Informe Final Definitivo

Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas

preparado por Vinken-Dictuc
para la Comisión Nacional de Energía

Santiago, 30 de Abril de 2024

Informe Final Definitivo

Nombre Cliente	Comisión Nacional de Energía
Dirección	Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449, Edificio Santiago DownTown, Torre 4, Piso 13, Santiago Centro

Jefe de Proyecto	Matías Negrete Pincetic
Email	mnegrete@ing.puc.cl
Fecha	30 de Abril de 2024

Tabla de Contenidos

Acrónimos 8
Resumen Ejecutivo 9
1. Antecedentes 19
2. Análisis Crítico del Mercado de SSCC 21
3. Experiencia Internacional Comparada 38
3.1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection 43
3.1.1. Mercado de SSCC 45
3.1.2. Tratamiento de Costos Laterales 50
3.2. España 55
3.2.1. Mercado de SSCC 58
3.2.2. Tratamiento de Costos Laterales 59
3.3. Nueva Zelanda 61
3.3.1. Mercado de SSCC 63
3.3.2. Tratamiento de Costos Laterales 66
3.4. Australia 67
3.4.1. Mercado de SSCC 68
3.4.2. Tratamiento de Costos Laterales 70
3.5. Reino Unido 74
3.5.1. Mercado de SSCC 76
3.5.2. Tratamiento de Costos Laterales 78
4. Espacios de Perfeccionamiento del Mercado de SSCC 81
4.1. Esquema de Remuneraciones de SSCC 82
4.2. Definición de Productos y Requerimientos de SSCC 86
4.3. Conocimiento de Reglas y Procedimientos del Mercado de Subastas 89
5. Evaluación de la Implementación de Perfeccionamiento del Mercado de SSCC 91
5.1. Propuesta Metodológica de Evaluación 91
5.1.1. Costos de Oportunidad de Generadores 95
5.1.2. Sobrecostos de Generadores 96
5.1.3. Costos de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento 97
5.1.3.1. Costo Marginal Mayor a la Valorización de la Energía Almacenada 97
5.1.3.2. Costo Marginal Menor a la Valorización de la Energía Almacenada 99
5.1.4. Escenario Actual de Formación de Ofertas 102
5.1.4.1. Ofertas Tipo A Remuneración Pay-as-Bid 102
5.1.5. Escenarios de Análisis de Formación de Ofertas 103
5.1.5.1. Ofertas Tipo A Remuneración Pay-as-Clear 103
5.1.5.2. Ofertas Tipo B Remuneración Pay-as-Clear 104
5.1.5.3. Ofertas Tipo C Remuneración Pay-as-Clear 104
5.1.6. Escenarios Benchmark 105
5.1.7. Resumen de Remuneraciones 106
5.2. Parámetros de Entrada y Supuestos 108
5.2.1. Supuestos Asociados a Perfiles de Demanda de Energía, SSCC y Disponibilidad de Centrales de Generación 108
5.2.2. Supuestos Asociados a la Proyección de Demanda de Energía y SSCC 108

