevos agentes en el mediano y largo plazo. En el contexto de los mercados eléctricos, resulta particularmente relevante la determinación del **precio máximo óptimo**<sup>140</sup>. Por ejemplo, Pérez-Arriaga (2013) se muestra particularmente crítico respecto de la implementación de precios máximos, debido a los impactos que estos tendrían en la eficiencia de la operación del sistema e inversiones de largo plazo, así como por su falta de efectividad en la mitigación de poder de mercado. Lo anterior está sustentado en que la experiencia muestra que comportamientos estratégicos ocurren en todos los niveles de precios. Una visión similar se presenta en (Kahn, 2002), donde se da cuenta de los potenciales problemas del uso de precios máximos, particularmente en relación a su impacto en las señales de inversión del mercado. Hughes et al. (2002) argumentan que los reguladores debiesen evitar el uso de precios máximos para mitigar posibles precios excesivamente altos, pues la imposición de precios máximos podría ser un paliativo solamente de corto plazo, aumentando en el largo plazo los problemas que motivaron su uso en primera instancia. Similarmente, Joskow (2008) describe que los impactos del uso de precios máximos sobre los precios mayoristas podrían distorsionar las rentas necesarias para cubrir los costos de inversión de los agentes, distorsionando de esta manera las inversiones en nueva capacidad de generación. De particular relevancia es el impacto de estas medidas en períodos de demanda punta, lo que podría resultar en mantener los precios demasiado bajos, resultando en una subinversión de capacidad y excesivo racionamiento por parte de los consumidores. Adicionalmente, Joskow (2008) menciona que un diseño ideal de precios máximos, que solamente se hiciese cargo de rentas asociadas a poder de mercado, evitaría las distorsiones previamente mencionadas. Sin embargo, en la experiencia de mercados de energía en los Estados Unidos, los precios máximos habitualmente se encuentran por

---

<sup>140</sup> Si la estructura de costos de la industria fuera conocida, el precio máximo óptimo sería idéntico al precio resultado de un mecanismo de remuneración de precio uniforme bajo condiciones competitivas. No obstante, y debido a las asimetrías de información entre el regulador y los agentes del mercado, dicha estructura de costos es desconocida.

debajo del valor que estos debiesen tener en la teoría (e.g., valor del costo de falla), lo que puede resultar en períodos con niveles de precios no competitivos. Por lo demás, en dichos mercados los precios máximos por lo general no se activan. Incluso en los períodos de mayor escasez, lo cual puede ser del orden de 20 horas en un año, los precios en el mercado de energía se encuentran por debajo del nivel de precios máximos. Por lo tanto, Joskow argumenta que el impacto de otras medidas impuestas por los ISOs con el fin de mantener una operación segura y confiable del sistema deben tener un impacto más relevante que los precios máximos en las rentas de los agentes en períodos de escasez.

En la literatura también se presentan trabajos en donde se ha intentado comprender de manera experimental el impacto que pueden generar mecanismos de mitigación de poder de mercado en los sistemas eléctricos, principalmente en base a herramientas de simulación. No obstante, cabe destacar que dada la naturaleza de los resultados obtenidos, basados en metodologías experimentales o empíricas, estos son altamente dependientes del caso estudiado. Por ejemplo, el trabajo presentado en (Kiesling & Wilson, 2007) reporta la implementación de un experimento para entender el impacto de medidas de mitigación de poder de mercado donde las ofertas de algunos agentes se modifican frente a la posibilidad que dichos agentes estén ejerciendo poder de mercado. Los resultados muestran que las medidas de mitigación de control de precios en el corto plazo pueden tener impactos en las inversiones, pero que sin embargo dicho impacto es altamente dependiente de la elección de los parámetros del mecanismo de mitigación. Similarmente, en (Vossler et al., 2009) también se utiliza un esquema experimental para investigar el impacto de esquemas de precios máximos en subastas de mercados eléctricos, analizando cómo el uso de precios máximos puede incentivar a los agentes a entregar curvas de demanda planas, volviendo los precios de mercado relativamente insensibles a reducciones en la demanda. En otro trabajo relacionado (Le Coq & Orzen, 2012), se reportan los resultados de un experimento diseñado para entender cómo el comportamiento competitivo de los agentes se ve impactado por diferentes niveles de precios máximos y niveles de demanda en subastas de electricidad de precio uniforme. Los resultados muestran que en todos los casos reportados existen ineficiencias en la asignación del mercado y aunque existen **incentivos para la colusión** entre los agentes, particularmente frente a mayores valores de precios máximos y niveles de demanda, éstos no resultan en incrementos relevantes en los niveles de precios. Por último, y dado el impacto potencial de los precios máximos en las relevancia en inversiones, Le Coq et al. (2017) investigan el impacto del uso de precios máximos junto a mercados de capacidad, llegando a la conclusión de que las señales de inversión, producto de altos niveles de precios máximos, reducen la necesidad de contar con mercados de capacidad. Sin embargo, en dicho contexto el desafío consiste en calcular un nivel adecuado de precios máximos y los riesgos que puede introducir en las decisiones de inversión una volatilidad importante de precios en los mercados de corto plazo.

A partir de la experiencia internacional es posible observar que la aplicación o definición de precios máximos resulta común dentro de los mercados eléctricos (Dictuc, 2019c), destacándose el uso de precios determinados de forma administrativa y a partir de metodologías basadas principalmente en costos de oportunidad o costos nivelados con el objetivo de asegurar la recuperación de los costos de inversión asociados al servicio. Además, se destaca que el proceso de aprendizaje cumple un rol relevante en la definición y pertinencia de estos precios, a través del monitoreo de la evolución histórica de las ofertas y de la frecuencia con que se activan éstos. En particular, resulta relevante destacar que en todos estos mercados los precios máximos son utilizados bajo la expectativa de ser activados un número reducido de horas, actuando como fusibles dentro de mercados con suficientes condiciones de competencia que evitan que, ante ciertas situaciones y contingencias especiales del sistema, los precios

alcancen niveles muy altos o se realice un eventual ejercicio de poder de mercado por parte de los oferentes<sup>141</sup>. Es por lo anterior, que los precios máximos constituyen una herramienta relevante para limitar el uso de poder de mercado pero no suficiente, por lo que no constituye un reemplazo de, por ejemplo, un monitoreo de la competencia en corto plazo u otras medidas que busquen mitigar estas prácticas. Finalmente se enfatiza que debido a la complejidad de los sistemas eléctricos y el alto impacto que las restricciones técnicas tienen en la generación de condiciones momentáneamente adversas para la competencia, la definición de precios máximos cumple un importante rol dentro del desarrollo de un proceso competitivo de subastas ante escenarios puntuales de baja competitividad.

### 7.2.2. Mitigación Local de Poder de Mercado

La disponibilidad incierta de unidades de generación y tramos de la red de transmisión debido a desconexiones forzadas implica que pueden surgir condiciones operacionales particulares del sistema en las que prácticamente cualquier agente del mercado mayorista posea un poder de mercado sustancial de manera local. En consecuencia, un mecanismo de mitigación local de poder de mercado (**Local Market Power Mitigation (LMPM) Mechanism**) que proporcione una mitigación eficaz de las ofertas de los participantes es un componente necesario en todos los mercados eléctricos basados en ofertas para limitar las ofertas que presenta un generador cuando se enfrenta a un nivel de competencia insuficiente para satisfacer una necesidad energética local, en particular aquellos que operan mercados en base al concepto de **Locational Marginal Pricing (LMP)**. Un mecanismo LMPM es un procedimiento administrativo preespecificado (generalmente descrito en las reglas del mercado) que determina: (1) cuándo un proveedor tiene poder de mercado local digno de mitigación; (2) cuánto se le pagará al proveedor mitigado; y (3) cómo la cantidad que se paga al proveedor afectará los pagos recibidos por otros participantes del mercado (Wolak, 2005).

En el caso particular de CAISO, la evaluación de las condiciones de competencia mediante el dynamic competitive path assessment considera una prueba de mitigación de poder de mercado, comúnmente conocida como la prueba de tres proveedores pivotaes (**three Pivotal Supplier Test, PST**), la cual determina si existe el suficiente suministro residual para cumplir con la demanda dada una limitación de transmisión en particular, medida en función de un **Residual Supply Index (RSI)**. La PST evalúa un área local en el mercado con una restricción dada y determina si la restricción es o no competitiva. Luego, se dejan de lado los tres proveedores más importantes y se vuelve a evaluar el área local para determinar si existe suficiente oferta para satisfacer la demanda en el área. Si hay suficiente oferta para satisfacer la demanda sin los tres proveedores más grandes de la zona, los proveedores no son pivotaes y la restricción es competitiva. En caso contrario, los proveedores son pivotaes y la restricción no es competitiva, por lo que los proveedores pueden ejercer poder de mercado y están sujetos a procedimientos de mitigación.

Una vez que se completa el dynamic competitive path assessment, CAISO determina qué parte del componente de Congestión marginal del nodo de un recurso se debe a las restricciones de transmisión no competitivas, conocido como el **método de descomposición del Locational Marginal Price (LMP)**. Un componente de congestión no competitivo positivo indica el potencial de poder de mercado local, en cuyo caso dicho recurso está sujeto a mitigación. Las ofertas correspondientes a estos recursos son

---

<sup>141</sup> Por ejemplo, a 2019 en PJM, estos precios habían sido alcanzados en solo dos días en 2014, con una duración promedio por evento de 2 horas. Disponible en: [PJM: U.S. ISO/RTO Wholesale Market Caps](#)

mitigadas (reducidas) al valor más alto de la oferta de energía predeterminada del recurso (default energy bid), o al LMP competitivo en la ubicación del recurso<sup>142</sup>.

El uso de este tipo de mecanismos se ha extendido en sistemas de Norteamérica, con variaciones dependiendo del tipo de mercado considerado (e.g., energía o SSCC) y mercado eléctrico en que han sido implementados, entre otros, PJM, NYISO, ISO-NE y Ontario<sup>143</sup>. En su aplicación más amplia, algunos ISO requieren que todas las ofertas del mercado energético se basen en los costos, ya sea que afecten o no las restricciones de transmisión. Por ejemplo, CENACE en México limita todas las ofertas del mercado del día anterior en función del costo regulado auditado, más un margen del 10%, sin pruebas específicas relacionadas con el efecto de las restricciones de transmisión en las condiciones de competencia locales del sistema.

Por lo demás, los mecanismos pueden variar, entre otros aspectos, según si estos: (i) se basan en zonas geográficas predeterminadas producto de congestiones habituales del sistema de transmisión, o si estas zonas son identificadas dinámicamente en función de las condiciones operacionales particulares del sistema; (ii) se basan completamente en métricas estructurales o si complementariamente se examina si la conducta de las ofertas analizadas habría impactado los resultados del mercado (e.g., en base a pruebas de proveedores pivotaes); (iii) la metodología en base a la cual se mitigan las ofertas que fallan las pruebas; y (iv) si estos procesos se encuentran automatizados, como es en el común de los ISO de los Estados Unidos, o no (Corredor et al., 2020).

---

<sup>142</sup> Mayor información respecto del mecanismo de LMPM implementado en CAISO se encuentra disponible en: [CAISO: CCDEBE](#), y [CAISO: Local Market Power Mitigation Enhancements](#)

<sup>143</sup> Una breve revisión del mecanismo implementado en PJM se encuentra disponible en: [HoustonKemp: International review of market power mitigation measures in electricity markets](#)

### 7.3. Conclusiones Respecto de la Revisión de Esquemas de Monitoreo

Dadas las características de los sistemas físicos asociados a los mercados eléctricos, los resultados de cada una de las metodologías revisadas deben ser analizados con especial cuidado, debido a la **inexistencia de una metodología robusta que entregue resultados confiables en todos los casos**, lo que incluso es válido para problemas sencillos, con bienes homogéneos y formas de competencia estándar. Las complejidades inherentes a un bien no almacenable, que debe satisfacer una demanda en tiempo real, y donde hay restricciones físicas en la red de transmisión y sistemas de generación, implican que un indicador determinado puede entregar indicios equivocados respecto de las condiciones de competencia en ciertas situaciones.

Así, por ejemplo, indicadores como el Market Share (MS), Concentration Ratios (CR) y el Herfindahl-Hirschman Index (HHI) pueden reflejar de forma equivocada el nivel de competencia de un mercado. Cuando la capacidad ofertada se aproxima a la demanda, incluso un mercado en extremo atomizado entregará como resultado precios muy por sobre los costos marginales de producción. Por otro lado, indicadores que intentan capturar la relación entre oferta y demanda, como el Pivotal Supplier Indicator (PSI) y Residual Supply Index (RSI), entre otros, **no toman en consideración el costo marginal para el sistema que implica que un generador no se encuentre disponible**. Indicadores que estiman la demanda residual consideran los incentivos de parte de una firma para ejercer poder de mercado. Sin embargo, la estimación de la elasticidad de la demanda residual es compleja, y requiere entender el comportamiento del resto de las firmas del mercado. Es decir, requiere estimar el equilibrio de la interacción estratégica, lo cual generalmente resulta complejo y carece de robustez en cuanto a los supuestos respecto a las características y estructuras de costos de cada firma. Con todo lo anterior, y **a pesar de sus deficiencias, los indicadores estáticos analizados aún prueban ser útiles, ya que solo fallan en la detección de mercados competitivos, cuando estos no lo son** (i.e., producen falsos positivos), por lo que estos pueden ser utilizados como índices que permiten descartar preliminarmente la existencia de condiciones de competencia en ciertos mercados.

En cuanto a la simulación de equilibrios de mercado, se presentan dos problemas fundamentales. Por un lado, que requiere de suposiciones específicas respecto al mecanismo de competencia utilizado. Como los mecanismos para los cuales es factible computar equilibrios son más bien sencillos (e.g., Cournot, SFE), estos generalmente difieren de aquellos que se utilizan en la realidad. Por lo tanto, extrapolar los resultados de simulaciones a la realidad puede conllevar errores importantes. Un segundo problema es la falta de robustez de los equilibrios cuando se modifican parámetros como la elasticidad de la demanda. Incluso cuando el modelo resulta ser una buena aproximación de la realidad, pequeñas diferencias en la estimación de parámetros clave puede llevar a soluciones que difieren de los resultados en la realidad. Es por estos motivos, que los **análisis desprendidos a partir de modelos de simulación de equilibrios de mercado resultan más bien de carácter cualitativo antes que cuantitativo**.

Finalmente, **el análisis de rentas pivotaes se hace cargo de las falencias de los otros indicadores señaladas anteriormente**, y se enfoca en cuantificar la relación entre los costos debidos al poder de mercado de las empresas y aquellos costos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas. Este indicador tiene la ventaja de ser independiente del mecanismo de mercado (e.g., las reglas de subasta), tomando en consideración tanto la oferta como la demanda. En particular, el análisis de rentas pivotaes utiliza como indicador el **impacto de los costos en el sistema que se deriva de la no participación de una empresa en el mercado** (i.e., cuando esta retiene su capacidad de forma física o

económica). No obstante, es importante considerar las limitaciones y alcances de la metodología. Por un lado, las rentas indicadas por esta metodología son solo una cota inferior de los resultados que podrían ser obtenidos en la práctica. Por otro lado, y al igual que con cualquier otro indicador revisado, la metodología resulta sensible a los supuestos y parámetros de entrada considerados.



## 8. Diseño de una Metodología de Análisis de Competencia

En base a la revisión crítica de la literatura académica especializada, y la experiencia internacional de ISOs y agencias independientes especializadas en el monitoreo de condiciones de competencia presentados en las secciones anteriores, en la presente sección **se diseña una propuesta metodológica justificada para la estimación de las condiciones de competencia del mercado eléctrico chileno, adecuado a la realidad local del SEN**, caracterizado por su importante penetración de recursos hidráulicos de generación, un proceso de descarbonización en curso, y una cada vez mayor penetración de fuentes de generación ERV.

La metodología propuesta permite estimar si existen o no condiciones competitivas favorables para una transición a un esquema de mercado basado en ofertas para el caso chileno. En línea con esto, el análisis de condiciones de competencia se vuelve fundamental para poder diseñar un mecanismo de mercado bajo criterios de eficiencia económica. Así, el objetivo del análisis será identificar cuáles son los factores que podrían alejar la asignación económica asociada a un mercado competitivo, entre otros, el poder de mercado de los actores participantes, y comprender cómo diferentes elementos de diseño pueden incentivar el desarrollo de condiciones que promuevan y aseguren niveles de competencia adecuados.

Es relevante que la metodología pueda internalizar las características operativas de la operación de los sistemas de energía, razón por la cual la metodología propuesta incluye el análisis de rentas pivotaes, el cual se enfoca en cuantificar la relación entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos costos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas (Dictuc, 2019a; Dictuc, 2019b)<sup>144</sup>. Este indicador tiene la ventaja de ser independiente del mecanismo del mercado (e.g., reglas de subastas). En particular, el análisis de rentas pivotaes utiliza como indicador el impacto en los costos en el sistema que se deriva de la no participación de una empresa en el mercado. Esta diferencia es la denominada renta pivotal de dicha empresa. Su cálculo, en el contexto de los mercados eléctricos, requiere la resolución de un modelo operacional del sistema eléctrico. **Por lo tanto, a diferencia de otros indicadores, se incluye información sobre la estructura de costos de las empresas y el impacto de las limitaciones operacionales del sistema eléctrico, lo cual es fundamental en la evaluación de mercados eléctricos.**

Una vez calculadas las rentas pivotaes del sistema, se puede estimar el nivel de condiciones competitivas estructurales del mercado eléctrico, ya que las **rentas pivotaes representan un límite inferior a las rentas obtenidas en un mecanismo de asignación eficiente en la práctica**. En este sentido, la existencia de condiciones de competencia y por lo tanto una subasta, sólo se verán justificadas si el mecanismo está bien diseñado y su costo se acerca a esta cota. En particular, la pivotalidad de una empresa en la provisión de generación de energía eléctrica estará determinada por la diferencia en los costos del sistema cuando esa empresa en particular no está presente y cuando sí lo está. No obstante, cabe destacar que como cualquier indicador que se desee construir y tenga significado económico, los indicadores de rentas pivotaes son sensibles a la especificación que se haga de los agentes de la industria y sus funciones de costo.

---

<sup>144</sup> Los estudios consideraron múltiples actualizaciones adicionales en 2019 y 2020. Mayor información disponible en: [CEN: Con gran asistencia se realizó taller sobre Actualización del Informe de Servicios Complementarios](#)

En base a todo lo anterior, la **metodología de análisis de condiciones de competencia** se encuentra **basada en múltiples dimensiones, la cuantificación de indicadores diferenciados por el nivel de consideración de las características operacionales del sistema eléctrico, simulaciones operacionales *ex-post* bajo distintos escenarios de estimación de ofertas, las que permiten evaluar el impacto de estrategias de participación por parte de los agentes del mercado, y análisis de naturaleza cualitativa** enfocados en la implementación del mercado. En el caso particular de indicadores que requieren de simulaciones del funcionamiento del sistema, se utilizarán modelos de optimización al nivel del estado del arte para la operación del sistema eléctrico chileno. Lo anterior también implica la determinación y propuesta de métricas y criterios (e.g., umbrales o bandas de tolerancia) asociados al seguimiento y supervisión de las condiciones competitivas del mercado. Por lo demás, se realizan diversas sensibilidades que aseguran la consideración de distintas condiciones operacionales del sistema y mercado eléctrico. Incluso tomando en consideración la multiplicidad de indicadores, simulaciones, sensibilidades y análisis cuantitativos y cualitativos realizados, es importante recalcar que existen una serie de otras dimensiones que no necesariamente son capturadas asociadas al comportamiento de los agentes, condiciones operacionales específicas de corto plazo, y otros eventos que pueden impactar las condiciones de competencia, los cuales necesitan otro tipo de análisis complementarios. Pero incluso realizando dichos análisis, nunca será posible confirmar las condiciones de competencia, razón por la cual las medidas de mitigación y monitoreo de corto plazo seguirán siendo extremadamente importantes. Luego, el resultado de **la aplicación de la metodología general de evaluación en su conjunto permitirá solamente descartar la existencia de condiciones de competencia en el mercado eléctrico chileno.**

La estructura general básica de la metodología de análisis se representa en la Figura 8.1 a continuación.

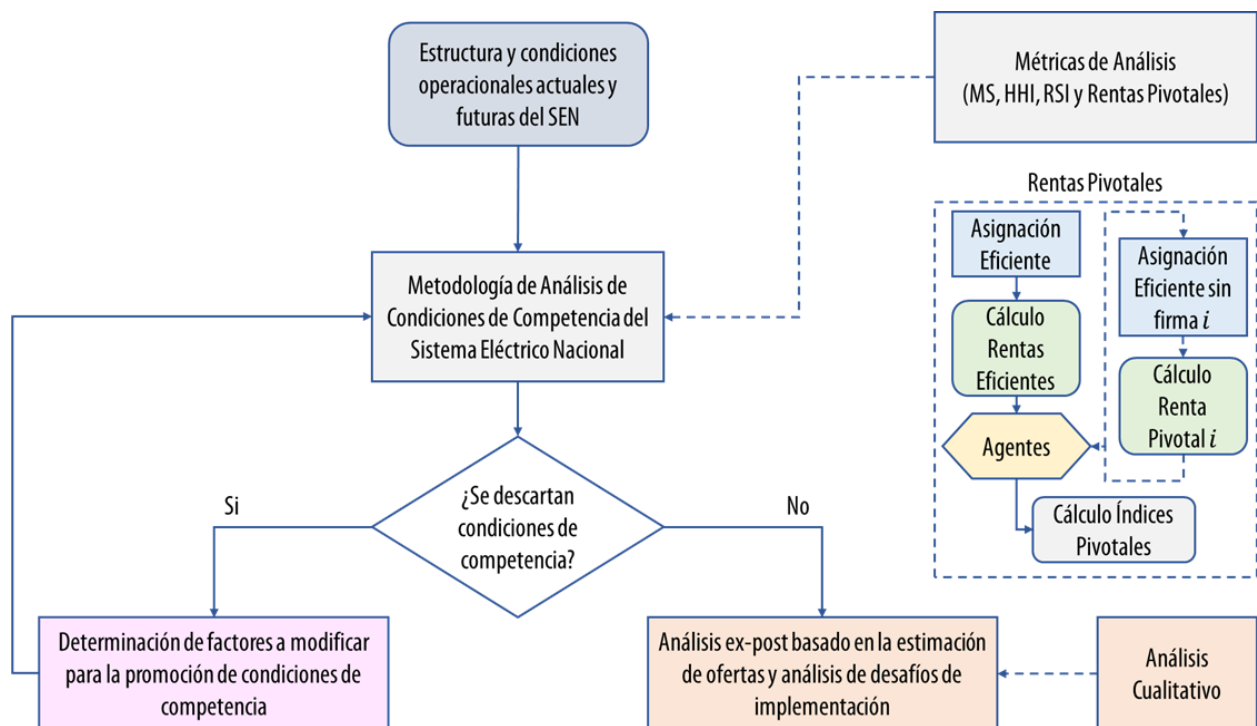


Figura 8.1. Metodología general de evaluación de condiciones de competencia.

## 8.1. Índices Estáticos

Los indicadores estáticos prescinden de factores asociados a las dinámicas propias de la operación de sistemas eléctricos, ya que en principio se construyen en base solo a la información de capacidad y disponibilidad de los oferentes, así como de los requerimientos de energía eléctrica del sistema, en un horizonte de tiempo de evaluación determinado, considerando los factores de planta de las fuentes de generación ERV que suponen cambios en la oferta del producto. En particular, se consideran los siguientes índices estáticos.

- Participación de mercado o Market Share (MS).
- Índice Herfindahl-Hirschman (HHI).
- Índice de suministro residual o Residual Supply Index (RSI).

Entendiendo la diversidad de niveles de competencia considerados razonables para cada uno de estos indicadores, los cuales difieren de un mercado eléctrico de referencia a otro, se contrastarán los resultados obtenidos para el caso chileno con los niveles observados y umbrales establecidos en otros mercados eléctricos, con el fin de evaluar la existencia de condiciones de competencia en el mercado eléctrico del SEN.

### 8.1.1. Market Share (MS)

En el contexto de este estudio, la participación de mercado o Market Share (MS) se expresa directamente como el porcentaje de participación de mercado de una firma respecto al tamaño total del mercado. Matemáticamente, dado los  $N$  agentes del mercado, el indicador queda definido por la expresión a continuación, donde  $c_i$  representa la capacidad de generación agregada del agente  $i$ , entendida como la suma de los parámetros de potencia máxima de generación de cada una de las unidades pertenecientes a la firma en cuestión. De forma complementaria, se calculará el MS en base a las tecnologías de generación del sistema.

$$MS_i = \frac{c_i}{\sum_j^N c_j}$$

### 8.1.2. Herfindahl-Hirschman Index (HHI)

En relación al cálculo de índices de MS, el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), entrega nociones adicionales respecto de los tamaños y distribución relativa del mercado entre los agentes que lo componen. Matemáticamente, el indicador se define como la suma de los MS al cuadrado de todos los agentes del mercado, según se presenta en la expresión a continuación.

$$HHI = \sum_i^N (MS_i)^2$$

### 8.1.3. Residual Supply Index (RSI)

Finalmente, el índice de suministro residual o Residual Supply Index (RSI) mide el porcentaje de la demanda que puede ser satisfecha sin considerar la capacidad de los  $i$  mayores agentes generadores,

permitiendo analizar posibles complementariedades entre las firmas más relevantes, en relación a los niveles de demanda del sistema. Lo anterior queda expresado en la fórmula a continuación.

$$RSI_i = \frac{\sum_{j \neq i}^N c_j}{D}$$

De este modo, un índice  $RSI_i$  mayor a 1 significa en la teoría que los  $i$  mayores agentes no deberían tener una mayor influencia en el mercado, ya que el resto de los agentes posee capacidad suficiente para satisfacer la demanda del mercado. Por el contrario, un mercado cuya oferta residual es pequeña en comparación con la demanda cuando un agente determinado retiene su capacidad (e.g.,  $RSI$  menor a 1), no puede ser competitivo. Sin embargo, es posible que aún cuando existe una oferta residual significativa, la estructura de costos de esta sea desfavorable, o existan incentivos a comportamientos colusorios y el ejercicio de poder de mercado, razón por la cual se requiere del análisis de múltiples indicadores de este tipo. En particular, se propone el análisis de índices  $RSI_1$ ,  $RSI_2$  y  $RSI_3$ , con el fin de dimensionar el poder de mercado que podrían ejercer de forma colusoria los principales agentes del mercado.

A partir de todo lo anterior, el indicador de MS puede ser calculado en base a la capacidad de generación por firma o por tecnología. En ambos casos, se estima considerar factores de planta representativos, particularmente en el caso de fuentes de generación ERV. Por otro lado, y particularmente en el caso de indicadores HHI y  $RSI$ , se estima que éstos debieran ser calculados de forma horaria para un horizonte de tiempo considerable, en línea con las mejores prácticas internacionales revisadas<sup>145</sup>, internalizando en su cálculo las variaciones de corto y mediano plazo de la demanda y fuentes de generación ERV.

---

<sup>145</sup> Cabe destacar que el cálculo horario del índice HHI conlleva el cálculo horario del MS de cada una de las firmas del mercado, resultando en un indicador más completo y que captura la relación entre cada una de ellas.

## 8.2. Análisis de Rentas Pivotales

El análisis de rentas pivotales presentado en la sección 7.1.3 permite la determinación de las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos. En este análisis, las rentas pivotales de una firma estarán dadas por la diferencia en los costos del sistema cuando dicha firma no está presente y cuando sí lo está dentro del mercado. En términos matemáticos, dentro de un mercado eléctrico en que el producto en cuestión a analizar corresponde a la generación de energía; si se considera que existe un conjunto de  $N$  firmas, cada una con costos de producción  $c_i(P_i, R_i)$ , y el sistema cuenta con una demanda de energía  $P$ , y requerimientos de reserva  $R$ , las **Rentas Pivotales** de la firma  $i$  se definen por la expresión a continuación.

$$\pi_i = \left( \begin{array}{l} \min \sum_j^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t. } \sum_{j \neq i}^N P_j = P \\ \sum_{j \neq i}^N R_j \geq R \\ P_i = 0 \\ R_i = 0 \end{array} \right) - \left( \begin{array}{l} \min \sum_j^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t. } \sum_j^N P_j = P \\ \sum_j^N R_j \geq R \end{array} \right)$$

Por simplicidad, se considerará que los costos de producción son separables, con lo que  $c_i(P_i, R_i) = c_{i,P}(P_i) + c_{i,R}(R_i)$ . Adicionalmente, la función  $c_{i,P}(P_i)$  se considera conocida de antemano, dado que los costos de energía actualmente se encuentran auditados, mientras que la función  $c_{i,R}(R_i)$ , para efectos de este estudio, será considerada igual a los costos de desgaste representativos por tecnología, definidos en la RE 443 de 2020 de la Comisión Nacional de Energía (desde ahora CNE)<sup>146</sup>.

Sobre las rentas pivotales, cabe destacar que las rentas en una subasta pueden provenir de dos fuentes: (i) Rentas Pivotales de Eficiencia, provenientes de lo que se considera eficiente para el mercado; y (ii) Rentas Pivotales de Poder de Mercado, provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Las **Rentas Pivotales de Eficiencia**  $\pi_{i,E}$  se definen como aquellas que obtendría una firma  $i$  en caso de ser remunerada a precio uniforme e información completa, según la expresión a continuación, donde  $p$  corresponde al precio sombra del problema resuelto por el operador del sistema:

$$\pi_{i,E} = p \cdot q_i^* - c_i(q_i^*)$$

Haciendo uso de la identidad  $\pi_i = \pi_{i,E} + \pi_{i,PM}$ , se obtiene la descomposición de las Rentas Pivotales entre las Rentas Pivotales de Eficiencia y las **Rentas Pivotales de Poder de Mercado**  $\pi_{i,PM}$ <sup>147</sup>. Luego, resulta de especial interés analizar por separado ambos tipos de rentas, para lo cual se definen los índices expuestos a continuación, que comparan la magnitud del total de rentas del sistema respecto al costo eficiente centralizado de provisión  $C^*$ , el cual en el contexto de este estudio se asumirá como los costos totales de operación del sistema por la provisión de energía y reservas. Así definidos, indicadores RPT y RPPMT bajos indicarán un mercado donde no se pueden descartar las condiciones de competencia.

<sup>146</sup> Disponible en: [CNE: RE 443 de 2020](#)

<sup>147</sup> Algunos ejemplos que ilustran la aplicación e interpretación de las rentas pivotales se presentan en el Anexo B.

- Índice de Rentas Pivales Totales (RPT):

$$RPT = \frac{\sum_i \pi_i}{C(*)}$$

- Índice de Rentas Pivales de Poder de Mercado Totales (RPPMT):

$$RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C(*)}$$

Es entonces que los indicadores de rentas pivales son una mejora por sobre los indicadores estáticos ya existentes. Estos toman en cuenta el nivel de importancia relativo (para cubrir la demanda) de cada firma, y también los costos generados por la retención o *withholding* de una firma. Adicionalmente, estas estimaciones no están relacionadas con el mecanismo específico utilizado, sino con las condiciones iniciales estructurales de un mercado particular. En particular, en este estudio se consideró un umbral para el descarte de condiciones de competencia en base al análisis de rentas pivales un valor del índice RPPMT mayor a 0,1. Esto puede ser considerado exigente, pues supone que el poder de mercado implica un aumento de a lo más un 10% de los costos totales. Esto es acotado si se considera que un sistema de costos auditados también tiene un comportamiento estratégico que induce sobrecostos.

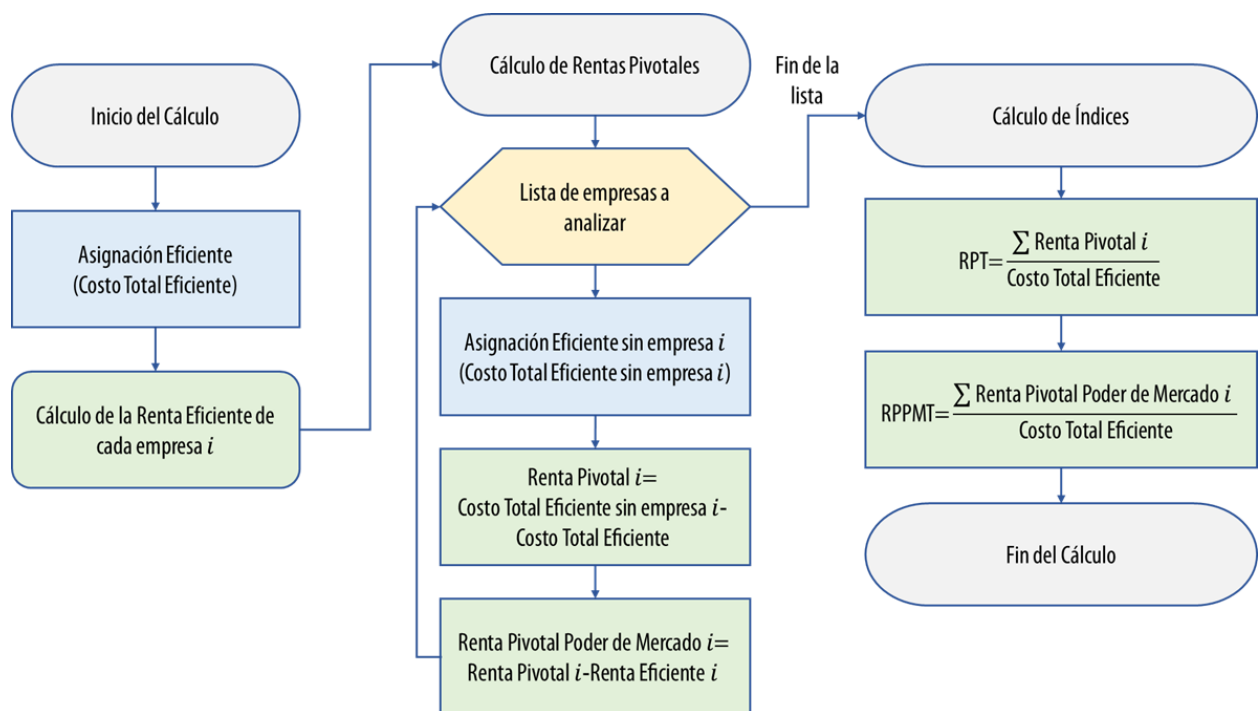


Figura 8.2. Diagrama detallado del proceso de cálculo de rentas pivales.

El proceso de cálculo de rentas pivales se encuentra en la Figura 8.2, a partir del cual se determinan: (i) Rentas Pivales; (ii) Rentas Pivales de Eficiencia; (iii) Rentas Pivales de Poder de Mercado; (iv) Índices de Rentas Pivales Totales (RPT); e (v) Índices de Rentas Pivales de Poder de Mercado Totales (RPPMT).

Para el análisis de rentas pivales, las variables más relevantes tienen que ver con los costos que enfrenta cada una de las firmas para la provisión del servicio. Dado esto, se estima necesario realizar

sensibilidades de análisis que aborden escenarios que modifiquen la curva de costo que observa el sistema. Luego, se desarrollan sensibilidades en torno a:

- Diferentes niveles de demanda.
- Diferentes costos y disponibilidad de combustibles fósiles como el carbón y el gas.
- Diferentes escenarios hidrológicos, definidos como variaciones en el valor del agua.
- Escenarios futuros de desarrollo, en particular, cambios en la composición del parque generador en cuanto al proceso de descarbonización e integración de fuentes de generación ERV.

En particular, el análisis de rentas pivotaes será realizado para las **principales firmas del sistema a nivel de capacidad instalada en el SEN**. Luego, para cada escenario y simulación pivotal, se pretenden analizar a lo menos: (i) dinámicas operacionales, y niveles de asignación por firma y tecnología; (ii) costos marginales y remuneraciones por energía en el mercado spot; y (iii) rentas pivotaes, de eficiencia, índices RPT y RPPMT, y su variación en función de las condiciones operacionales del sistema.

La implementación de la metodología requiere la consideración de semanas representativas de la operación del sistema, la estructura del SEN, la composición y mix del parque de generación, los desacoples que puedan surgir en el sistema de transmisión, su dinámica operacional característica (e.g., red hídrica), los niveles estimados de demanda y requerimientos de SSCC, entre otros elementos, todo lo cual hace necesario el uso de herramientas computacionales sofisticadas para el cálculo de escenarios óptimos de operación semanal o diaria. En particular, para la cuantificación de las rentas pivotaes, i.e., indicadores de mercado que consideran características operativas, se utiliza la plataforma NewEn Operations. Esta es una herramienta desarrollada previamente por Dictuc y validada a través de varios estudios para el CEN y la CNE, la cual permite simular la operación horaria del sistema eléctrico considerando todos los aspectos técnicos relevantes en el corto plazo, tal y como se describe en el Anexo A de este reporte.

### 8.3. Simulación de Impactos Operacionales

Finalmente, el análisis se complementará con diversas simulaciones operacionales detalladas utilizando diferentes estrategias de oferta y análisis de naturaleza cualitativa enfocados en la implementación del mercado. Estas simulaciones se enfocan en **comprender los incentivos con los que podrían contar los agentes del sistema**, en el contexto de un mercado de ofertas de energía basado en subastas de precio uniforme y la co-optimización de energía y reservas. Las simulaciones operacionales permitirán analizar el impacto sobre: dinámicas operacionales, y niveles de asignación por firma y tecnología; y costos marginales y remuneraciones por energía en el mercado spot.

Al igual que el análisis de rentas pivotaes mencionado anteriormente, estas simulaciones requerirán del uso de la plataforma NewEn Operations. Adicionalmente, **estas simulaciones suponen la estimación de ofertas** por parte de los participantes del mercado. Para esto, se consideran diferentes estrategias de ofertas posibles para unidades que no dependen de la determinación del valor del agua para su operación. Esto, en base a las estructuras de costos marginales de las unidades (actualmente auditadas), markups determinados por la pivotalidad de las firmas controladoras, y otras posibles estrategias colusorias o unilaterales, en un intento por hacer ejercicio de poder de mercado.

Por otro lado, las simulaciones operacionales consideran diferentes realizaciones respecto a la **participación de la importante capacidad de generación hidráulica** (que actualmente depende de la determinación del valor del agua para su operación) en un mercado de ofertas en el caso de Chile, permitiendo analizar los desafíos que esto supondría. En particular, se analizará el impacto cuando los generadores pertenecientes a la red hídrica del sistema no proveen ofertas (i.e., se asume una coordinación centralizada de estas unidades por parte del CEN), y cuando estos realizan estrategias extremas de oferta (e.g., realizan ofertas nulas por los recursos, o la retención total de estos).

Con todo lo anterior, el análisis de rentas pivotaes y simulaciones operacionales permitirán comprender el rol, incentivos y potencial ejercicio de poder de mercado de parte de firmas particulares; así como analizar los desafíos que supone la participación de la importante capacidad de generación hidráulica en un mercado de ofertas en el caso de Chile. Todos estos análisis de naturaleza cuantitativa se complementan con la posterior discusión sobre requerimientos para la implementación y ejecución efectiva de un mercado basado en ofertas en Chile, definiendo etapas y elementos críticos a considerar en una futura transición hacia este esquema de mercado en Chile, de tal forma de materializar las posibles condiciones de competencia del sistema.



## 9. Estimación de las Condiciones de Competencia en Chile

En la presente sección se presentan los resultados de la aplicación de la metodología propuesta para el análisis de condiciones de competencia en el sistema eléctrico chileno. Esta considera la evaluación de indicadores estáticos (i.e., MS, HHI y RSI), el análisis de rentas pivotaes, y la simulación de impactos en condiciones operacionales específicas, en base a simulaciones llevadas a cabo en un modelo de pre-despacho del sistema eléctrico chileno que considera todas las restricciones operacionales relevantes, e información pública disponible dispuesta por el CEN<sup>148</sup>.

En específico, el análisis a realizar se centra en las principales firmas en el SEN, las que debido a su volumen de recursos disponibles suponen un mayor riesgo de contar con potencial poder de mercado. En la Tabla 9.1 a continuación se presenta la composición tecnológica del sistema y de sus 6 compañías principales en función de su capacidad instalada, las que aglomeran un total de 17,16 GW de capacidad instalada, lo que corresponde a un 63,7% del actual parque generador.

Tabla 9.1. Mix tecnológico de las principales firmas del SEN<sup>149</sup> (MW).

Firma	Enel Gen.	Colbún	AES Gener	Engie	Grupo AME-EDF	Tamakaya Energía	Total Sistema
Cap. Inst.	7.457	3.308	3.299	1.844	711	538	26.934
Carbón	350	370	2.860	962	0	0	4.904
GAS/GLP	2.040	1.085	0	688	339	538	5.088
Diésel/Fuel Oil	106	207	65	93	373	0	2.468
Hidro A	3.135	1.391	0	34	0	0	4.561
Hidro B	90	246	271	10	0	0	1.716
Hidro C	284	0	0	0	0	0	536
Solar	810	9	90	9	0	0	4.540
Eólica	642	0	0	48	0	0	2.545
Biomasa	0	0	13	0	0	0	466
Otras	0	0	0	0	0	0	111

Para comprender cómo la capacidad instalada por compañía se relaciona con su concentración del mercado, se distinguen dos ejercicios en el cálculo de indicadores de concentración, el análisis de rentas pivotaes y simulaciones operacionales. En particular, se consideran dos conjuntos de escenarios, diferenciados por supuestos respecto de la capacidad del parque generador del sistema:

<sup>148</sup> Para mayor detalle respecto de la modelación del problema, supuestos e información considerados para el análisis, ver los Anexos C, Modelo de Pre-despacho, y D, Base de Datos del SEN.

<sup>149</sup> Esto, a partir de la información pública disponible dispuesta por el CEN a abril del año 2021.

- **Capacidad Potencial (CP):** Con el fin de obtener resultados en relación a la evaluación de las **condiciones estructurales** actuales del sistema, se decide diseñar un conjunto de escenarios que dan cuenta de la Capacidad Potencial de generación del sistema.

Para ello, se consideró el parque generador actual, correspondiente al mes de abril de 2021, asumiendo una disponibilidad completa de parte de la generación despachable, adaptado a las condiciones operacionales (i.e., disponibilidad de recursos renovables variables y de demanda, recursos hidráulicos y sistema de transporte, etc.) de cuatro semanas representativas consideradas en este estudio, descritas en el Anexo D, correspondientes a semanas de enero, abril, julio y octubre de 2020. Bajo el mismo criterio, la disponibilidad de GNL se considera al máximo de generación posible semanal y no se consideran condiciones de inflexibilidad, por lo que todo el combustible GNL se encuentra valorizado a su costo real.

- **Capacidad Efectiva (CE):** En segundo lugar, y con el fin de evaluar el impacto de las **condiciones de corto plazo** del sistema, se tomaron en consideración escenarios con la Capacidad Efectiva de generación del sistema.

Estos escenarios consideran (adicionalmente) la **indisponibilidad de corto plazo** de fuentes de generación, combustible y medidas adicionales del CEN, particularmente de aquellas tecnologías de generación despachable. En base a lo anterior, estos reflejan las condiciones utilizadas por el CEN en su proceso de programación de la operación del día anterior para el conjunto de semanas representativas consideradas en este estudio, descritas en el Anexo D, correspondientes a semanas de enero, abril, julio y octubre de 2020.

## 9.1. Indicadores de Concentración

Como fue descrito anteriormente, el análisis de indicadores de concentración se diferencia para el caso de Capacidad Potencial y Capacidad Efectiva del SEN.

### 9.1.1. Capacidad Potencial

En la Figura 9.1 a continuación se presenta la Capacidad Potencial de generación de las principales firmas del sistema, junto con la demanda promedio anual del SEN. **La Capacidad Potencial del parque de generación considera los factores de planta de todas aquellas centrales con recursos renovables variables.** En total, se cuenta con una Capacidad Potencial de 20.475,45 MW. Por otro lado, la demanda promedio anual se basa en la demanda de las cuatro semanas representativas consideradas en este estudio. En total, se cuenta una demanda promedio anual de 8.194,37 MW. Adicionalmente, se presenta el Market Share de cada una de estas. En particular, las cuatro principales firmas del sistema presentan una participación relevante, agregando cerca del 70% del mercado.