5.2.3. Supuestos Asociados a Combustibles 109
5.2.4. Supuestos Asociados al Parque de Generación y Transmisión 110
5.2.5. Supuestos Asociados a Sistemas de Almacenamiento 113
5.3. Análisis de Resultados 114
5.3.1. Formación de Ofertas 114
5.3.2. Impactos Asociados al Perfeccionamiento del Mercado de SSCC 114
5.3.2.1. Costos Marginales y Asignación de Energía y Reservas 114
5.3.2.2. Ingresos Totales 119
5.3.2.3. Ingresos por Provisión de SSCC y Pagos Laterales 125
5.3.3. Análisis de Potencial Impacto de Largo Plazo 128
6. Propuesta Conceptual de Modificación del Esquema de Remuneraciones de SSCC 131
6.1. Propuesta Conceptual de Modificación 131
6.2. Impacto en Agentes del Mercado 135
6.3. Efecto en los Pagos Laterales del Esquema Propuesto 136
6.4. Impacto de Largo Plazo de la Propuesta 137
6.5. Análisis FODA de Propuestas de Perfeccionamiento 137
6.6. Implicancias en Relación al Mercado de Energía 139
6.7. Implicancias en Relación al Mercado de Potencia 139
7. Análisis Costo Beneficio del Embancamiento de Unidades 142
7.1. Metodología 142
7.2. Análisis de Resultados 145
7.3. Propuesta para la Habilitación del Estado de Embancamiento 150
8. Análisis Crítico del Esquema de Mercado Basado en Costos Auditados 151
8.1. Funcionamiento Actual del Mercado de Energía 152
8.2. Versión Mejorada del Mercado de Costos Auditados Actual 153
8.2.1. Brechas de Herramientas y Modelos 153
8.2.1.1. Planificación, Programación y Operación del SEN 154
8.2.1.2. Plataformas de Información 155
8.2.1.3. Modelos de Despacho en Tiempo Real 156
8.2.1.4. Cálculo de Costos Marginales y Co-optimización 157
8.2.1.5. Granularidad 157
8.2.2. Brechas del Esquema de Liquidación 158
8.3. Brechas de la Auditación de Costos 162
8.3.1. Auditación de Costos e Integración de Nuevas Tecnologías 162
8.3.2. Desafíos del Ejercicio de Poder de Mercado y Operación Eficiente 164
8.3.3. Operación Centralizada de Recursos Hidráulicos de Embalse 166
8.4. Análisis FODA del Esquema Actual de Remuneración 169
9. Evaluación de la Implementación de Perfeccionamiento del Mercado Actual 173
9.1. Propuesta Conceptual y Metodológica 173
9.2. Fuentes de Información y Supuestos del Escenario Base 177
9.2.1. Supuestos Asociados a Perfiles de Demanda de energía, SSCC y Disponibilidad de Centrales de Generación 177
9.2.2. Supuestos Asociados a la Proyección de Demanda de Energía y SSCC 178
9.2.3. Supuestos Asociados a Combustibles 179
9.2.4. Supuestos Asociados al Parque de Generación y Transmisión 180

9.3. Escenarios de Realización de Incertidumbre (Desvíos) 183
9.3.1. Desvíos de Generación ERV 183
9.3.2. Desvíos de Demanda 185
9.3.3. Resultados de la generación de desvíos 186
9.4. Sensibilidades 189
9.4.1. Supuestos de escenarios PET 2022 191
9.4.1.1. Parque de Generación y Transmisión 191
9.4.1.2. Desvíos ERV y Demanda 194
9.4.1.3. Proyección de Demanda 194
9.4.1.4. Proyección de Combustibles 195
9.4.2. Supuestos de escenarios Impulso BESS y Descarbonización 197
9.4.3. Supuestos de escenarios de Ajuste de Pronósticos 198
10. Resultados de Etapas Vinculantes y Uso de Modelos 199
10.1. Escenario Base 199
10.1.1. Pagos de la Demanda y Remuneraciones 200
10.1.2. Costos Marginales 208
10.1.3. Impactos sobre Vertimientos de Energía 211
10.1.4. Impactos sobre Pagos Laterales 212
10.2. Escenarios PET 2022 213
10.2.1. Escenarios al año 2030 213
10.2.2. Escenarios al año 2026 217
10.3. Escenario Impulso BESS y Descarbonización 220
10.4. Escenario Ajuste de Pronósticos 224
10.5. Incentivos sobre los Agentes 228
10.6. Principales Observaciones 229
11. Análisis de Bandas de Tolerancia 230
11.1. Consideraciones Generales de la Metodología 230
11.2. Metodología 232
11.3. Implementación de la Metodología Propuesta 233
11.4. Resultados del Análisis de Bandas de Tolerancia 234
12. Mérito del Cambio de Paradigma 237
13. Eficiencia Asociada a la Participación con Ofertas de Distintas Tecnologías 239
13.1. Metodología Propuesta 239
13.1.1. Estimación de Sobrecostos Debido a Errores en Auditoría (SCA) 241
13.1.2. Métricas de Análisis Estáticas 241
13.1.3. Estimación de Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO) 242
13.1.4. Análisis Cualitativo Complementario y Definición del Ranking de Tecnologías 245
13.2. Estimación de Sobrecostos Debido a Errores en Auditoría 245
13.3. Métricas de Análisis Estáticas 248
13.4. Estimación de Sobrecostos Potenciales por Ofertas 254
13.5. Análisis Cualitativo Complementario 258
13.5.1. Concentración de la Tecnología 258
13.5.2. Coordinación del Recurso 259
13.5.3. Auditación de Costos e Incentivos para Nuevas Tecnologías 260