Luego, en la Figura 9.2 se presenta la curva de duración del índice HHI, calculado en base al Market Share horario para cada una de las semanas representativas consideradas en el desarrollo de este estudio, capturando el impacto que producen los factores de planta en fuentes de generación ERV. Este obtiene un valor promedio de 1.507, lo que está en el rango de valores razonables para este indicador (tomando en cuenta las limitaciones del mismo), menores a 1.800, umbral sobre el cual se considera un mercado cuenta con un alto nivel de concentración y resulta poco competitivo, según también se puede apreciar en la experiencia internacional de sistemas en Italia y Colombia.

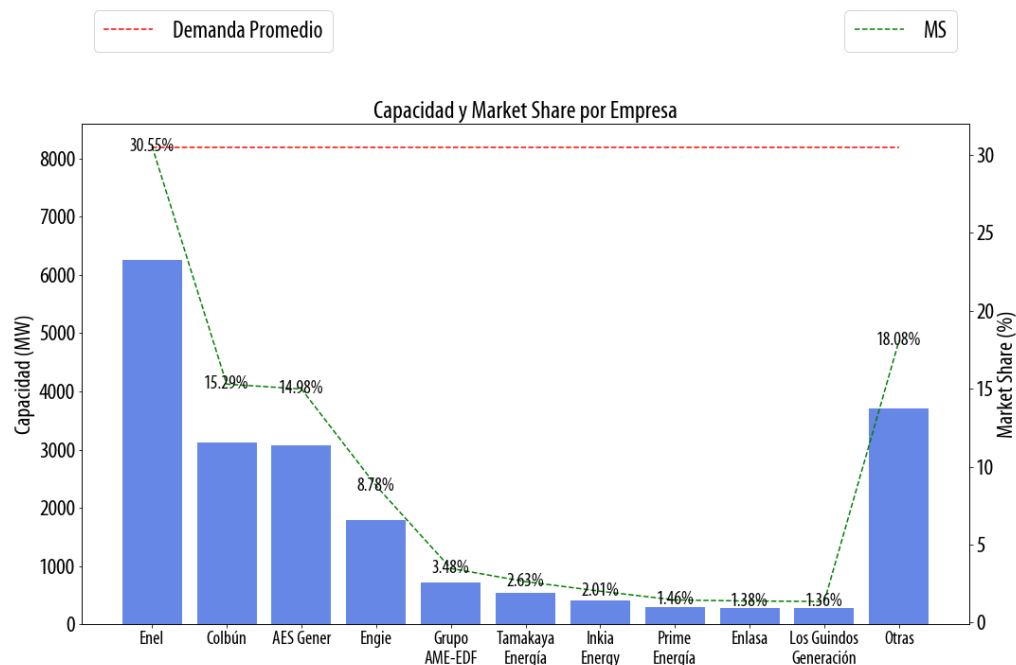


Figura 9.1. Capacidad y Market Share por empresa frente a la demanda promedio del sistema (Capacidad Potencial).

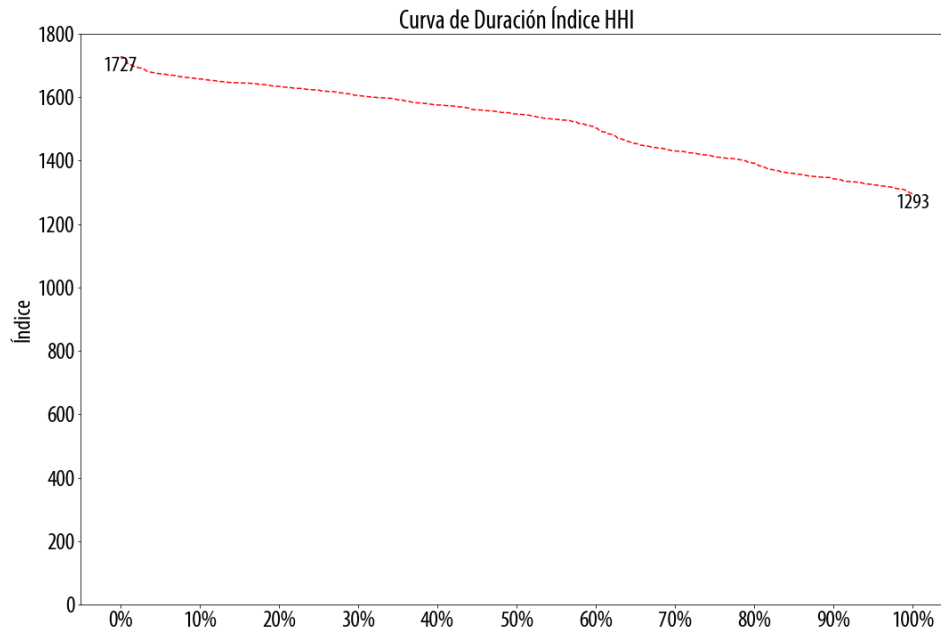


Figura 9.2. Curva de duración del índice HHI de las firmas a nivel anual (Capacidad Potencial).

Adicionalmente, en la Figura 9.3 se presentan las curvas de duración de los índices RSI obtenidos. Además, la Tabla 9.2 presenta un resumen de los mismos. Con todo lo anterior, los resultados obtenidos dan cuenta de la incapacidad de los principales actores de comprometer la suficiencia del suministro por sí mismos cuando se considera esta capacidad de generación potencial. En particular, se observa cómo los índices RSI-1 y RSI-2 no alcanzan niveles por debajo del 100% dentro del horizonte de evaluación.

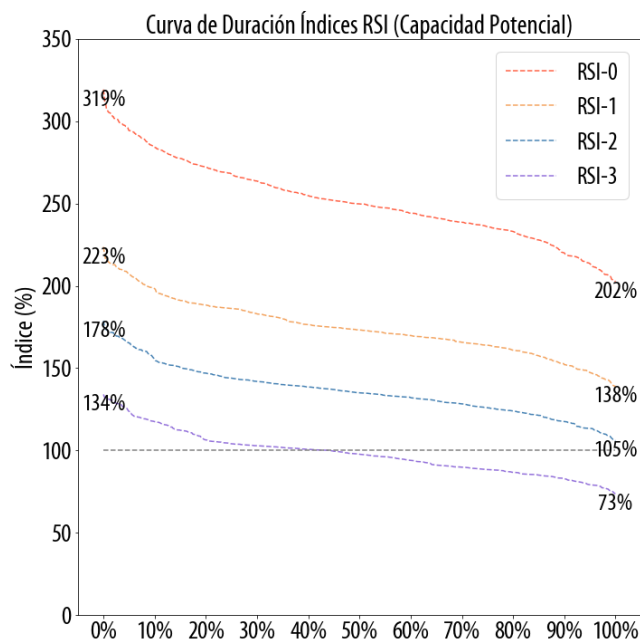


Figura 9.3. Curvas de duración del índice RSI de las firmas a nivel anual (Capacidad Potencial).

Tabla 9.2. Resumen índices RSI obtenidos (Capacidad Potencial).

Índice	Firmas Excluidas	Valor Promedio
RSI-0	Ninguna	250%
RSI-1	Enel Generación	174%
RSI-2	Enel Generación y Colbún	135%
RSI-3	Enel Generación, Colbún y AES Gener	98%

Finalmente, la Figura 9.4 presenta la Capacidad Potencial por tecnología, junto con la demanda promedio anual del SEN. A partir de esta, se puede observar la relevancia de las fuentes de generación en base a combustibles fósiles, junto con la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema

150

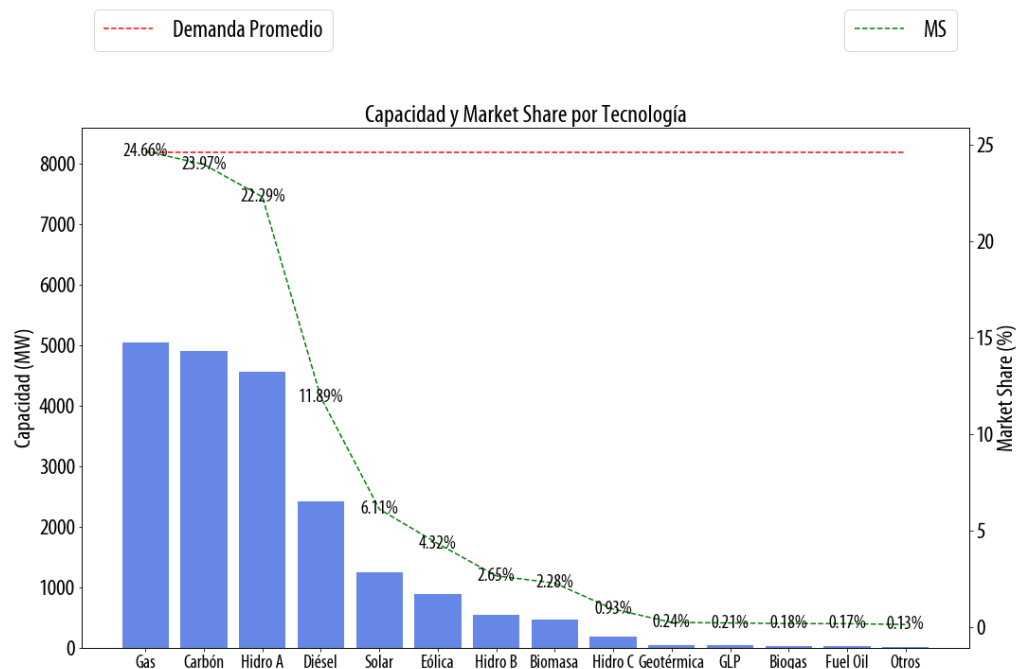


Figura 9.4. Capacidad y Market Share tecnológico frente a la demanda promedio del sistema (Capacidad Potencial).

### 9.1.2. Capacidad Efectiva

En la Figura 9.5 se presenta la capacidad de las principales firmas del sistema, junto con la demanda promedio anual del SEN, en el caso en que solo se considera la Capacidad Efectiva del sistema. La capacidad de generación considera los factores de capacidad de todas las centrales del sistema para las

<sup>150</sup> Según su tratamiento en la base de datos de Plexos del CEN, la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema se clasifica como Hidro A, para aquellas unidades cuya gestión está vinculada o conectada a centrales con capacidad de regulación, por lo que sus caudales de entrada dependen también del agua extraída de embalses aguas arriba y del valor del agua correspondiente, determinado en etapas previas de la Programación de la Operación. Por otro lado, las tecnologías de generación Hidro B e Hidro C hacen referencia a fuentes de generación hidráulicas de pasada de mayor y menor tamaño que no dependen de la gestión de un embalse.

cuatro semanas representativas consideradas en este estudio, lo que por cierto considera las indisponibilidades y mantenimientos de centrales de generación, así como los factores de planta de todas aquellas centrales con recursos renovables variables. Para estos efectos, esta se considera como la Capacidad Efectiva del sistema. En total, se cuenta con una Capacidad Efectiva de 13.903,30 MW. Por otro lado, la demanda promedio anual se basa en la demanda de las cuatro semanas representativas consideradas en este estudio. En total, se cuenta una demanda promedio anual de 8.194,37 MW. En base a lo anterior, se presenta el Market Share de las mayores firmas presentes.

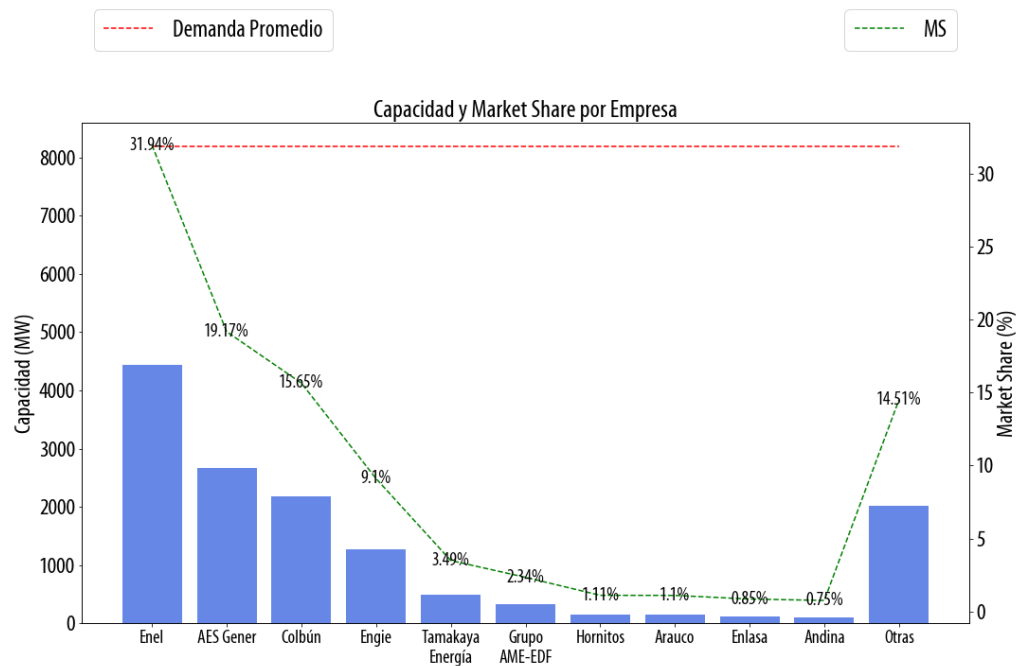


Figura 9.5. Capacidad y Market Share por empresa frente a la demanda promedio del sistema (Capacidad Efectiva).

A partir de la figura, es posible observar que ninguna de las firmas presentes es capaz de cumplir por sí misma con los requerimientos de demanda promedio del SEN, mientras que las cuatro principales firmas cuentan con una participación conjunta que bordea el 76% del mercado.

Luego, en la Figura 9.6 a continuación, se presenta la curva de duración del índice HHI calculado bajo los mismos supuestos presentados para la Capacidad Potencial. Este indicador obtiene un valor promedio de 1.748, mayor a los 1.507 expuestos anteriormente, lo que sin embargo continúa en el rango de valores aceptables para este indicador (tomando en cuenta las limitaciones del mismo). Lo que se relaciona con la distribución de la concentración de mercado presentada en la figura anterior, producto de la disponibilidad real de capacidad de generación del sistema declarada en las semanas de referencia, las que incorporan de forma adicional a los factores de planta de centrales de generación ERV, la disponibilidad de fuentes de generación despachable.

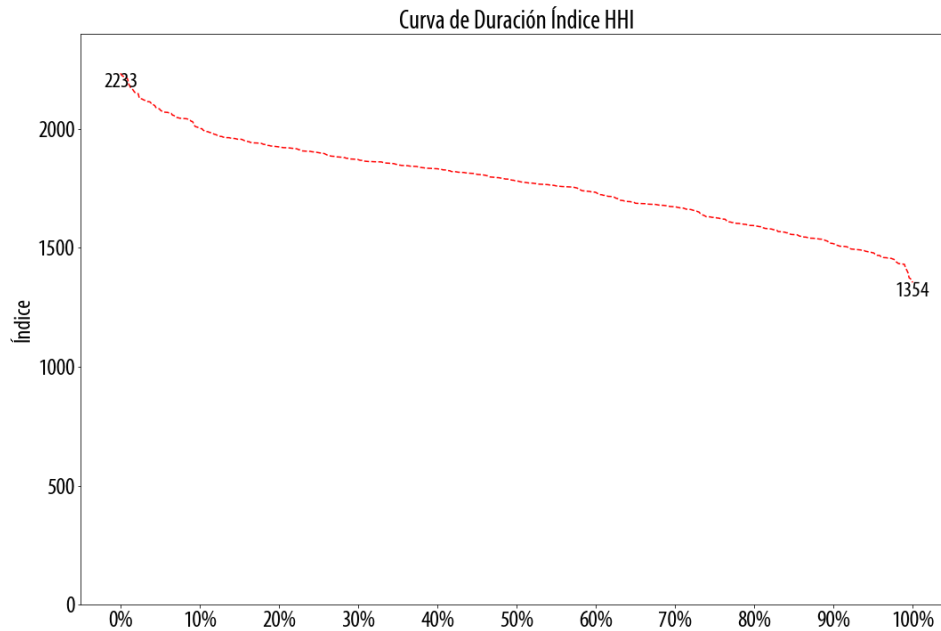


Figura 9.6. Curva de duración del índice HHI de las firmas a nivel anual (Capacidad Efectiva).

Adicionalmente, se presentan las curvas de duración de los índices RSI obtenidos en la Figura 9.7. Un resumen de los mismos se presentan en la Tabla 9.3. Los resultados obtenidos dan cuenta de la reducida sobrecapacidad de generación disponible respecto de la demanda del sistema durante el horizonte de evaluación. Lo anterior se evidencia en que la sobrecapacidad de generación alcanza una cota inferior de apenas un 130%, alcanzando valores menores a 100% cuando se descuenta la capacidad de generación de una o varias de las principales firmas del sistema.

Tabla 9.3. Resumen índices RSI obtenidos (Capacidad Efectiva).

Índice	Firmas Excluidas	Valor Promedio
<b>RSI-0</b>	Ninguna	170%
<b>RSI-1</b>	Enel Generación	115%
<b>RSI-2</b>	Enel Generación y AES Gener	83%
<b>RSI-3</b>	Enel Generación, AES Gener y Colbún	56%

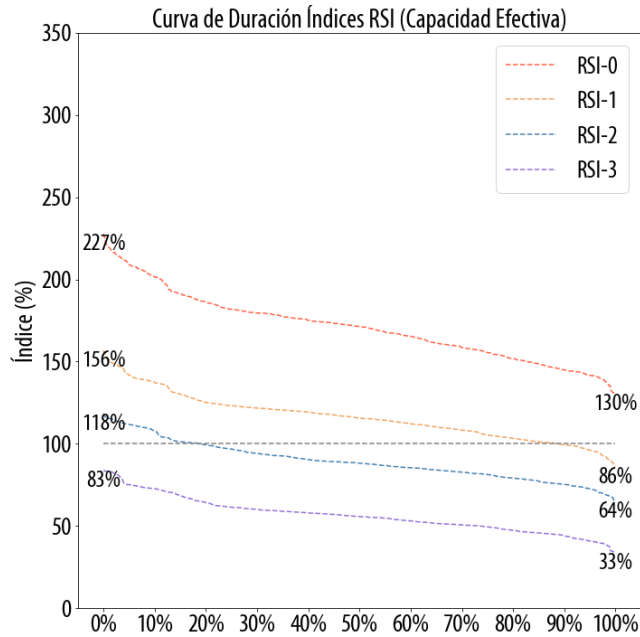


Figura 9.7. Curvas de duración del índice RSI de las firmas a nivel anual (Capacidad Efectiva).

En línea y de forma complementaria al análisis ya realizado, la Figura 9.8 a continuación presenta la Capacidad Efectiva por tecnología, junto con la demanda promedio anual del SEN. Adicionalmente, se presenta el Market Share de cada una de estas. A partir de estas, se puede observar una disminuida capacidad de generación en base a gas y diésel, producto de las indisponibilidades antes mencionadas.

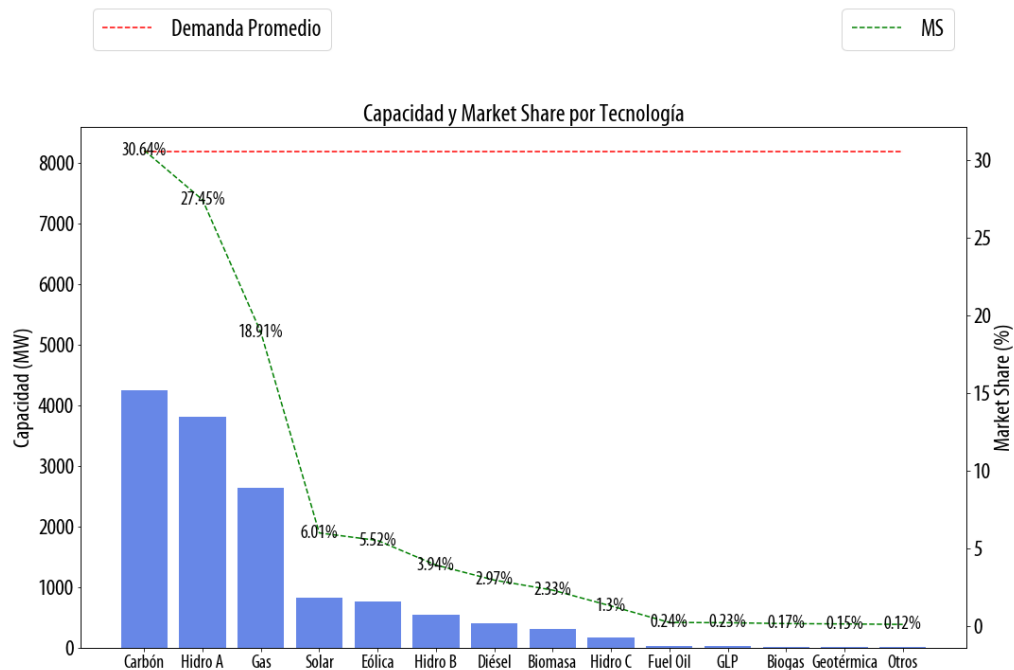


Figura 9.8. Capacidad y Market Share tecnológico frente a la demanda promedio del sistema (Capacidad Efectiva).

Es importante hacer notar que estos resultados son altamente **dependientes de las condiciones de corto plazo** donde la Capacidad Potencial del sistema se ve fuertemente reducida. A partir de los



resultados obtenidos, la disponibilidad del parque generador presentada en las bases de datos de Plexos disponibles por el CEN para las semanas representativas escogidas resulta en una Capacidad Efectiva restringida en comparación con la capacidad instalada del sistema. Mientras que la Capacidad Potencial asciende al 76% de la capacidad instalada, la Capacidad Efectiva se reduce a aproximadamente el 56% de la capacidad total de generación instalada.

Como se ha discutido anteriormente, los indicadores de capacidad son sólo una primera aproximación al problema y requieren ser utilizados con cuidado a la hora de analizar el potencial poder de mercado de las distintas empresas en un sistema de subastas. La razón de esto es que miden la posibilidad de ofertar un producto, y no los costos que esto involucra para cada una de las empresas. Sin embargo, una primera mirada permite al menos descartar condiciones de competencia si la oferta se encuentra demasiado concentrada; o bien, si la oferta potencial se encuentra demasiado cerca de la demanda.

En este contexto, las Figuras 9.1. y 9.2 no permiten en primera instancia descartar las condiciones de competencia cuando se considera la Capacidad Potencial del sistema. Si bien las cuatro firmas principales constituyen una proporción significativa de la oferta total, en torno al 70% (concentrando la principal de estas por sí misma en torno al 31% del mercado), el indicador HHI se ubica dentro de rangos aceptables, resultado menor a 2.000 a lo largo del horizonte de evaluación. Consistente con lo anterior, la Figura 9.3 indica que al no considerarse la oferta incluso de las dos firmas más grandes, el índice RSI-2 superaría el 100% a lo largo de todo el horizonte de evaluación, reflejando la capacidad del sistema de satisfacer la demanda aún en ausencia de estos actores. No obstante, cabe destacar que el índice RSI-3 se encontraría por debajo del umbral del 100% en cerca de un 60% del horizonte de tiempo, lo que es un indicador que entrega información para considerar un potencial descarte de condiciones de competencia para ciertos escenarios. **Esto requiere mayores análisis considerados por el resto de la metodología implementada.**

Por otro lado, tanto el análisis de participación de mercado como el de HHI no cambian significativamente si se considera sólo la Capacidad Efectiva de las firmas, este último indicador solo supera el umbral de 2.000 en cerca de un 10% del período. Esto indica que la indisponibilidad se distribuye de forma aproximadamente proporcional entre las empresas que participan. **Sin embargo, y como es de esperar, al utilizar la Capacidad Efectiva los indicadores RSI comienzan a proporcionar información que requiere de un mayor análisis.** Así, tal y como se presenta en la Figura 9.7, el RSI-1 falla la prueba en torno a un 10% del horizonte de tiempo, i.e., basta con la salida de una firma para que no esté garantizado que el sistema pueda cubrir toda la demanda, mientras que el índice RSI-3 falla la prueba a lo largo de todo el horizonte de evaluación.

En base a lo anterior, la primera conclusión que se desprende es que la **diferencia entre la Capacidad Potencial y la Capacidad Efectiva del sistema juega un rol crítico, la cual debe ser analizada en profundidad.** Es crucial entender si es posible acercar la Capacidad Efectiva a la Capacidad Potencial, si los niveles de indisponibilidad son técnicos o vienen dados por consideraciones estratégicas u otros elementos asociados a la operación del sistema eléctrico, y hasta qué punto estos niveles pueden ser disminuidos bajo un mecanismo de mercado basado en ofertas. Si la indisponibilidad responde a razones técnicas, y no depende del mecanismo empleado, la situación resultante podría ser problemática para la competencia del sistema. Sin embargo, si la indisponibilidad es definida por el operador del sistema, o es modificada hoy por las empresas para ejercer poder de mercado, se debiera esperar una Capacidad

Efectiva mucho más cercana a la Capacidad Potencial, y por lo tanto, mejores condiciones de competencia.

## 9.2. Análisis de Rentas Pivotaes

El **poder de mercado de una firma está relacionado con su capacidad de ofertar por encima del costo marginal**, lo cual puede deberse a razones de eficiencia y de su posibilidad de alterar el precio de cierre de una subasta. En este contexto, las rentas pivotaes entregan una cota inferior respecto a las rentas que podría obtener un agente en un mecanismo de asignación eficiente. La metodología presentada estima estas rentas y además las **descompone** entre rentas de eficiencia y rentas de poder de mercado, tal y como se presentó en la sección 8.2.

En el caso de sistemas eléctricos, es crítico considerar aspectos operacionales que pueden generar condiciones para posiciones dominantes. Es por esta razón que el análisis de rentas pivotaes considera simulaciones llevadas a cabo sobre un modelo de pre-despacho con variables binarias relajadas que representa al SEN, considerando una co-optimización de energía y reservas, el uso de semanas representativas y un conjunto de restricciones operacionales relevantes, tales como restricciones de rampa, tiempos mínimos de encendido y apagado, la red hídrica del sistema, restricciones de GNL, entre otras.

En este análisis, las rentas pivotaes de una firma estarán dadas por la diferencia en los costos del sistema cuando dicha firma no está presente y cuando sí lo está. Adicionalmente, cabe destacar que las rentas en una subasta pueden provenir de dos fuentes: (i) Rentas Pivotaes de Eficiencia, provenientes de lo que se considera una asignación eficiente para el mercado; y (ii) Rentas Pivotaes de Poder de Mercado, provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Las **Rentas Pivotaes de Eficiencia**  $\pi_{i,E}$  se definen como aquellas que obtendría una firma  $i$  en caso de ser remunerada a precio uniforme e información completa. Luego, haciendo uso de la identidad  $\pi_i = \pi_{i,E} + \pi_{i,PM}$ , se obtiene la descomposición de las Rentas Pivotaes entre las Rentas Pivotaes de Eficiencia y las **Rentas Pivotaes de Poder de Mercado**  $\pi_{i,PM}$ .

De esta manera, se definen los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y Rentas Pivotaes de Poder de Mercado Totales (RPPMT), los que dan cuenta de la magnitud total de las Rentas Pivotaes y de las Rentas Pivotaes de Poder de Mercado, respectivamente, en relación al costo eficiente centralizado de provisión  $C^*$ , según se describe a continuación y cuyo proceso de cálculo se representa en la Figura 9.9. En el contexto de este estudio dicho costo eficiente centralizado se asumirá como el costo total de operación del sistema por la provisión de energía y reservas.

- **Índice de Rentas Pivotaes Totales (RPT):** 
$$RPT = \frac{\sum_i \pi_i}{C^*}$$
- **Índice de Rentas Pivotaes de Poder de Mercado Totales (RPPMT):** 
$$RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C^*}$$

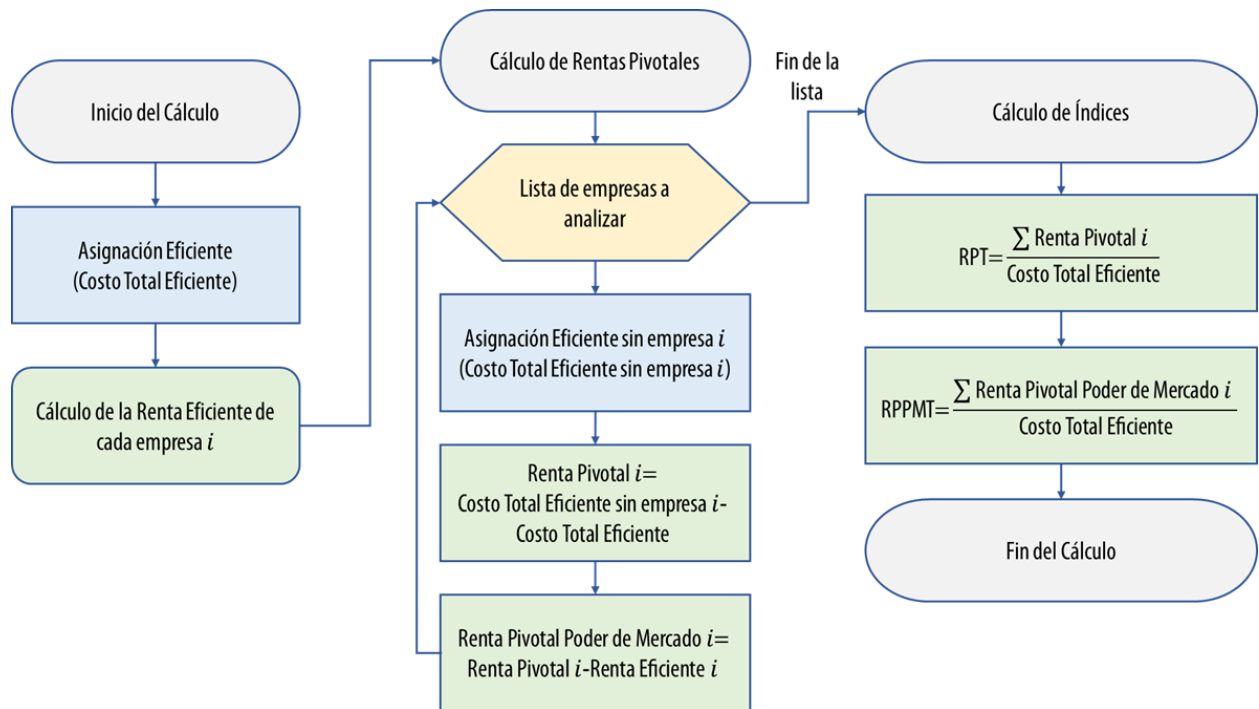


Figura 9.9. Diagrama detallado del proceso de cálculo de rentas pivotaes.

Como se ha mencionado anteriormente, estos indicadores de rentas pivotaes son una mejora por sobre los indicadores estáticos ya existentes, ya que consideran el nivel de importancia relativo (para cubrir la demanda) de cada firma, y también los costos generados por la retención o *withholding* de una firma. Valores bajos para los indicadores RPT y RPPMT indicarán un mercado donde no se pueden descartar las condiciones de competencia. En particular, el análisis de rentas pivotaes se realiza evaluando los impactos en costos asociados a las **principales firmas del sistema a nivel de capacidad instalada en el SEN**, considerando de esta manera un grupo de seis firmas conformado por Enel, Colbún, AES Gener, Engie, el Grupo AME-EDF y Tamakaya Energía.

Respecto al conjunto de escenarios a evaluar, al igual que para el análisis de indicadores de concentración, cabe analizar diferentes escenarios dada la Capacidad Potencial y Capacidad Efectiva del sistema<sup>151</sup>. En este punto, cabe destacar los desafíos relacionados al manejo estratégico de los recursos hidráulicos. Dichos recursos representan una importante fuente de generación flexible, y actualmente se encuentran sujetos a la gestión centralizada y determinación del valor del recurso por parte del operador del sistema. Lo anterior debido principalmente a grandes embalses con capacidad de regulación interanual y demandas del recurso agua que deben ser satisfechas. Luego, resulta relevante analizar el impacto en la evaluación de las condiciones de competencia del sistema cuando se distinguen esquemas de ofertas en los que la generación hidráulica se encuentra abierta a la participación dentro del mercado, y cuando esta permanece dentro de un esquema de coordinación centralizada como el actual. Por otro lado, el análisis previamente descrito se puede considerar particularmente pesimista, ya que asume que no existe un nivel de contratación de largo plazo de los generadores con gran participación en el mercado, factor que se conoce limita el incentivo al abuso de poder de mercado de las firmas, y

<sup>151</sup> Al igual que para el análisis de indicadores de concentración, los escenarios de análisis de rentas pivotaes se constituyen por el conjunto de cuatro semanas representativas, las que dan cuenta de la variación de las características operacionales del sistema a lo largo del año, según fuera descrito en las secciones anteriores y en el Anexo D.

que por lo tanto aumenta la competitividad del sistema. Por esta razón, se considera necesario evaluar cómo la posición de contratación efectiva a largo plazo de las firmas del sistema impacta el cálculo de los índices de rentas pivotaes. A partir de lo anterior, los principales escenarios de análisis de rentas pivotaes se describen a continuación:

- **Escenarios con Capacidad Potencial:** Enfocados en la evaluación de las condiciones estructurales actuales del sistema.
  - **Recursos Hidráulicos Descentralizados (Caso Base):** El análisis inicial supone que los recursos hídricos son descentralizados, i.e., estos forman parte del portafolio de oferta de las firmas.
  - **Gestión Centralizada de Recursos Hidráulicos:** Recursos hídricos son gestionados de forma centralizada, i.e., estos recursos no son considerados dentro del análisis de rentas pivotaes y su capacidad de generación no es excluida junto al resto de la capacidad de la firma que la controla.
  - **Contratación a Largo Plazo:** Dados recursos hídricos descentralizados, las firmas cuentan con contratación a largo plazo, en este caso, igual al 50% de su capacidad, por lo que para cada firma bajo análisis solo reduce el 50% la capacidad de generación en su ejercicio de pivotalidad (y no el 100%, como en el resto de los escenarios).
  
- **Escenarios con Capacidad Efectiva:** Enfocados en la evaluación del impacto de las condiciones de corto plazo del sistema.
  - **Recursos Hidráulicos Descentralizados (Caso Base):** El análisis inicial supone que los recursos hídricos son descentralizados, i.e., estos forman parte del portafolio de oferta de las firmas.
  - **Gestión Centralizada de Recursos Hidráulicos:** Recursos hídricos son gestionados de forma centralizada, i.e., estos recursos no son considerados dentro del análisis de rentas pivotaes y su capacidad de generación no es excluida junto al resto de la capacidad de la firma que la controla.
  - **Contratación a Largo Plazo:** Dados recursos hídricos descentralizados, las firmas cuentan con contratación a largo plazo, en este caso, igual al 50% de su capacidad, por lo que para cada firma bajo análisis solo reduce el 50% la capacidad de generación en su ejercicio de pivotalidad (y no el 100%, como en el resto de los escenarios).

Así definidos, la Figura 9.10 y 9.11 a continuación presentan respectivamente la comparación de indicadores RPT y RPPMT para los principales escenarios de análisis de rentas pivotaes.

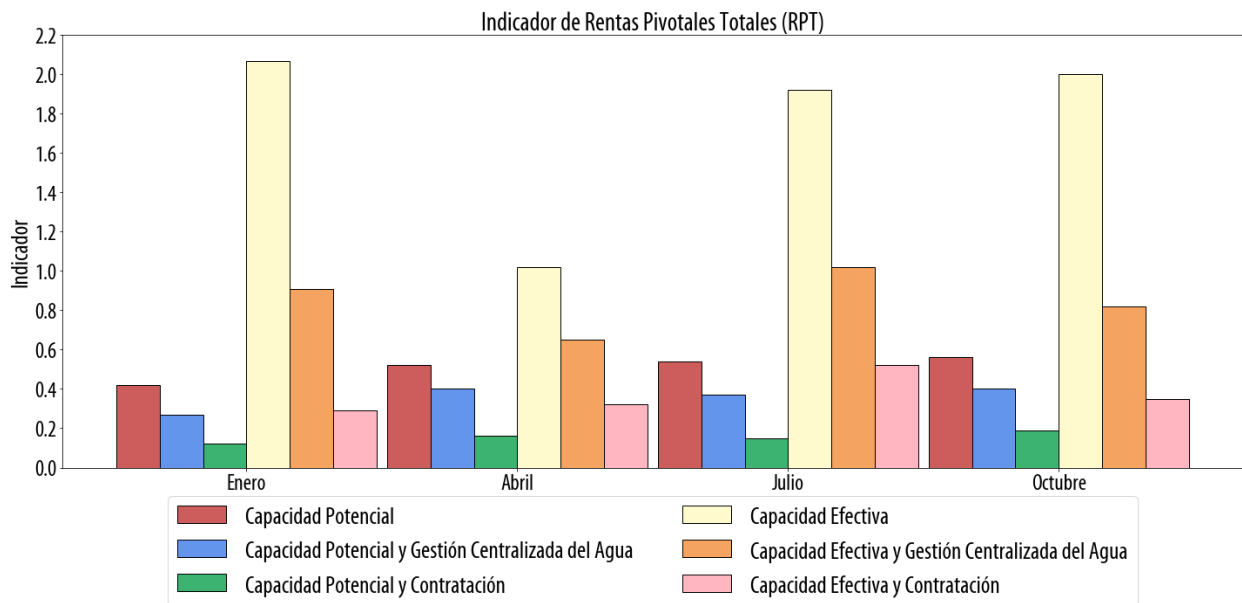


Figura 9.10. Comparación del indicador RPT para los principales escenarios de análisis.

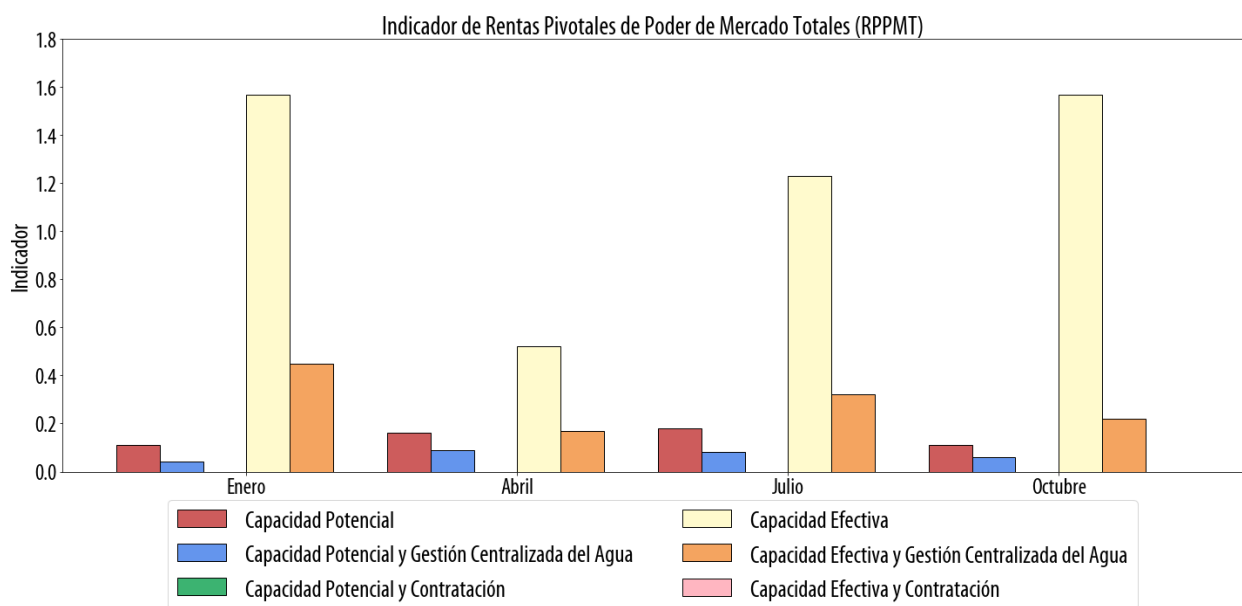


Figura 9.11. Comparación del indicador RPPMT para los principales escenarios de análisis.

Cuando se tiene en consideración la Capacidad Potencial, las rentas que se pueden atribuir al poder de mercado, y por lo tanto van más allá de las rentas de eficiencia, se encuentran por debajo del 20%. Los resultados cambian de forma radical cuando se considera la Capacidad Efectiva. **La disminución de la oferta impacta profundamente la posibilidad de alterar los precios**, asociado a la existencia de rentas pivotales de poder de mercado. Bajo estos supuestos, y en consideración de una Capacidad Efectiva restringida, un esquema de subastas para todo el sistema pareciese ser **no recomendable**. No obstante, este corresponde al caso más pesimista de evaluación.

No obstante lo anterior, la **gestión centralizada de los recursos hídricos supone una mejora en las condiciones de competencia del sistema**, lo que resulta particularmente importante bajo el supuesto de Capacidad Efectiva. Por otro lado, **la existencia de contratos forward limita el poder de mercado de las**

**firmas**, y por lo tanto aumenta la competitividad del sistema. A partir de los resultados, es posible ver que con un 50% de contratación, **las rentas pivotaes de poder de mercado desaparecen**, lo que refuerza la relevancia de que las principales firmas del sistema cuenten con contratación de largo plazo que genere presión competitiva sobre el mercado de corto plazo.

A partir de los resultados se desprende que la gestión centralizada de los recursos hidráulicos, así como la existencia de un mercado forward robusto **disminuirían de forma muy significativa los riesgos del sistema de subastas**, haciendo no descartable la implementación en el caso chileno. Lo anterior, teniendo en consideración las limitaciones inherentes a la metodología diseñada para el desarrollo de este estudio, la que por cierto no es capaz de capturar todas las alternativas con las que contarían las firmas del sistema para poder intentar hacer ejercicio de su poder de mercado.

### 9.2.1. Escenarios con Capacidad Potencial

A continuación se presentan los resultados del análisis de rentas pivotaes sobre la semana representativa de enero en consideración de la Capacidad Potencial del parque generador, según fuera detallado previamente. En la Figura 9.12 y 9.13 a continuación se presenta la asignación eficiente de energía por compañía y tecnología. A partir de estas se puede apreciar el contraste entre la capacidad disponible y generación real que se observa en una semana representativa en el SEN.

En particular, se destaca la relevancia del carbón como principal fuente de generación base, lo cual explica la gran participación de AES Gener y Engie dentro de la asignación eficiente, seguido por la generación en base a gas e hidráulica, asociada a Enel y Colbún. Por lo demás, se destaca que la generación en base a gas se relaciona con la toma de carga en las horas punta del sistema, mientras que no se observa generación en base a diésel, lo que dice relación con el hecho de que este tipo de tecnologías cumplen hoy con el objetivo de seguridad y confiabilidad del sistema ante contingencias y eventos particulares de la operación.

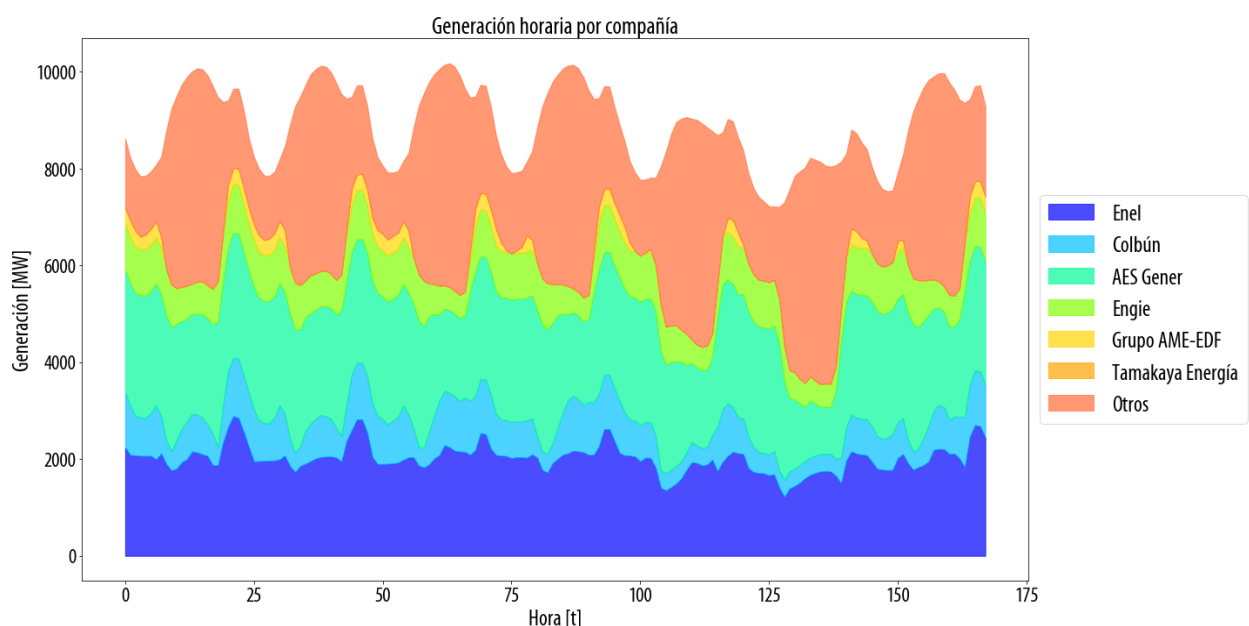


Figura 9.12. Asignación eficiente en energía para semana representativa de enero por compañía (Capacidad Potencial).