13.6. Ranking de Tecnologías para Iniciar su Participación con Ofertas 262
13.7. Impactos en Pagos Laterales y Artículo 72°-1 de la LGSE 264
13.8. Mitigación de Poder de Mercado para Distintas Tecnologías 264
13.8.1. Esquemas de Mitigación ex-ante de Ofertas 264
13.8.1.1. Esquemas de Monitoreo y Mitigación Estáticos 264
13.8.1.2. Esquemas de Monitoreo y Mitigación Dinámicos 265
13.8.2. Esquemas de Mitigación ex-post de Ofertas 265
13.8.3. Consideraciones Adicionales 266
13.8.3.1. Implementabilidad del Mecanismo 266
13.8.3.2. Precios de Referencia para Ofertas Mitigadas 267
13.8.3.3. Evaluación de la Posibilidad de Ofertar Precios Negativos 267
13.8.3.4. Condiciones Bajo las Cuales es Posible Evitar el Uso de Medidas de Mitigación 267
14. Propuesta Conceptual de Transición 269
14.1. Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado 270
14.2. Mercado Basado en Ofertas 273
15. Revisión Crítica de la Regulación Vigente 274
15.1. Mercado de SSCC 275
15.1.1. Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) 275
15.1.2. Reglamento de SSCC (DS113) 275
15.1.3. Norma Técnica de SSCC 277
15.1.4. Resoluciones Exenta de Definición de SSCC (RE442) 278
15.1.5. Resolución Exenta de Valores Máximos de SSCC (RE443) 279
15.1.6. Documentos Operacionales del CEN 280
15.2. Mercado de Energía 281
15.2.1. Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) 281
15.2.2. Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (DS327) 284
15.2.3. Reglamento de Coordinación y Operación (DS125) 285
15.2.3.1. Título III de la Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrico 285
15.2.3.2. Título IV de la Coordinación del Mercado Eléctrico 294
15.2.3.3. Título VI del Monitoreo de la Competencia 296
15.2.4. Norma Técnica de Coordinación y Operación 297
15.3. Necesidades de Modificación Regulatoria 298
16. Hoja de Ruta para la Transición 300
16.1. Hitos Críticos para el Proceso de Transición 301
16.2. Definición y Ponderación de Principios Regulatorios 302
16.3. Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado 303
16.3.1. Cambios Regulatorios Habilitantes del Mercado Transitorio 303
16.3.2. Adaptación de Herramientas 304
16.3.3. Adaptación de Plataformas de Información 304
16.3.4. Adaptación de Modelos de Despacho en Tiempo Real 304
16.3.5. Cálculo de Costos Marginales y Adaptación Co-optimización 304
16.3.6. Marcha Blanca y Adopción Paulatina de Nociones de Vinculancia 304
16.3.7. Aumento en la Granularidad 306
16.4. Mercado Basado en Ofertas 306

16.4.1. Cambios Regulatorios Habilitantes de un Mercado Basado en Ofertas 306
16.4.2. Herramientas de la UMC 307
16.4.3. Plataformas para la Participación de Agentes 307
16.4.4. Marcha Blanca y Adopción Paulatina del Mercado Basado en Ofertas 308
16.4.5. Unidades de Monitoreo Independientes 309
16.4.6. Evaluación de Pagos Laterales 309
17. Principales Observaciones del Estudio 310
Referencias 314
Anexos 317
A. Modelo de Pre-despacho 317
A.1. Problema de Pre-despacho 317
A.2. Conectividad Hidráulica 319
A.3. Reservas en el Problema de Pre-despacho 321
B. Desagregación de remuneración por componentes de SSCC 324
C. Umbral de Tolerancia 327
D. Ilustración de Rentas Pivotales 334