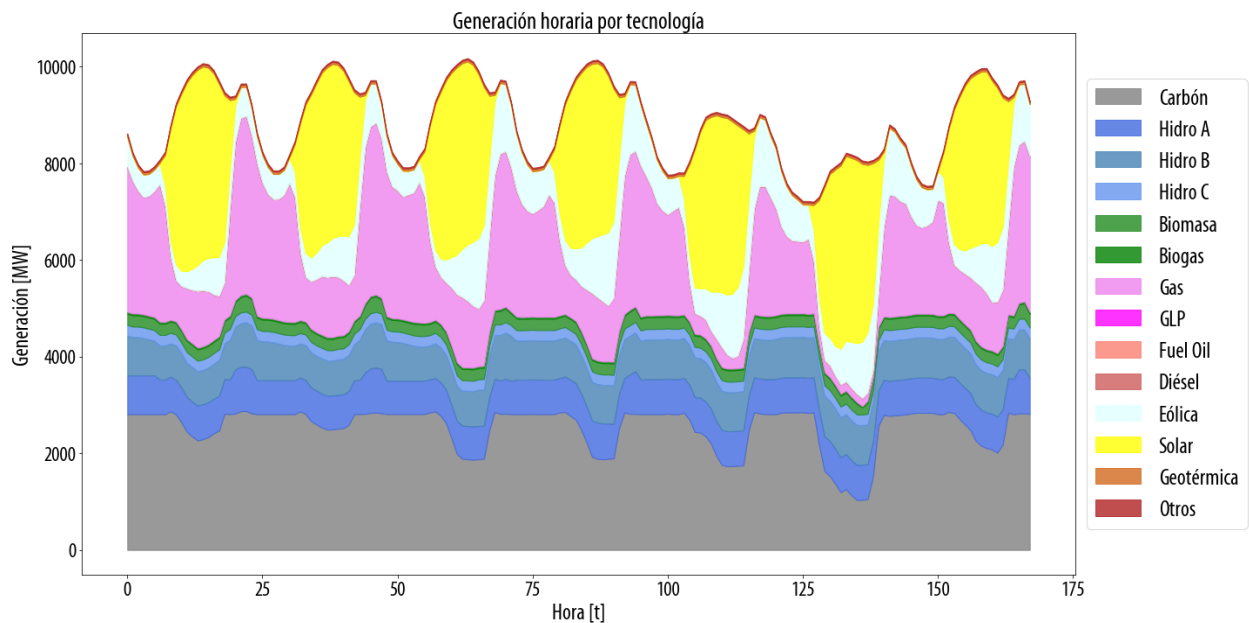


Figura 9.13. Asignación eficiente en energía para semana representativa de enero por tecnología (Capacidad Potencial).

### Recursos Hidráulicos Descentralizados

A continuación, las Figuras 9.14 y 9.15 presentan de forma porcentual las asignaciones eficientes, por compañía y tecnología cuando la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema se considera dentro del análisis pivotal, en relación a la capacidad de parte de las principales firmas del sistema. Lo que supone un escenario en donde estos recursos podrían ser considerados dentro de las ofertas asociadas a un mecanismo de mercado basado en ofertas.

A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar cómo el conglomerado de las cuatro firmas principales (i.e., Enel, Colbún, AES Gener y Engie) son capaces de suplir en gran medida la salida de cualquiera de las compañías bajo estudio, mientras que los porcentajes de asignación resultantes dependen de las capacidades de generación por tecnología que queden fuera, en cada escenario pivotal. En particular, se puede apreciar cómo para la semana representativa de enero la participación del conglomerado en el pre-despacho centralizado en que no se retiran ninguna de las firmas alcanza un 66.6%, mientras que la menor participación del conjunto llega a un 59.6% en el escenario en que la capacidad de Enel no se considera para la provisión de energía y reservas.



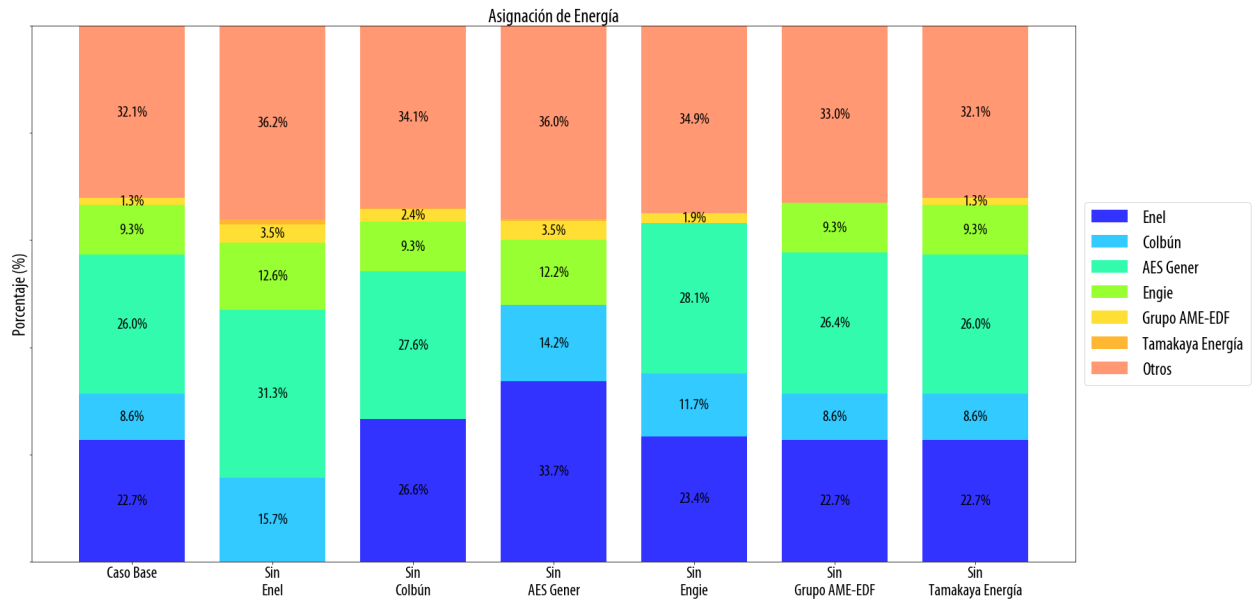


Figura 9.14. Asignación eficiente en energía por firma ante cada escenario pivotal para semana representativa de enero (Capacidad Potencial).

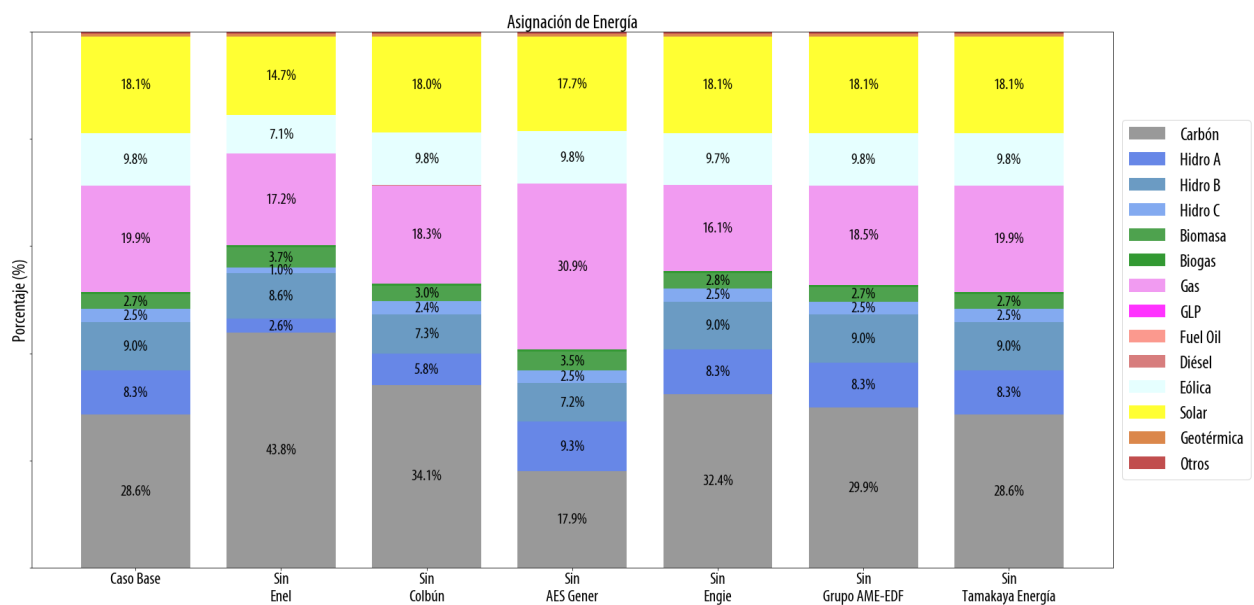


Figura 9.15. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada escenario pivotal para semana representativa de enero (Capacidad Potencial).

A continuación, la Tabla 9.4 presenta los índices de Rentas Pivales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa, lo que consideró el desarrollo de 28 simulaciones operacionales. En particular, la Figura 9.16 a continuación presenta de manera gráfica los resultados obtenidos para la semana presentativa de enero. A partir de estos resultados, es posible observar que las cuatro firmas principales concentran las rentas pivales del sistema, principalmente en el caso de Enel, las que a su vez, se traducen en rentas pivales de poder de mercado, relacionadas con la capacidad que tendría una firma de manipular los precios de mercado.

Tabla 9.4. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) (Capacidad Potencial).

Caso Base Capacidad Potencial	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.23	0.23	0.23	0.24	0.06	0.06	0.07	0.04
Colbún	0.07	0.05	0.12	0.12	0.01	0.01	0.03	0.02
AES Gener	0.09	0.17	0.14	0.10	0.03	0.08	0.07	0.04
Engie	0.03	0.06	0.05	0.05	0.00	0.01	0.01	0.01
Grupo AME-EDF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tamakaya Energía	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	<b>0.42</b>	<b>0.52</b>	<b>0.54</b>	<b>0.56</b>	<b>0.11</b>	<b>0.16</b>	<b>0.18</b>	<b>0.11</b>

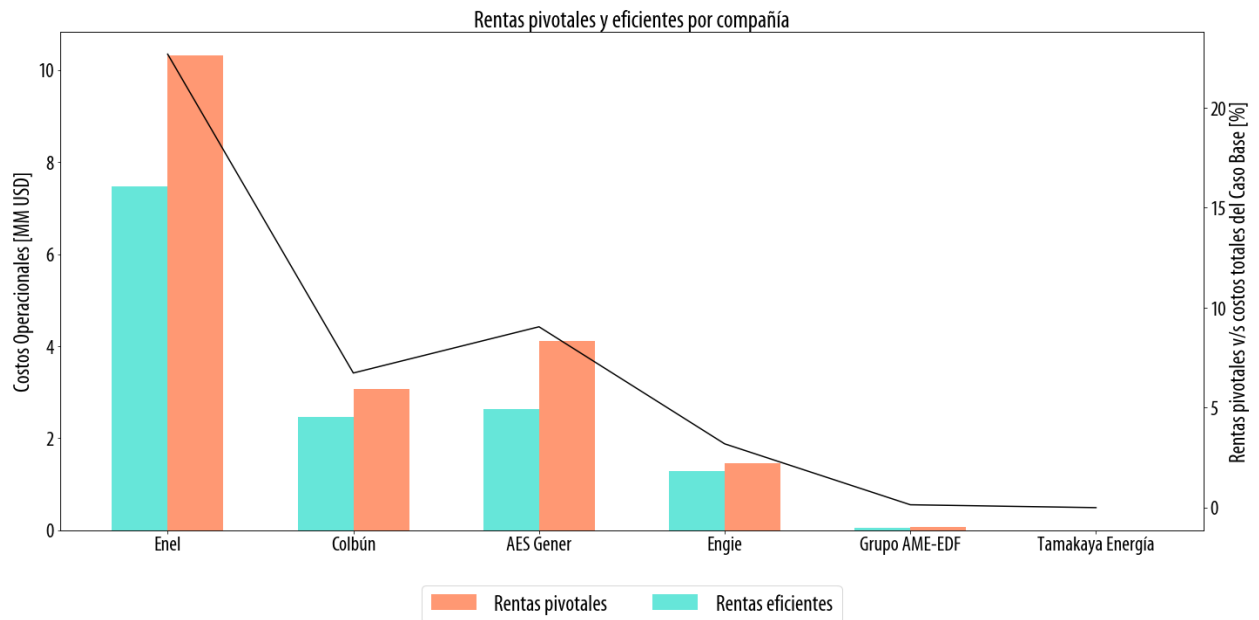


Figura 9.16. Rentas pivotaes y de eficiencia para semana representativa de enero (Capacidad Potencial).

Si nos limitamos al caso de la Capacidad Potencial, a partir de los resultados obtenidos es directo ver que, incluso si el manejo de los recursos hidráulicos es descentralizado, las rentas que se pueden atribuir a la distorsión de precios, y que por lo tanto van más allá de las rentas de eficiencia, son bastante pequeñas y se encuentran en promedio por debajo del 15%. Para poner en contexto este número, es importante señalar que la comparación se realiza con un planificador omnisciente, que conoce e imputa los verdaderos costos marginales de las firmas. Si consideramos que por distintas circunstancias éste no es el caso, resultaría que un mercado de subastas podría reducir los costos del sistema en su conjunto.

### Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos

En segundo lugar, se realiza el análisis de rentas pivotaes bajo una gestión centralizada del recurso hidráulico por parte del CEN<sup>152</sup>. Bajo este supuesto este escenario se asocia a dos alternativas posibles de materialización de un mecanismo de mercado basado en ofertas de energía:

- La capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema, cuya gestión en la actualidad depende de la estimación periódica del valor del agua por parte del CEN, permanece bajo un esquema de gestión centralizada del recurso hidráulico.
- El mecanismo de mercado basado en ofertas que considere la presentación de ofertas por parte de la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema cuenta con un diseño que alinea las ofertas por esta capacidad con las decisiones que tomaría el CEN bajo un esquema de gestión centralizada del recurso hidráulico.

A partir de lo anterior, el análisis pivotal bajo este supuesto no considera el retiro de la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema por parte de sus firmas controladoras. Luego, la Tabla 9.5 presenta los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa, así como su variación respecto al Caso Base, lo que consideró el desarrollo de 28 simulaciones operacionales. A partir de los resultados obtenidos se puede apreciar la reducción significativa de los índices obtenidos a lo largo de las semanas representativas seleccionadas en el caso de las firmas que concentran la tecnología en el sistema, Enel y Colbún.

Tabla 9.5. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base (Capacidad Potencial) cuando se realiza una gestión centralizada de los recursos hidráulicos.

Gestión Centralizada y Capacidad Potencial	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.12 (-47%)	0.13 (-44%)	0.13 (-42%)	0.15 (-41%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
Colbún	0.03 (-57%)	0.03 (-38%)	0.05 (-62%)	0.07 (-44%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
AES Gener	0.09 (0%)	0.17 (0%)	0.14 (0%)	0.1 (0%)	0.03 (0%)	0.08 (0%)	0.07 (0%)	0.04 (0%)
Engie	0.03 (0%)	0.06 (-2%)	0.05 (-8%)	0.04 (-4%)	0 (0%)	0.01 (0%)	0 (-100%)	0.01 (-20%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.04 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.27 (-35%)</b>	<b>0.4 (-23%)</b>	<b>0.37 (-32%)</b>	<b>0.4 (-28%)</b>	<b>0.04 (-67%)</b>	<b>0.09 (-44%)</b>	<b>0.08 (-56%)</b>	<b>0.06 (-51%)</b>

<sup>152</sup> La gestión centralizada del recurso hídrico puede facilitar la coordinación de estos recursos. Es importante notar que es crítico que el CEN cuente con herramientas apropiadas y bajo continua evaluación para la gestión del recurso hídrico de tal forma de capturar efectivamente los costos asociados.

Lo discutido anteriormente se ve reforzado por los resultados obtenidos, donde se mantiene el supuesto de un esquema de subastas, pero se realiza una gestión centralizada de los recursos hidráulicos. Aquí, las rentas de poder de mercado resultan despreciables, y se podría considerar un sistema de subastas casi como perfectamente competitivo (por supuesto con costos marginales asimétricos). Esto indica que el mantener un sistema de gestión centralizada en el recurso hídrico, mediante los mecanismos descritos anteriormente, permite contrapesar el poder de mercado de las firmas, al enfrentarse a un recurso potencialmente competitivo y administrado de forma eficiente por un planificador, lo que elimina casi completamente su capacidad de manipular los precios en una subasta.

### Contratación a Largo Plazo

El análisis previo se puede considerar particularmente pesimista, puesto que asume que no existe un nivel de contratación de largo plazo de los generadores con grandes agentes en la economía. Es conocido, por lo menos desde (Allaz & Vila, 1993), que la existencia de estos contratos forward limita el poder de mercado de las firmas, y por lo tanto aumenta la competitividad del sistema. Por esta razón, se ha considerado un escenario que permite internalizar en el cálculo de los índices de rentas pivotaes la posición de contratación a plazo de las firmas del sistema. En particular, este considera un nivel de contratación del 50% de la capacidad de generación de cada una de las firmas estudiadas, lo que se traduce en que el ejercicio de análisis de pivotalidad no retira la totalidad de la capacidad de generación de la firma bajo análisis, sino que tan solo el 50% de esta.

En base a este escenario, en la Tabla 9.6 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) por empresa, para cada semana representativa, así como su variación respecto al Caso Base, cuando se considera la contratación a plazo de las firmas del sistema. A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar que los **índices de pivotalidad se reducen drásticamente**, particularmente en relación a los índices de rentas pivotaes de poder de mercado, desapareciendo con un 50% de contratación para el conjunto de simulaciones realizadas.

Tabla 9.6. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base (Capacidad Potencial) frente a un escenario de contratación a plazo.

Contratación y Capacidad Potencial	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.05 (-78%)	0.06 (-75%)	0.06 (-73%)	0.07 (-70%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
Colbún	0.01 (-82%)	0.01 (-80%)	0.02 (-87%)	0.02 (-83%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
AES Gener	0.04 (-56%)	0.07 (-61%)	0.05 (-63%)	0.05 (-49%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
Engie	0.01 (-59%)	0.03 (-55%)	0.02 (-60%)	0.02 (-60%)	0 (0%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.02 (-48%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)

Total	0.12 (-72%)	0.16 (-68%)	0.15 (-72%)	0.19 (-67%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
-------	----------------	----------------	----------------	----------------	-----------	-----------	-----------	-----------

## 9.2.2. Escenarios con Capacidad Efectiva

### Recursos Hidráulicos Descentralizados

De forma complementaria al análisis presentado anteriormente, se realizó el análisis de rentas pivotaes sobre las semanas representativas seleccionadas para los efectos de este estudio, en consideración de la Capacidad Efectiva del parque generador en cada una de estas semanas, la cual se encuentra restringida por las indisponibilidades y mantenimientos de unidades de generación, particularmente aquellas de carácter despachable, tal y como se describe en la sección 9.1.2.

A partir de lo anterior, las Figuras 9.17 y 9.18 a continuación presentan de forma porcentual las asignaciones eficientes, por compañía y tecnología cuando la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema se considera dentro del análisis pivotal.

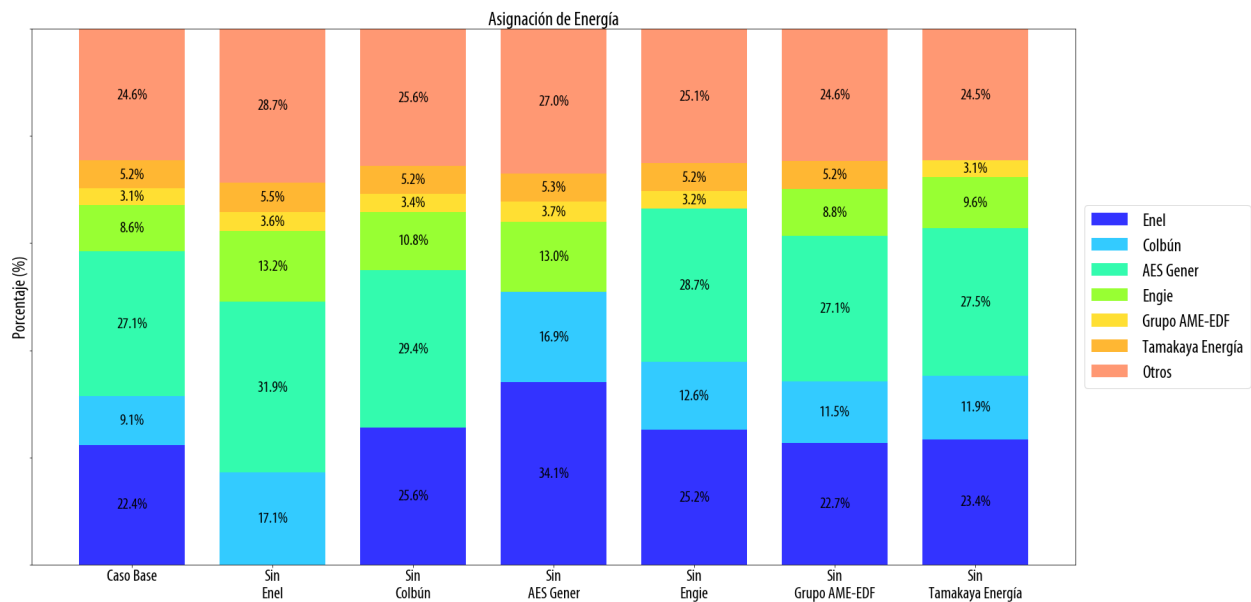


Figura 9.17. Asignación eficiente en energía por firma ante cada escenario pivotal para semana representativa de enero (Capacidad Efectiva).

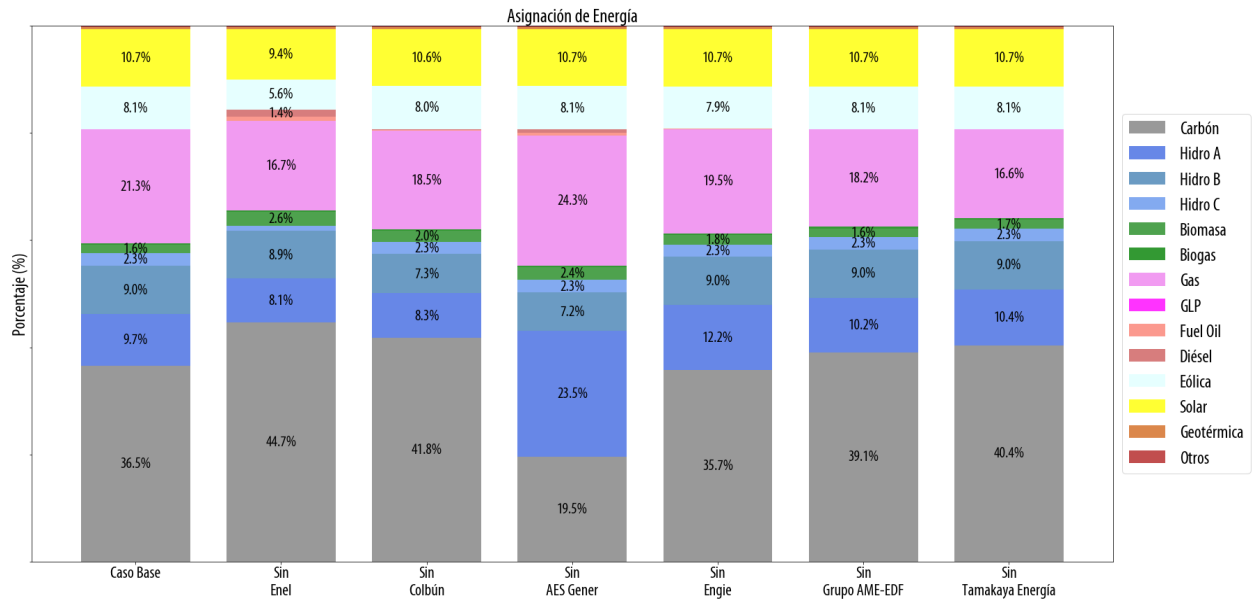


Figura 9.18. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada escenario pivotal para semana representativa de enero (Capacidad Efectiva).

La Tabla 9.7 presenta los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa, lo que consideró el desarrollo de 28 simulaciones operacionales. En particular, la Figura 9.19 presenta de manera gráfica los resultados obtenidos para la semana presentativa de enero. A partir de estos resultados, es posible observar que a las cuatro firmas principales que concentran las rentas pivotaes del sistema se incorporan rentas pivotaes por parte de Tamakaya Energía. Por lo demás, se observan índices superiores a aquellos calculados en el caso de un parque de generación con una mayor Capacidad Potencial, índices asociados a rentas pivotaes y rentas pivotaes de poder de mercado que se concentran principalmente en Enel y AES Gener, y en menor medida en Colbún y Engie.

Tabla 9.7. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) (Capacidad Efectiva).

Caso Base Capacidad Efectiva	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	1.23	0.46	1.16	1.36	1.06	0.30	0.80	1.16
Colbún	0.14	0.15	0.25	0.13	0.07	0.05	0.13	0.10
AES Gener	0.54	0.27	0.41	0.42	0.42	0.15	0.27	0.26
Engie	0.08	0.06	0.10	0.03	0.02	0.01	0.04	0.03
Grupo AME-EDF	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tamakaya Energía	0.08	0.08	0.01	0.05	0.00	0.00	0.00	0.01
<b>Total</b>	<b>2.07</b>	<b>1.02</b>	<b>1.92</b>	<b>2.00</b>	<b>1.57</b>	<b>0.52</b>	<b>1.23</b>	<b>1.57</b>

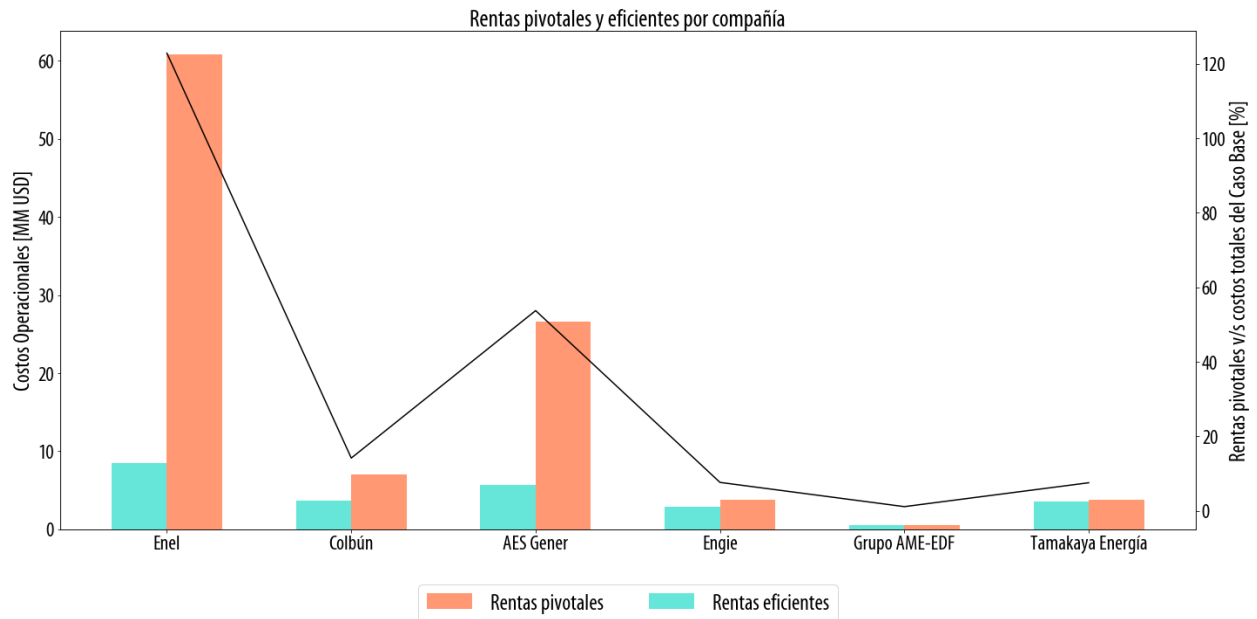


Figura 9.19. Rentas pivotaes y de eficiencia para semana representativa de enero (Capacidad Efectiva).

Al igual que en análisis de los indicadores de concentración, los resultados cambian de forma radical cuando se considera la Capacidad Efectiva. La disminución generada en la oferta impacta profundamente la posibilidad de alterar los precios, y por lo tanto las rentas pivotaes de poder de mercado. En este caso, y como se aprecia en la Tabla 9.7, un esquema de subastas para todo el sistema podría resultar altamente no recomendable.

### Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos

Adicionalmente, se realiza el análisis de rentas pivotaes bajo una gestión centralizada del recurso hidráulico por parte del CEN. Bajo este supuesto, el análisis pivotal no considera el retiro de la capacidad de generación asociada a la red hídrica del sistema por parte de sus firmas controladoras. Luego, la Tabla 9.8 presenta los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa, así como su variación respecto al Caso Base, lo que consideró el desarrollo de 28 simulaciones operacionales.

A partir de los resultados obtenidos se puede apreciar la reducción significativa de los índices obtenidos a lo largo de las semanas representativas seleccionadas en el caso de las firmas que concentran la tecnología en el sistema, Enel y Colbún. Al considerar una gestión centralizada de los recursos hidráulicos, el sistema puede comportarse más o menos competitivamente dependiendo de la estacionalidad. Al igual que antes, se puede concluir el rol clave que juega la Capacidad Efectiva en el sistema. En la medida que ésta se acerque más a la Capacidad Potencial, resulta menos posible descartar condiciones de competencia, y un sistema de subastas parece plausible. Sin embargo, si existiera el convencimiento de que la Capacidad Efectiva no puede acercarse a la Capacidad Potencial más allá de los niveles actuales, parece ser que un sistema de subastas podría generar rentas supranormales dañinas para el sistema en su conjunto.

Tabla 9.8. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base (Capacidad Efectiva) cuando se realiza una gestión centralizada de los recursos hidráulicos.

Gestión Centralizada y Capacidad Efectiva	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.16 (-87%)	0.14 (-70%)	0.42 (-63%)	0.28 (-80%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0.02 (-97%)	0 (-100%)
Colbún	0.05 (-68%)	0.11 (-26%)	0.09 (-63%)	0.04 (-71%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
AES Gener	0.54 (0%)	0.27 (0%)	0.41 (0%)	0.42 (0%)	0.42 (0%)	0.15 (0%)	0.27 (0%)	0.22 (-17%)
Engie	0.08 (-1%)	0.06 (0%)	0.09 (-7%)	0.03 (-10%)	0.02 (-6%)	0.01 (0%)	0.03 (-19%)	0 (-100%)
Grupo AME-EDF	0.01 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0.08 (0%)	0.08 (0%)	0.01 (0%)	0.05 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (-100%)
<b>Total</b>	<b>0.91 (-56%)</b>	<b>0.65 (-36%)</b>	<b>1.02 (-47%)</b>	<b>0.82 (-59%)</b>	<b>0.45 (-72%)</b>	<b>0.17 (-67%)</b>	<b>0.32 (-74%)</b>	<b>0.22 (-86%)</b>

### Contratación a Largo Plazo

Tomando en consideración la Capacidad Efectiva del parque generador, en la Tabla 9.9 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) por empresa, para cada semana representativa, así como su variación respecto al Caso Base, cuando se considera la contratación a plazo de las firmas del sistema. A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar que los índices de pivotalidad **se reducen de manera significativa** respecto al Caso Base tanto en consideración de la Capacidad Potencial como la Capacidad Efectiva del sistema para cada una de las semanas representativas consideradas, particularmente en relación a los índices de rentas pivotaes de poder de mercado, los cuales desaparecen con un 50% de contratación para el conjunto de simulaciones realizadas, conclusión que se mantiene incluso si el recurso hídrico se maneja descentralizadamente.

Tabla 9.9. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base (Capacidad Efectiva) frente a un escenario de contratación a plazo.

Contratación (Capacidad Efectiva)	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.08 (-93%)	0.07 (-85%)	0.25 (-78%)	0.14 (-89%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
Colbún	0.03 (-77%)	0.1 (-34%)	0.08 (-69%)	0.02 (-84%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
AES Gener	0.1 (-81%)	0.09 (-67%)	0.15 (-64%)	0.15 (-64%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)
Engie	0.03 (-55%)	0.03 (-54%)	0.04 (-63%)	0.01 (-73%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)	0 (-100%)



<b>Grupo AME-EDF</b>	0.01 (-55%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0.04 (-54%)	0.03 (-57%)	0 (-100%)	0.03 (-49%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (-100%)
<b>Total</b>	<b>0.29</b> <b>(-86%)</b>	<b>0.32</b> <b>(-69%)</b>	<b>0.52</b> <b>(-73%)</b>	<b>0.35</b> <b>(-82%)</b>	<b>0 (-100%)</b>	<b>0 (-100%)</b>	<b>0 (-100%)</b>	<b>0 (-100%)</b>

A partir de los resultados obtenidos, es posible desprender que un mercado forward robusto disminuye de forma muy significativa los riesgos del sistema de subastas, y en el caso chileno, lo viabiliza. Es importante mencionar que la existencia de esta posibilidad lleva en equilibrio a las firmas a utilizarlo, y no es necesario imponerlo desde un planificador central.

### 9.2.3. Sensibilidades

Las **variables más relevantes** en el análisis de rentas pivotaes dicen relación con los **costos que enfrenta cada una de las firmas** para la provisión del servicio. En función de esto, se estima necesario incorporar el análisis de diversas sensibilidades, que aborden escenarios que modifiquen la curva de costos que observa el sistema. Lo anterior, en base a los **escenarios con Capacidad Potencial (CP)** de las semanas representativas seleccionadas, lo que para efectos de este análisis será considerado como el Caso Base. En particular, se consideran los siguientes escenarios de sensibilidades:

- **Sensibilidades Sobre la Demanda:** Se han definido las siguientes sensibilidades (realizadas a partir de 56 simulaciones operacionales), las cuales modifican la curva de demanda del sistema.
  - **Demanda 110%:** Donde la demanda horaria por nodo del sistema ha sido aumentada al 110% del Caso Base.
  - **Demanda 120%:** Donde la demanda horaria por nodo del sistema ha sido aumentada al 120% del Caso Base.
  
- **Sensibilidades Sobre los Costos del Carbón:** Se han definido las siguientes sensibilidades (realizadas a partir de 56 simulaciones operacionales), las que modifican la curva de oferta del sistema en base a la variación de los costos de combustible del carbón.
  - **Costo del Carbón 110%:** Donde el costo de este tipo de combustible para cada una de las unidades de generación en base a carbón ha sido aumentado al 110% del Caso Base.
  - **Costo del Carbón 120%:** Donde el costo de este tipo de combustible para cada una de las unidades de generación en base a carbón ha sido aumentado al 120% del Caso Base.
  
- **Sensibilidades Sobre la Inflexibilidad del Gas:** Se han definido las siguientes sensibilidades (realizadas a partir de 112 simulaciones operacionales), las cuales se describen en detalle en la sección correspondiente<sup>153</sup>.
  - **Precio del Gas 0%:** Donde el precio de este tipo de combustible para cada una de las unidades de generación en base a gas ha sido reducido al 0% del Caso Base.
  - **Precio del Gas 50%:** Donde el precio de este tipo de combustible para cada una de las unidades de generación en base a gas ha sido reducido al 50% del Caso Base.

<sup>153</sup> En este punto, cabe recordar que bajo el criterio de Capacidad Potencial del sistema, en el Caso Base la disponibilidad de GNL se considera al máximo de generación posible semanal y no se consideran condiciones de inflexibilidad, por lo que todo el combustible GNL se encuentra valorizado a su costo real.

- **Volumen de Gas 50%:** Donde el volumen de recursos disponibles de este tipo de combustibles ha sido reducido al 50% del Caso Base.
- **Volumen de Gas 0%:** Donde el volumen de recursos disponibles de este tipo de combustible ha sido reducido al 0% del Caso Base.
- **Sensibilidades Sobre el Valor del Agua:** Se han definido las siguientes sensibilidades (realizadas a partir de 56 simulaciones operacionales), las que capturan variaciones del valor del agua, relacionadas con diferentes condiciones hidrológicas del sistema.
  - **Valor del Agua 90%:** Donde el valor del agua para cada uno de los reservorios de la red hídrica del sistema ha sido reducido al 90% del Caso Base, asociado a condiciones hidrológicas más favorables (i.e., una hidrología más húmeda).
  - **Valor del Agua 110%:** Donde el valor del agua para cada uno de los reservorios de la red hídrica del sistema ha sido aumentado al 110% del Caso Base, asociado a condiciones hidrológicas más desfavorables (i.e., una hidrología más seca).
- **Sensibilidades Respecto al Proceso de Descarbonización e Integración de Energía Renovable Variable:** Se han definido las siguientes sensibilidades (realizadas a partir de 56 simulaciones operacionales), las cuales asumen un reemplazo de la generación en base a carbón por generación ERV (i.e., eólica y solar), según se describe en la sección correspondiente.
  - **Reemplazo a 2025:** Reemplazo de centrales a carbón retiradas al año 2025.
  - **Reemplazo a 2030:** Reemplazo de centrales a carbón retiradas al año 2030.

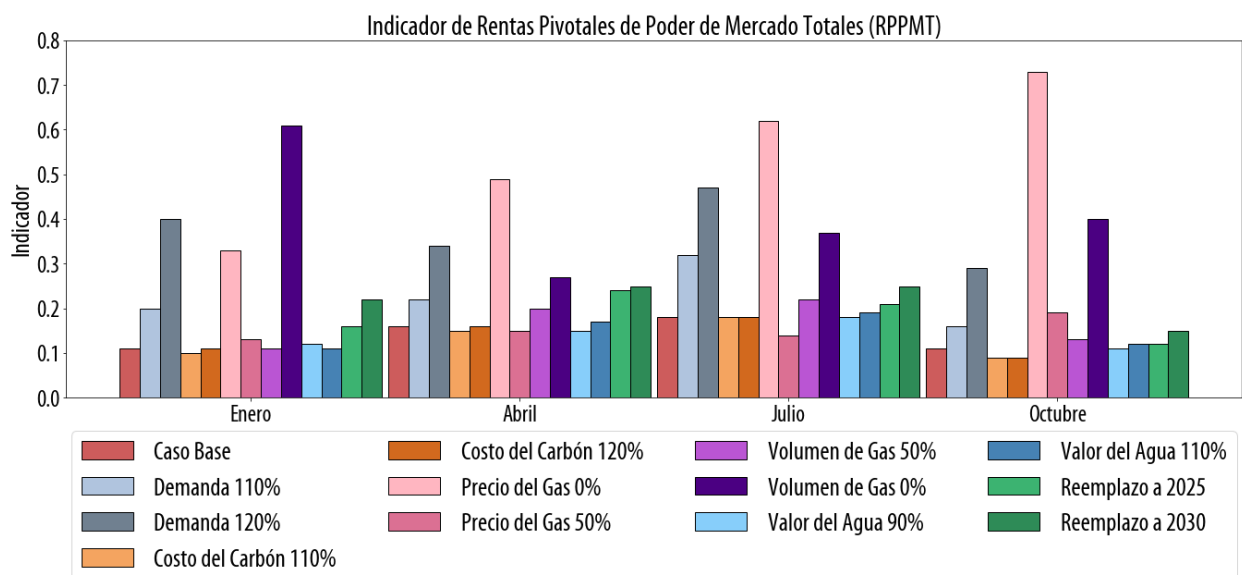


Figura 9.20. Comparación del indicador RPPMT para los diferentes escenarios de sensibilidad de análisis de rentas pivales.

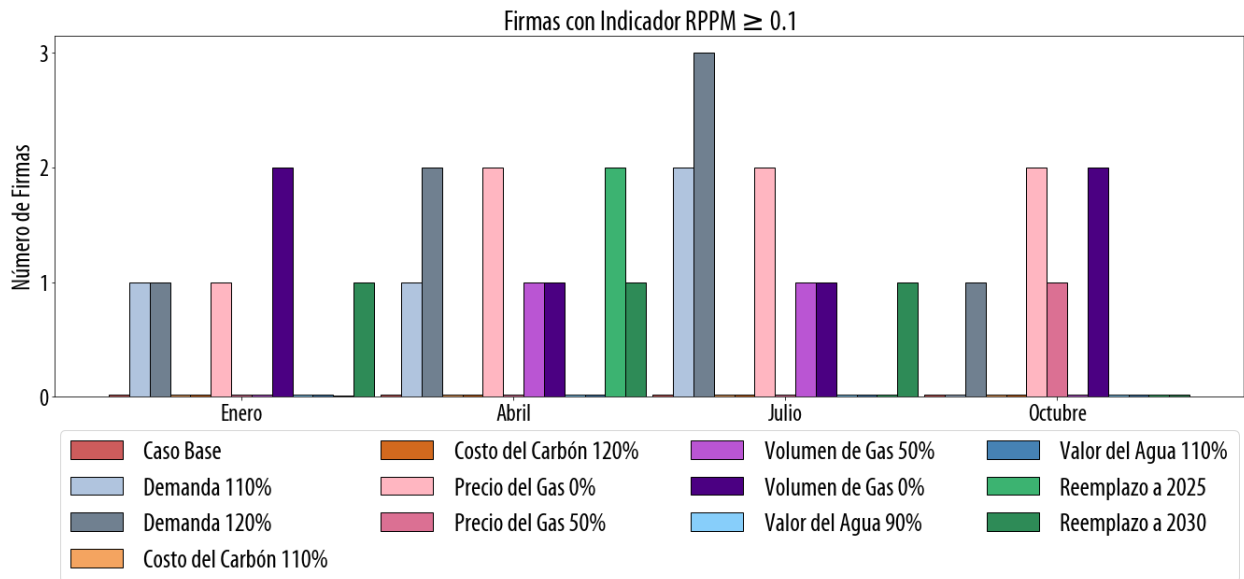


Figura 9.21. Número de firmas con indicador RPPM mayor o igual a 0.1 para los diferentes escenarios de sensibilidad de análisis de rentas pivotaes.

A partir del desarrollo de las sensibilidades detalladas anteriormente, la Figura 9.20 a continuación presenta la comparación del indicador RPPMT para los diferentes escenarios de sensibilidad de análisis de rentas pivotaes, mientras que la Figura 9.21 señala el número de firmas con indicador RPPM mayor o igual a 0.1 para los diferentes escenarios de sensibilidad. Los resultados obtenidos demuestran la consistencia de los resultados previos. Más aún, en escenarios desfavorables de competencia, los resultados reflejan la concentración de las rentas pivotaes de poder de mercado en un número limitado de firmas, generalmente 1 o 2. En ese contexto, es posible pensar en una transición a un sistema de subastas asociado con medidas de mitigación para firmas particulares, al igual que en otros sistemas internacionales.

### Demanda

En base a esta sensibilidad, en la Tabla 9.10 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa y sensibilidad de demanda, así como su variación respecto al Caso Base. Posteriormente, en las Tablas 9.11 y 9.12 se presenta la desagregación de estos índices por empresa, para cada semana representativa y niveles de demanda del 110% y 120%, respectivamente, así como su variación respecto al Caso Base.

A partir de los resultados se aprecia como frente a escenarios de mayor demanda, manteniendo constantes el resto de las condiciones del sistema, el aumento de los índices se relaciona con la disponibilidad de una mayor capacidad de generación despachable en base a carbón, gas, o hidroelectricidad frente a una mayor demanda, como es en el caso de las cuatro principales compañías de generación, particularmente en el caso de Enel y AES Gener.

Tabla 9.10. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a cada sensibilidad de demanda.

Sensibilidad Sobre la Demanda	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Demanda 100% (Caso Base)</b>	0.42	0.52	0.54	0.56	0.11	0.16	0.18	0.11
<b>Demanda 110%</b>	0.51 (21%)	0.61 (18%)	0.69 (27%)	0.6 (8%)	0.2 (81%)	0.22 (38%)	0.32 (74%)	0.16 (43%)
<b>Demanda 120%</b>	0.71 (70%)	0.77 (49%)	0.87 (61%)	0.71 (28%)	0.4 (250%)	0.34 (109%)	0.47 (161%)	0.29 (154%)

Tabla 9.11. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad de la demanda demanda del 110%.

Demanda 110%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.28 (21%)	0.26 (15%)	0.29 (27%)	0.26 (7%)	0.12 (89%)	0.09 (48%)	0.14 (97%)	0.07 (71%)
<b>Colbún</b>	0.08 (13%)	0.06 (28%)	0.15 (22%)	0.13 (7%)	0.02 (77%)	0.02 (100%)	0.06 (122%)	0.03 (94%)
<b>AES Gener</b>	0.12 (31%)	0.21 (22%)	0.18 (29%)	0.12 (18%)	0.06 (73%)	0.1 (27%)	0.1 (36%)	0.05 (18%)
<b>Engie</b>	0.03 (3%)	0.07 (8%)	0.06 (15%)	0.04 (-2%)	0 (0%)	0.01 (8%)	0.01 (56%)	0.01 (-30%)
<b>Grupo AME-EDF</b>	0 (0%)	0.01 (50%)	0.01 (>100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.04 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.51 (21%)</b>	<b>0.61 (18%)</b>	<b>0.69 (27%)</b>	<b>0.6 (8%)</b>	<b>0.2 (81%)</b>	<b>0.22 (38%)</b>	<b>0.32 (74%)</b>	<b>0.16 (43%)</b>

Tabla 9.12. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad de la demanda demanda del 120%.

Demanda 120%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.39 (71%)	0.33 (44%)	0.37 (65%)	0.32 (31%)	0.23 (271%)	0.15 (138%)	0.22 (222%)	0.14 (263%)
<b>Colbún</b>	0.11 (58%)	0.09 (86%)	0.19 (55%)	0.16 (26%)	0.05 (292%)	0.04 (>300%)	0.1 (285%)	0.06 (259%)
<b>AES Gener</b>	0.16 (79%)	0.25 (46%)	0.22 (57%)	0.15 (46%)	0.09 (182%)	0.12 (59%)	0.12 (59%)	0.07 (68%)
<b>Engie</b>	0.05 (41%)	0.08 (31%)	0.07 (38%)	0.05 (2%)	0.01 (>100%)	0.02 (75%)	0.02 (111%)	0.01 (-20%)

<b>Grupo AME-EDF</b>	0.01 (>100%)	0.01 (>100%)	0.02 (>300%)	0.01 (>100%)	0 (0%)	0 (0%)	0.01 (>100%)	0 (0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.04 (-10%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.71</b> <b>(70%)</b>	<b>0.77</b> <b>(49%)</b>	<b>0.87</b> <b>(61%)</b>	<b>0.71</b> <b>(28%)</b>	<b>0.4</b> <b>(250%)</b>	<b>0.34</b> <b>(109%)</b>	<b>0.47</b> <b>(161%)</b>	<b>0.29</b> <b>(154%)</b>

### Costos del Carbón

En base a esta sensibilidad, en la Tabla 9.13 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa y sensibilidad de costo del carbón, así como su variación respecto al Caso Base. Posteriormente, en las Tablas 9.14 y 9.15 se presenta la desagregación de estos índices por empresa, para cada semana representativa y niveles de costo del 110% y 120%, respectivamente, así como su variación respecto al Caso Base.

A partir de estas sensibilidades, es posible observar cómo la variación del costo del combustible afecta de mayor manera al principal exponente de la tecnología en el SEN, i.e., AES Gener, a favor de firmas con mayor capacidad de generación despachable en base a gas o hidroelectricidad, principalmente Enel, seguida por Colbún y Engie.

Tabla 9.13. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a cada sensibilidad de costo del combustible carbón.

Sensibilidad Sobre los Costos del Carbón	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Costo del Carbón 100% (Caso Base)</b>	0.42	0.52	0.54	0.56	0.11	0.16	0.18	0.11
<b>Costo del Carbón 110%</b>	0.43 (3%)	0.52 (0%)	0.53 (-2%)	0.56 (1%)	0.1 (-11%)	0.15 (-10%)	0.18 (1%)	0.09 (-21%)
<b>Costo del Carbón 120%</b>	0.45 (8%)	0.52 (0%)	0.53 (-3%)	0.58 (4%)	0.11 (-2%)	0.16 (1%)	0.18 (-2%)	0.09 (-18%)

Tabla 9.14. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del costo del carbón del 110%.

Costo del Carbón 110%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.24 (5%)	0.24 (4%)	0.23 (3%)	0.25 (3%)	0.06 (-5%)	0.06 (-8%)	0.08 (10%)	0.04 (-8%)
<b>Colbún</b>	0.07 (7%)	0.05 (6%)	0.13 (2%)	0.13 (4%)	0.01 (-8%)	0.01 (0%)	0.03 (4%)	0.02 (-12%)
<b>AES Gener</b>	0.08 (-8%)	0.15 (-10%)	0.12 (-17%)	0.09 (-16%)	0.03 (-21%)	0.07 (-12%)	0.07 (-7%)	0.03 (-32%)
<b>Engie</b>	0.04 (9%)	0.07 (3%)	0.05 (2%)	0.05 (4%)	0 (0%)	0.01 (-25%)	0.01 (-11%)	0.01 (-30%)
<b>Grupo AME-EDF</b>	0	0.01	0	0	0	0	0	0

	(0%)	(50%)	(0%)	(0%)	(0%)	(0%)	(0%)	(0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.05 (15%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.43</b> <b>(3%)</b>	<b>0.52</b> <b>(0%)</b>	<b>0.53 (-2%)</b>	<b>0.56</b> <b>(1%)</b>	<b>0.1 (-11%)</b>	<b>0.15</b> <b>(-10%)</b>	<b>0.18</b> <b>(1%)</b>	<b>0.09</b> <b>(-21%)</b>

Tabla 9.15. Índices de Rentas Pivotales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del costo del carbón del 120%.

Costo del Carbón 120%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.25 (11%)	0.25 (8%)	0.24 (7%)	0.27 (9%)	0.06 (2%)	0.07 (5%)	0.08 (14%)	0.04 (8%)
<b>Colbún</b>	0.08 (16%)	0.06 (12%)	0.13 (7%)	0.14 (11%)	0.02 (15%)	0.01 (22%)	0.03 (7%)	0.02 (-12%)
<b>AES Gener</b>	0.08 (-13%)	0.14 (-19%)	0.1 (-30%)	0.07 (-27%)	0.03 (-21%)	0.07 (-5%)	0.06 (-20%)	0.02 (-45%)
<b>Engie</b>	0.04 (19%)	0.07 (5%)	0.06 (6%)	0.05 (11%)	0.01 (25%)	0.01 (-8%)	0.01 (-11%)	0.01 (-10%)
<b>Grupo AME-EDF</b>	0.01 (>100%)	0.01 (75%)	0.01 (67%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.05 (28%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.45</b> <b>(8%)</b>	<b>0.52</b> <b>(0%)</b>	<b>0.53 (-3%)</b>	<b>0.58</b> <b>(4%)</b>	<b>0.11 (-2%)</b>	<b>0.16</b> <b>(1%)</b>	<b>0.18 (-2%)</b>	<b>0.09</b> <b>(-18%)</b>

### Inflexibilidad del Gas

Se han considerado cuatro escenarios de sensibilidad que modifican la curva de oferta del sistema, en donde se han considerado escenarios de inflexibilidad en el uso de fuentes de generación en base a gas, en función de la dinámica de los contratos take-or-pay bajo los cuales estos generadores se adscriben usualmente. En particular, se han considerado los siguiente casos, los cuales afectan a todas las centrales térmicas a gas del sistema: (i) un escenario donde el costo del gas ha sido declarado 0 USD/MWh, en virtud de la llegada inminente de nuevos buques de suministro; (ii) un escenario intermedio, donde el costo del combustible se reduce a 50% del Caso Base (Capacidad Potencial); (iii) un escenario en el que la capacidad de todas las unidades a gas ha sido reducida a un 50%; y (iv) un escenario en el que la capacidad de todas las unidades a gas ha sido reducida a un 0%, con el fin de emular la reducción de los recursos disponibles de gas en el sistema frente a escenarios extremos.

En base a esta sensibilidad, en la Tabla 9.16 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa y sensibilidad de inflexibilidad de gas, así como su variación respecto al Caso Base. Posteriormente, en las Tablas 9.17 a 9.20 se presenta la desagregación de estos índices por empresa, para cada semana representativa y escenarios extremos de sensibilidad de inflexibilidad de gas, así como su variación respecto al Caso Base.

Tabla 9.16. Índices de Rentas Pivotales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a cada sensibilidad de inflexibilidad del gas.

Sensibilidades Sobre la Inflexibilidad del Gas	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Precio del Gas 0%</b>	0.86 (106%)	1.71 (231%)	2.3 (>300%)	2.39 (>300%)	0.33 (190%)	0.49 (204%)	0.62 (243%)	0.73 (>300%)
<b>Precio del Gas 50%</b>	0.5 (19%)	0.61 (17%)	0.71 (30%)	0.88 (58%)	0.13 (17%)	0.15 (-6%)	0.14 (-25%)	0.19 (68%)
<b>Precio y Volumen de Gas 100% (Caso Base)</b>	0.42	0.52	0.54	0.56	0.11	0.16	0.18	0.11
<b>Volumen de Gas 50%</b>	0.41 (-1%)	0.55 (6%)	0.58 (7%)	0.56 (1%)	0.11 (0%)	0.2 (21%)	0.22 (23%)	0.13 (14%)
<b>Volumen de Gas 0%</b>	1.16 (178%)	0.82 (58%)	0.87 (61%)	0.97 (74%)	0.61 (>300%)	0.27 (65%)	0.37 (104%)	0.4 (256%)

Por un lado, bajo el escenario en que la inflexibilidad de gas se traduce en costos declarados del combustible iguales 0 USD/MWh, el aumento en los índices se relaciona con una mayor relevancia de firmas con importante capacidad de generación en base a gas, la cual aumenta su participación dentro del mix de generación, particularmente en el caso de Enel, y a excepción de AES Gener. En este escenario, firmas de menor tamaño como Tamakaya Energía y el Grupo AME-EDF cobran relevancia, al formar parte del mix de generación óptimo producto de los bajos precios del combustible gas.

Por otro lado, cuando se reduce el volumen de gas disponible a un 0%, la falta de generación despachable es suplida principalmente por generación en base a carbón, con lo que firmas con portafolios con importante capacidad de generación en base a esta tecnología ganan mayor relevancia. Particularmente en el caso de AES Gener y Enel.

Estos escenarios con costos y volúmenes iguales a cero corresponden a casos extremos, en el contexto de la metodología propuesta y objetivos del presente estudio, respecto al impacto de la inflexibilidad del gas, donde dicha inflexibilidad es en todas las empresas con tecnologías a gas y en todas las semanas representativas consideradas. Por lo tanto no deben necesariamente utilizarse en otros contextos. No obstante lo anterior, los resultados sí evidencian que la declaración de inflexibilidades podría tener impactos en las condiciones de competencia, por lo tanto se requiere del monitoreo continuo en el corto plazo, tomando en consideración la ocurrencia y condiciones de cuando dicha declaración ocurra.

Tabla 9.17. Índices de Rentas Pivotales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del precio del gas del 0%.

Precio del Gas 0%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.47 (107%)	0.89 (287%)	1.14 (>300%)	1.26 (>300%)	0.22 (256%)	0.29 (>300%)	0.35 (>300%)	0.45 (>300%)
<b>Colbún</b>	0.19 (187%)	0.33 (>300%)	0.56 (>300%)	0.55 (>300%)	0.07 (>300%)	0.07 (>300%)	0.14 (>300%)	0.17 (>300%)

<b>AES Gener</b>	0.05 (-49%)	0.14 (-20%)	0.11 (-23%)	0.09 (-14%)	0.03 (-24%)	0.1 (29%)	0.07 (-12%)	0.05 (14%)
<b>Engie</b>	0.06 (97%)	0.15 (134%)	0.21 (300%)	0.2 (>300%)	0.01 (75%)	0.02 (33%)	0.03 (267%)	0.03 (220%)
<b>Grupo AME-EDF</b>	0.03 (>300%)	0.07 (>300%)	0.11 (>300%)	0.1 (>300%)	0 (0%)	0 (0%)	0.01 (>100%)	0.01 (0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0.06 (0%)	0.13 (0%)	0.17 (0%)	0.18 (>300%)	0 (0%)	0.01 (0%)	0.02 (0%)	0.02 (>300%)
<b>Total</b>	<b>0.86 (106%)</b>	<b>1.71 (231%)</b>	<b>2.3 (&gt;300%)</b>	<b>2.39 (&gt;300%)</b>	<b>0.33 (190%)</b>	<b>0.49 (204%)</b>	<b>0.62 (243%)</b>	<b>0.73 (&gt;300%)</b>

Tabla 9.18. Índices de Rentas Pivotales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del precio del gas del 50%.

Precio del Gas 50%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.28 (25%)	0.31 (37%)	0.34 (51%)	0.42 (71%)	0.08 (32%)	0.08 (19%)	0.07 (4%)	0.1 (163%)
<b>Colbún</b>	0.1 (49%)	0.09 (84%)	0.19 (51%)	0.21 (73%)	0.02 (62%)	0.01 (44%)	0.03 (7%)	0.04 (141%)
<b>AES Gener</b>	0.05 (-40%)	0.09 (-46%)	0.06 (-54%)	0.07 (-32%)	0.02 (-36%)	0.05 (-33%)	0.03 (-64%)	0.03 (-30%)
<b>Engie</b>	0.04 (25%)	0.08 (20%)	0.08 (56%)	0.08 (71%)	0.01 (25%)	0.01 (-25%)	0 (-56%)	0.01 (-10%)
<b>Grupo AME-EDF</b>	0.01 (>100%)	0.02 (>300%)	0.03 (>300%)	0.03 (>300%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Tamakaya Energía</b>	0 (0%)	0.01 (0%)	0.01 (0%)	0.08 (98%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.01 (100%)
<b>Total</b>	<b>0.5 (19%)</b>	<b>0.61 (17%)</b>	<b>0.71 (30%)</b>	<b>0.88 (58%)</b>	<b>0.13 (17%)</b>	<b>0.15 (-6%)</b>	<b>0.14 (-25%)</b>	<b>0.19 (68%)</b>

Tabla 9.19. Índices de Rentas Pivotales Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del volumen de gas disponible del 50%.

Volumen de Gas 50%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Enel</b>	0.22 (-4%)	0.23 (0%)	0.24 (4%)	0.25 (2%)	0.06 (-3%)	0.06 (2%)	0.08 (13%)	0.04 (11%)
<b>Colbún</b>	0.07 (-3%)	0.05 (0%)	0.12 (-4%)	0.11 (-9%)	0.01 (-8%)	0.02 (67%)	0.03 (19%)	0.01 (-18%)
<b>AES Gener</b>	0.1 (14%)	0.2 (16%)	0.17 (21%)	0.13 (23%)	0.04 (15%)	0.1 (31%)	0.1 (30%)	0.06 (34%)
<b>Engie</b>	0.02 (-25%)	0.07 (3%)	0.06 (12%)	0.04 (-9%)	0 (0%)	0.01 (17%)	0.01 (56%)	0.01 (10%)
<b>Grupo AME-EDF</b>	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)



Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.03 (-25%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.41 (-1%)</b>	<b>0.55 (6%)</b>	<b>0.58 (7%)</b>	<b>0.56 (1%)</b>	<b>0.11 (0%)</b>	<b>0.2 (21%)</b>	<b>0.22 (23%)</b>	<b>0.13 (14%)</b>

Tabla 9.20. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del volumen de gas disponible del 0%.

Volumen de Gas 0%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.42 (85%)	0.24 (5%)	0.26 (15%)	0.37 (50%)	0.22 (246%)	0.05 (-29%)	0.09 (29%)	0.12 (218%)
Colbún	0.17 (158%)	0.07 (36%)	0.14 (14%)	0.14 (16%)	0.08 (>300%)	0.02 (122%)	0.07 (144%)	0.07 (>300%)
AES Gener	0.5 (>300%)	0.35 (107%)	0.35 (150%)	0.42 (>300%)	0.29 (>300%)	0.16 (99%)	0.18 (138%)	0.19 (>300%)
Engie	0.06 (100%)	0.14 (114%)	0.11 (113%)	0.04 (-9%)	0.02 (>300%)	0.05 (275%)	0.04 (289%)	0.01 (40%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0.02 (>300%)	0.02 (>300%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (-100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>1.16 (178%)</b>	<b>0.82 (58%)</b>	<b>0.87 (61%)</b>	<b>0.97 (74%)</b>	<b>0.61 (&gt;300%)</b>	<b>0.27 (65%)</b>	<b>0.37 (104%)</b>	<b>0.4 (256%)</b>

### Valor del Agua

En base a esta sensibilidad, en la Tabla 9.21 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa y sensibilidad del valor del agua, así como su variación respecto al Caso Base. Posteriormente, en las Tablas 9.22 y 9.23 se presenta la desagregación de estos índices por empresa, para cada semana representativa y valores del agua del 90% y 110%, respectivamente, así como su variación respecto al Caso Base.

Tabla 9.21. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a cada sensibilidad del valor del agua.

Sensibilidades Sobre el Valor del Agua	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Valor del Agua 90%	0.44 (5%)	0.52 (1%)	0.53 (-2%)	0.55 (-1%)	0.12 (2%)	0.15 (-6%)	0.18 (-1%)	0.11 (-5%)
Valor del Agua 100% (Caso Base)	0.42	0.52	0.54	0.56	0.11	0.16	0.18	0.11
Valor del Agua 110%	0.4 (-5%)	0.51 (-1%)	0.55 (2%)	0.56 (0%)	0.11 (-4%)	0.17 (2%)	0.19 (2%)	0.12 (8%)

A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar cómo frente a un escenario hidrológico favorable, las tecnologías de generación hidráulica asociadas a la red hidro del sistema obtienen una mayor relevancia, por lo que firmas importantes en dicha tecnología, como Enel y Colbún, se ven impactadas y aumentan sus indicadores, mientras que firmas que no poseen dicho tipo de tecnologías dentro de sus portafolios de generación, como AES Gener, cuya generación en base a carbón se ve desplazada por la generación en base a gas e hidráulica de embalse, aún mayor frente a un escenario de hidrología húmeda, se ven perjudicadas. Por otro lado, cuando se suscita una hidrología desfavorable, la generación hidráulica se ve deprimida en favor de la generación en base a carbón.

Tabla 9.22. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del valor del agua del 90%.

Valor del Agua 90%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.24 (5%)	0.23 (2%)	0.23 (0%)	0.25 (1%)	0.06 (2%)	0.06 (-11%)	0.07 (6%)	0.04 (-8%)
Colbún	0.07 (6%)	0.05 (4%)	0.13 (2%)	0.12 (0%)	0.01 (8%)	0.01 (-11%)	0.03 (4%)	0.02 (6%)
AES Gener	0.09 (3%)	0.17 (-1%)	0.13 (-8%)	0.1 (-4%)	0.03 (0%)	0.08 (-1%)	0.07 (-8%)	0.04 (-9%)
Engie	0.03 (3%)	0.06 (0%)	0.05 (-2%)	0.04 (-2%)	0 (0%)	0.01 (-8%)	0.01 (0%)	0.01 (0%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.04 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.44 (5%)</b>	<b>0.52 (1%)</b>	<b>0.53 (-2%)</b>	<b>0.55 (-1%)</b>	<b>0.12 (2%)</b>	<b>0.15 (-6%)</b>	<b>0.18 (-1%)</b>	<b>0.11 (-5%)</b>

Tabla 9.23. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a una sensibilidad del valor del agua del 110%.

Valor del Agua 110%	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.22 (-5%)	0.23 (-2%)	0.23 (0%)	0.24 (0%)	0.06 (-3%)	0.06 (-2%)	0.07 (-1%)	0.04 (8%)
Colbún	0.06 (-4%)	0.05 (-2%)	0.12 (0%)	0.12 (-1%)	0.01 (-8%)	0.01 (0%)	0.03 (0%)	0.02 (12%)
AES Gener	0.09 (-3%)	0.17 (1%)	0.15 (5%)	0.11 (3%)	0.03 (-3%)	0.08 (4%)	0.08 (7%)	0.05 (7%)
Engie	0.03 (-6%)	0.06 (-2%)	0.05 (2%)	0.04 (-2%)	0 (0%)	0.01 (8%)	0.01 (0%)	0.01 (0%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0	0	0	0.04 (0%)	0	0	0	0

	(0%)	(0%)	(0%)		(0%)	(0%)	(0%)	(0%)
<b>Total</b>	<b>0.4 (-5%)</b>	<b>0.51 (-1%)</b>	<b>0.55 (2%)</b>	<b>0.56 (0%)</b>	<b>0.11 (-4%)</b>	<b>0.17 (2%)</b>	<b>0.19 (2%)</b>	<b>0.12 (8%)</b>

### Proceso de Descarbonización e Integración de Energía Renovable Variable

Se han considerado dos escenarios de sensibilidad que modifican la curva de oferta en base a diferentes escenarios progresivos de descarbonización de la matriz de generación en función del calendario de retiro de este tipo de centrales a la fecha<sup>154</sup>, a la vez que dicha capacidad de generación es reemplazada por tecnologías de generación ERV.

A partir de lo anterior, se han definido dos escenarios de reemplazo, uno al año 2025, y otro al año 2030, en base al Caso Base (Capacidad Potencial). Para esto, modificando solo el parque generador, se eliminan las centrales de generación en base a carbón que se pronostica sean retiradas al año 2025 y 2030. La menor capacidad de generación del sistema es reemplazada por capacidad de generación ERV solar y eólica<sup>155</sup>, suponiendo el reemplazo tecnológico con una proporción de instalación de capacidad de generación solar y eólica, distribución geográfica y concentración de mercado (i.e., las cuatro principales firmas del sistema concentran un 23% de la capacidad de generación solar y eólica) igual a la presente en la actualidad.

En base a esta sensibilidad, en la Tabla 9.24 a continuación se presentan los índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT), para cada semana representativa y escenario de reemplazo de generación a carbón, así como su variación respecto al Caso Base. Posteriormente, en las Tablas 9.25 y 9.26 se presenta la desagregación de estos índices por empresa, para cada semana representativa y sensibilidad, así como su variación respecto al Caso Base.

Tabla 9.24. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a diferentes niveles de reemplazo en la generación a carbón a retirar.

Sensibilidades Respecto al Proceso de Descarbonización e Integración ERV	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
<b>Caso Base</b>	0.42	0.52	0.54	0.56	0.11	0.16	0.18	0.11
<b>Reemplazo a 2025</b>	0.47 (12%)	0.6 (17%)	0.62 (14%)	0.63 (14%)	0.16 (43%)	0.24 (50%)	0.21 (13%)	0.12 (9%)
<b>Reemplazo a 2030</b>	0.52 (25%)	0.69 (32%)	0.71 (31%)	0.68 (22%)	0.22 (96%)	0.25 (56%)	0.25 (38%)	0.15 (37%)

Por un lado, los resultados obtenidos permiten apreciar cómo los indicadores se ven reducidos de forma progresiva en el caso de AES Gener, cuyo portafolio de generación se basa en tecnologías en base a carbón, mientras que firmas como Enel ven mejorada su posición, al integrar mayores fuentes de generación ERV a su portafolio. Por otro lado, y de forma similar a lo observado en la sensibilidad sobre

<sup>154</sup> Ver Anexo D.6. Programa de Descarbonización.

<sup>155</sup> Esto, en base a la capacidad efectiva de fuentes de generación ERV, en consideración de los factores de planta del año representativo en cuestión.

los costos del carbón, la capacidad de generación despachable en base a gas o hidroelectricidad también se ve favorecida por el retiro de la capacidad de carbón.

Tabla 9.25. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a un reemplazo en la generación a carbón a retirar al año 2025.

Reemplazo a 2025	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.27 (19%)	0.3 (31%)	0.27 (20%)	0.28 (13%)	0.09 (49%)	0.11 (71%)	0.08 (13%)	0.05 (24%)
Colbún	0.08 (12%)	0.06 (16%)	0.17 (34%)	0.16 (26%)	0.02 (31%)	0.01 (56%)	0.05 (81%)	0.03 (71%)
AES Gener	0.09 (-2%)	0.18 (6%)	0.13 (-7%)	0.11 (5%)	0.04 (30%)	0.1 (29%)	0.07 (-11%)	0.04 (-16%)
Engie	0.03 (-6%)	0.06 (-5%)	0.05 (-8%)	0.05 (4%)	0.01 (100%)	0.02 (58%)	0.01 (11%)	0.01 (-40%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0 (0%)	0.01 (67%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.04 (10%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.47 (12%)</b>	<b>0.6 (17%)</b>	<b>0.62 (14%)</b>	<b>0.63 (14%)</b>	<b>0.16 (43%)</b>	<b>0.24 (50%)</b>	<b>0.21 (13%)</b>	<b>0.12 (9%)</b>

Tabla 9.26. Índices de Rentas Pivotaes Totales (RPT) y de Poder de Mercado Totales (RPPMT) y variación (%) respecto al Caso Base frente a un reemplazo en la generación a carbón a retirar al año 2030.

Reemplazo a 2030	Indicador RPT				Indicador RPPMT			
	Enero	Abril	Julio	Octubre	Enero	Abril	Julio	Octubre
Enel	0.32 (41%)	0.37 (61%)	0.35 (53%)	0.3 (24%)	0.15 (140%)	0.15 (133%)	0.12 (80%)	0.07 (74%)
Colbún	0.08 (25%)	0.07 (48%)	0.19 (54%)	0.17 (37%)	0.02 (69%)	0.02 (100%)	0.06 (133%)	0.04 (112%)
AES Gener	0.08 (-8%)	0.17 (-3%)	0.12 (-16%)	0.11 (5%)	0.04 (21%)	0.07 (-13%)	0.05 (-36%)	0.04 (-11%)
Engie	0.03 (-3%)	0.07 (8%)	0.06 (6%)	0.05 (13%)	0.01 (>100%)	0.02 (67%)	0.01 (33%)	0.01 (-10%)
Grupo AME-EDF	0 (0%)	0.01 (100%)	0.01 (100%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
Tamakaya Energía	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0.04 (10%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
<b>Total</b>	<b>0.52 (25%)</b>	<b>0.69 (32%)</b>	<b>0.71 (31%)</b>	<b>0.68 (22%)</b>	<b>0.22 (96%)</b>	<b>0.25 (56%)</b>	<b>0.25 (38%)</b>	<b>0.15 (37%)</b>

### 9.3. Simulación de Impactos Operacionales

Como siguiente paso de la metodología propuesta se presentan simulaciones técnico-económicas llevadas a cabo sobre un modelo de pre-despacho del sistema eléctrico chileno, el que considera todas las restricciones operacionales relevantes. La finalidad de estas simulaciones técnico-económicas es estudiar los distintos tipos de incentivos con los que podrían contar los agentes del mercado para modificar sus ofertas, evaluar los impactos en asignaciones, remuneraciones y costos marginales. Todo lo anterior en el contexto de un mercado de energía basado en subastas de precio uniforme sin mecanismos explícitos de mitigación de poder de mercado como precios máximos, limitación del valor de ofertas de algunos agentes u otras medidas. Es importante recalcar que el objetivo de estas simulaciones no es predecir el comportamiento de los agentes sino evaluar y analizar los posibles impactos en la operación del sistema eléctrico al utilizar un esquema de mercado basado en ofertas como el descrito, frente a distintas condiciones y escenarios de participación.

Se han considerado las siguientes estrategias de ofertas posibles para unidades que no dependen de la determinación del valor del agua para su operación (i.e., fuentes de generación hidroeléctrica de embalse, o “Hidro A”).

- **Ofertas en Base a Costos Variables:** Considera ofertas de energía iguales a los costos variables de producción de las unidades de generación en USD/MWh, los cuales actualmente se encuentran auditados, internalizando la estructura de costos de estos (i.e., heat-rate de las unidades, costos de combustible, costos variables fijos, entre otros).
- **Ofertas en Base a Costos Variables y Markup:** Considera ofertas de energía iguales a los costos variables de producción de las unidades de generación, más el markup correspondiente a la firma dueña de la unidad. Para una firma  $i$ , su markup se estima en base a la pivotalidad de la firma  $\pi_i$  y la generación total provista por la unidad  $P_i$  de acuerdo a la fórmula a continuación.

$$x_i = \frac{\pi_i}{P_i}$$

- **Ofertas Colusorias del Cartel:** Considera un escenario colusivo en el que las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie) duplican de forma coordinada sus ofertas basadas en sus costos variables de generación.
- **Ofertas Colusorias Fuera del Cartel:** Considera un escenario colusivo en el que todas las firmas, a excepción de las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie), duplican de forma coordinada sus ofertas basadas en sus costos variables de generación.
- **Ofertas Duplicadas por Firma:** Considera distintos escenarios, en los que cada una de las cuatro firmas principales (i.e., Enel Generación, Colbún, AES Gener y Engie) duplica sus ofertas, basadas en solo sus costos variables de generación.

Para cada una de estas estrategias de oferta, se han considerado los siguientes escenarios de oferta para aquellas unidades que dependen de la determinación de un valor del agua.

- **Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos:** Esto es equivalente a considerar que las unidades de generación pertenecientes a la red hídrica del sistema, i.e., aquellas que dependen de la determinación de un valor del agua, no participan del mercado de ofertas de energía y su gestión sigue siendo determinada por el CEN; o bien, que el mecanismo de mercado basado en ofertas cuenta con un diseño tal que alinea las estrategias de oferta por esta capacidad con las decisiones que tomaría el CEN bajo un esquema de gestión centralizada del recurso hidráulico.
  
- **Ofertas por los Recursos Hidráulicos:** Para analizar los posibles impactos que tendría la participación de los recursos hidráulicos en el mercado de ofertas de energía, se presentan dos escenarios extremos de análisis.
  - **Oferta Nula de los Recursos Hidráulicos:** Bajo este escenario, se consideran ofertas nulas (0 USD/MWh) para cada una de las unidades que forman parte de la red hídrica del sistema, independientemente de la firma a la que estas pertenecen.
  
  - **Retención de los Recursos Hidráulicos:** Bajo este escenario, se considera una retención total de los recursos hidráulicos asociados a la red hídrica del sistema. Esto es equivalente a considerar que las unidades son capaces de realizar una retención física o económica tal que este tipo de generación puede abstraerse de participar del mercado de energía.

Al igual que en análisis previos, se distinguen escenarios en los que se considera la Capacidad Potencial y Capacidad Efectiva del sistema. El resultado de las simulaciones operacionales demuestra el impacto de la competencia entre las cuatro firmas principales, donde **se ven reducidos los incentivos a comportamientos estratégicos individuales**. Similarmente, es posible apreciar el impacto de prácticas colusivas de los conglomerados de mayor importancia tanto en asignación, costos marginales e ingresos. Los resultados se condicen con lo capturado por el análisis de rentas pivotaes, donde bajo ciertas condiciones algunas firmas cuentan con holgura para aumentar sus ofertas. Sin embargo, dichos comportamientos se ven **acotados por la presión competitiva del resto de las firmas del sistema**. Las simulaciones ilustran también el impacto de la consideración de la Capacidad Potencial y Capacidad Efectiva del parque generador del sistema, y un mayor nivel de impacto de distintos esquemas de ofertas no competitivas al permitir que las unidades asociadas a la red hídrica del sistema participen del mecanismo de ofertas como cualquier otro generador, tal y como se puede apreciar en la Figura 9.22 y Tabla 9.27 a continuación. Con todo lo anterior, los **resultados reafirman la conclusión respecto a un potencial esquema basado en ofertas con una operación centralizada del recurso hídrico, particularmente en una etapa inicial**.

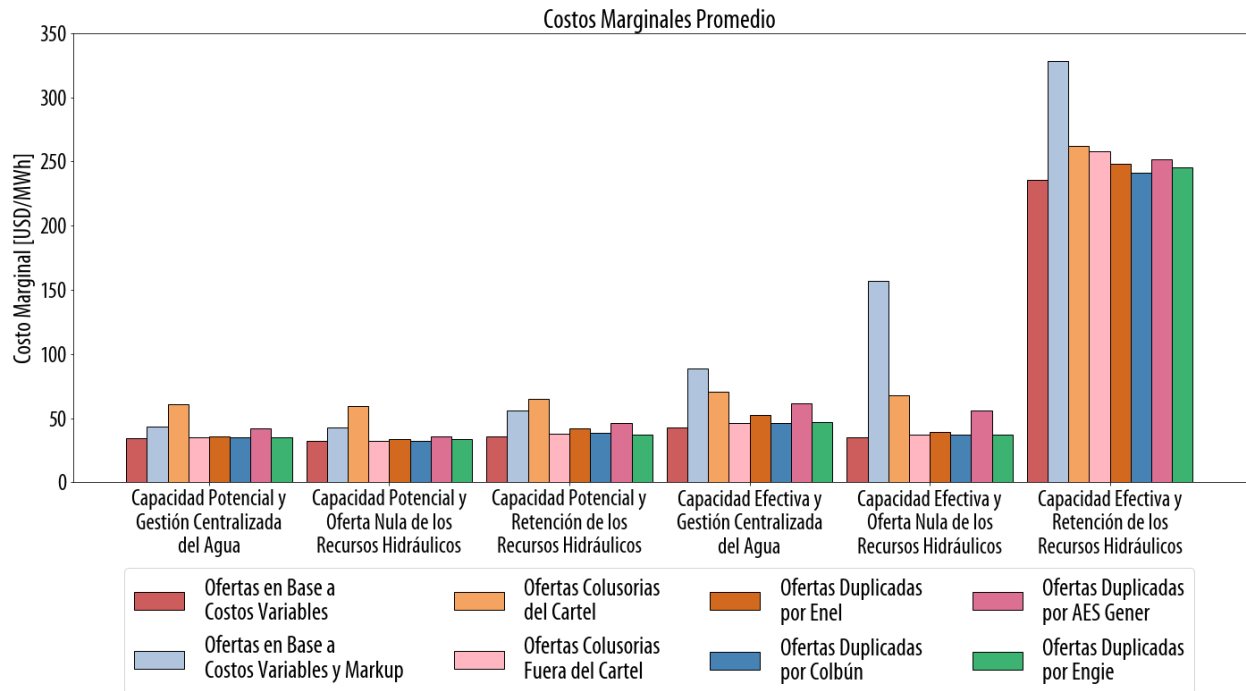


Figura 9.22. Costos marginales (USD/MWh) promedio para diferentes estrategias de oferta y escenarios de capacidad del parque de generación y tratamiento de recursos hídricos.

Tabla 9.27. Costos marginales (USD/MWh) promedio para diferentes estrategias de oferta y escenarios de capacidad del parque de generación y tratamiento de recursos hídricos; y variación (%) respecto a escenarios de ofertas en base a costos variables y bajo una gestión centralizada del agua.

Estrategia de Oferta	Capacidad Potencial			Capacidad Efectiva		
	Gestión Centralizada del Agua	Oferta Nula de los Recursos Hídricos	Retención de los Recursos Hídricos	Gestión Centralizada del Agua	Oferta Nula de los Recursos Hídricos	Retención de los Recursos Hídricos
Ofertas en Base a Costos Variables	<b>34.3</b>	32.0 (-7%)	35.6 (4%)	<b>42.9</b>	35.0 (-18%)	235.9 (449%)
Ofertas en Base a Costos Variables y Markup	43.5	43.0 (26%)	55.8 (63%)	88.6	156.6 (265%)	328.4 (665%)
Ofertas Colusorias del Cartel	60.8	59.2 (73%)	65.3 (90%)	70.5	67.6 (57%)	262.1 (510%)
Ofertas Colusorias Fuera del Cartel	35.2	32.3 (-6%)	37.9 (11%)	46.2	37.4 (-13%)	257.7 (500%)
Ofertas Duplicadas por Enel	36.1	33.4 (-2%)	42.1 (23%)	52.7	39.0 (-9%)	247.8 (477%)
Ofertas Duplicadas por Colbún	35.4	32.2 (-6%)	38.6 (13%)	46.4	37.3 (-13%)	241.5 (462%)

Ofertas Duplicadas por AES Gener	41.9	35.6 (4%)	46.3 (35%)	61.3	56.0 (30%)	251.8 (487%)
Ofertas Duplicadas por Engie	35.4	33.6 (-2%)	37.4 (9%)	47.0	37.3 (-13%)	245.4 (472%)

### 9.3.1. Escenarios con Capacidad Potencial

#### Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos

A continuación, las Figuras 9.23 y 9.24 presentan la asignación eficiente de energía ante diferentes escenarios de ofertas de energía, por energía y tecnología, respectivamente. En base a los resultados, es posible destacar que la asignación de energía de las cuatro principales compañías varía entre diferentes escenarios, viendo reducida su participación en un escenario colusivo hipotético, en el que estas duplican sus ofertas basadas en costos variables de generación, y a pesar de lo cual estas mantienen una participación de cerca del 56.8%, en comparación a una participación del 66.6% en un escenario de ofertas basadas exclusivamente en los costos variables de operación de las unidades, resultado que resulta idéntico a la asignación eficiente centralizada de parte del CEN en base a los costos auditados de generación de energía.

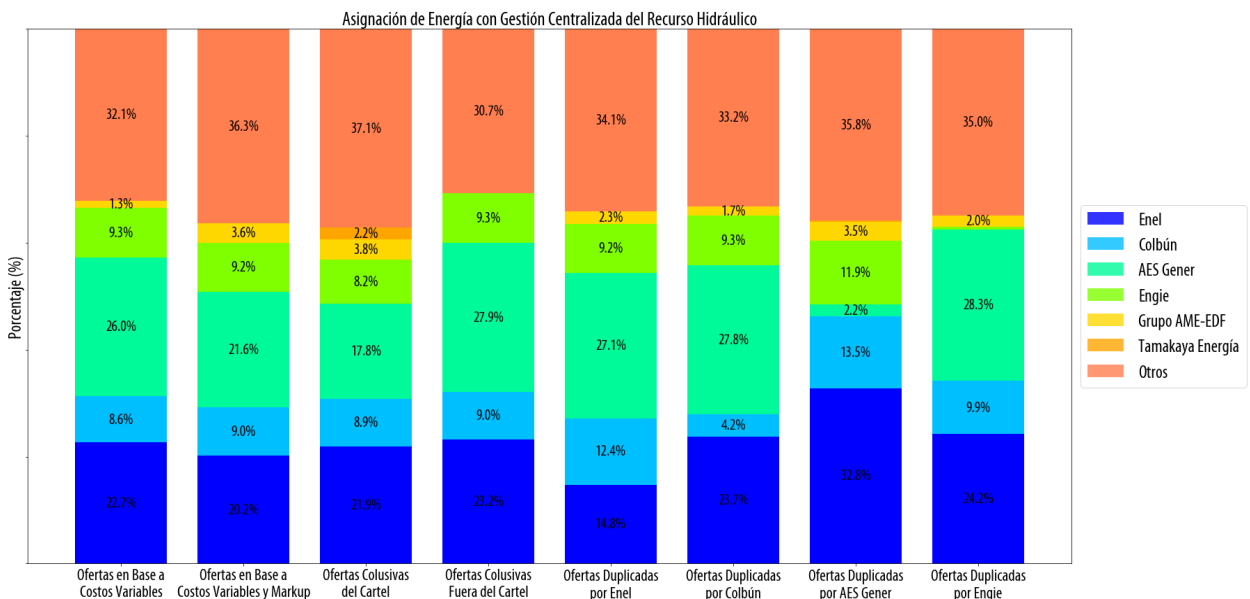


Figura 9.23. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).



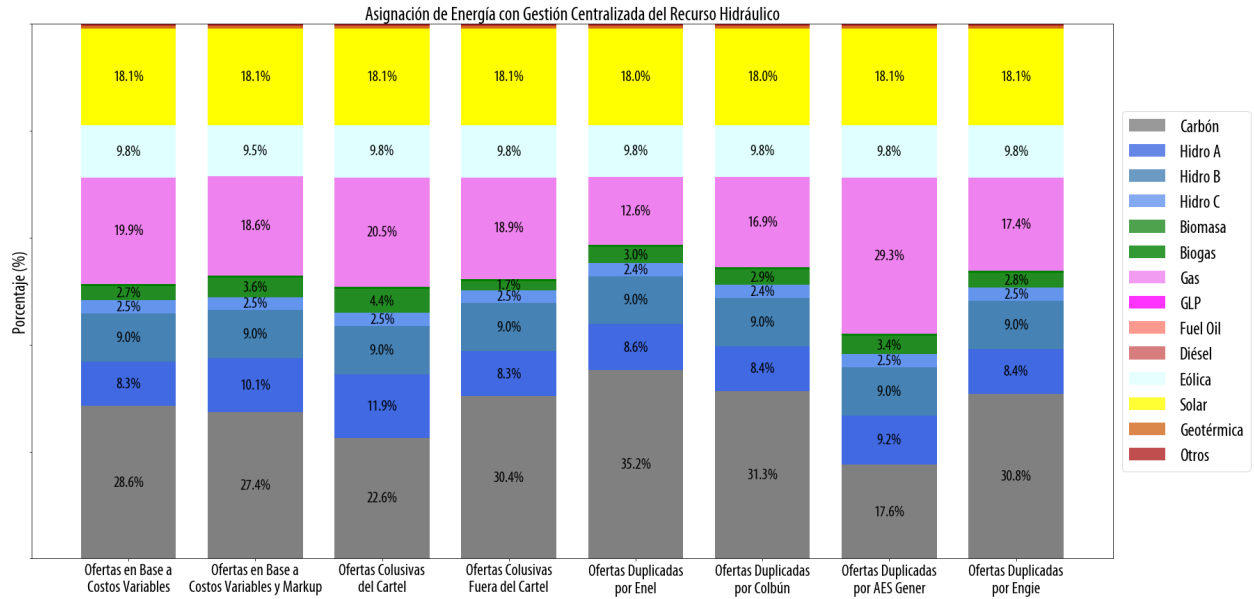


Figura 9.24. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

Adicionalmente, en la Figura 9.25 a continuación se presentan los precios de despeje resultantes de las diferentes estrategias de oferta de energía, cuando se considera una gestión centralizada del recurso hidráulico. Luego, en las Figura 9.26 se presentan las rentas percibidas, a propósito de los precios de despeje presentados, cuando el mecanismo de remuneración es del estilo *pay-as-clear*.

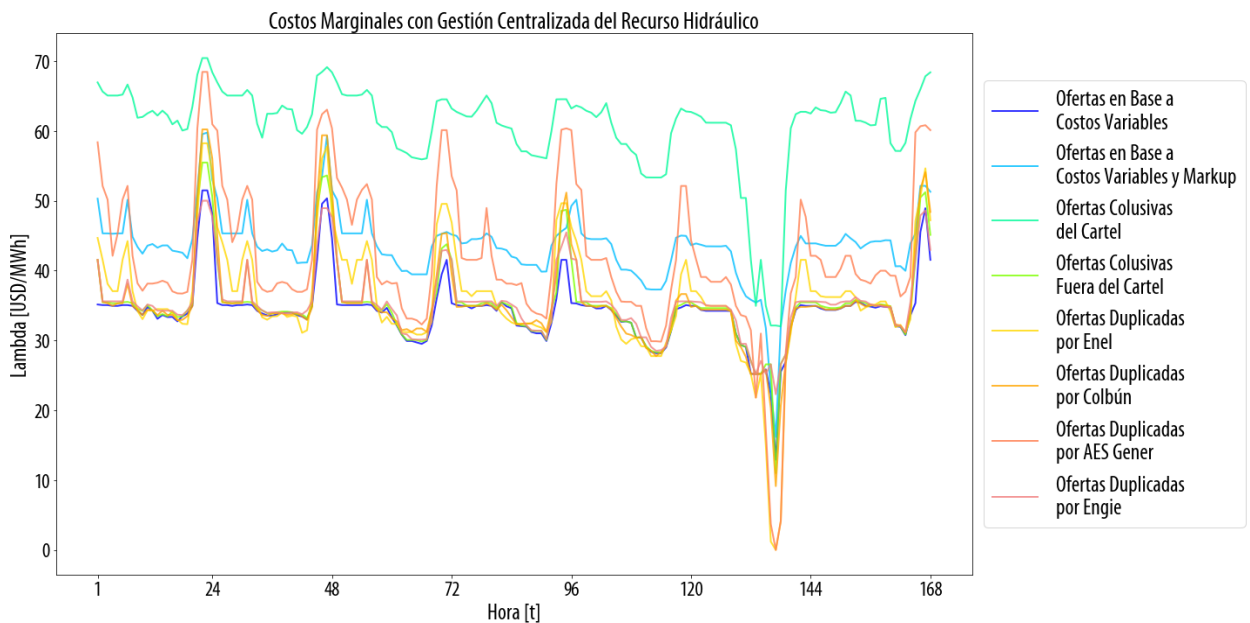


Figura 9.25. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

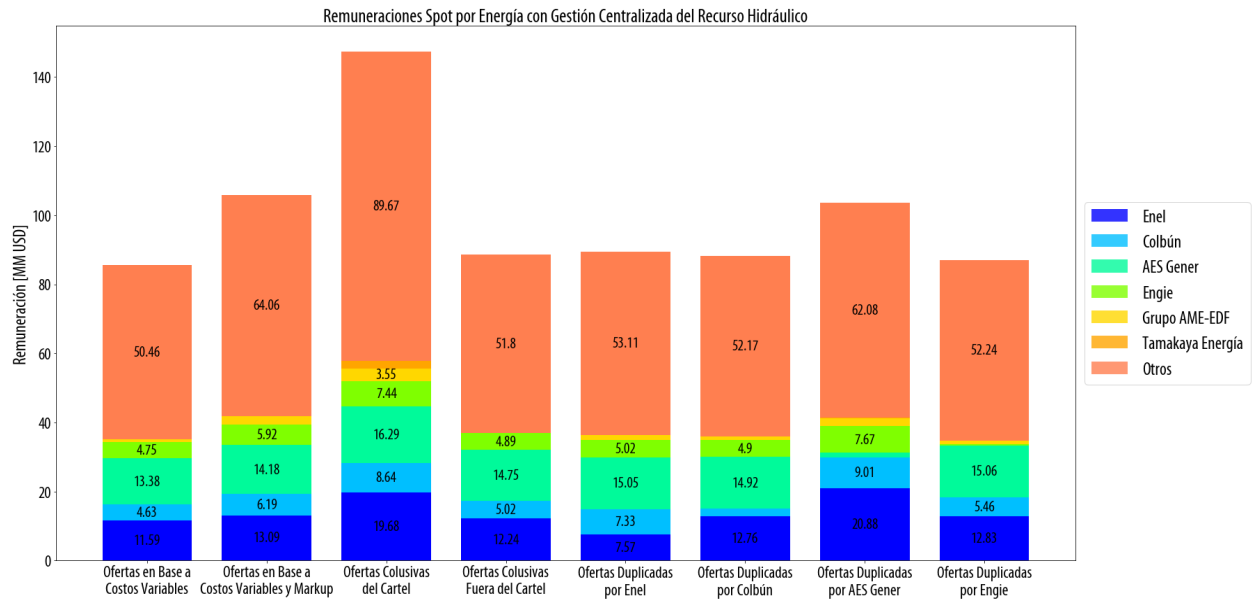


Figura 9.26. Remuneraciones por energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

A partir de los resultados obtenidos en presencia de una Capacidad Potencial, cuando se analiza el efecto sobre los precios de despeje al duplicar las ofertas de cada uno de los principales cuatro agentes, se aprecia que actores como AES Gener pueden afectar de mayor manera los precios de despeje, lo que se relaciona con su lugar en la curva de oferta del sistema, dado su volumen oferta de generación térmica en base a carbón. Por otro lado, se aprecia que los precios de despeje se ven afectados principalmente cuando las ofertas consideran el markup de cada una de las firmas, así como cuando se realizan ofertas colusorias de los principales cuatro actores del sector.

### Oferta Nula de los Recursos Hidráulicos

A continuación, las Figuras 9.27 y 9.28 presentan la asignación eficiente de energía ante diferentes escenarios de ofertas de energía, por energía y tecnología, respectivamente. Adicionalmente, en la Figura 9.29 se presentan los precios de despeje resultantes de las diferentes estrategias de oferta de energía, cuando se consideran ofertas nulas de los recursos hidráulicos asociados a la red hidro del sistema y la Capacidad Potencial del parque generador. Luego, en las Figura 9.30 se presentan las remuneraciones spot percibidas, a propósito de los precios de despeje presentados, cuando el mecanismo de remuneración es del estilo *pay-as-clear*.

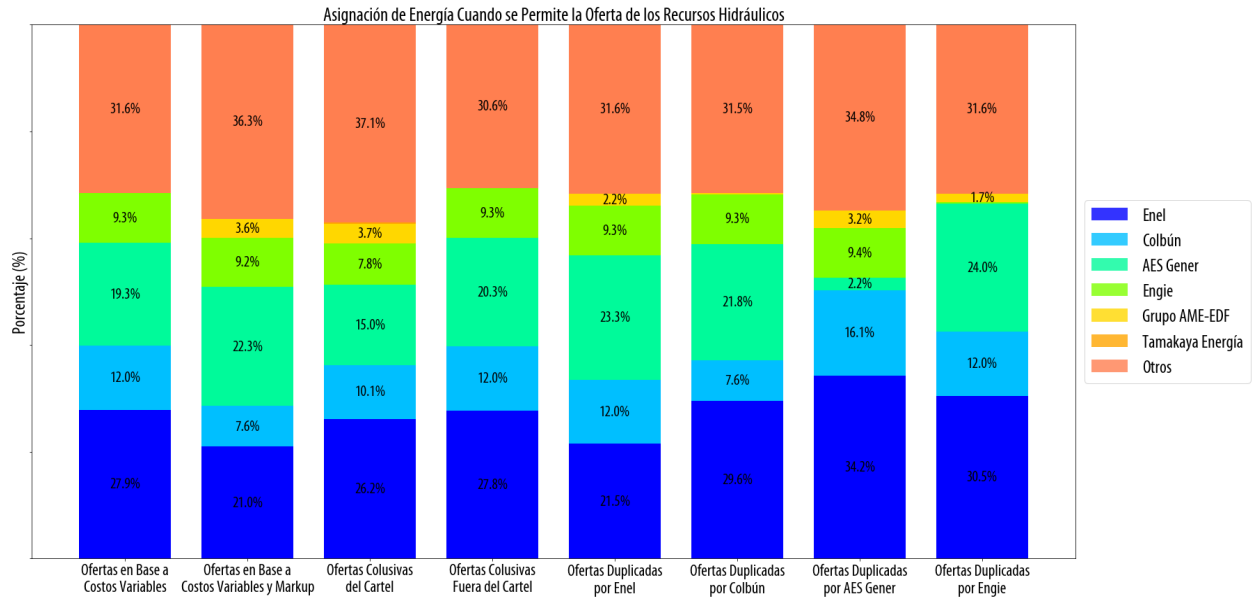


Figura 9.27. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

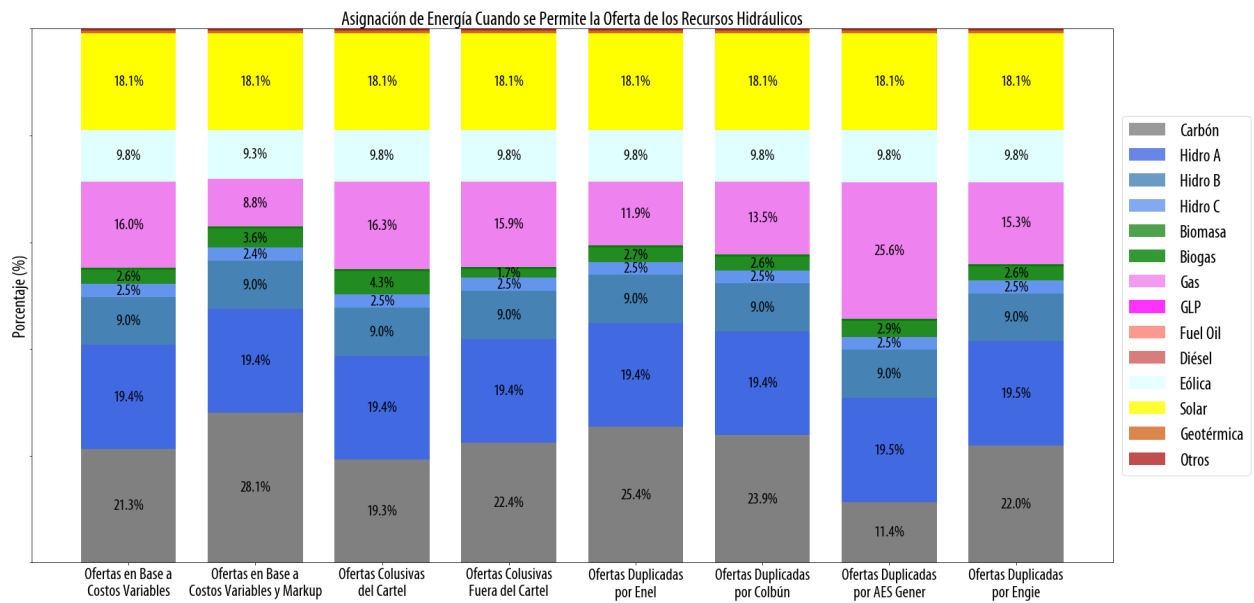


Figura 9.28. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

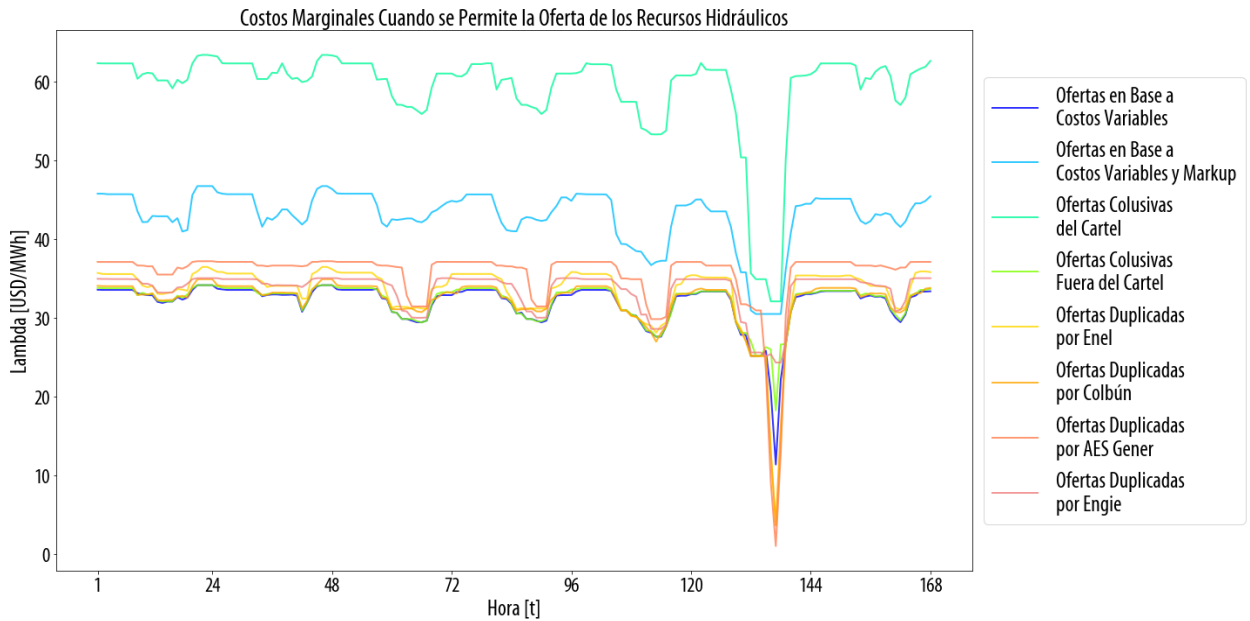


Figura 9.29. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

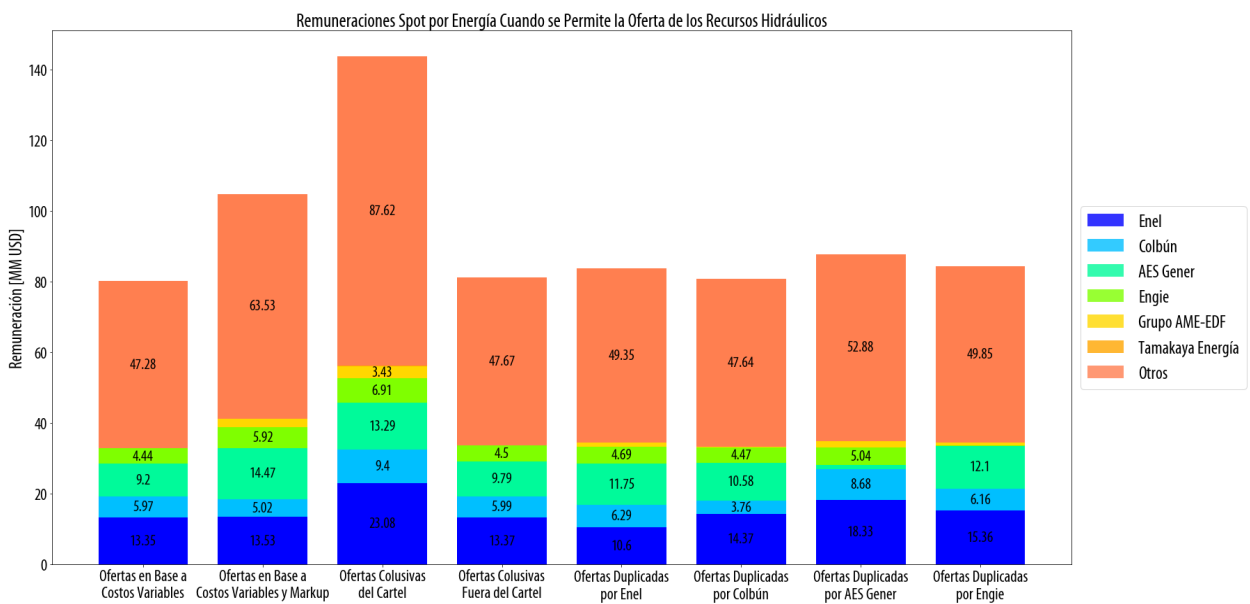


Figura 9.30. Remuneraciones por energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

### Retención de los Recursos Hidráulicos

A continuación, las Figuras 9.31 y 9.32 presentan la asignación eficiente de energía ante diferentes escenarios de ofertas de energía, por energía y tecnología, respectivamente. Adicionalmente, en la Figura 9.33 se presentan los precios de despeje resultantes de las diferentes estrategias de oferta de energía, cuando se considera la retención de los recursos hidráulicos asociados a la red hidro del sistema y la Capacidad Potencial del parque generador. Luego, en las Figura 9.34 se presentan las remuneraciones spot percibidas, a propósito de los precios de despeje presentados, cuando el mecanismo de remuneración es del estilo *pay-as-clear*.

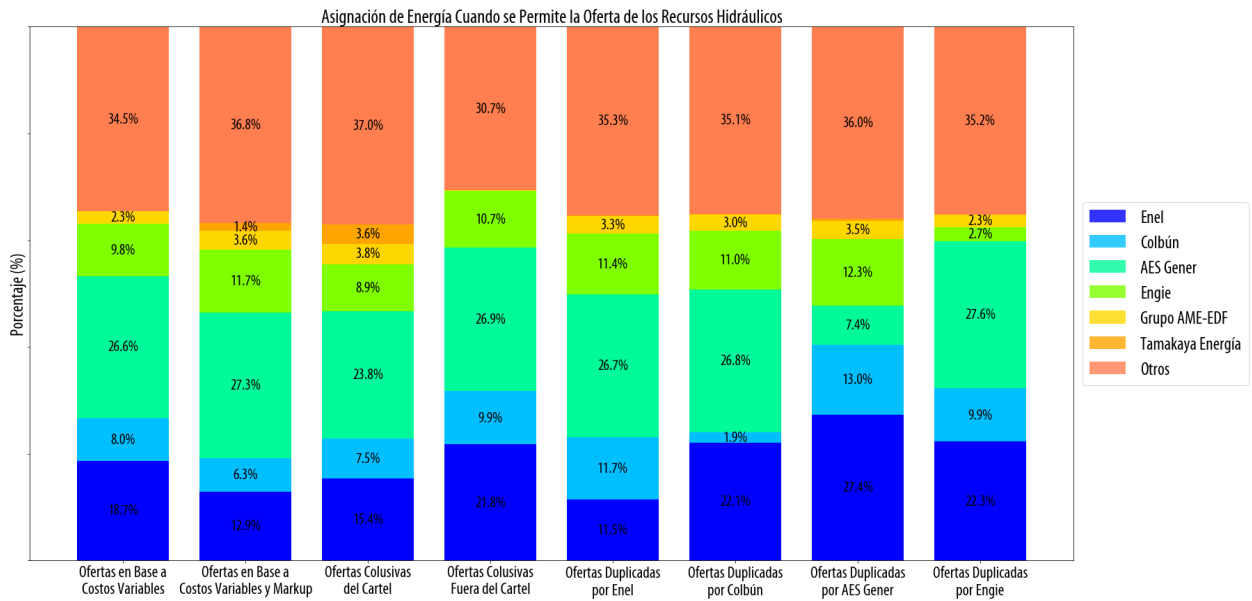


Figura 9.31. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

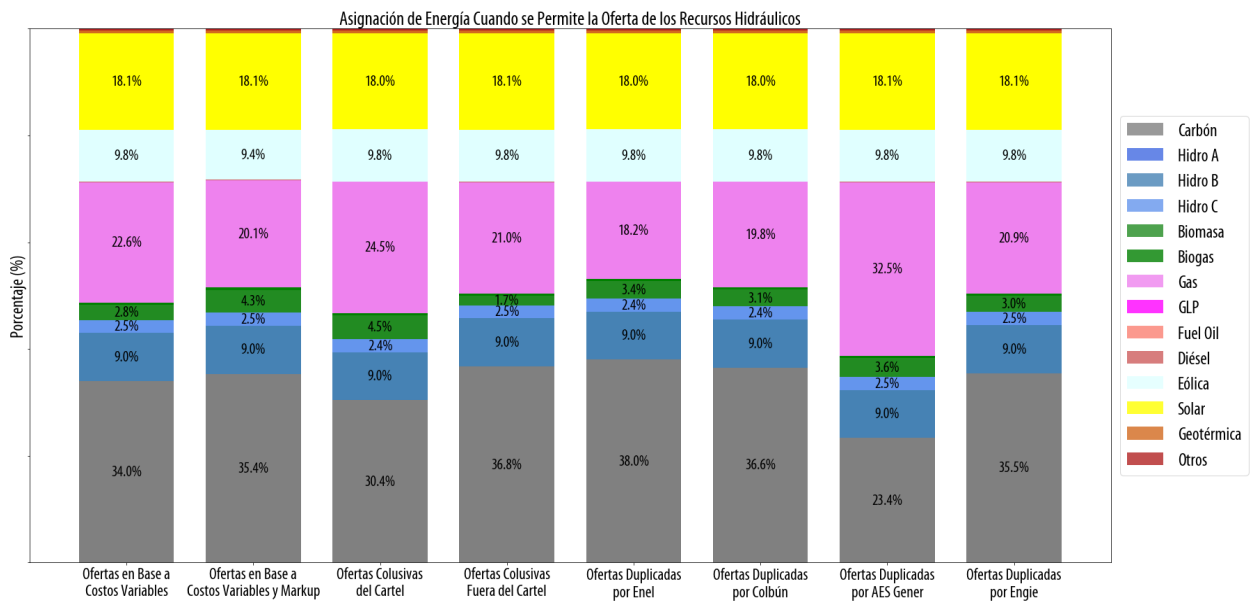


Figura 9.32. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

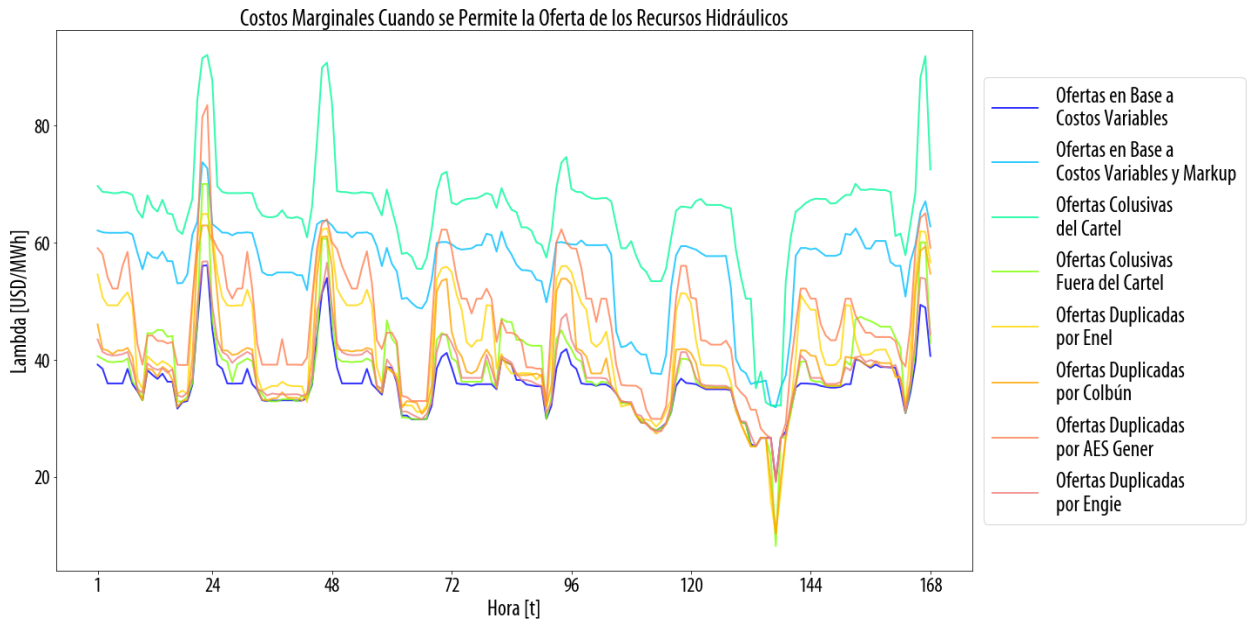


Figura 9.33. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

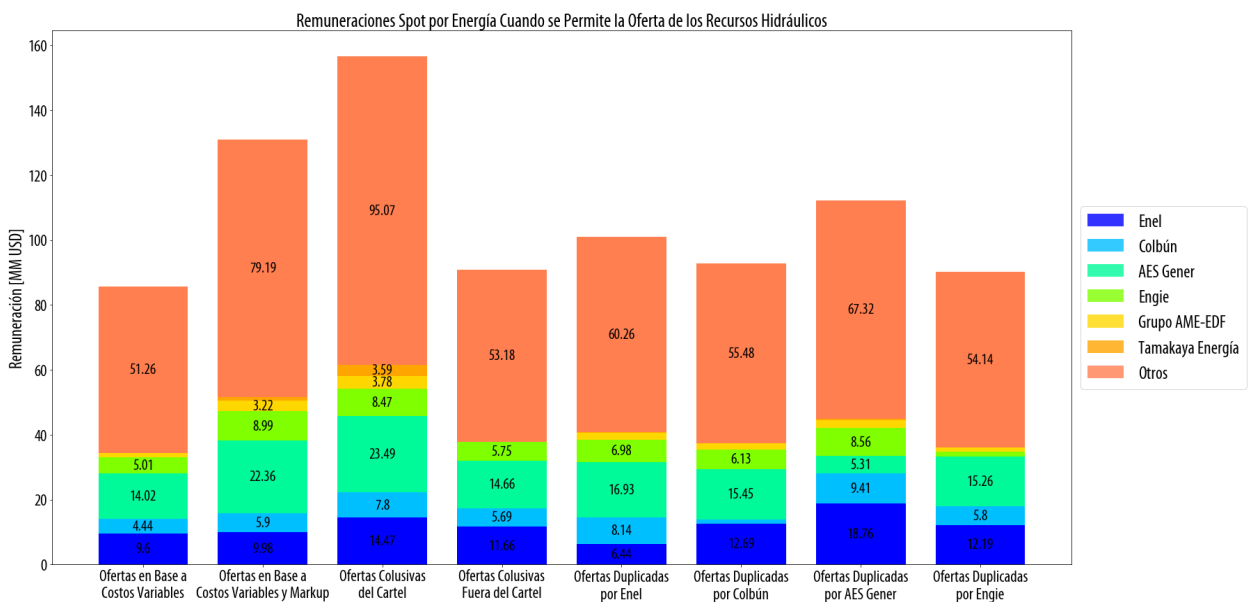


Figura 9.34. Remuneraciones por energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Potencial).

Escenarios extremos de oferta de recursos hidráulicos asociados a la red hidro del sistema, de carácter despachable, permiten obtener una noción de los incentivos con los que podrían contar las firmas que cuentan con este tipo de tecnologías dentro de su portafolio de generación. A partir de los resultados obtenidos, se observa que la diferencia en remuneraciones respecto al caso de gestión centralizada de los recursos se acrecienta cuando se habilitan ofertas de energía de unidades hidráulicas asociadas a la red hidro del sistema y estas ejercen una retención física o económica de su capacidad de generación y luego quedan excluidas del mix de generación óptimo programado, especialmente cuando las ofertas por el resto de las unidades del sistema consideran componentes de markup de las firmas asociadas o

cuando se suscitan comportamientos colusivos, los que demuestran traducirse en un aumento en las rentas percibidas por el cartel en su conjunto, a pesar de resultar en una menor participación en la asignación de energía, lo que demuestra su poder de manipulación de mercado en un escenario como el descrito. Con todo lo anterior, se observa que los efectos de diferentes tipos de conductas de ofertas resultan aún mayores cuando la generación hidráulica de embalse se encuentra habilitada para realizar ofertas dentro de un mercado de energía.

### 9.3.2. Escenarios con Capacidad Efectiva

#### Gestión Centralizada de los Recursos Hidráulicos

En las secciones a continuación, las Figuras 9.35 a 9.45 presentan los resultados obtenidos cuando a diferencia de los escenarios anteriores, se considera la Capacidad Efectiva del parque generador. En base a los resultados, es posible destacar que tal como en el caso anterior la asignación de energía de las cuatro principales compañías varía entre diferentes escenarios, viendo reducida en menor manera su participación en un escenario colusivo hipotético y de oferta con markup, lo que se condice con la condición menos holgada de capacidad disponible en el sistema.

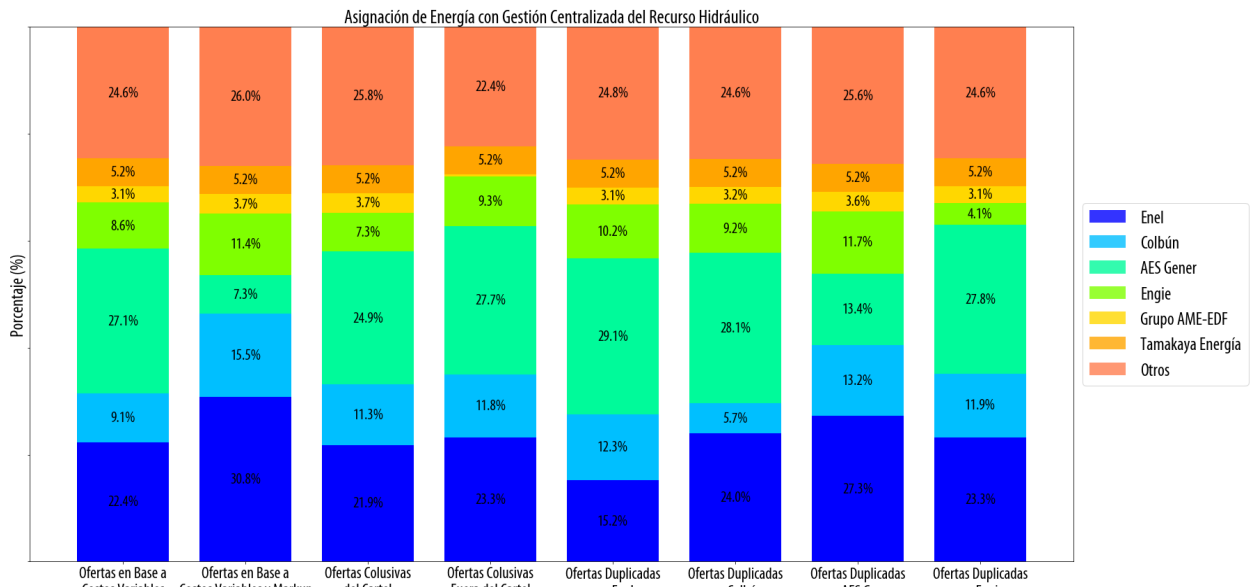


Figura 9.35. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

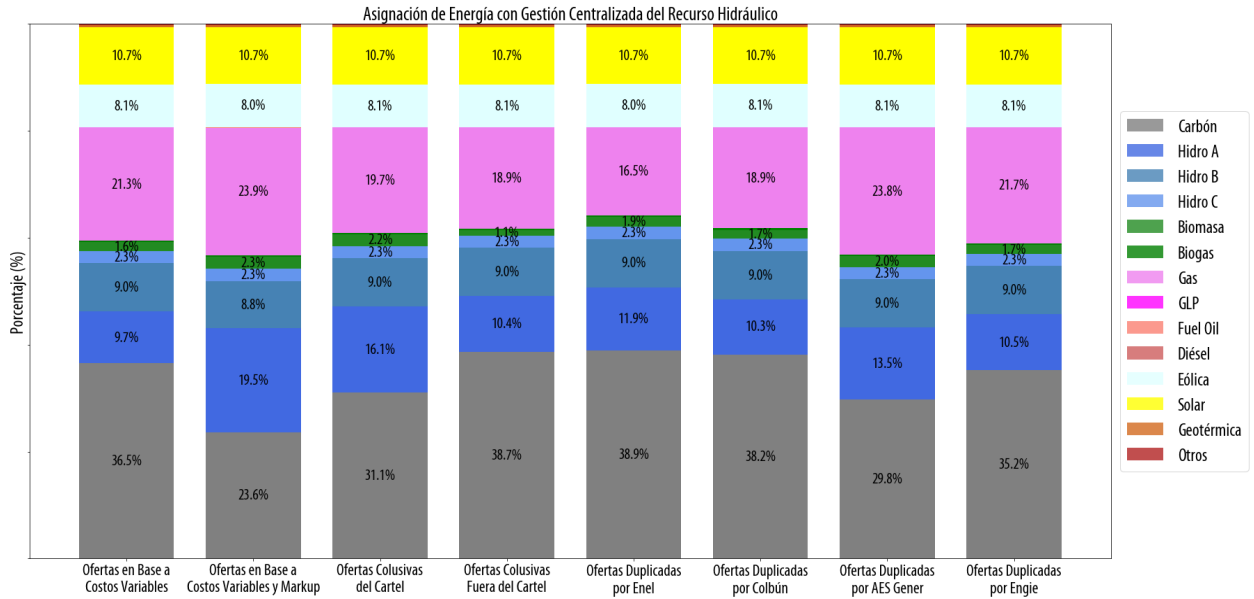


Figura 9.36. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

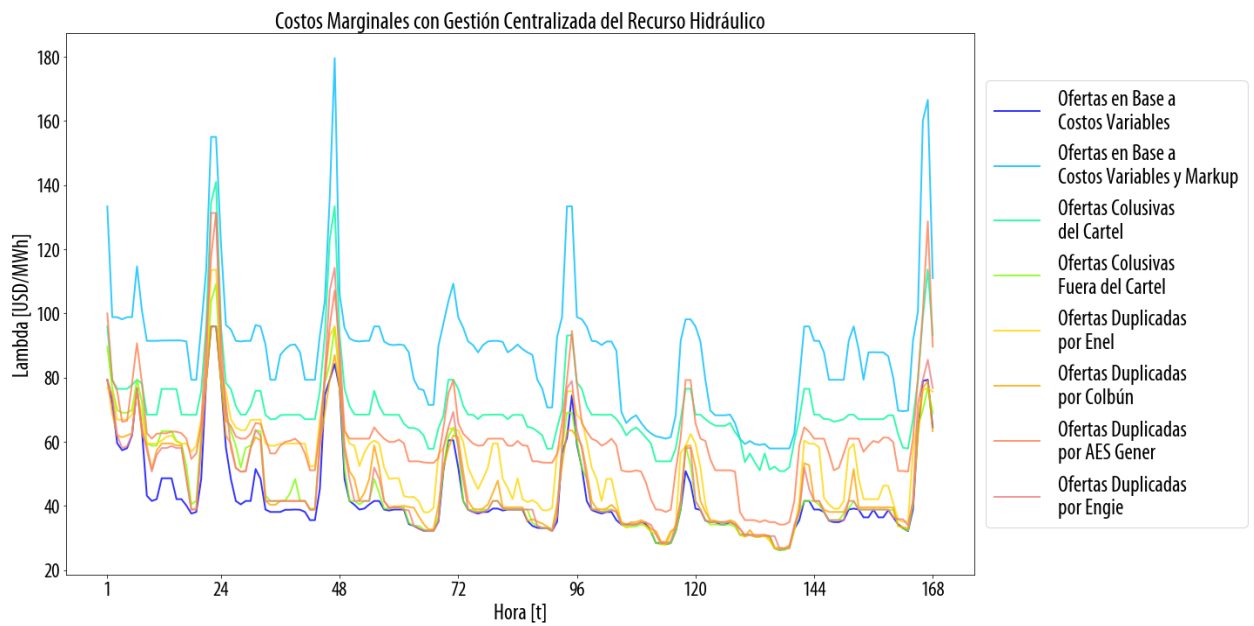


Figura 9.37. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).



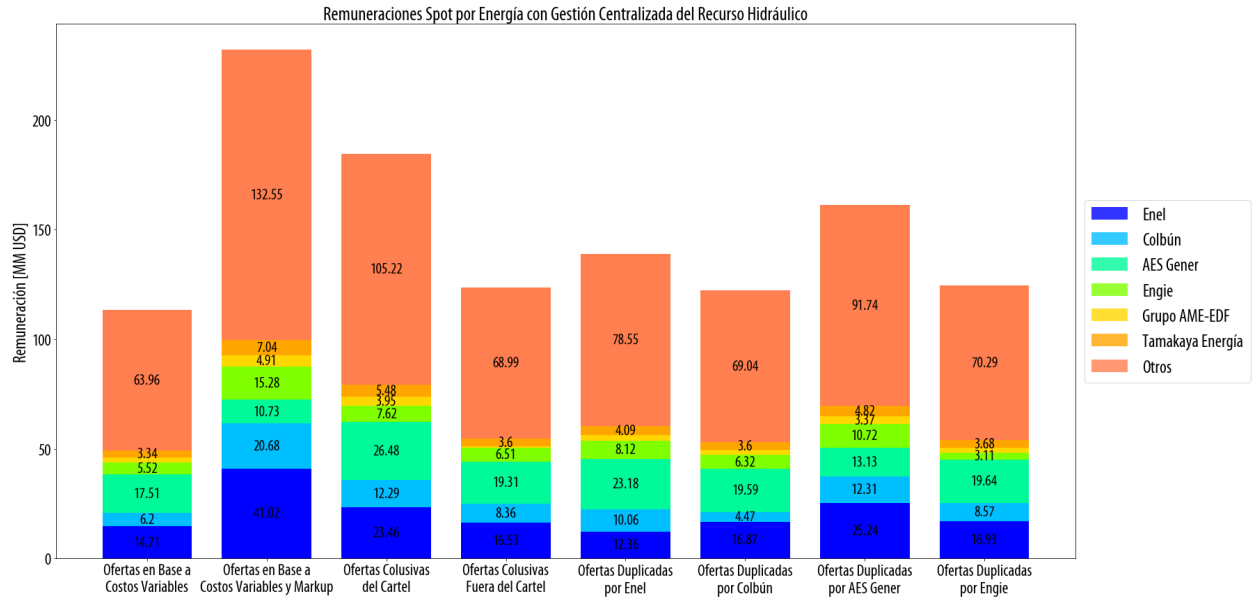


Figura 9.38. Remuneraciones por energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y gestión centralizada de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

### Oferta Nula de los Recursos Hidráulicos

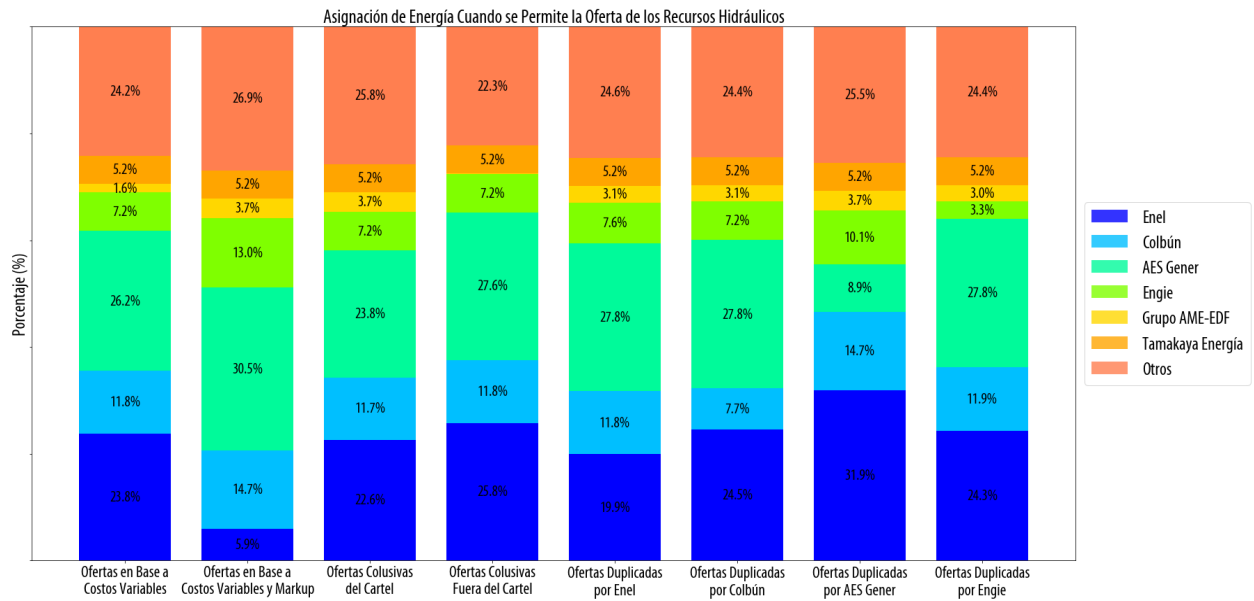


Figura 9.39. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

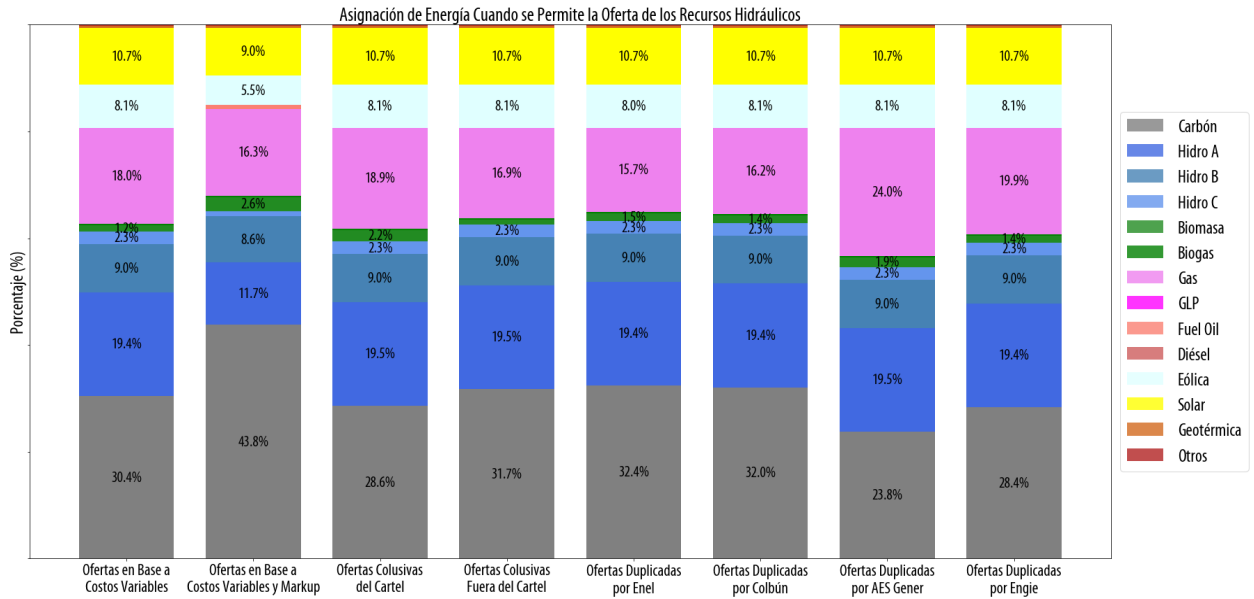


Figura 9.40. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

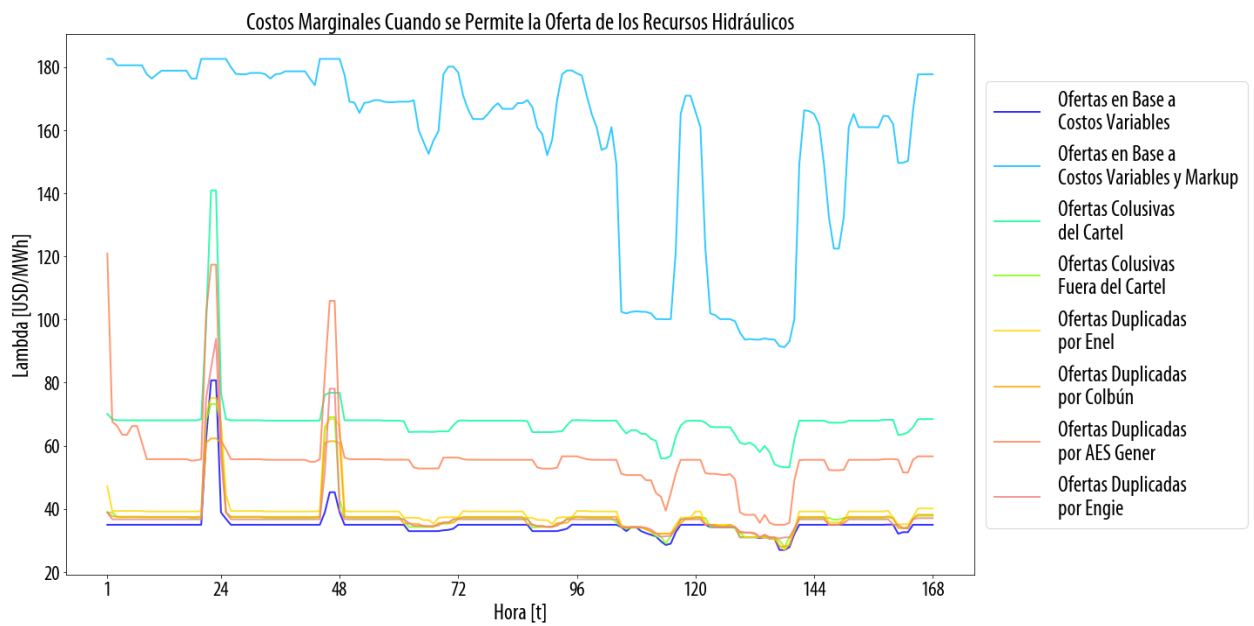


Figura 9.41. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

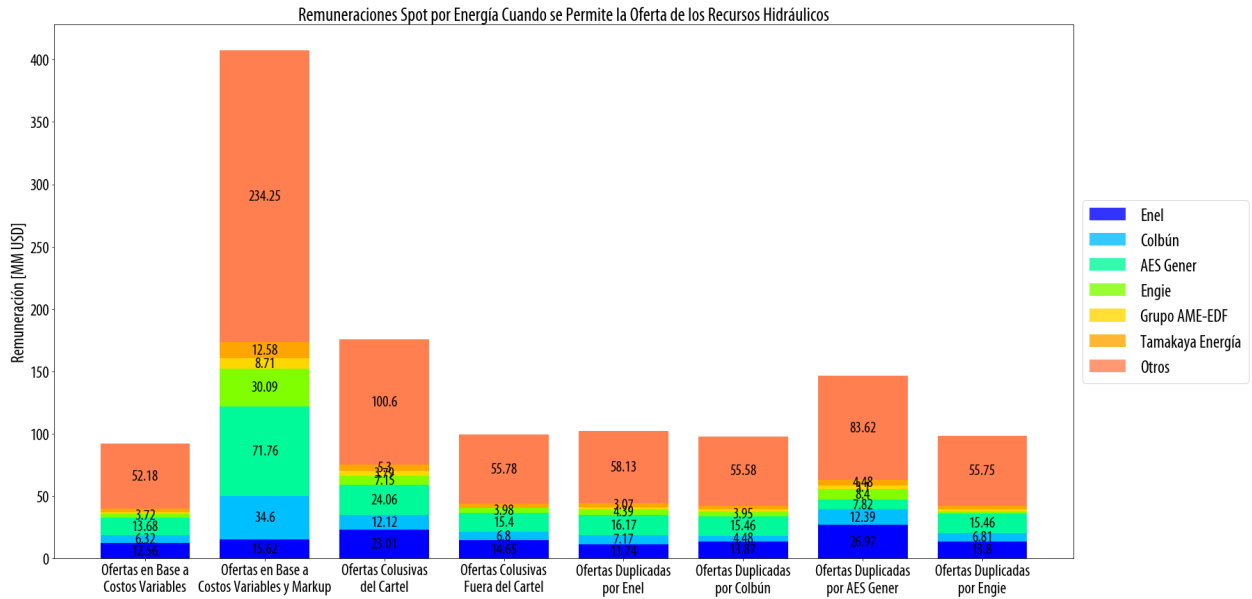


Figura 9.42. Remuneraciones por energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y oferta nula de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

### Retención de los Recursos Hidráulicos

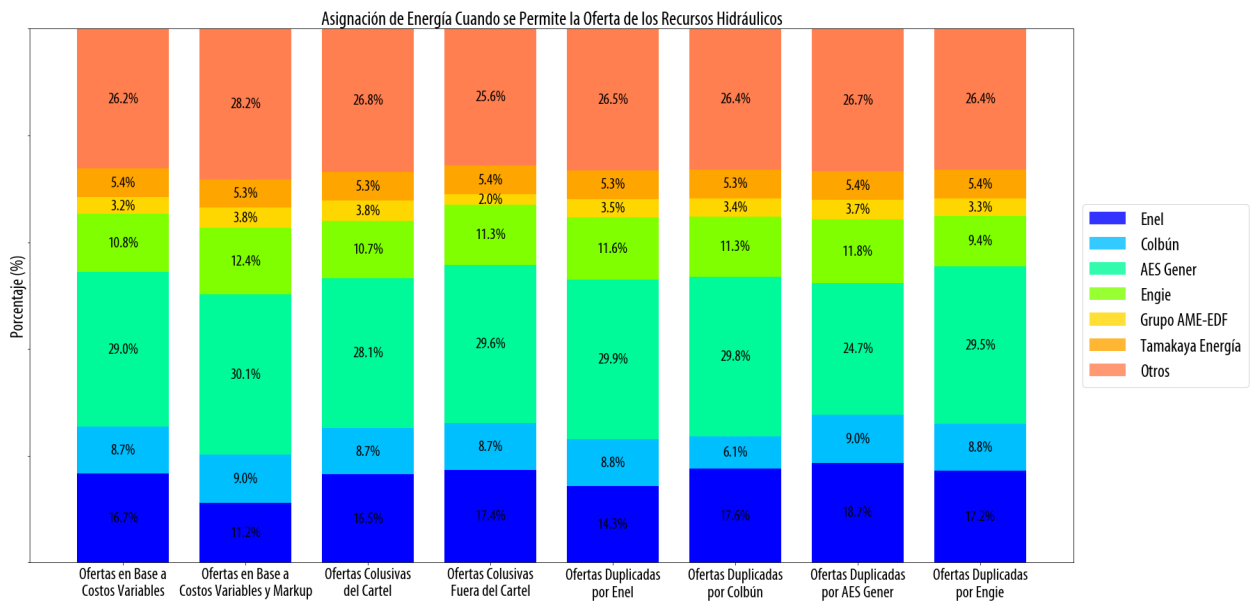


Figura 9.43. Asignación eficiente en energía por firma ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

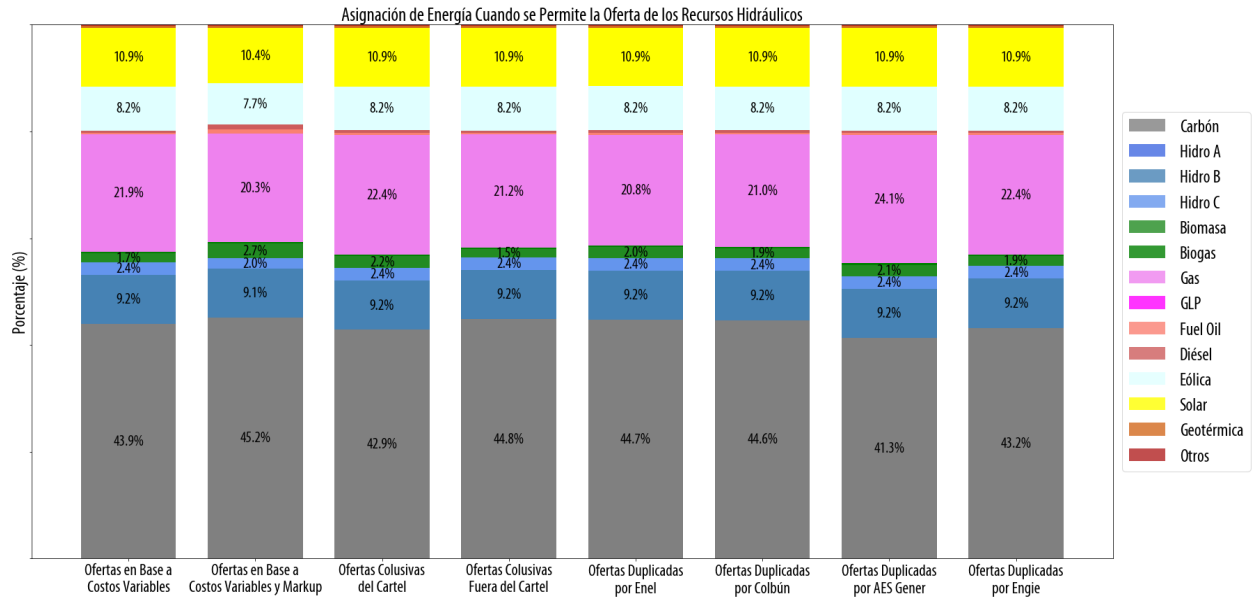


Figura 9.44. Asignación eficiente en energía por tecnología ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

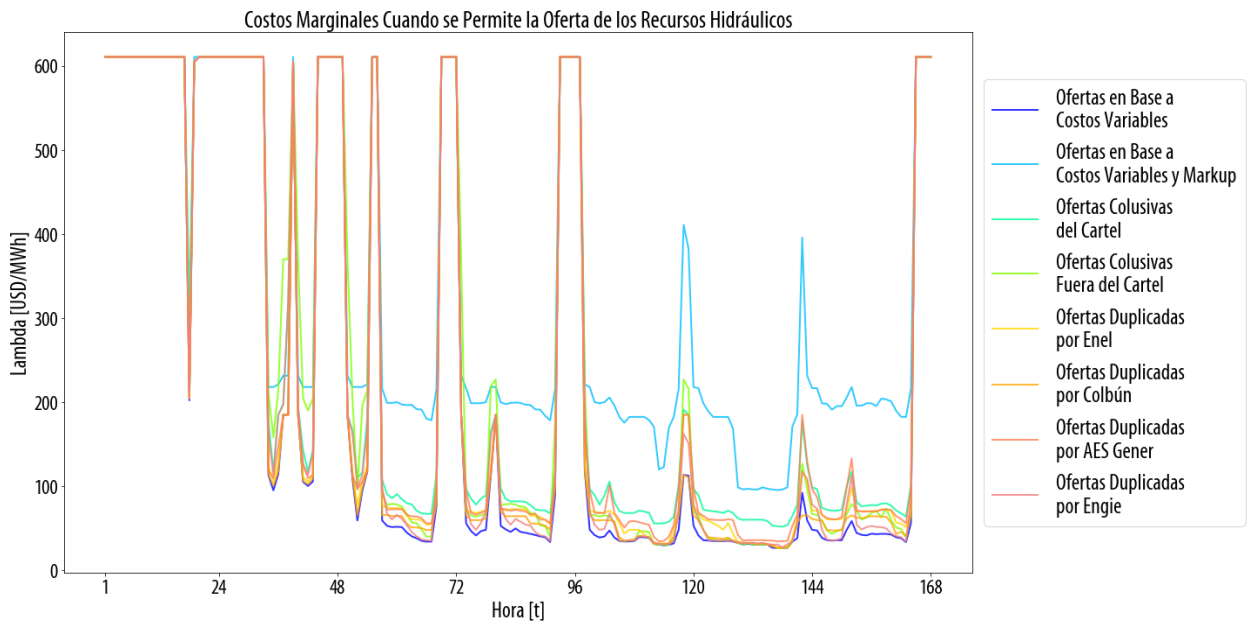


Figura 9.45. Costo marginal promedio de energía ante cada estrategia de oferta para semana representativa de enero y retención de los recursos hidráulicos (Capacidad Efectiva).

## 9.4. Conclusiones de la Estimación de las Condiciones de Competencia en Chile

La metodología propuesta considera en su diseño elementos que se encuentran en la frontera del conocimiento y mejores prácticas internacionales en relación al monitoreo y análisis de condiciones de competencia, haciendo uso de herramientas de simulación avanzadas de la operación de los sistemas eléctricos. No obstante lo anterior, como es de esperar en un estudio de estas características, la metodología se encuentra limitada en la consideración de otros factores no menos importantes en la evaluación integral, como lo son la integración vertical de las firmas dentro del propio sector eléctrico u otros sectores relacionados. Así, en base a los resultados de la aplicación de esta metodología, **es posible no descartar la viabilidad de implementación de un mecanismo de mercado basado en ofertas en Chile que tenga resultados competitivos**. Lo anterior particularmente para el caso en el cual los importantes recursos hídricos no participan del mercado de ofertas de energía y su gestión sigue siendo determinada por el CEN (o bien, que el mecanismo de mercado basado en ofertas cuenta con un diseño tal que alinea las estrategias de oferta por esta capacidad con las decisiones que tomaría el CEN bajo un esquema de gestión centralizada del recurso hidráulico), lo que resulta en una operación coordinada de estos recursos a través de una operación centralizada, y cuando esto se conjuga con niveles de contratación a plazo de las principales firmas que cuenten con un potencial poder de mercado.

Por lo demás, los resultados obtenidos son consistentes tanto para el análisis de indicadores de concentración, análisis de rentas pivotaes y sensibilidad reportadas, así como las simulaciones operacionales. En particular, **los resultados presentados dependen de tres factores fundamentales sobre los cuales es posible influir:**

- **Recurso Hídrico:** La planificación centralizada de este recurso, y su marginación del sistema de subastas, aumenta la competitividad del sistema. En este sentido, y en una fase de transición, una apuesta razonable es dejarlo fuera de las subastas y evaluar su incorporación en función del comportamiento del sistema y la factibilidad de un diseño de mercado apropiado.
- **Disponibilidad:** Como es de esperar, la Capacidad Efectiva reflejada en la operación del CEN impacta directamente la competitividad del sistema. Antes de transicionar a un sistema de subastas, es importante entender las razones de estos niveles de capacidad en el corto plazo, y reducirlos al máximo posible.
- **Contratación, Diseño y Mitigación:** También como es de esperar, la contratación aumenta la competitividad del sistema. Lo que corresponde en una transición al sistema de subastas es eliminar cualquier traba a este sistema, y permitir a la mayor cantidad posible de agentes participar en él. Similarmente, el diseño de mercado y las medidas de mitigación y monitoreo son críticas.

## 10. Transición a un Esquema de Mercado Basado en Ofertas en Chile

De forma general, y como ha sido expuesto en las secciones previas de este reporte, diferentes experiencias internacionales y literatura especializada en relación al diseño de mercados eléctricos dan cuenta de los riesgos (e.g., asociados a la concentración de mercado y la posibilidad de ejercicio de poder de mercado) y beneficios de contar con esquemas de mercados eléctricos basados en ofertas. Entre otros beneficios, se destaca la posibilidad de fomentar la integración de fuentes de generación y flexibilidad innovadoras, cuyos costos auditados reconocidos por el sistema no son del todo claros (e.g., tecnologías de generación renovable en base a energía geotérmica, sistemas de almacenamiento en base a baterías, bombeo u otras, recursos distribuidos de energía, y la participación de la propia demanda). Tecnologías cuyo desarrollo se encuentra en línea con la visión de futuro del sistema eléctrico y los diferentes lineamientos de política pública definidos por el MEN en los últimos años, y principios de diseño regulatorios definidos.

Para este propósito, en la presente sección se evalúan las condiciones de mercado favorables que permitan una transición a un mecanismo de mercado basado en ofertas y se realiza una detallada descripción de etapas y plazos asociados a dicha transición. Dejando en claro los plazos asociados y la necesidad de realizar un proceso coordinado y con recursos apropiados para una transformación como la propuesta. Las dimensiones descritas servirán de base e hilo conductor común para la propuesta de medidas de corto, mediano y largo plazo para transitar a un mecanismo de mercado basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno. Estas medidas corresponden al conjunto de actividades asociadas a facilitar el cambio regulatorio, incluyendo tanto el diseño regulatorio en sí mismo, la temporalidad en su implementación, la educación de los actores del mercado, y los mecanismos de monitoreo requeridos para asegurar la existencia de condiciones de competencia. Estas medidas deberán incluir, a lo menos, las condiciones necesarias, tales como los estudios requeridos, barreras de mercado, barreras técnicas, cambios a la estructura institucional de los actores que participan en el mercado, dentro de otros aspectos relevantes.

Dentro de otros elementos, se considerarán principios relacionados con la transparencia, simplicidad, estabilidad y consistencia regulatoria, eficiencia económica, causalidad de costos y beneficios, y neutralidad, entre otros (Pérez-Arriaga, 2013; Biggar & Hesamzadeh, 2014). No obstante lo anterior, y si bien estos principios son deseables y deben servir para el diseño regulatorio y de mercado, no necesariamente podrán cumplirse de forma simultánea, por lo que resulta fundamental contar con consideraciones de política pública aportadas por la contraparte del estudio en la priorización de la aplicación de dichos principios.

Finalmente, a partir de la revisión internacional, la literatura académica especializada, y la revisión de la regulación vigente (i.e., cuerpos reglamentarios, normativos y operativos) se proponen medidas con el fin de fomentar un mercado competitivo en la implementación de un mercado de energía basado en ofertas, en armonía con el mercado de SSCC y el mecanismo de suficiencia del sistema eléctrico chileno. De especial cuidado es el diseño de un esquema de transición y proceso de apertura paulatina del mercado, velando por la simpleza regulatoria e implementación de las propuestas, y cuyas posibles medidas requerirán de una implementación de forma paulatina y progresiva, según estas requieran de mayores análisis, cambios en la estructura y procedimientos realizados por las instituciones reguladoras y el CEN.

## 10.1. Análisis de las Condiciones de Mercado

Los resultados de la aplicación de la metodología propuesta para el análisis de condiciones de competencia en el SEN muestran que las condiciones para la implementación de un mercado basado en ofertas no son descartables, particularmente para el caso en el cual el recurso hídrico se opera de manera centralizada.

Las condiciones favorables estructurales evaluadas en un conjunto de escenarios y utilizando diversos indicadores y metodologías para la implementación de mercados basados en ofertas requiere analizar las condiciones esperadas tecnológicas y de mercado en el SEN, de tal forma de analizar posibles escenarios futuros que reafirmen condiciones favorables para una transición a un mercado basado en ofertas. Particularmente tomando en consideración, tal como es discutido en la presente sección, que dicha transición tomará varios años. Dentro de las condiciones esperadas relevantes para la implementación de un mercado de ofertas se encuentran los siguientes ejes:

- **Eje 1: Ingreso de nuevos actores** en los mercados eléctricos debido al sostenido crecimiento futuro de la demanda<sup>156</sup>, entre otras razones motivado por la necesidad de electrificar distintos sectores de la industria nacional, e.g., transporte y calefacción, y la posibilidad futura de interconexiones regionales con países vecinos<sup>157</sup>. En particular, una electrificación del sector calefacción particularmente asociado a la leña podría tener un impacto relevante en las necesidades del sistema eléctrico en términos de demanda esperada y atributos tecnológicos del parque de generación, sistema de transmisión y necesidad de almacenamiento, tal y como se aprecia en la Figura 10.1 a continuación (Verastegui et al., 2020).

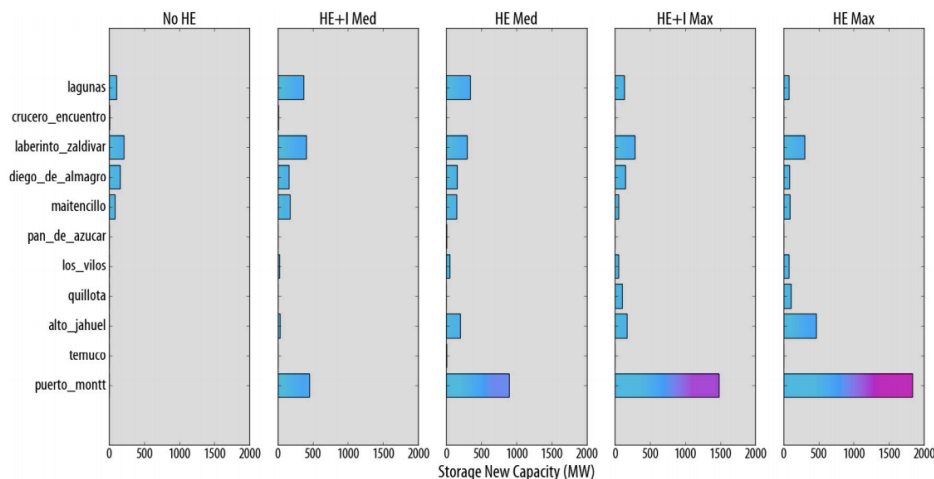


Figura 10.1. Impacto en necesidades de almacenamiento en el SEN frente a distintos escenarios de electrificación de calefacción a leña (Verastegui et al., 2020)<sup>158</sup>.

<sup>156</sup> En torno a una tasa promedio anual de 2,25% en el período 2020-2040. Disponible en: [CNE: Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos](#)

<sup>157</sup> Disponible en: [MEN: Planificación Energética de Largo Plazo - Proceso](#)

<sup>158</sup> En la figura se presenta el nivel de inversión en nueva capacidad de almacenamiento en MW en diferentes zonas de carga del sistema al año 2040, bajo diferentes niveles de electrificación de la calefacción (Heat Electrification (HE)) con y sin aislamiento térmico (Insulation (I)) doméstico (No HE, HE+I Med, HE Med, HE+I Max, HE Max).

De igual manera, existen elementos que permiten evaluar escenarios de interconexiones regionales impulsados por el potencial de desarrollo energético en América del Sur, donde Chile podría tener un rol de exportador dados los recursos renovables disponibles, abriendo la posibilidad para transformarse en un exportador regional en Latinoamérica (Sauma, 2016).

- **Eje 2:** Necesidad de impulso al desarrollo de **nuevos proyectos de transmisión**, 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 y complementariedad de los recursos flexibles a lo largo de la red (Systep, 2018). Lo anterior motivado, por ejemplo, por necesidades de electrificación de calefacción en el sur del país (Verástegui et al., 2020).

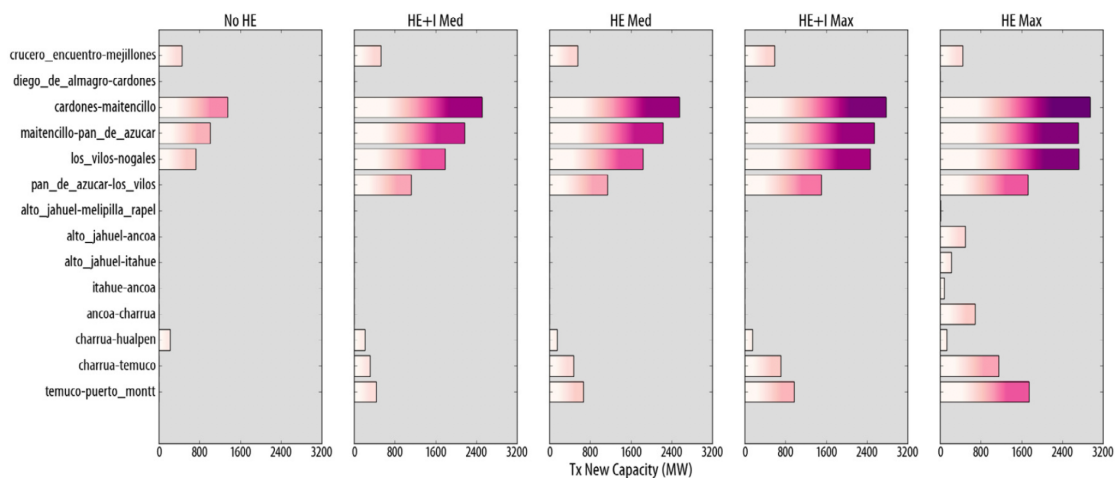


Figura 10.2. Impacto en necesidades del sistema de transmisión en el SEN frente a distintos escenarios de electrificación de calefacción a leña (Verastegui et al., 2020)<sup>159</sup>.

- **Eje 3:** Potencial de nuevos actores en términos del **desarrollo de nuevos sistemas de generación centralizados** (i.e., concentración solar de potencia, geotérmico, mareomotriz, almacenamiento por bombeo, centrales solares híbridas, etc.) **y recursos distribuidos de energía (DER) renovables**. El desarrollo de este tipo de tecnologías y proyectos se verá **potenciado por los procesos de descarbonización** de la matriz eléctrica que requerirán un reemplazo de un porcentaje relevante de la capacidad del SEN con nuevas tecnologías (CEN, 2019).

En este contexto, múltiples estudios de prospección de necesidades técnicas del sistema eléctrico muestran el tipo de atributos de flexibilidad que el parque de generación deberá tener en Chile frente a una integración masiva de recursos renovables variables, entre ellos (Inodú, 2018; PSR-Moray, 2018; Systep, 2018). Por ejemplo, Verastegui et al. (2021) estudian el impacto de metas de generación 100% renovable al año 2040 en SEN, ejercicio que también ha sido analizado en (Wärtsilä, 2019)

<sup>159</sup> En la figura se presenta el nivel de inversión en nueva capacidad de transmisión en MW entre diferentes zonas de carga del sistema al año 2040, bajo diferentes niveles de electrificación de la calefacción (Heat Electrification (HE)) con y sin aislamiento térmico (Insulation (I)) doméstico (No HE, HE+I Med, HE Med, HE+I Max, HE Max).



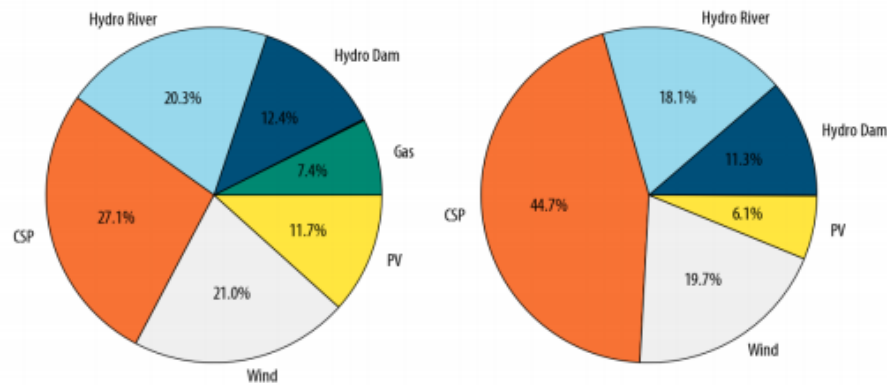


Figura 10.3. Proyección del mix de generación del SEN al año 2040 bajo escenarios proyectados de descarbonización (izq.) y una meta de generación 100% renovable (der.) (Verastegui et al., 2021).

- **Eje 4:** Expectativas favorables de costos futuros podrían resultar en una **integración relevante de recursos energéticos distribuidos** en el SEN y en los mercados eléctricos mayoristas. En particular, se estima que aproximadamente el 40% de la nueva capacidad instalada en Chile al año 2040 podría ser en base a recursos energéticos distribuidos (ISCI, 2020).

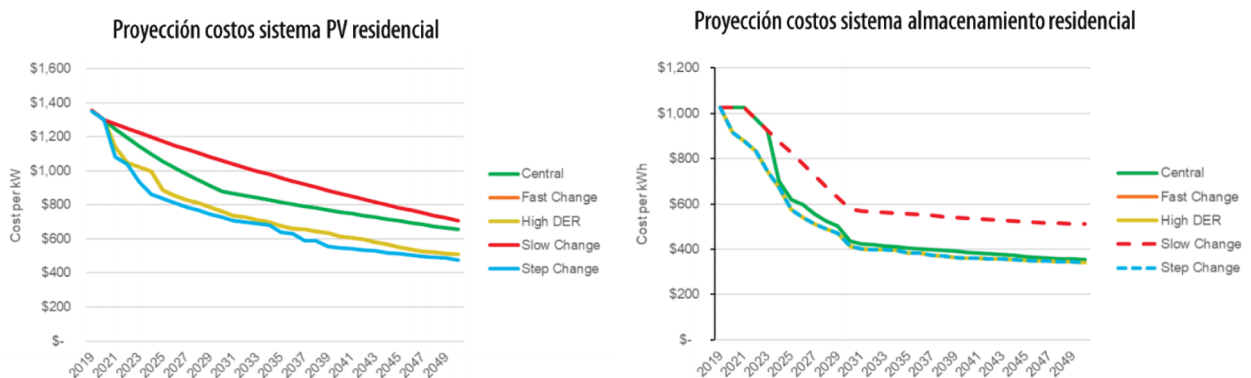


Figura 10.4. Proyecciones de costos de desarrollo de recursos energéticos distribuidos (AEMO, 2020).

- **Eje 5:** Cambios actuales en la **regulación de sistemas de distribución** pueden abrir la entrada a nuevos actores que podrían también participar en mercados eléctricos mayoristas: comercializadores, agregadores de demanda y recursos distribuidos, los que mejorarán las condiciones de mercado y también **requerirán de un mercado basado en ofertas** para participar, así como el diseño de dicha participación, lo cual es un desafío abierto a nivel internacional (ISCI, 2019).

Las condiciones de mercado futuras previstas parecen propicias, toda vez que se espera que éstas favorezcan las condiciones de competencia, promovidas por el ingreso de nuevos actores y tecnologías, y la reducción de barreras para competencia a nivel del SEN. Adicionalmente, la participación de estos nuevos actores y tecnologías podría verse facilitada en un mercado de ofertas, dada la naturaleza de estructura de costos e información asociados, los cuales son difíciles de auditar, permitiendo la gestión de riesgos por parte de cada agente y la internalización de costos de distinta naturaleza.

## 10.2. Propuesta de Medidas para la Transición del Sistema Eléctrico Nacional

Diversos estudios sobre el desarrollo de los sistemas eléctricos muestran que existirá un aumento en la integración de energías renovables variables y una necesidad de contar con un sistema con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente (CEN, 2019; Wärtsilä, 2019; PSR-Moray, 2018; Verastegui et al., 2021). En este sentido, el marco regulatorio y diseño de mercado deben tomar en consideración estas necesidades, y adecuarse con el objetivo de generar condiciones de participación y señales económicas de corto, mediano y largo plazo que permitan alinear la solución que se generaría de manera centralizada asumiendo información perfecta con aquella solución producto de la toma de decisiones de los agentes participantes en el mercado.

La revisión tanto de la experiencia internacional presentada en las secciones anteriores 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 & Finon, 2017; Finon et al., 2017; Newbery et al., 2018; Joskow, 2019). Ciertamente el nivel de la profundidad de dichos cambios en el caso chileno estará directamente relacionado con el estado actual del diseño de mercado y herramientas operacionales utilizadas.

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 & Finon, 2017; Newbery et al., 2018; Keppler, 2017; Newbery, 2016). 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*. Por lo tanto, es importante recalcar que una transición hacia un mercado basado en ofertas para el mercado mayorista de energía debiese ir alineado con una revisión y adaptación de otros mercados relevantes como el mercado por potencia y el de SSCC. De tal forma de contar con un diseño integral y coherente. Igualmente crítico es el reconocimiento de que la materialización de esta visión requiere cambios en distintos cuerpos regulatorios y tener asociado un plan de ejecución coordinado, con plazos y recursos adecuados, acorde a los cambios propuestos.

Los fundamentos y principios, sobre los cuales se construye el conjunto de propuestas descritas para una transición hacia un mercado de ofertas son los siguientes:

- **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 & Hesamzadeh, 2014).

- **Eficiencia Económica de Largo Plazo:** Definida en términos de generar señales adecuadas para decisiones de inversión en nuevos bienes o servicios (Biggar & 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. En este sentido, el concepto de neutralidad es aplicable una vez que los atributos para la provisión de algún bien o servicio quedan claramente especificados.
- **Transparencia:** El correcto funcionamiento de estructuras regulatorias y de mercado requiere reglas y manejo de información claras y de fácil acceso para 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 distintas alternativas, se prefieren aquellas más simples y que facilitan el entendimiento de los agentes (Pérez-Arriaga, 2013).
- **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. 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).

Ciertamente existen otros criterios o principios relevantes para el diseño regulatorio y de mercado que deben ser considerados, tales como la *estabilidad* y *consistencia regulatoria*. Lo anterior materializado a través de 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. Por lo tanto, consideraciones de aspectos de política pública, factibilidad de implementación, ejecución y presupuesto disponible para implementar cambios son relevantes en la priorización de la aplicación de estos principios.

## Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas de Operación y Planificación

La transición debe contemplar distintas etapas, incluyendo una **primera etapa enfocada en un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios**. En particular, se requiere:

- **Implementación de modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas.** Eliminado de esta manera el uso de listas de mérito y un número reducido de bloques, lo cual permite asegurar una operación más eficiente y la generación de señales adecuadas para los agentes al capturar de manera efectiva necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad, manejo de incertidumbre y elementos de nuevas tecnologías.
- **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 que la experiencia muestra son y serán cada vez más relevantes, permitiendo la valorización de recursos que entreguen flexibilidad y una operación más eficiente del sistema y sus recursos disponibles.
- **Explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.** Un elemento crítico para que las señales económicas reflejen de manera efectiva el impacto de restricciones físicas de la operación del sistema (e.g., modelos de pre-despacho con restricciones de rampa).

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 re-despachos y la activación de reservas. El recurso de **controlabilidad y flexibilidad no es escaso**, por lo que el valor adicional de una alta granularidad temporal resultaba limitado (Newbery et al., 2018) y debía contrastarse con los costos asociados a la implementación en requerimientos computacionales, de modelos y manejo de información por los agentes. Sin embargo, la experiencia dentro de un contexto de alta penetración de energías renovables variables muestra efectos de variabilidad e incertidumbre en distintas escalas de tiempo, con impactos en la operación segura y eficiente de los sistemas eléctricos.

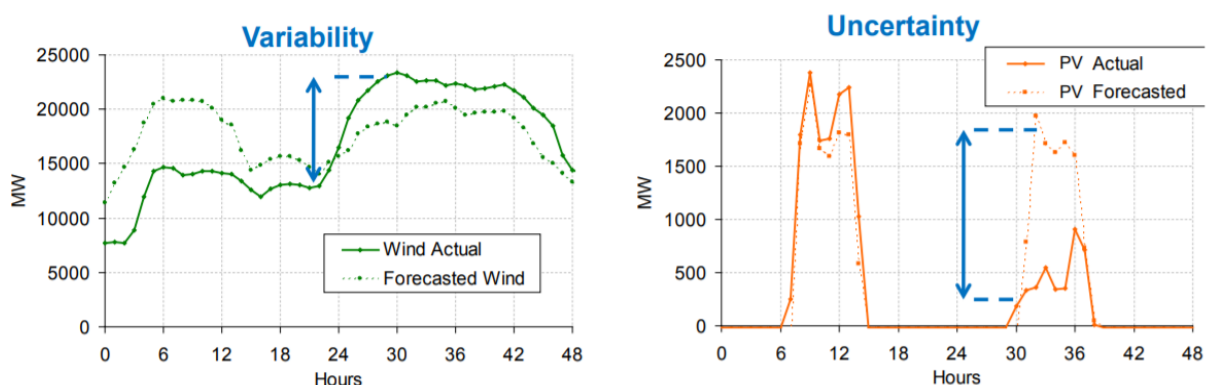


Figura 10.5. Conceptos de variabilidad e incertidumbre en la generación de fuentes ERV (NREL, 2013).

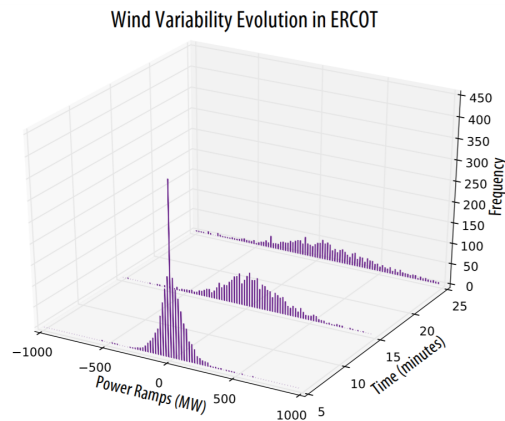


Figura 10.6. Histogramas de rampas eólicas de 5, 15 y 25 minutos en ERCOT (ERCOT, 2016).

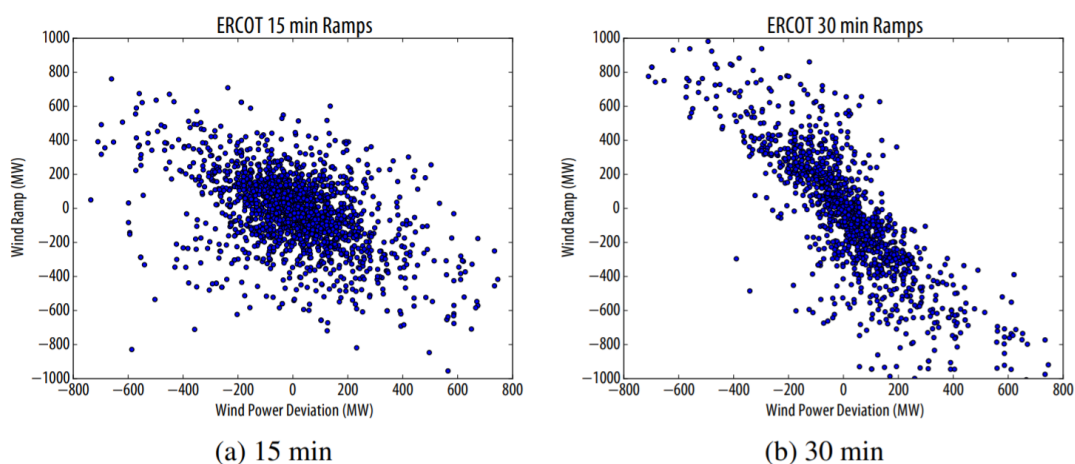


Figura 10.7. Desviación y rampa eólica de ERCOT (ERCOT, 2016).

Luego, una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico en sistemas con alta penetración de energías renovables variable requiere **adaptar las escalas de tiempo consideradas en su programación y operación**. Tal como se mencionó, esto se debe a que aparecen efectos relevantes de variabilidad e incertidumbre en escalas de tiempo menores a 1 hora. Adicionalmente, mientras más recursos no controlables existan en el sistema, los recursos controlables que pueden proveer flexibilidad 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>160</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 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**

<sup>160</sup> El sistema nodal chileno ya considera una alta granularidad espacial, por lo que no se aprecia una necesidad de modificaciones en esta dimensión.

a la **flexibilidad del sistema en los costos marginales del sistema** (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**.

Es por lo anterior relevante para el **desarrollo del marco regulatorio** que no se especifiquen elementos como el uso de listas de mérito u heurísticas para el cálculo del costo marginal (e.g., unidad más cara operando dentro de sus límites) que son aproximaciones **no adecuadas** en un contexto de alta penetración de energías renovables, variabilidad, incertidumbre y nuevas tecnologías.

Por otro lado, cabe destacar la necesidad de una revisión y actualización de los modelos para la **coordinación hidrotérmica** y determinación del valor centralizado del agua, procesos que actualmente se encuentran en desarrollo, así como la implementación de plataformas de Tecnologías de la Información a disponibilidad de los actores del sector.

Adicionalmente, **antes de comenzar la transición hacia un mercado basado en ofertas es necesario incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado, que sienten las bases para dicha transición**. Dentro de los cuales se incluyen:

- **Implementar un esquema de mercado multi-etapas 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. Este elemento, presente en la mayoría de los sistemas internacionales, requiere que los agentes tengan opciones para gestionar su riesgo. Por lo tanto, en el contexto chileno la vinculación, para que sea efectiva, supone también la modificación de otros aspectos como por ejemplo permitir que los agentes decidan en qué etapa pueden participar o modificar sus pronósticos.
- **Asignación de costos de activación de reserva en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, en base a una banda de tolerancia 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.
- **Integrar en todos los niveles del mercado a cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados por la definición de los productos correspondientes.** En lo posible se deben eliminar barreras de entrada para la participación de nuevas tecnologías tales como almacenamiento, generación distribuida, respuesta de demanda en todas las instancias de mercado disponibles. Nuevamente la factibilidad de esto va asociada a cambios en la información considerada para la toma de decisiones y en este caso una transición hacia un mercado de ofertas reduciría estas barreras. En particular, un sistema basado en costos auditados dificulta la integración de nuevas tecnologías debido a la necesidad de generar reglas adicionales para estimar posibles *costos* que pudiesen ser auditados. Algo complejo en tecnologías como respuesta de demanda o almacenamiento, donde por una lado los costos

tienen elementos de costos de oportunidad y por otro la operación involucra una gestión de riesgos por parte de los agentes.

- **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 SSCC, donde el primero se basa en costos auditados y precio uniforme, y el segundo se basa en ofertas y un esquema del tipo *pay-as-bid* más compensaciones fuera del mercado que compensan costos de oportunidad y otros elementos. 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.** Esquemas operacionales y de mercado más complejos requieren un rol central de monitoreo de condiciones de mercado, las cuales son altamente dependientes de aspectos operacionales de corto plazo. Por lo tanto, el marco regulatorio debe entregar la posibilidad de tomar acciones de monitoreo y medidas correctivas en caso de ser necesario a 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.** La compensación de costos de naturaleza no convexa es un elemento desafiante de los mercados eléctricos, particularmente en diseños con un alto nivel de centralización como el chileno. Es relevante entender la magnitud del problema y los impactos de la implementación de distintas alternativas, con el fin de alinear las señales de inversión con las necesidades reales del sistema. En esa línea, en un período inicial, la compensación de costos no convexos debiese estar asociada a pagos laterales, principalmente debido a un tema de implementación y desarrollo de esquemas alternativos. No obstante, se debe dejar en claro que desde el punto de vista de señales de mercado, esquemas que internalizan costos no convexos en las señales marginales pueden generar mejores señales de inversión en tecnologías flexibles.

### Mercado del Día Anterior, Intradía 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 SSCC en Chile tiene un diseño particular con poca similitud a gran parte de los sistemas internacionales<sup>161</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 en un porcentaje importante de la remuneración total de manera *ex-post*, impactando las señales generadas por el mercado. 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>162</sup>. Este esquema actual ha demostrado ser

<sup>161</sup> Un sistema con cierta similitud es el sistema peruano.

<sup>162</sup> Notar que el despacho vinculante va más allá de solamente ser una herramienta que permite potencialmente asignar costos producto de la 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.



apropiado para un mercado de operación altamente centralizado, como es en el caso chileno, donde el recurso hidráulico es abundante y se gestiona de manera totalmente centralizada<sup>163</sup>.

Sin embargo, frente a la integración de nuevas tecnologías ERV, respuesta de demanda, almacenamiento y la posibilidad de una menor relevancia del recurso hídrico debido a los impactos del cambio climático, junto al aumento de las necesidades de flexibilidad, se vuelve necesaria una **transición hacia un esquema que de manera efectiva permita a los agentes gestionar el riesgo, y permita al sistema asignar, dentro de lo posible, los costos asociados a desviaciones a quienes las generan**<sup>164</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). Por otra parte, en el caso de sistemas de Europa, caracterizados por una mayor descentralización de los mercados con instancias bilaterales o subastas organizadas con poca consideración de la operación del sistema, 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.

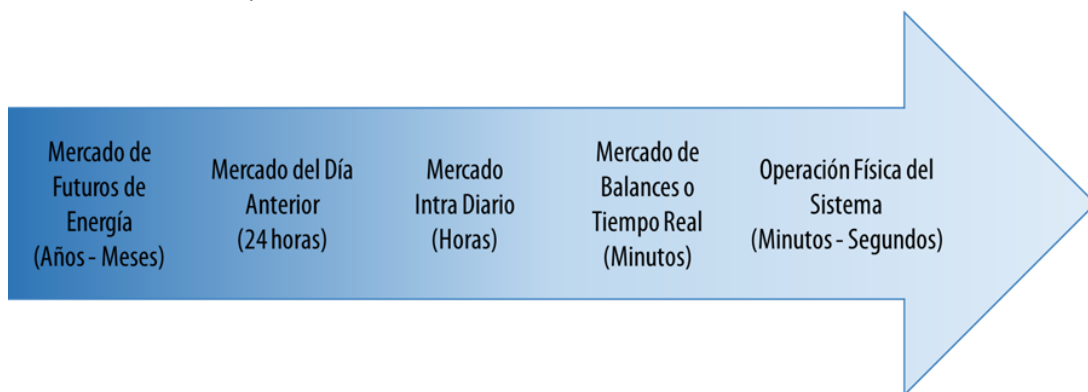


Figura 10.8. Estructura general de múltiples mercados.

Los beneficios de una estructura *multi-settlement* son variados (Guler & 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. Sin embargo, se necesita entregar a los agentes las instancias para gestionar sus riesgos. Por lo tanto, la estructura *multi-settlement* debe ir de la mano con estructuras de mercado donde los **agentes puedan entregar información que gestione de mejor manera sus riesgos**, lo cual es complejo de ejecutar en esquemas basados en costos auditados.

<sup>163</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>164</sup> Estas desviaciones pueden corresponder tanto a la demanda como a sistemas de generación (e.g., sistemas de almacenamiento y fuentes de generación ERV).



## Desvíos y Causalidad

El hecho de tener una secuencia de mercados múltiples facilita la asignación de los costos de re-despacho. 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 sean 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, se debiese considerar 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 de tolerancia previamente definida, siguiendo la práctica de otros sistemas internacionales<sup>165</sup>.

Desde el punto de vista de los incentivos y la eficiencia económica, es deseable que en lo posible los costos 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. Bajo un esquema de mercado del día anterior, un agente renovable requiere hacer un pronóstico con 1 día de antelación. Si la estructura de mercado no considera etapas intradiarias de ajuste, pues ese agente podría verse bajo la responsabilidad de hacerse cargo de los costos de activación asociados al desvío. No obstante, la razón para tener una estructura del día anterior es entre otras razones por unidades poco flexibles que necesitan de dichas escalas de tiempo para cumplir con sus requerimientos técnicos de operación. Luego, se podría argumentar, que también tienen responsabilidad en el impacto del desvío, pues esa unidad poco flexible requiere un pre-despacho con un día de anticipación. Es por esta razón que los **desvíos asociados a los errores esperados en pronósticos de recursos o debidos a fenómenos de naturaleza sistémica, no necesariamente deberían ser atribuibles a cada agente en particular**. En contraste, **desvíos producto de fallas, desviaciones por sobre lo esperado en errores de pronóstico, y otros que puedan considerarse atribuibles a agentes específicos, sí debiesen ser asignados a quienes tienen responsabilidad 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.

## 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 considerando el aumento esperado en la participación de la demanda, almacenamiento y de recursos distribuidos. Este es un elemento también relevante en una futura transición hacia un mercado basado en ofertas. Esta participación, tal como la experiencia internacional lo ha demostrado, ha sido posible en gran medida a través de la figura de agregadores, tanto en mercados de energía, SSCC, 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 servicio particular**. A partir de lo anterior, la integración de un mayor número de actores tendrá

---

<sup>165</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).

impactos positivos en las condiciones de competencia del mercado, así como de la operación eficiente del sistema en el corto, mediano y largo plazo.

### Mercados de Servicios Complementarios

El diseño actual del mercado de 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 esquema *pay-as-bid* implementado actualmente en el mercado de SSCC incentiva a los agentes a ofertar solo sus costos directos por la provisión del servicio, sin incluir costos de oportunidad o sobrecostos, los cuales son remunerados de manera *ex-post* como un pago lateral adicional. Así, desde el punto de vista de participación para los agentes, el esquema modificado actual ciertamente es una mejora respecto al diseño original, pues no se hace necesario estimar costos de energía. Sin embargo, podría tener impacto en las señales de inversión, pues hay una serie de compensaciones *ex-post* fuera del mercado que asemejan a los pagos laterales de energía, los cuales como se muestra en la literatura tienen impacto en las señales de inversión, tal como será descrito posteriormente. Adicionalmente, en vista de que la componente de *activación* de los productos queda determinada por el CEN, los factores de activación utilizados se vuelven un parámetro de relevancia para los incentivos generados hacia los participantes del mercado, así como un proceso complejo para el mismo operador al tener que hacerse cargo de la gestión de riesgos asociados a esta componente.

Todos estos elementos generan posibles inconsistencias que han sido reconocidas en estudios previos (Dictuc, 2019a; Dictuc, 2019b; Dictuc, 2019c). 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 ofertas más simples y mejores incentivos para los agentes del mercado. Adicionalmente, al tener este tipo de diseño, posibles inconsistencias e ineficiencia en el problema de programación no estarían presentes.

### 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). De este modo, 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 que una transición hacia un mercado de ofertas considere **avanzar en la creación y mejora continua de las herramientas disponibles para el monitoreo de la competencia de corto plazo con las que cuenta el CEN, así como aquellas que habiliten la toma de acciones correctivas**

en caso de ser necesarias. Adicionalmente, complementar los análisis realizados por el CEN, con el monitoreo de entidades independientes siguiendo las mejores prácticas internacionales.

### 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>166</sup>. La solución a este desafío tiene principalmente dos posturas: **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., 2015; O'Neill et al., 2005; Vázquez et al., 2017). Si bien los pagos laterales adicionales siempre serán necesarios frente a un esquema convencional 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>167</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 ve 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., 2015), 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 no necesariamente generan los incentivos apropiados para que nuevas tecnologías, y de mayor flexibilidad, se integren al sistema<sup>168</sup>. Adicionalmente, un aumento en la magnitud de estos pagos laterales puede ser reflejo de ineficiencias en métodos de asignación en tiempo real no optimizados, tales como el uso de listas de méritos. Las ventajas y desventajas presentadas por ambas alternativas se presentan en la Tabla 10.1 a continuación.

---

<sup>166</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.

<sup>167</sup> PJM 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>168</sup> Notar que en general las no-convexidades se encuentran asociadas a unidades poco flexibles.

Tabla 10.1. 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 10.9 ilustra los resultados presentados en (Villalobos et al., 2021), donde se investigan los impactos de distintos esquemas de precios de corto plazo en incentivar la inversión en tecnologías 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 los 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.

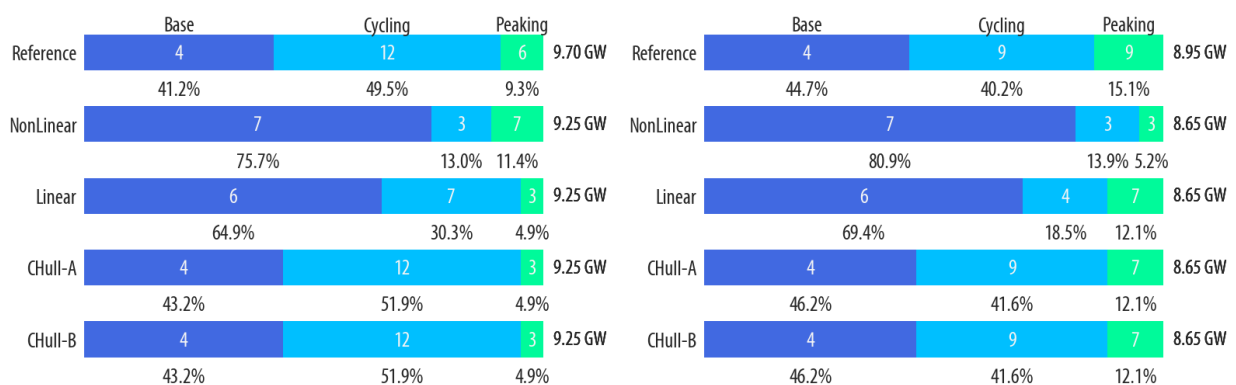


Figura 10.9. Resultados del análisis del impacto de los esquemas de formación de precios en mercados de corto plazo ante penetración de energía solar (izq.) y penetración de energía solar y eólica (der.)<sup>169</sup>.

<sup>169</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

En base a todo lo anterior, el sistema eléctrico chileno debiese considerar, **en el corto plazo, un esquema de pagos laterales para la compensación de costos no-convexos**. La justificación para esta medida en el corto plazo incluye la simplicidad de implementación en el proceso de operación, 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>170</sup>. No obstante lo anterior, reconociendo las desventajas que posee el esquema de pagos laterales, se sugiere **en el mediano plazo, la evaluación de esquemas de internalización de dichos costos**<sup>171</sup>, en línea con el principio de realización de cambios de manera gradual. Esta evaluación debiese realizarse en función de la relevancia que puedan alcanzar los pagos laterales adicionales en el mercado, lo poco práctico que resulta el uso de listas de mérito cuando estos pagos se vuelven relevantes en magnitud, la experiencia de la implementación en otros sistemas y el impacto que tengan el resto de las medidas de operación y mercado mencionadas en esta sección. Finalmente, cabe destacar la necesidad de desarrollo de estudios de evaluación del impacto de este tipo de esquemas más sofisticados en los procesos de programación y operación del sistema por parte del CEN, los que requieren de un importante período de internalización y desarrollo 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.

En resumen, una **primera etapa** respecto a la operación y mercados de corto plazo, que es un punto de partida para la transición hacia un mercado de ofertas, incluye los siguientes elementos:

- Implementación de un esquema de **mercado multi-etapas de naturaleza vinculante**<sup>172</sup>, 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 tolerancia de desvíos**.
- 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 tiempo real.
- Integración en todos los niveles del mercado a **cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados** por la definición de los productos correspondientes.

---

despacho al fijar las variables binarias; b) *Linear*: variable dual del problema de pre-despacho con variables binarias relajadas entre 1 y 0; y c) *CHull-A*: variable dual del problema de pre-despacho 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>170</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 del sistema respecto de este tipo de esquemas. Disponible en: [PJM Interconnection: Proposed Enhancements to Energy Price Formation](#)

<sup>171</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”](#)

<sup>172</sup> Este elemento, presente en la mayoría de los sistemas internacionales, requiere que los agentes tengan opciones para gestionar su riesgo. Por lo tanto, en el contexto chileno de un mercado basado en costos la vinculación, para que sea efectiva, supone también la modificación de otros aspectos como por ejemplo permitir que los agentes decidan en qué etapa pueden participar o modificar sus pronósticos.

- Mejoras en la co-optimización de energía y reservas desde el sistema híbrido actual mediante una 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.
- Integración de la **respuesta de demanda** y la representación de los recursos hídricos.

## Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado Basado en Ofertas

La segunda etapa para la transición hacia un mercado basado en ofertas se enfoca en el **diseño de la arquitectura y reglas del mercado**, tomando en consideración los elementos particulares del sistema eléctrico chileno, particularmente en lo referente al tratamiento de las unidades hidráulicas, y los tiempos asociados a cambios regulatorios previos. Esto, toda vez que un esquema de mercado basado en ofertas requerirá de al menos cambios reglamentarios, pero probablemente también a nivel de Ley. En particular, se hace necesario evaluar:

- Estructura multi-etapas basadas en co-optimización de energía y reservas. Este punto ya debiese estar desarrollado en la etapa anterior pero es necesario evaluar modificaciones y reglas especiales producto de la transición hacia un esquema de oferta.
- Especificación del tipo de ofertas: simples, complejas, híbridas y su nivel de diferenciación por tecnologías, etc.
- Definir modelos para formación de precios y esquemas de pagos laterales.
- Definición y evaluación de medidas de mitigación de poder de mercado, tales como precios máximos, valores máximos para ofertas, medidas de mitigación voluntaria (Voluntary Mitigation Plans (VMP)), niveles de contratación a plazo y similares.
- Desarrollo, implementación y prueba de herramientas para el monitoreo de mercado.

Finalmente, y de forma complementaria a los elementos antes descritos, es importante destacar que esta etapa también requiere de tiempos de desarrollo y recursos adecuados para la **evaluación continua** del diseño de mercado propuesto y perfeccionamiento del mismo, así como **cambios en otros mercados relevantes**, como el mercado de capacidad y nuevos productos para el mercado de SSCC.

## Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado

Finalmente, la tercera etapa enfocada en la implementación del diseño de mercado requerirá de una serie de pruebas, desarrollo de plataformas computacionales, talleres a participantes para presentar y dar a conocer las reglas del mercado. Adicionalmente, definir posibles hitos y etapas para la implementación:

- Desarrollo de **períodos de prueba** de reglas del mercado con participantes, lo que permitirá evaluar el entendimiento de las reglas y posibles cambios al diseño.
- Evaluar la implementación de una primera etapa con **reglas más restrictivas**, como por ejemplo ofertas basadas solo en cantidades y precios auditados.
- Implementar **precios techos** al nivel de los precios esperados en un mercado con costos auditados más una tolerancia, e.g., 10%, en los primeros meses de implementación.

- Implementación de **esquemas de contratos** de largo plazo como medida adicional de mitigación de poder de mercado.
- Evaluación de factibilidad y necesidad de implementar **esquemas de ofertas** para recursos hídricos.

Dada la experiencia en Chile de un mercado basado en costos, es fundamental contar con **medidas de resguardo** durante los primeros meses o años de la implementación de mercados basados en ofertas.

Las etapas anteriormente descritas no requieren ser llevadas adelante de manera totalmente secuencial. Sin embargo, incluso realizando actividades en paralelo, el plazo total de puesta en marcha, desarrollo e implementación de la transición requerirá varios años. En la Figura 10.10 se describe una línea de tiempo general que permite apreciar los plazos esperados para cada actividad.

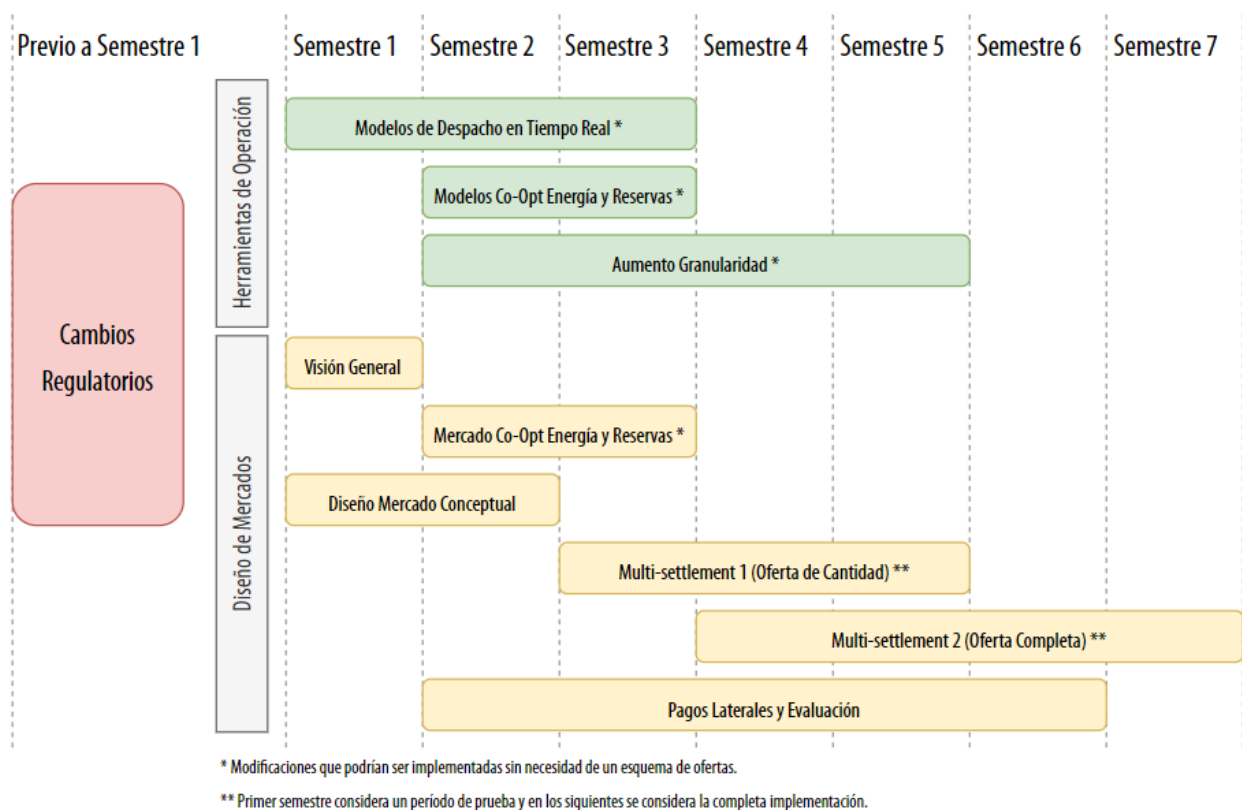


Figura 10.10. Hoja de ruta para la transición hacia un mercado basado en ofertas.

De esta manera, se sugiere un horizonte de implementación de al menos 7 semestres (3 años y medio), donde los primeros semestres se enfocan en la actualización y mejora de elementos relacionados con las herramientas de operación, como los modelos de despacho en tiempo real, modelos de co-optimización de energía y reservas, junto con el respectivo mercado co-optimizado de energía y reservas<sup>173</sup>. Junto a lo anterior, en estos semestres también se sugiere avanzar de manera continua en el aumento de la granularidad de los modelos.

<sup>173</sup> Notar que la implementación en los mercados de los Estados Unidos generalmente ha demorado aún más. No obstante, al aprovechar los diseños exitosos ya existentes, la implementación se puede lograr en períodos de tiempo más acotados, de acuerdo al menos como se ha señalado.



Los elementos previamente señalados (y destacados en la hoja de ruta) resultan transversales para cualquier esquema de mercado que se decida adoptar, ya sea basado en ofertas o manteniendo el esquema actual basado en costos auditados. Respecto al escenario de un mercado basado en ofertas, con el fin de facilitar la transición hacia un mercado de estas características, se podría sugerir en una primera etapa la implementación de un esquema *multi-settlement* con costos auditados donde los agentes del mercado solo oferten la cantidad de energía que tienen disponible en cada período, para finalmente llegar a un esquema de oferta completa donde los agentes puedan ofertar tanto precio como cantidad, considerando todas las medidas de diseño del mercado, reglas de la subasta, medidas de mitigación y funcionamiento de esquemas adecuados de monitoreo, contratación y todos los elementos mencionados en la presente sección. Es importante recalcar el punto de que una transición hacia un mercado de ofertas requiere abordarse como un cambio de relevancia para el SEN lo que implica tener claridad de expectativas, plazos y recursos necesarios para un apropiado diseño y ejecución que materialice los beneficios de este cambio.

Finalmente, resulta relevante mencionar que debido a la complejidad de los sistemas eléctricos existen varios elementos en la operación y mercados que no cuentan con una solución única y/o perfecta, por lo que, independiente del esquema de mercado o la implementación de los elementos mencionados, seguirán siendo desafíos que requerirán vasta discusión y estudio. Uno de estos elementos, que es clave evaluar y estudiar en detalle en el SEN, tal como se ha descrito en el presente estudio, corresponde a la gestión hídrica, puesto que pese a las ventajas de un esquema basado en ofertas de energía, la realización de ofertas por parte de unidades con regulación podría afectar la disponibilidad de energía de otras centrales conectadas aguas arriba o aguas abajo en la red hídrica, entregando posibilidades de ejercer poder de mercado. Por otro lado, un esquema híbrido donde se habilitan ofertas para todos los agentes, manteniendo una gestión centralizada del recurso hídrico, requeriría la habilitación de distintos tipos de ofertas según tecnología, de manera que todas aquellas unidades pertenecientes a un mismo grupo tecnológico enfrenten las mismas reglas al momento de participar, pudiendo para ello requerirse parámetros adicionales a ser incluidos en las ofertas. Teniendo lo anterior en cuenta, se reitera la necesidad de contar con estudios específicos y de detalle para la implementación de estos elementos, una vez se tenga completa claridad del esquema general en el cual se desarrollarán.



## 11. Conclusiones

En este documento se presentan los resultados del estudio “Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to This Scheme”, desarrollado por Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., para el Banco Mundial, en asociación con el MEN.

En la sección 4 se discuten los desafíos del diseño de esquemas de mercado, y las principales motivaciones que justifican la evaluación de una transición desde un mecanismo de mercado basado en costos como el actualmente implementado en Chile a uno basado en ofertas. La implementación de esquemas basados en ofertas no significa descartar elementos asociados a una visión basada en costos, pues una operación centralizada puede facilitar la coordinación de recursos relevantes en el SEN como son los recursos hídricos. Similarmente, una transición hacia elementos de mercados basados en ofertas no debe considerarse como la solución a todos los desafíos actuales y futuros del mercado eléctrico chileno. La transición desde un esquema de mercado basado en costos, a uno basado en ofertas en el mercado eléctrico chileno corresponde a un cambio sustancial que debe ser analizado en profundidad, incluso más allá de los alcances de este estudio, el cual se enfocó principalmente en analizar las condiciones de competencia. Su eventual implementación requiere ponderar los beneficios y riesgos asociados, un diseño de mercado adecuado, y lo más relevante una correcta ejecución con expectativas claras de plazos y recursos asociados. Un ejemplo de lo anterior es el rol de las unidades de monitoreo del mercado, las cuales son críticas para una correcta operación mediante acciones de mitigación y corrección de corto plazo. De igual manera, elementos particulares del SEN hacen el diseño del mercado desafiante, requiriendo la necesidad de evaluar diseños híbridos, con distintos tipos de ofertas y elementos de una gestión centralizada como el paradigma actual.

En la sección 5 se revisa la experiencia internacional de sistemas eléctricos de referencia en la operación de esquemas de mercado basados en ofertas de energía, la cual **refleja distintas filosofías de organización de la operación de los sistemas y mercados eléctricos**. A partir de la revisión, se desprenden las siguientes observaciones:

- **Los procesos de subastas se desarrollan generalmente en el contexto de mercados de múltiples etapas vinculantes**, previas a la operación física del sistema, contando con al menos mercados del día anterior, y en sistemas más avanzados con mercados intradiarios y de tiempo real con alta granularidad temporal.
- Las subastas de energía se organizan de dos formas principales: con el ISO considerando la **co-optimización** de energía y reservas en un modelo de optimización que representa explícitamente las características técnicas de generadores como sus restricciones de predespacho, como es característico de los sistemas en Estados Unidos; y con el ISO/TSO considerando un modelo que no se ajusta a las características técnicas de generadores, y puede ser tan simple como una lista de mérito, con características técnicas resueltas mediante la resolución **secuencial** del mercado, como es característico de los sistemas europeos.
- **La demanda puede ofertar en las subastas de mercado**, permitiendo capturar su elasticidad dentro del proceso de subasta, habilitando adicionalmente la integración de la respuesta de demanda y la generación distribuida en las diferentes instancias de los mercados mayoristas.

Por otro lado, el desarrollo y operación de un mercado basado en ofertas supone un enfoque particular en el monitoreo de las condiciones de competencia, en un proceso de desarrollo y mejora continua que ha y continúa tomando, varios años. En particular, se desprenden las siguientes observaciones:

- **El monitoreo de mercado es fundamental en la operación de este, y lo realizan tanto unidades internas de monitoreo de mercado de los propios ISO como organizaciones externas.** El monitoreo considera varias herramientas cuantitativas y cualitativas que se evalúan y mejoran constantemente, utilizando por ejemplo tanto las condiciones estructurales del mercado, el comportamiento de los participantes, cuantificación de diferentes indicadores de concentración de mercado y pivotalidad de los agentes, y la simulación de escenarios contrafactuales competitivos.
- **El monitoreo y análisis de las condiciones de la competencia y los mecanismos de mitigación de poder de mercado se implementan en diferentes etapas del mercado** (e.g., día anterior, intradiario y tiempo real). Adicionalmente, se cuentan reglas estructurales de limitación a la integración horizontal del mercado.
- El monitoreo e identificación de comportamientos de abuso de poder de mercado de forma sostenida resulta particularmente desafiante, y **salvo eventos particulares** de prácticas poco competitivas que han logrado ser identificados, condiciones operacionales particulares o niveles de concentración del mercado poco favorables, **no se ha planteado el cierre del mercado en ninguno de los sistemas de referencia, sino que se proponen y desarrollan nuevos y más sofisticados esquemas y mecanismos de monitoreo y mitigación de poder de mercado.**

Por último, la experiencia internacional destaca la **importancia de la contratación a largo plazo de la energía en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos**, los que no solo permiten la cobertura frente al riesgo e incertidumbre del mercado spot, sino que también corresponden a una señal de inversión segura y estable en el tiempo. También es relevante señalar la importancia de la demanda sensible a los precios para el desarrollo de los mercados eléctricos, particularmente en el contexto tanto de las condiciones de competencia del mercado como de los altos niveles de integración de generación renovable.

Respecto a la revisión de la integración de tecnologías de generación geotérmica en esquemas de mercado basados en ofertas de energía, motivada por el tremendo potencial de energía geotérmica que apenas ha sido explotado en Chile, la experiencia internacional estudiada en la sección 6 demuestra que **independiente del esquema de mercado de corto plazo, las principales barreras para el desarrollo de proyectos de generación geotérmica son de carácter financiero, particularmente en las primeras etapas de desarrollo, además de otras limitaciones administrativas, regulatorias, sociales y ambientales.** En particular, y transversal a la experiencia internacional, la mayor de estas barreras corresponde al levantamiento de fondos en las etapas prospectivas de los recursos, para las operaciones de exploración y perforación de superficie, lo que generalmente ha sido abordado mediante la financiación pública y la creación de centros de investigación, instituciones y empresas públicas para explorar y explotar los recursos geotérmicos. Frente a estos desafíos, en cuanto a las barreras financieras, los gobiernos pueden reducir el riesgo inicial de exploración y los costos de capital para los desarrolladores privados, otras políticas públicas de fomento a la generación renovable, el desarrollo de procesos administrativos y ambientales claros y transparentes, apoyo en la coordinación y trabajo colaborativo con agrupaciones sociales locales, y entre desarrolladores y operadores de campos geotérmicos.

En la sección 7 se presenta la revisión y análisis crítico de las principales metodologías para el análisis de las condiciones de competencia propuestas y utilizadas por las principales agencias de monitoreo de mercados eléctricos de referencia y la literatura académica correspondiente, la cual da cuenta de la variedad de indicadores y metodologías existentes. Las principales metodologías utilizadas se basan principalmente en el uso de índices estáticos de concentración, simulación de mecanismos y análisis de comportamiento de las ofertas y precios, donde un elemento relevante consiste en la necesidad de considerar la operación de los sistemas eléctricos en el desarrollo de este tipo de herramientas. Más aún, **no existe una herramienta cuantitativa única, y el análisis debe basarse principalmente en una multiplicidad de indicadores cuantitativos y cualitativos, y análisis experto**, razón por la cual se desarrolla un indicador adicional que considera la pivotalidad de los agentes, capturando elementos operacionales de sistemas eléctricos y el impacto en los costos que genera la no participación del agente bajo análisis, capturando la capacidad estratégica de una firma de ofertar por encima de su costo marginal.

En la sección 8 se propone la **metodología de análisis de condiciones de competencia** para la evaluación de la pertinencia de una transición a un esquema de mercado competitivo basado en ofertas para el caso de Chile. En particular, esta se encuentra **basada en múltiples dimensiones, la cuantificación de indicadores diferenciados por el nivel de consideración de las características operacionales del sistema eléctrico, simulaciones operacionales *ex-post* bajo distintos escenarios de estimación de ofertas, las que permiten evaluar el impacto de estrategias de participación por parte de los agentes del mercado, y análisis de naturaleza cualitativa** enfocados en la implementación del mercado. Por lo demás, se realizan diversas sensibilidades que aseguran la consideración de distintas condiciones operacionales del sistema y mercado eléctrico.

La metodología propuesta considera en su diseño elementos que se encuentran en la frontera del conocimiento y mejores prácticas internacionales en relación al monitoreo y análisis de condiciones de competencia, haciendo uso de herramientas de simulación avanzadas de la operación de los sistemas eléctricos. No obstante lo anterior, como es de esperar en un estudio de estas características, la metodología se encuentra limitada en la consideración de otros factores no menos importantes en la evaluación integral, como lo son la integración vertical de las firmas dentro del propio sector eléctrico u otros sectores relacionados, patrones de comportamiento colusivo complejos, cambios tecnológicos y escenarios climáticos sujetos a importantes fuentes de incertidumbre. Por esta razón, las **conclusiones que se desprenden a partir de la aplicación de la metodología desarrollada son siempre del tipo descarte o no de la existencia de condiciones de competencia**, pues esta reconoce que existen elementos y dimensiones que impactan las condiciones de competencia pero que no pueden ser capturados de manera exhaustiva en este tipo de análisis por brechas de información, modelación o simplemente recursos y alcance de los estudios. Todo lo anterior reafirma el hecho que las condiciones de competencia en sistemas eléctricos son altamente dependientes de condiciones operacionales, diseño del mercado y otros factores que hacen crítica la necesidad de un monitoreo efectivo de corto plazo y un diseño adecuado de reglas y medidas de mitigación.

Así, en base a los resultados de la aplicación de esta metodología, presentados en la sección 9, **es posible no descartar la viabilidad de implementación de un mecanismo de mercado basado en ofertas en Chile que tenga resultados competitivos**. Lo anterior particularmente para el caso en el cual los importantes recursos hídricos no participan del mercado de ofertas de energía y su gestión sigue siendo

determinada por el CEN (o bien, que el mecanismo de mercado basado en ofertas cuenta con un diseño tal que alinea las estrategias de oferta por esta capacidad con las decisiones que tomaría el CEN bajo un esquema de gestión centralizada del recurso hidráulico), lo que resulta en una operación coordinada de estos recursos a través de una operación centralizada, y cuando esto se conjuga con niveles de contratación a plazo de las principales firmas que cuenten con un potencial poder de mercado.

Por lo demás, los resultados obtenidos son consistentes tanto para el análisis de indicadores de concentración, análisis de rentas pivotaes y sensibilidad reportadas, las que buscan identificar principales factores de impacto en niveles de competencia del sistema, así como las simulaciones operacionales. En particular, **los resultados presentados dependen de tres factores fundamentales sobre los cuales es posible influir:**

- **Recurso Hídrico.** La planificación centralizada de este recurso, y su marginación del sistema de subastas, aumenta la competitividad del sistema. En este sentido, y en una fase de transición, una apuesta razonable es dejarlo fuera de las subastas y evaluar su incorporación en función del comportamiento del sistema y la factibilidad de un diseño de mercado apropiado.
- **Disponibilidad.** Como es de esperar, la Capacidad Efectiva reflejada en la operación del CEN impacta directamente la competitividad del sistema. Antes de transicionar a un sistema de subastas, es importante entender las razones de estos niveles de capacidad en el corto plazo, y reducirlos al máximo posible.
- **Contratación, Diseño y Mitigación.** También como es de esperar, la contratación aumenta la competitividad del sistema. Lo que corresponde en una transición al sistema de subastas es eliminar cualquier traba a este sistema, y permitir a la mayor cantidad posible de agentes participar en él. Similarmente, el diseño de mercado y las medidas de mitigación y monitoreo son críticas.

Por otro lado, y como se presenta en la sección 10, es de esperar que **las condiciones de mercado futuras favorezcan las condiciones de competencia, promovidas por la reducción de barreras de entrada y el ingreso de nuevos agentes** en relación a distintos ejes tales como:

- **Eje 1:** Expectativa de ingreso de nuevos actores al mercado eléctrico chileno para la provisión de demanda local (e.g., calefacción, transporte) y eventualmente internacional (e.g., interconexiones regionales con Perú y Argentina).
- **Eje 2:** Necesidad de impulso al desarrollo de nuevos proyectos de transmisión, mejorando la posibilidad de complementariedad de recursos, y la utilización del recurso renovable ubicado en la zona norte del país en las zonas centro-sur.
- **Eje 3:** Potencial de nuevos actores en términos del desarrollo de sistemas de generación centralizados y recursos distribuidos de energía renovables, cuyo desarrollo se verá potenciado por los procesos de descarbonización de la matriz eléctrica.
- **Eje 4:** Expectativas favorables de costos futuros podrían resultar en una integración relevante de recursos energéticos distribuidos en el SEN y en los mercados eléctricos mayoristas.
- **Eje 5:** Cambios actuales en la regulación de sistemas de distribución pueden abrir la entrada a actores que podrían también participar en mercados eléctricos mayoristas (e.g., comercializadores y agregadores), los que mejorarán las condiciones de mercado y también requerirán de un mercado basado en ofertas para participar.

No obstante lo anterior, la transición del SEN hacia un mecanismo de mercado basado en ofertas requerirá de una serie de etapas y horizontes de tiempo y recursos adecuados para su ejecución. En particular, requerirá de al menos las siguientes tres etapas.

- **Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas de Operación y Planificación.** Enfocada en un mercado mejorado de costos mediante la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios del CEN. Adicionalmente, antes de comenzar la transición hacia un mercado basado en ofertas es necesario incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado que sienten las bases para dicha transición.
- **Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado Basado en Ofertas.** Enfocada en el diseño de la arquitectura y reglas del mercado, tomando en consideración los elementos particulares del sistema eléctrico chileno, particularmente en lo referente al tratamiento de las unidades hidráulicas.
- **Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado.** La cual requerirá de una serie de pruebas, desarrollo de plataformas computacionales, y talleres a participantes para presentar y dar a conocer las reglas del mercado.

Con todo lo anterior, el plazo total de puesta en marcha, desarrollo e implementación de las etapas de transición requerirá varios años, proceso en el cual será crítico evaluar la necesidad de modificaciones en otros mercados como aquel de servicios complementarios y de capacidad. Adicionalmente, se debe considerar el tiempo requerido para los cambios regulatorios que se necesitarán para llevar a cabo estas modificaciones.

## Referencias

### Metodología del Estudio

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

(de Castro, Negrete-Pincetic, & Gross, 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.

(Negrete-Pincetic, de Castro, & Pulgar-Painemal, 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.

(Villalobos et al., 2021) C. Villalobos, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, A. Lorca, D. Olivares. "The impact of short-term pricing on flexible generation investments in electricity markets", *Energy Economics*, Volume 98, 2021, 105213, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105213.

### Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

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

(Dictuc, 2019a) Dictuc (2019). Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 1: Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-para-eliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/>

(Dictuc, 2019b) Dictuc (2019). Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 2: Análisis Técnico-económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de Servicios Complementarios Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-para-eliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/>

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

(Hogan, 1995) W. Hogan. "Coordination for competition in an electricity market. Response to an Inquiry Concerning Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act", 1995. Disponible en: <https://scholar.harvard.edu/whogan/files/ferc0395.pdf>

(Moray & P.S.R., 2018) Moray, P. S. R. (2018). Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes. Disponible en: <http://generadoras.cl/documentos/estudios/informe-final-psrmoray-analisis-de-largo-plazo-para-el-sen-considerando-fuentes-de-erv-e-intermitentes>

(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.

(Munoz et al., 2020) F. D. Muñoz, C. Suazo-Martínez, E. Pereira, and R. Moreno. Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148 (November 2020). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

(Rudnick & Velasquez, 2018) Rudnick, H., & Velasquez, C. (2018). Taking stock of wholesale power markets in developing countries: A literature review. World Bank Policy Research Working Paper, (8519). <http://hdl.handle.net/10986/29992>

### Revisión de la Experiencia Internacional

(Benavides et al., 2018) Benavides, J., Cadena, Á., González, J. J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada. <http://hdl.handle.net/11445/3673>

(Botero, García, & Vélez, 2013) Botero, Jesús Alonso, García, John Jairo, & Vélez, Luis Guillermo. (2013). MECANISMOS UTILIZADOS PARA MONITOREAR EL PODER DE MERCADO EN MERCADOS ELÉCTRICOS: REFLEXIONES PARA COLOMBIA. *Cuadernos de Economía*, 32(60), 561-596. Retrieved March 29, 2021, from [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0121-47722013000200009&lng=en&tlng=es](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-47722013000200009&lng=en&tlng=es).

(Browne, 2012) Browne, O., Poletti, S., & Young, D. (2012). Simulating market powering in the NZ electricity market. *N.Z. Econ. Pap.* 46 (1), 35–50, 2012. Disponible en: <http://motu-www.motu.org.nz/wpapers/environment/Browne.pdf>

(Byrne, Wang, & Yu, 2005) Byrne, J., Wang, Y. D., & Yu, J. M. (2005). Lessons from a comparative analysis of California and PJM electricity restructuring models. <http://udspace.udel.edu/handle/19716/2125>

(García et al., 2015) Garcia, J., Lopez, G. A., Marín, F., & Moncada, J. (2015). Veinte Años De Funcionamiento Del Mercado Eléctrico Mayorista En Colombia: Algunas Reflexiones (Twenty Years of Operation of the Wholesale Electricity Market in Colombia: Some Reflections). Center for Research in Economics and Finance (CIEF), Working Papers, (15-20). <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2677357>

(Graf, Quaglia, & Wolak, 2020) Graf, C., Quaglia, F., & Wolak, F. A. (2020). Simplified electricity market models with significant intermittent renewable capacity: Evidence from Italy (No. w27262). National Bureau of Economic Research. <https://www.nber.org/papers/w27262>



(McRae & Wolak, 2017) McRae, S. D., & Wolak, F. A. (2017). Market power in a hydro-dominated wholesale electricity market. SCID Working Paper 1036. <https://siepr.stanford.edu/research/publications/market-power-hydro-dominated-wholesale-electricity-market>

(McRae, 2019) McRae, S. D. (2019). Market power in cost-based wholesale electricity markets: Evidence from Mexico. Disponible en: <https://www.aeaweb.org/conference/2020/preliminary/paper/r5H6kAGi>

(Millán, 1999) Millán, J. J. (1999). The Second Generation of Power Exchanges: Lessons for Latin America. Inter-American Development Bank. Working paper, Washington. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/11307/second-generation-power-exchanges-lessons-latin-america>

(Philpott & Guan, 2013) Philpott, A., & Guan, Z. (2013). Models for estimating the performance of electricity markets with hydro-electric reservoir storage. Technical report, Electric Power Optimization Centre, University of Auckland, 2013. Disponible en: <http://www.epoc.org.nz/papers/PhilpottGuanEMBERPaperv28.pdf>

(Rossetto, Grossi, & Pollitt, 2019) Rossetto, F., Grossi, L., & Pollitt, M. (2019). Assessing Market Power in the Italian Electricity Market: A synthetic supply approach.

(Rudnick, 1996) Rudnick, H. (1996). Pioneering electricity reform in South America. IEEE spectrum, 33(8), 38-44. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/2999461\\_Pioneering\\_electricity\\_reform\\_in\\_South\\_America/citations](https://www.researchgate.net/publication/2999461_Pioneering_electricity_reform_in_South_America/citations)

(Rudnick & Velásquez, 2019) Rudnick, H., & Velásquez, C. (2019). Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Colombia. <https://doi.org/10.1596/1813-9450-8771>

(Santa María et al., 2009) Santa María, M., Von Der Fehr, N. H., Millán, J., Benavides, J., & Gracia, O. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. Disponible en: [https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/2019/08/ACOLGEN\\_EL-MERCADO-DE-LA-ENERGI%CC%81A-ELE%CC%81CTRICA-EN-COLOMBIA-CARACTERI%CC%81STICAS-EVOLUCIO%CC%81N-E-IMPACTO-SOBRE-OTROS-SECTORES.pdf](https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/2019/08/ACOLGEN_EL-MERCADO-DE-LA-ENERGI%CC%81A-ELE%CC%81CTRICA-EN-COLOMBIA-CARACTERI%CC%81STICAS-EVOLUCIO%CC%81N-E-IMPACTO-SOBRE-OTROS-SECTORES.pdf)

### Integración de Tecnologías de Generación Geotérmica

(Aravena et al., 2016) Aravena, D., Muñoz, M., Morata, D., Lahsen, A., Parada, M. Á., & Dobson, P. (2016). Assessment of high enthalpy geothermal resources and promising areas of Chile. Geothermics, 59, 1-13.

(Aydin et al., 2020) Aydin, H., Akin, S., Senturk, E., & Energy, Z. Evaluation of Production Capacity of Geothermal Power Plants in Turkey. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/346672362\\_Evaluation\\_of\\_Production\\_Capacity\\_of\\_Geothermal\\_Power\\_Plants\\_in\\_Turkey](https://www.researchgate.net/publication/346672362_Evaluation_of_Production_Capacity_of_Geothermal_Power_Plants_in_Turkey)



(Baldacci et al., 1999) Baldacci, A., Sabatelli, F., ENEL, D. P. G., & Pisano, V. A. (1999). Geothermal electricity generation in Italy: status and perspectives. Bulletin d'Hydrogeologie, 17. Disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGASstandard/EGC/1999/Baldacci.pdf>

(Derinkuyu et al., 2020) Derinkuyu, K., Tanrisever, F., Kurt, N., & Ceyhan, G. (2020). Optimizing day-ahead electricity market prices: Increasing the total surplus for energy exchange istanbul. Manufacturing & Service Operations Management, 22(4), 700-716. <https://doi.org/10.1287/msom.2018.0767>

(Dobson et al., 2020) Dobson, P., Dwivedi, D., Millstein, D., Krishnaswamy, N., Garcia, J., & Kiran, M. (2020). Analysis of curtailment at The Geysers geothermal Field, California. Geothermics, 87, 101871. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101871>

(Dumas et al., 2019) Dumas, P., Garabetian, T., Le Guéan, T., Kępińska, B., Kasztelewicz, A., Karytsas, S., ... & Link, K. (2019). Risk Mitigation and Insurance Schemes Adapted to Geothermal Market Maturity: The Right Scheme for my Market. In European Geothermal Congress 2019. Disponible en: <http://europeangeothermalcongress.eu/wp-content/uploads/2019/07/244.pdf>

(Flores-Espino, Booth, & Graves, 2017) Flores-Espino, F., Booth, S., & Graves, A. (2017). Mexico's Geothermal Market Assessment Report (No. NREL/TP-6A20-63722). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/63722.pdf>

(Haci, Ismail, & Serkan, 2018) Haci, S., Ismail, B., & Serkan, C. (2018). Turkey's energy strategy for 2023 targets after 2000 MW giant renewable energy contract. In E3S Web of Conferences (Vol. 64, p. 01001). EDP Sciences. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186401001>

(IRENA, 2017) IRENA (2017), Geothermal Power: Technology Brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA\\_Geothermal\\_Power\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf)

(Manzella et al., 2019) Manzella, A., Serra, D., Cesari, G., Bargiacchi, E., Cei, M., Cerutti, P., ... & Vaccaro, M. (2019, June). Geothermal energy use, country update for Italy. In Proceedings of the European Geothermal Congress. Disponible en: <http://europeangeothermalcongress.eu/wp-content/uploads/2019/07/CUR-16-Italy.pdf>

(Melikoglu, 2017) Melikoglu, M. (2017). Geothermal energy in Turkey and around the World: A review of the literature and an analysis based on Turkey's Vision 2023 energy targets. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 76, 485-492. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.082>

(MEN, 2018). Ministerio de Energía Mesa de Geotermia (2018). Rol de la Geotermia en el Desarrollo de la Matriz Eléctrica Chilena. Disponible en: [http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/?page\\_id=12](http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/?page_id=12)

(Millstein, Dobson, & Jeong, 2021) Millstein, D., Dobson, P., & Jeong, S. (2021). The Potential to Improve the Value of US Geothermal Electricity Generation Through Flexible Operations. Journal of Energy Resources Technology, 1-19. <https://doi.org/10.1115/1.4048981>

(Pauling et al., 2020) Pauling, H., Robins, J., Kolker, A., & Flores-Espino, F. (2020). Initial Results from the 2020 US Geothermal Power Production and District Heating Market Report (No. NREL/FS-5500-77774). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77774.pdf>

(Ramstein et al., 2018) Ramstein, C. S. M., Goyal, R., Gray, S., Churie Kallhauge, A. N., Lam, L. K., Klein, N., ... & Leuschner, P. (2018). State and Trends of Carbon Pricing 2018 (No. 135938, pp. 1-62). The World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/29687>

(Sanyal & Eney, 2011) Sanyal, S. K., & Eney, S. L. (2011, January). Fifty years of power generation at the Geysers geothermal field, California—the lessons learned. In 36th workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford, California. Disponible en: <https://www.semanticscholar.org/paper/FIFTY-YEARS-OF-POWER-GENERATION-AT-THE-GEYSERS-%2C-%E2%80%93-Sanyal-Eney/ab335f6192d9d747d238f96a38d1cd1d75272260#citing-papers>

(WBG, 2016) World Bank Group. 2016. Comparative Analysis of Approaches to Geothermal Resource Risk Mitigation: A Global Survey. ESMAP Knowledge Series; 024/16. World Bank, Washington, DC. © World Bank. License: CC BY 3.0 IGO. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/24277>

(Sigfússon & Uihlein, 2015) Sigfússon, B., & Uihlein, A. (2015). 2014 JRC geothermal energy status report.

(Vagliasindi & Besant-Jones, 2013) Vagliasindi, M., & Besant-Jones, J. (2013). Power market structure: revisiting policy options. World Bank Publications. Disponible en: <http://documents.worldbank.org/curated/en/795791468314701057/Power-market-structure-revisiting-policy-options>

### Revisión de Esquemas de Monitoreo de Mercado

(Allaz & Vila, 1993) Allaz, B., & Vila, J. L. (1993). Cournot competition, forward markets and efficiency. Journal of Economic theory, 59(1), 1-16.

(Bataille et al., 2019) Bataille, M., Bodnar, O., Steinmetz, A., & Thorwarth, S. (2019). Screening instruments for monitoring market power—The Return on Withholding Capacity Index (RWC). Energy Economics, 81, 227-237.

(Bigerna, Bollino, & Polinori, 2016) Bigerna, S., Bollino, C. A., & Polinori, P. (2016). Market power and transmission congestion in the Italian electricity market. The Energy Journal, 37(2).

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

(Brown, & Eckert, 2021) Brown, D. P., & Eckert, A. (2021). Analyzing firm behavior in restructured electricity markets: Empirical challenges with a residual demand analysis. International Journal of Industrial Organization, 74, 102676.

(Creti & Fontini, 2019) Creti, A., & Fontini, F. (2019). Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules. Cambridge University Press.

(Corredor et al., 2020) Corredor, P., Helman, U., Jara, D., & Wolak, F. A. (2020). Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico [White paper]. Banco Interamericano de Desarrollo y Banco Mundial. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24166201/1.+ES+Competencia%2C%20participaci%C3%B3n+y+estructura+del+mercado+el%C3%A9ctrico.pdf>

(David & Wen, 2001) David, A. K., & Wen, F. (2001). Market power in electricity supply. IEEE Transactions on energy conversion, 16(4), 352-360. Disponible en: <http://www.paper.edu.cn/scholar/showpdf/OUd2MNxIOTT0AxeQh>

(Dictuc, 2019c) Dictuc (2019). Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Final-Dictuc-1531950.pdf>

(Farrel & Shapiro, 2010) Farrell, J., & Shapiro, C. (2010). Antitrust evaluation of horizontal mergers: An economic alternative to market definition. Available at SSRN 1313782.

(Feng, Zhong, & Gan, 2008) Feng, D., Zhong, J., & Gan, D. (2008). Reactive market power analysis using must-run indices. IEEE Transactions on Power Systems, 23(2), 755-765.

(Gan & Bourcier, 2002) Gan, D., & Bourcier, D. V. (2002). Locational market power screening and congestion management: experience and suggestions. IEEE Transactions on Power Systems, 17(1), 180-185.

(Green & Newbery, 1992) Green, R. J., & Newbery, D. M. (1992). Competition in the British electricity spot market. Journal of political economy, 100(5), 929-953.

(Hakam, 2018) Hakam, D. (2018). Market power modelling in electricity market: A critical review. International Journal of Energy Economics and Policy, 8(5), 347-356. Disponible en: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/6748/3967>

(Helman, 2006) Helman, U. (2006). Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets. Energy, 31(6-7), 877-904. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.05.011>

(Hughes et al., 2002) William R. Hughes, Andrew Parece, The Economics of Price Spikes in Deregulated Power Markets, The Electricity Journal, Volume 15, Issue 6, 2002.

(Hulshof, Jepma, & Mulder, 2019) Hulshof, D., Jepma, C., & Mulder, M. (2019). Performance of markets for European renewable energy certificates. Energy Policy, 128, 697-710.

(Ji & Yépez-García, 2017) Ji, Y., & Yépez-García, A. (2017). Market Power in Electricity Generation Sector: A Review of Methods and Applications. US: Inter-American Development Bank. <http://dx.doi.org/10.18235/0000894>

(Joskow, 2008) Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. Utilities Policy, 16(3), 159-170. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>

(Kahn, 2002) Alfred E. Kahn, "The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investments under Price Control Mechanisms," The Electricity Journal, Volume 15, Issue 2, 2002.

(Karthikeyan, Raglend, & Kothari, 2013) Karthikeyan, S. P., Raglend, I. J., & Kothari, D. P. (2013). A review on market power in deregulated electricity market. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 48, 139-147. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.024>

(Karthikeyan et al., 2013) Karthikeyan, S. P., Raglend, I. J., & Kothari, D. P. (2013). A review on market power in deregulated electricity market. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 48, 139-147.

(Kiesling & Wilson, 2007) Kiesling, Lynne, and Bart J. Wilson. "An experimental analysis of the effects of automated mitigation procedures on investment and prices in wholesale electricity markets." Journal of Regulatory Economics 31.3 (2007): 313-334.

(Kirschen & Strbac, 2004) Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). Fundamentals of power system economics.

(Klemperer & Meyer, 1989) Klemperer, P. D., & Meyer, M. A. (1989). Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty. Econometrica: Journal of the Econometric Society, 1243-1277.

(Krishna, 2010) Krishna, V. (2010). Auction Theory.

(Le Coq & Orzen, 2012) C. Le Coq and H. Orzen, "Price caps and fluctuating demands in electricity markets: Experimental evidence of competitive bidding," 2012 9th International Conference on the European Energy Market, Florence, 2012, pp. 1-4.

(Le Coq et al., 2017) C. Le Coq, H. Orzen, Schwenen S. "Pricing and capacity provision in electricity markets: an experimental study" J. Regul. Econ., 51 (2017), pp. 123-158.

(Leautier, 2018) Léautier, T. (2018). Imperfect Markets and Imperfect Regulation. Disponible en: <https://mitpress.mit.edu/books/imperfect-markets-and-imperfect-regulation>

(Patton, Sinclair, & LeeVanShaick, 2002) Patton, D. B., Sinclair, R. A., & LeeVanShaick, P. (2002). Competitive assessment of the energy market in New England. Potomac Economics, LTD., May.

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

(Pinczynski & Kasperowicz, 2016) Pinczynski, M., & Kasperowicz, R. (2016). Overview of electricity market monitoring. *Economics & Sociology*, 9(4), 153. Disponible en: [https://www.economics-sociology.eu/files/E&S\\_9\\_4\\_Pinczynski\\_Kasperowicz.pdf](https://www.economics-sociology.eu/files/E&S_9_4_Pinczynski_Kasperowicz.pdf)

(Pototschnig, 2020) Pototschnig, A. (2020). The importance of a sound bidding-zone review for the efficient functioning of the internal electricity market.

(Prete & Hobbs, 2015) Prete, C. L., & Hobbs, B. F. (2015). Market power in power markets: an analysis of residual demand curves in California's day-ahead energy market (1998-2000). *The Energy Journal*, 36(2).

(Rudkevich, 2003) Rudkevich, A. (2003, January). Supply function equilibrium: theory and applications. In 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2003. Proceedings of the (pp. 10-pp). IEEE.

(Stoft, 2002) Stoft, S. (2002). Power system economics. *Journal of Energy Literature*, 8, 94-99.

(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.

(Vossler et al., 2009) Vossler, Christian A., et al. "An experimental investigation of soft price caps in uniform price auction markets for wholesale electricity." *Journal of Regulatory Economics* 36.1 (2009): 44-59.

(Wang, Xiao, & Ding, 2004) Wang, P., Xiao, Y., & Ding, Y. (2004). Nodal market power assessment in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1373-1379.

(Willems, Rumiantseva, & Weigt, 2009) Willems, B., Rumiantseva, I., & Weigt, H. (2009). Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us?. *Energy Economics*, 31(1), 38-47. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.08.004>

(Wolak, 2005) Wolak, F. A. (2005). Managing unilateral market power in electricity. The World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/8600>

(Wolak, 2007) Wolak, F. A. (2007). Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets. *Journal of Applied Econometrics*, 22(7), 1179-1209.

### **Transición a un Esquema de Mercado Basado en Ofertas en Chile**

(AEMO, 2020) Green Energy Markets, "Projections for Distributed Energy Resources - Solar PV and Stationary Energy Battery Systems," Report for AEMO, June 2020.

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

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

(CEN, 2019) Informe Final, "Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón", Coordinador Eléctrico Nacional 2019.

(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.

(ERCOT, 2016) Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), "System wide wind database", 2016. Disponible en: <https://www.ercot.com>

(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.

(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.

(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.

(Hua & 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.

(ISCI, 2020) Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), "Evaluación de la Industria de Generación Distribuida como Motor de Empleo y Desarrollo Económico Eficiente y Sustentable en Chile Post COVID-19", 2020.

(ISCI, 2019) Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), "Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica", 2019. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/metropolitana-de-santiago/informes-del-estudio-de-acompanamiento-d-e-distribucion>

(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.

(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.

(Newbery, 2016) 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.

(NREL, 2013) E. Ela, V. Diakov, E. Ibanez, and M. Heaney, "Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescales", National Renewable Energy Laboratory, Mayo 2013. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58274.pdf>

(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.

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

(PSR-Moray, 2018) Informe Final, "Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes", PSR-Moray 2018.

(Roques & 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.

(Sauma, 2016) Sauma, E. "Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica," *Propuestas Para Chile 2016*, 183–202.

(Schiro et al., 2015) A. Schiro, T. Zheng, F. Zhao, and E. Litvinov. Convex Hull Pricing in Electricity Markets: Formulation, Analysis, and Implementation Challenges. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31, 1–8. 2015. <https://doi.org/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.

(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.

(Systemp, 2018) Presentación en Conferencia IEEE PES General Meeting, "Power System Flexibility: Key Elements in the Chilean Power System", Systemp 2018.



(Twomey et al., 2005) P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff, and 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., 2020) F. Verástegui, A. Lorca, M. Negrete-Pincetic, D. Olivares. Firewood heat electrification impacts in the Chilean power system. *Energy Policy*, Volume 144, 2020, 111702, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111702.

(Verastegui et al., 2021) Verástegui, F., Lorca, Á., Olivares, D & Negrete-Pincetic, M., "Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in Highly Renewable Power Systems," Submitted to *Energy* 2021.

(Villalobos et al., 2021) C. Villalobos, M. Negrete-Pincetic, N. Figueroa, A. Lorca, D. Olivares. "The impact of short-term pricing on flexible generation investments in electricity markets", *Energy Economics*, Volume 98, 2021, 105213, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105213.

(Wang et al., 2012) G. Wang, M. Negrete-Pincetic, A. Kowli, E. Shafieepoofard, 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.

(Wärtsilä, 2019) Informe Final, "Path to 100% Renewables: Chile", Wärtsilä 2019.



## Anexos

### Anexo A. Plataforma NewEn Operations

El modelo matemático utilizado para realizar simulaciones detalladas de la operación del sistema eléctrico, corresponde a la formulación considerada en la plataforma New Energy (NewEn) Operations para la resolución del problema de pre-despacho de unidades del sistema, desarrollada por el equipo consultor. La plataforma permite la formulación de problemas de optimización utilizados para determinar la programación de la operación de corto plazo de las unidades generadoras bajo diferentes escenarios de variación de demanda, generación renovable variable y otras restricciones operacionales. La plataforma presenta una arquitectura modular y versátil desarrollada en base a herramientas de optimización y modelación matemática avanzada que permiten un apoyo efectivo a la toma de decisiones y diseños de política pública. En general, NewEn Operations permite:

- Optimizar el problema de comisionamiento de las unidades de corto plazo, el despacho de unidades, la asignación de reservas y las decisiones de gestión de almacenamiento, a partir de lo cual se pueden obtener precios de energía y servicios complementarios (SSCC).
- Capturar las dinámicas operacionales diarias del sistema con un alto nivel de detalle.
- Adaptar el modelo a las necesidades específicas de proyectos y clientes en términos de nuevas tecnologías, restricciones operacionales, y políticas energéticas.

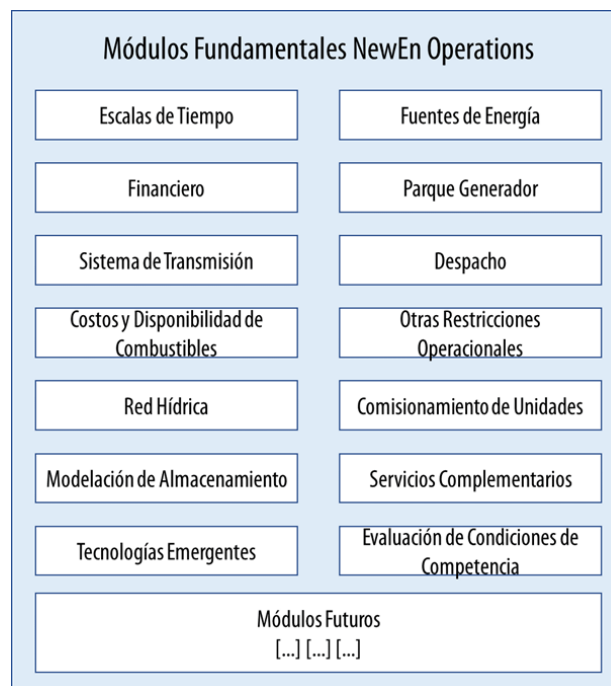


Figura A.1. Formulación Modular NewEn Operations.

La plataforma considera una estructura de módulos independientes ilustrados en la Figura A.1, los que permiten un uso selectivo de estos de forma tal de capturar y comprender de forma aislada diferentes fenómenos emergentes en el SEN. Algunos módulos actualmente incluidos dentro de NewEn Operations incluyen:

- Modelo de comisionamiento de unidades con resolución horaria.
- Modelamiento de dinámicas de la red hídrica.
- Modelación detallada de SSCC.
- Modelación de restricciones operacionales específicas para el comportamiento de las unidades, tales como capacidad de rampa, mínimos técnicos, tiempos mínimos de encendido y apagado, consideración de múltiples configuraciones, etc.
- Modelación de disponibilidad y uso limitado de GNL.

La plataforma fue desarrollada y validada en el marco de diferentes proyectos llevados a cabo por Dictuc-Vinken para la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

- “Determinación de Precios Máximos para Licitaciones y Subastas de Servicios Complementarios” para la Comisión Nacional de Energía (CNE) en 2019. [Disponible en línea.](#)
- “Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 1: Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC” para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en 2019. [Disponible en línea.](#)
- “Estudio de Competencia y Reglas de Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios - Parte 2: 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” para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en 2019. [Disponible en línea.](#)
- Estudios para el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) consideraron múltiples actualizaciones en 2019 y 2020. [Algunos de estos reportes se encuentran disponibles en línea.](#)
- “Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional” para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Chile en 2020.

Adicionalmente, su desarrollo consideró la formulación del modelo y la misma base de datos comprensiva del SEN utilizada por el CEN en sus procesos diarios. De esta manera, la herramienta NewEn Operations es capaz de hacer uso de la misma información que utiliza el CEN para Programación de la Operación, tales como indisponibilidad de líneas y centrales, precios de combustibles, perfiles de generación renovables, condiciones de agua embalsada, costo de agua embalsada, capacidad de provisión de SSCC, requerimientos de SSCC, condiciones iniciales y consumo máximo de GNL, etc. Entre otros aspectos, la plataforma considera:

- Alta granularidad temporal y espacial.
- Información detallada del parque generador y red de transmisión.
- Representación detallada de la red hídrica nacional.
- Representación de limitaciones de disponibilidad y restricciones inter horarias.
- Co-optimización de energía y reservas.
- Flexibilidad para la incorporación de nuevos módulos.

En el Anexo C de este documento se encuentra el detalle de las ecuaciones que componen el modelo base del NewEn Operations: pre-despacho, conectividad hidráulica y SSCC.

## Anexo B. Ilustración de Rentas Pivales

A continuación se presentan algunos ejemplos que ilustran de manera simple la aplicación e interpretación de las rentas pivales. En estos, se ha considerado que existen ofertas no nulas con el fin de exponer teóricamente el concepto de rentas pivales.

**Ejemplo 1:** Considere una demanda  $D=10$  [MW]. La oferta se compone de 10 generadores pequeños e independientes, de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD]. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

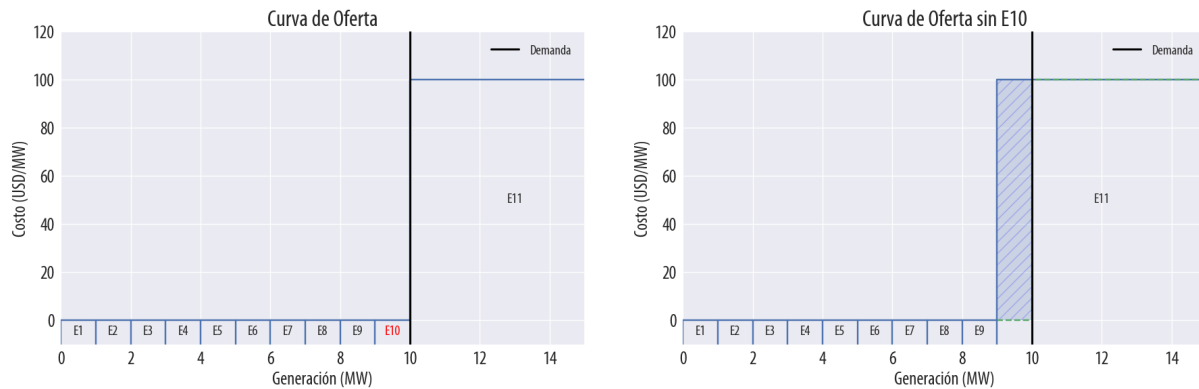


Figura B.1. Curva de oferta del Ejemplo 1 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

En este caso la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 100[USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda. Así, la renta de eficiencia de cada una de estas 10 firmas se calcula de la remuneración que obtiene menos sus costos de producción:

$$\text{Renta de eficiencia} = 100 * 1 - 0 * 1 = 100 \text{ [USD]}$$

Por otro lado, si una de las firmas decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema sería 100 [USD], 9 unidades de costo 0 y una de costo 100. De este modo, la renta pivotal para cada una de estas firmas será de 100 [USD] y, en consecuencia, no existirán rentas de poder de mercado.

Para el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], tanto las rentas pivales como de eficiencia serán 0, ya que no participan del despacho de referencia y, por lo tanto, al restar su capacidad no afectan en él.

**Ejemplo 2:** Considere una demanda  $D=10$  [MW]. La oferta se compone de 10 generadores pequeños de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD], todos ellos propiedad de la misma firma. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

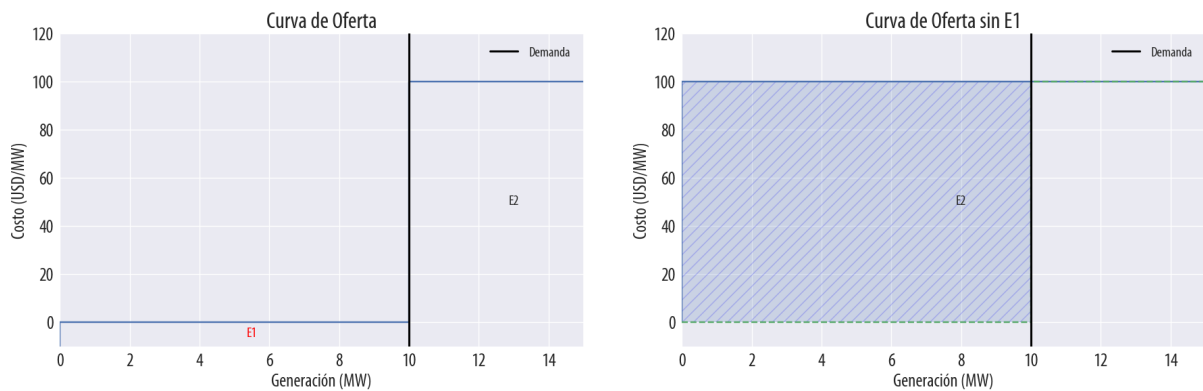


Figura B.2. Curva de oferta del Ejemplo 2 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

Al igual que en el caso anterior, la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 100 [USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda. Así, la renta de eficiencia de la firma dueña de los 10 generadores se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Renta de eficiencia} = 100 \cdot 10 - 0 \cdot 10 = 1,000 \text{ [USD]}$$

Si esta firma decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema sería 1,000 [USD], al utilizar unidades de costo 100 para proveer el total de la demanda. De este modo, la renta pivotal para esta firma será de 1,000 [USD] y, en consecuencia, no existirán rentas de poder de mercado.

Para el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], tanto las rentas pivotaes como de eficiencia serán 0, ya que no participan del despacho de referencia y, por lo tanto, al restar su capacidad no afectan en él.

**Ejemplo 3:** Considere una demanda  $D=9$  [MW]. La oferta se compone de 10 generadores pequeños e independientes, de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD]. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

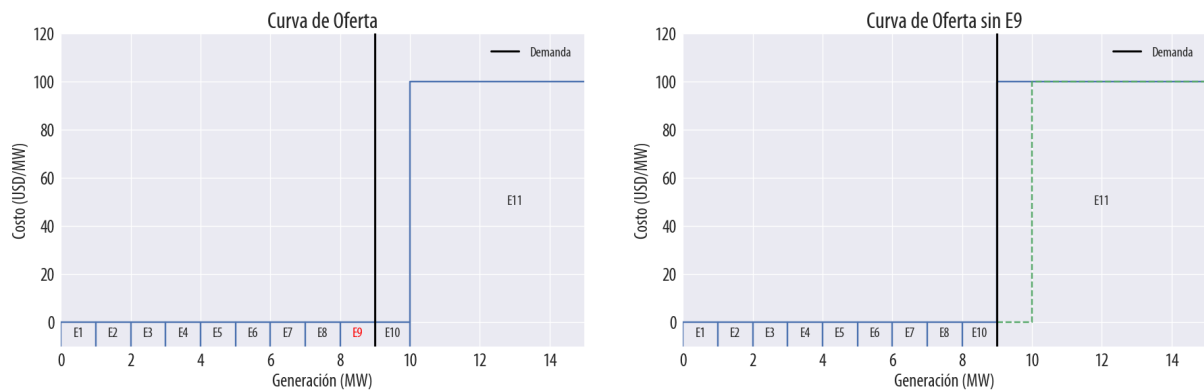


Figura B.3. Curva de oferta del Ejemplo 3 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

En este caso la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 0 [USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda, ya que aún queda disponible un generador de costo cero por ser despachado. Así, la renta de eficiencia de cada una de estas 10 firmas se calcula de la remuneración que obtiene menos sus costos de producción:

$$\text{Renta de eficiencia} = 0 * 1 - 0 * 1 = 0 \text{ [USD]}$$

Por otro lado, si una de las firmas decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema seguiría siendo 0 [USD], ya que el despacho seguirá consistiendo en 9 unidades de costo 0. De este modo, tanto las rentas pivotaes como de eficiencia serán 0, ya que al igual que los infinitos generadores de costo 100 [USD], no se producen cambios en la asignación de esta demanda.

**Ejemplo 4:** Considere una demanda  $D=9$  [MW]. La oferta se compone de 2 firmas, cada una con 5 generadores pequeños de capacidad 1 [MW] y costo 0 [USD]. Además, existen infinitos generadores de costo 100 [USD].

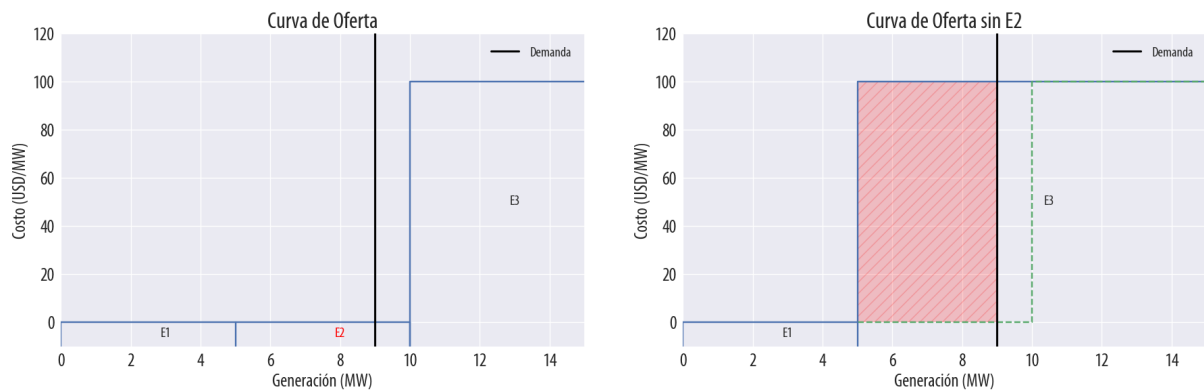


Figura B.4. Curva de oferta del Ejemplo 4 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

Al igual que en el caso anterior, la demanda puede ser satisfecha a un costo total de 0 [USD], con un costo marginal de 0 [USD/MW] para proveer un MW adicional de demanda. Así, la renta de eficiencia cada firma dueña de 5 generadores se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Renta de eficiencia} = 0 \cdot 5 - 0 \cdot 5 = 0 \text{ [USD]}$$

Si algunas de las 2 firmas decidiera hacer *withholding* de su capacidad de proveer la demanda, el costo total del sistema sería 400 [USD], ya que sería necesario utilizar 4 [MW] provenientes de unidades de costo 100 para proveer el total de la demanda. De este modo, la renta pivotal para cada una de estas 2 firmas será de 400 [USD], que corresponden en su totalidad a rentas de poder de mercado.

Para el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], tanto las rentas pivotaes como de eficiencia serán 0, ya que no participan del despacho de referencia y, por lo tanto, al restar su capacidad no afectan en él.

## Anexo C. Modelo de Pre-despacho

Esta sección presenta el modelo matemático utilizado para resolver el problema de pre-despacho considerado en las simulaciones para estudiar la asignación eficiente de energía y reservas, tanto en el contexto centralizado como en el de una subasta<sup>174</sup>. Este corresponde a la formulación considerada en la plataforma NewEn Operations, desarrollada por el equipo consultor, la cual es utilizada en el presente estudio. En las secciones a continuación, se presentan las componentes del modelo de pre-despacho, la modelación de la conectividad hidráulica y la incorporación de las reservas dentro del problema correspondiente.

### C.1. Problema de Pre-despacho

#### Conjuntos, Variables y Parámetros

Los índices y conjuntos considerados en el modelo base de pre-despacho son los siguientes.

- $z \in \mathcal{Z}$ : Índice y conjunto de barras o zonas de carga.
- $t \in \mathcal{T}$ : Índice y conjunto de instantes temporales.
- $i \in \mathcal{G}$ : Índice y conjunto de unidades de generación.
- $j \in \mathcal{L}$ : Índice y conjunto de líneas de transmisión.
- $i \in \mathcal{G}^V$ : Índice y conjunto de unidades de generación con capacidad variable.
- $i \in \mathcal{G}^W$ : Índice y conjunto de generadores sujetos al costo del agua.
- $i \in \mathcal{G}(z)$ : Índice y conjunto de generadores en la barra  $z$ .

Las variables del modelo son las siguientes.

- $x_{it}$ : Estado *on/off* del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $u_{it}$ : Encendido del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $v_{it}$ : Apagado del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $p_{it}$ : Generación programada del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $f_{jt}$ : Flujo de potencia a través de la línea  $j$  en el instante  $t$ .
- $\theta_{zt}$ : Ángulo de voltaje en la zona  $z$  en el instante  $t$ .
- $p_{zt}^{OG}$ : Exceso de generación en la zona  $z$  en el instante  $t$ .
- $p_{zt}^{LS}$ : Desprendimiento de carga en la zona  $z$  en el instante  $t$ .

Los parámetros del modelo son los siguientes.

- $x_i^0$ : Estado *on/off* inicial del generador  $i$ .
- $p_i^0$ : Punto de generación inicial del generador  $i$ .
- $C_z^{OG}$ : Costo por exceso de generación en la zona  $z$ .
- $C_z^{LS}$ : Costo por desprendimiento de carga en la zona  $z$ .
- $C_i^C$ : Costo base de operación del generador  $i$ .
- $C_i^{SU}$ : Costo de encendido del generador  $i$ .

<sup>174</sup> En ambos casos, el modelo tiene la misma estructura. Sin embargo, los datos de entrada son distintos. En el caso centralizado se utilizan costos, mientras que en el caso de subastas, las ofertas de los agentes.

- $C_i^{SD}$ : Costo de apagado del generador  $i$ .
- $C_{it}^G$ : Costo variable del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $T_i^U$ : Tiempo mínimo de encendido del generador  $i$ .
- $T_i^D$ : Tiempo mínimo de apagado del generador  $i$ .
- $\bar{p}_{it}$ : Capacidad máxima de generación del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $\underline{p}_{it}$ : Capacidad mínima de generación del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^U$ : Rampa máxima hacia arriba durante la operación del generador  $i$ .
- $R_i^D$ : Rampa máxima hacia abajo durante la operación del generador  $i$ .
- $R_i^{SU}$ : Rampa máxima de encendido del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{SD}$ : Rampa máxima de apagado del generador  $i$  en el instante  $t$ .
- $B_j$ : Susceptancia de la línea de transmisión  $j$ .
- $\bar{f}_j$ : Capacidad de la línea de transmisión  $j$ .
- $s(j)$ : Barra de retiro de la línea de transmisión  $j$ .
- $r(j)$ : Barra de inyección de la línea de transmisión  $j$ .
- $p_{zt}^D$ : Demanda de energía en la zona  $z$  en el instante  $t$ .

### Restricciones y Función Objetivo

A continuación, se presentan las restricciones base del modelo de pre-despacho consideradas para las simulaciones.

- Restricciones de comisionamiento.

$$x_{it} - x_i^0 = u_{it} - v_{it} \quad \forall t = 1, i \in \mathcal{G}$$

$$x_{it} - x_{i,t-1} = u_{it} - v_{it} \quad \forall t > 1, i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de rampa.

$$-R_i^D x_{it} - R_i^{SD} v_{it} \leq p_{it} - p_{i,t-1} \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

$$-R_i^D x_{it} - R_i^{SD} v_{it} \leq p_{it} - p_i^0 \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

$$R_i^U x_{it} + R_i^{SU} u_{it} \geq p_{it} - p_{i,t-1} \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

$$R_i^U x_{it} + R_i^{SU} u_{it} \geq p_{it} - p_i^0 \quad \forall i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado.

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^U]} (x_{i\tau}) \geq T_i^U u_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (x_{i\tau} - u_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^D]} (1 - x_{i\tau}) \geq T_i^D v_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (1 - x_{i\tau} - v_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$



- Mínimos y máximos de generación.

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \eta_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}^V, t \in \mathcal{T}$$

- Ecuación de balance de demanda.

$$p_{zt}^{LS} + \sum_{i \in \mathcal{G}(z)} p_{it} + \sum_{j, r(j)=z} f_{jt} = p_{zt}^D + p_{zt}^{OS} + \sum_{j, s(j)=z} f_{jt} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

- Flujo DC.

$$f_{jt} = B_j (\theta_{s(j),t} - \theta_{r(j),t}) \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

$$-\bar{f}_j \leq f_{jt} \leq \bar{f}_j \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

Con esto, la función objetivo del modelo base de pre-despacho se presenta a continuación.

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{i \in \mathcal{G}} (C_i^C x_{it} + C_i^{SU} u_{it} + C_i^{SD} v_{it} + C_{it}^G p_{it}) \right) + \sum_{z \in \mathcal{Z}} (C_z^{OG} p_{it}^{OG} + C_z^{LS} p_{it}^{LS})$$

## C.2. Conectividad Hidráulica

Esta sección presenta los componentes para la modelación de la conectividad hidráulica, la conexión entre nodos hidráulicos, las restricciones de convenios y caudales, y la relación entre generación y agua turbinada de las centrales hidráulicas.

### Conjuntos, Variables y Parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $n \in \mathcal{N}$ : Índice y conjunto de nodos hidro.
- $(u, v) \in \mathcal{D}$ : Índice y conjunto de pares de nodos hidro conectados (corredores de agua).
- $g \in \mathcal{G}_{HC}$ : Índice y conjunto de generadores hidro con conectividad hidro.
- $(u, n) \in \mathcal{D}_{in}(n)$ : Corredores de agua que inyectan un flujo de agua al nodo  $n$ .
- $(n, u) \in \mathcal{D}_{out}(n)$ : Corredores de agua que extraen un flujo de agua desde el nodo  $n$ .
- $n \in \mathcal{N}_R$ : Conjunto de nodos hidro asociados a algún embalse.
- $(u, v) \in \mathcal{D}_G$ : Conjunto de corredores de agua asociados a la generación de alguna central eléctrica.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- $w_{(u,v),t}$ : Flujo de agua a través del corredor de agua regular  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $q_{n,t}$ : Extracción de agua en el embalse  $n$ , en el instante  $t$ .

- $P_{g(u,v),t}$ : Generación eléctrica en  $MW$  del generador eléctrico  $g \in \mathcal{G}_{HC}$ , asociado al corredor de agua regular  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $e_{n,t}$ : Agua almacenada en el embalse  $n$ , en el instante  $t$ .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- $W_{(u,v),t}$ : Flujo de agua forzado a través del corredor de agua  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $D_{n,t}$ : Demanda de riego para el nodo hidro  $n$  en el instante  $t$ .
- $I_{n,t}$ : Afluente entrante al nodo hidro  $n$  en el instante  $t$ .
- $C_n^W$ : Costo del agua (valor estratégico) en  $\frac{USD}{dm^3}$  para el embalse  $n$ .
- $\eta(u,v)$ : Eficiencia en  $\frac{MW}{m^3/s}$  del corredor de agua  $(u, v) \in \mathcal{D}_G$  asociado a un generador eléctrico.
- $\underline{E}_n$ : Nivel mínimo de almacenamiento del embalse  $n$ .
- $\bar{E}_n$ : Nivel máximo de almacenamiento del embalse  $n$ .

### Restricciones y Función Objetivo

A continuación, se presentan las restricciones de conectividad hidráulica incorporadas al modelo base de pre-despacho que será utilizado en las simulaciones del estudio.

- Restricciones para los corredores de agua, los cuales se diferencian según si los nodos hidro están o no asociados a embalses.

$$\begin{aligned} & \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} + q_{n,t} \\ & \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T} \\ & \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} \\ & \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N} \setminus \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

- Restricciones que permiten el almacenamiento intra-semanal.

$$\begin{aligned} e_{n,t} - e_{n,t-1} & \leq \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \\ & \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} - D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T} \\ \underline{E}_n & \leq e_{n,t} \leq \bar{E}_n \quad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

- Acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia.

$$p_{g(u,v),t} = \eta(u,v)w_{(u,v),t} \quad \forall (u, v) \in \mathcal{D}_G, \forall t \in \mathcal{T}$$

Con esto, el componente de costo a incorporar en la función objetivo para considerar costos del agua (valor estratégico) está dado por la siguiente ecuación, donde  $3,6 = 3.000/1.000$ , siendo  $1/1.000$  la conversión de  $dm^3$  a  $m^3$ , y  $3.600$  representa la conversión de  $m^3/s$  a  $m^3$ .

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}_R} 3,6 C_n^W q_{n,t}$$

### C.3. Reservas en el Problema de Pre-despacho

Esta sección presenta las restricciones que extienden el modelo de pre-despacho para la consideración de reservas. Se describen tanto la formulación matemática del modelo como las fuentes de información consideradas para determinar los parámetros relevantes.

#### Conjuntos, Variables y Parámetros

Los índices y conjuntos considerados en la extensión del modelo son los siguientes.

- $j \in \mathcal{J}$ : Índice y conjunto de productos de reserva.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}$ : Unidades de generación térmicas e hidro.
- $j \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}$ : Unidades de generación térmicas e hidro que pueden proveer CTF no en giro.
- $j \in \mathcal{G}_{WS}$ : Unidades de generación eólicas y solares.

Las variables añadidas al problema son las siguientes.

- $r_{it}^{1+}, r_{it}^{1-}$ : Capacidad asignada para CPF+ y CPF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $r_{it}^{2+}, r_{it}^{2-}$ : Capacidad asignada para CSF+ y CSF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $r_{it}^{3S+}, r_{it}^{3NS}$ : Capacidad asignada para CTF+ en giro y no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $r_{it}^{3S-}$ : Capacidad asignada para CTF- en giro y no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes.

- $R_i^{1+}, R_i^{1-}$ : Máximo técnico para dar CPF+ y CPF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{2+}, R_i^{2-}$ : Máximo técnico para dar CSF+ y CSF- de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{3S+}, R_i^{3S-}$ : Máximo técnico para dar CTF en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $R_i^{3NS}$ : Máximo técnico para dar CTF no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $\underline{P}_{it}, \overline{P}_{it}$ : Mínimos y máximos técnicos de generación de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $DR_{zt}^j$ : Requerimiento del producto de reserva  $j$  en la zona  $z$  en el instante  $t$ .
- $C_{it}^j$ : Oferta de la unidad de generación  $i$  para dar el producto de reserva  $j$  en el instante  $t$ .

## Restricciones y Función Objetivo

A continuación, se presentan las restricciones añadidas al modelo base de pre-despacho para la consideración de productos de reserva.

- Máximos técnicos para la asignación de reserva en relación al comisionamiento.

$$\begin{aligned}
 0 &\leq r_{it}^{1-} \leq R^{1-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{1+} \leq R_i^{1+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{2+} \leq R^{2+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{2-} \leq R_i^{2-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3S+} \leq R_i^{3S+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3S-} \leq R_i^{3S-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{it}^{3NS} \leq R_i^{3NS} (1 - x_{it}) \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

Notar que en esta modelación se utiliza el supuesto de que las unidades podrían ser asignadas en reserva terciaria (no en giro) en un monto por debajo de su mínimo técnico. Este supuesto elimina la necesidad de una variable binaria adicional que indique si la unidad se encuentra en el estado “*apagada prestando servicio no en giro*”, evitando de esta forma mayores tiempos de cómputo. Se destaca que este supuesto, en la práctica, no presenta inconvenientes en los resultados debido a que la mayor parte de los oferentes utilizados en el parque generador chileno, y que son capaces de dar reserva no en giro, poseen un mínimo técnico bajo. Además, se comprobó con los resultados que, debido a la linealidad del problema, la mayoría de las unidades que entreguen reserva no en giro debieran entregar su capacidad al máximo en caso de ser asignadas, y que el servicio es entregado principalmente por unidades en giro. Por último, se destaca que el resto de los productos se encuentran sujetos a las restricciones de mínimo técnico de las unidades, tal como se observa en las siguientes ecuaciones:

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad.

$$\begin{aligned}
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} + r_{it}^{1+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S+} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T} \\
 \underline{P}_{it} x_{it} &\leq p_{it} - r_{it}^{1-} - r_{it}^{2-} - r_{it}^{3S-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto.

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1+} &\geq DR_{zt}^{1+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1-} &\geq DR_{zt}^{1-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2+} &\geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T} \\
 \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} &\geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S+} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}(z)} r_{it}^{3NS} \geq DR_{zt}^{3+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S-} \geq DR_{zt}^{3-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

Finalmente, con esto, es necesario sumar las siguientes componentes de costo a la función objetivo para considerar los costos de proveer reservas y co-optimizar esta asignación junto con el despacho de energía:

$$CR^1 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{1+} C_{it}^{1+} r_{it}^{1+} + w_t^{1-} C_{it}^{1-} r_{it}^{1-}$$

$$CR^2 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{2+} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + w_t^{2-} C_{it}^{2-} r_{it}^{2-}$$

$$CR^3 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{3+} C_{it}^{3+} r_{it}^{3S+} + w_t^{3-} C_{it}^{3-} r_{it}^{3S-} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}} w_t^{3+} C_{it}^{3+} r_{it}^{3NS} \right)$$

Donde  $w_t^j$  representa la probabilidad de activación a nivel sistémico para el producto de reserva  $j$  en el instante  $t$ . La necesidad de definición de este factor surge de la definición de las ofertas que se reciben por cada producto, donde los servicios de reserva hacia abajo reciben ofertas por activación y no por capacidad. De este modo, el término da cuenta del monto esperado de activación de la reserva y el costo que esto implica. Además, se recalca que corresponde a un valor sistémico, igual para todas las unidades del sistema, ya que representa la posibilidad de que, debido a algún desvío en el sistema, se incurra en la necesidad de activar el servicio, por lo que no representa en ningún caso la probabilidad de activación específica de una unidad, la cual cada agente interiorizará dentro su oferta.

## Anexo D. Base de Datos del SEN

Esta sección presenta las fuentes de información y supuestos utilizados para construir una base de datos representativa del SEN considerada en el problema de pre-despacho con co-optimización de energía y reservas. En particular, esta se basa en la base de datos de Plexos dispuesta de forma pública y utilizada por el CEN en sus procesos de programación de la operación de corto plazo.

### D.1. Semanas Representativas

Para representar distintas condiciones de operación que se presentan a lo largo de un año, se utilizan cuatro semanas representativas para el año 2020, según se describen en la tabla a continuación. A partir de los archivos utilizados por el CEN para el proceso de Programación Diaria es posible obtener las condiciones operacionales asociadas a estas semanas. De esta manera, se cuenta con información de costos de combustible, valor del agua, perfiles de demanda, disponibilidad de fuentes ERV, indisponibilidades de centrales térmicas, hídricas, líneas, entre otros. Así, los factores de capacidad que dan cuenta de la disponibilidad de fuentes ERV (i.e., solar, eólica, hidráulicas que no pertenecen a la red hídrica) quedan determinados por los perfiles disponibles para estas semanas.

Tabla D.1. Semanas representativas consideradas.

Estación	Período
Verano	Semana del 7 al 13 de Enero
Otoño	Semana del 7 al 13 de Abril
Invierno	Semana del 7 al 13 de Julio
Primavera	Semana del 6 al 12 de Octubre

### D.2. Unidades de Generación

A partir de la base de datos de Plexos utilizada por el CEN, se obtuvo la siguiente información para la modelación del parque de generación del SEN.

1. Parque de generación actual, a modo de reflejar las condiciones estructurales más actuales del parque en los escenarios de Capacidad Potencial del sistema, actualizado según base de datos de Plexos al 10 de abril del 2021.
2. Parque de generación correspondiente a cada una de las semanas representativas consideradas, asociadas a los escenarios de Capacidad Efectiva del sistema, según se describe en las bases de datos de Plexos correspondientes.
3. Características técnicas de cada unidad de generación (e.g., capacidad máxima, tecnología, rampas, tiempos mínimos de encendido y apagado, etc).
4. Ubicación (i.e., nodos) de cada unidad de generación en el SEN.
5. Compañía propietaria de cada unidad de generación.

### D.3. Requerimientos de Servicios Complementarios

Las capacidades y requerimientos de SSCC fueron obtenidos y/o validados a través de la información pública dispuesta por el CEN en su Informe de SSCC Año 2021 (Actualización Diciembre 2020)<sup>175</sup>, así como también con los requerimientos de SSCC correspondientes a las semanas representativas utilizadas. Los requerimientos de SSCC se presentan en las Tablas D.2 y D.3. Adicionalmente, la modelación de SSCC considera costos directos de provisión representativos en base a los costos de desgaste definidos en el Informe de Definición de SSCC, mediante la RE 442, publicada en noviembre de 2020 por la CNE<sup>176</sup>, y probabilidades de activación de 0,2 para servicios de subida y 0,1 para servicios de bajada.

Tabla D.2. Requerimiento de reservas para el CPF y CSF.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CPF+/CPF-)	Requerimiento Total (CSF+/CSF-)
Diario	En función de demanda / -157 MW	+130 MW / -130 MW

Tabla D.3. Requerimiento de reservas para el CTF.

Bloque Horario	Requerimiento Total (CTF+/CTF-)
Bloque 1: 00:00 - 05:59	+161 MW / -161 MW
Bloque 2: 06:00 - 09:59	+245 MW / -195 MW
Bloque 3: 10:00 - 16:59	+132 MW / -183 MW
Bloque 4: 17:00 - 20:59	+305 MW / -293 MW
Bloque 5: 21:00 - 23:59	+161 MW / -161 MW

### D.4. Líneas de Transmisión

Para la modelación de la red de transmisión, se obtuvo la siguiente información.

1. Sistema de transmisión actual, actualizado según base de datos de Plexos al 10 de abril del 2021, contemplando un total de 212 barras y 296 líneas.
2. Características técnicas de cada línea de transmisión (i.e., parámetros de reactancia y capacidad máxima de flujo por la línea).
3. Barras de conexión de cada línea de transmisión en el SEN.

### D.5. Programa de Descarbonización

Con el fin de contar con un programa de descarbonización referencial, se considera el estudio del plan Energía Zero Carbon<sup>177</sup>. Este plan contempla el retiro de todas las unidades de generación a carbón al año 2040, y asume que no se instalarán nuevas unidades de generación a carbón que no cuenten con sistema de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes. Este busca, entre otras cosas, contribuir a la meta de carbono neutralidad del país, fijada para el 2050. En particular, el calendario de retiro de centrales considerado se resume en la tabla a continuación.

<sup>175</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/>

<sup>176</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/implementacion-nuevo-regimen-sscc/>

<sup>177</sup> Disponible en: <https://energia.gob.cl/iniciativas/energia-zero-carbon>

Tabla D.4. Escenarios de retiro de centrales de carbón del SEN<sup>178</sup>.

Central a Carbón	Descarbonización 2040	Capacidad (MW)
Tocopilla U12	Retirada	87
Tocopilla U13	Retirada	86
Tarapacá CTTAR	Retirada	158
Ventanas 1	Retirada	120
Bocamina 1	Retirada	130
Tocopilla U14	2022	136
Tocopilla U15	2022	132
Bocamina 2	2023	350
Ventanas 2	2023	220
Mejillones CTM1	2025	160
Mejillones CTM2	2025	174
Norgener NTO 1	2027	140
Guacolda 1	2027	152
Guacolda 2	2028	152
Norgener NTO 2	2029	136
Petropower	2030	75
Guacolda 3	2033	152
Guacolda 4	2034	152
Nueva Ventanas	2034	272
Andina CTA	2035	177
Angamos ANG1	2035	277
Angamos ANG2	2036	281
Hornitos CTH	2036	178
Santa Maria	2037	370
Cochrane CCH1	2038	275
Cochrane CCH2	2038	275
Guacolda 5	2038	152
Campiche	2038	272
IEM 1 Mejillones	2039	375

<sup>178</sup> El cronograma de retiro de unidad para el año 2040 toma como base el cronograma utilizado por el CEN en su Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón ([Enlace](#)). Adicionalmente, se consideran rectificaciones según el cronograma 2019-2024 publicado por el MEN ([Enlace](#)), actualizaciones respecto al retiro adelantado de los complejos de Bocamina y Mejillones reportados durante el año 2020 ([Enlace](#)) y el retiro definitivo de las centrales Ventanas 1 y Bocamina 1 ([Enlace](#)).