Acrónimos

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional
CF, CRF, CPF, CSF, CTF, CI: Control de frecuencia, Control Rápido, Primario, Secundario, Terciario de Frecuencia y Cargas Interrumpibles
CNE: Comisión Nacional de Energía
DA: Día anterior
DE: Despacho económico
ERV: Energía renovable variable
ESS (BESS): Sistema de almacenamiento de energía (basado en baterías)
MEN: Ministerio de Energía
OTR: Operación en tiempo real
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN: Sistema Eléctrico Nacional
SSCC: Servicios Complementarios
TR: Tiempo real
UC: Unit commitment
MM USD: Millones de dólares estadounidenses

Resumen Ejecutivo

La CNE ha encargado a Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., el desarrollo del presente estudio "Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas". Esto, con el propósito de desarrollar detalladamente una propuesta de mecanismo de mercado de transición eficiente y adaptado a la realidad chilena, estableciendo sus lineamientos principales y teniendo en consideración el escenario actual del SEN, y que, a su vez, incorpore señales que permitan dotar de mayor flexibilidad operacional al SEN, pensando primero en un **mercado mejorado basado en costos auditados**, así como una futura transición hacia un **mercado basado en ofertas** por precio y cantidad en un horizonte de largo plazo.

En este contexto, el **objetivo principal** del estudio consiste en el **diseño en detalle de un mecanismo de perfeccionamiento del mercado actual** para múltiples productos energéticos, que sea un insumo para la transición energética, considerando simulaciones de los distintos escenarios que determinan la realidad energética nacional, es decir, una alta penetración de ERV, la introducción y masificación de nuevas tecnologías de gestión temporal de la energía (por ejemplo, almacenamiento), el avance de la estrategia de descarbonización del sistema, contemplando a su vez señales de flexibilidad e incentivando la participación de nuevos agentes en el mercado propuesto.

Análisis Crítico del Actual Mercado de SSCC y Propuestas de Perfeccionamiento

Se efectúa un **análisis crítico del mercado actual de SSCC** en el SEN, planteando propuestas en línea con perfeccionar el mercado de forma tal que entregue señales adecuadas para los distintos agentes en un contexto de transición energética. En este contexto, es posible señalar que el **principal desafío** asociado al diseño del mercado corresponde al **esquema de remuneración de SSCC.** En la práctica, el **esquema deja como único componente de la oferta por SSCC al valor de desgaste y uso de la unidad, considerando para ello un esquema de remuneración pay-as-bid**, mientras que los costos que se producen en la operación real, debido a la prestación de los SSCC (sobrecostos y costos de oportunidad), se remuneran de acuerdo con la operación efectiva y de manera directa a los agentes que incurren en dichos costos, ya sea por la capacidad (disponibilidad) de reservas como por su activación. Con ello, el **esquema de remuneración se compone principalmente de pagos laterales fuera del mercado**, sobrecostos y costos de oportunidad, los que usualmente se encuentran asociados a tecnologías no flexibles y que no pueden ser capturados por tecnologías más flexibles, **reduciendo así los incentivos de participación** de estas últimas. Otras dimensiones relevantes relacionadas con los resultados de las subastas corresponden a la **baja utilización de algunos productos**, lo que **vuelve necesario revisar los procedimientos para el cálculo de requerimientos y los detalles asociados a los modelos de programación y operación del sistema**; así como la **dificultad de internalización de las reglas y procedimientos de las subastas** por parte de los agentes, lo que puede impactar directamente en su participación en el mercado.

A partir de los espacios de mejora identificados, se implementa una metodología que permite evaluar distintas **alternativas de perfeccionamiento** del mercado de SSCC, particularmente enfocadas en el perfeccionamiento **del mecanismo de remuneraciones** de estos servicios. Específicamente, se analiza el impacto que tendría una modificación en el

esquema de formación de precios, evaluando tanto un esquema pay-as-bid como el actual como un esquema de precio uniforme o pay-as-clear. Adicionalmente, se analiza el impacto que tendría la **modificación de qué componentes son pagados lateralmente** (e.g., sobrecostos y/o costos de oportunidad), lo que **impactaría la forma de ofertar de los agentes**. En base a todo lo anterior, la propuesta conceptual de perfeccionamiento se basa en los siguientes puntos:

- **Esquema de remuneración precio uniforme basado en precios de programación.** Bajo este esquema, el **precio** obtenido es **consistente con ser un precio de disponibilidad**, siendo los agentes incentivados a declarar sus costos directos de desgaste, asegurando un despacho eficiente; mientras que **activaciones se compensan en la OTR en el mercado de energía**. Sin embargo, y mientras el mercado de energía y SSCC no sea vinculante, será necesario un ajuste ex-post de componentes de disponibilidad, en función de las condiciones de OTR.
- En este contexto, los **costos de oportunidad por capacidad** (disponibilidad) de reservas **son internalizados en variables duales de restricciones asociadas** a reservas en modelos de programación.
- **No obstante, se requiere la redefinición de pagos laterales asociados a sobrecostos y costos de oportunidad asociados a la activación de reservas en la OTR.** Esto, particularmente en el caso de ESS, para lo cual se realizan propuestas de implementación práctica.
- **En el cortísimo plazo, mantener el esquema de precios máximos vigentes.** No obstante lo anterior, en el mediano plazo, idealmente los **precios máximos no debieran ser diferenciados**.
- La **consideración de probabilidades y costos de activación de reservas de subida** en la definición del problema de co-optimización de energía y reservas.
- **Otros elementos** cuya revisión en el corto plazo podrían contar **con un potencial impacto en consumidores** (e.g., granularidad de los bloques asociados a requerimientos, revisión del cálculo de requerimientos, una mejora en la información del mercado de SSCC, la consideración de requerimientos de reservas en el problema de Planificación de Largo Plazo (PLP)).

Adicionalmente, con el objetivo de **analizar el impacto del embancamiento de unidades, es decir, la flexibilización de parámetros físicos de operación,** se lleva a cabo un **análisis del efecto que esto podría tener en la flexibilidad del sistema**, realizando una evaluación costo/beneficio y una propuesta regulatoria para su habilitación. Los resultados obtenidos dan cuenta del beneficio que tendría la flexibilización de capacidad de generación térmica en el SEN. Además, el análisis da cuenta de los desafíos asociados a una eventual evaluación costo beneficio más detallada del embancamiento de unidades en el sistema, tomando en consideración a la realidad de las unidades térmicas de generación del SEN. Por lo demás, se destacan los **desafíos en términos de señales consistentes con una visión de descarbonización que tendría el habilitar un producto asociado a una tecnología particular**, **más aún siendo el caso de una tecnología en retiro**, lo que podría ser percibido como contrario a la política pública vigente.

Análisis Crítico del Esquema de Mercado Basado en Costos Auditados

Se elabora un **análisis detallado del SEN, el que permite comparar los mercados chilenos actuales de energía y SSCC, con respecto de propuestas de un mercado perfeccionado basado en costos**, el cual utiliza como precios de equilibrio a variables duales de energía y reservas, definición de pagos laterales, ajuste de posiciones de los agentes ante incertidumbre y esquemas de liquidación múltiple. Lo anterior, **de manera de establecer** de manera concluyente **el mérito de efectuar este tipo de cambios al diseño de mercado eléctrico actual**.

En particular, el actual **mercado de energía** se basa en un esquema de **costos auditados** y **precios nodales** bajo un mecanismo **pay-as-clear** y pagos laterales. Este cuenta con una etapa de programación del DA **no vinculante**, a partir de la cual se definen listados de prioridad de colocación en base a los que se realiza la OTR. Es decir, cuenta con una única etapa de liquidación (en la OTR), lo que magnifica el impacto que tienen las decisiones del operador en el cálculo de precios en el mercado de corto plazo. Por un lado, el uso de listados de prioridad de colocación en la operación y cálculo de costos marginales no solamente ilustra el **bajo nivel de automatización y trazabilidad** en las decisiones de operación y resultados de este mercado, sino que **tampoco permite internalizar el impacto de restricciones intertemporales ni reconocer el aporte a la flexibilidad del sistema**. Asimismo, la operación centralizada basada en costos auditados supone rigidez e inconvenientes para la integración de nuevas tecnologías, para las cuales resulta complejo determinar una estructura de costos particular (e.g., ESS), a la vez que **impide** a los agentes **gestionar su propio riesgo**, a diferencia de esquemas de mercados de ofertas u opciones de auto-despacho.

Evaluación de Perfeccionamientos al Mercado Actual y Mérito del Cambio de Paradigma

En función de lo anterior, se realiza el **análisis** de los esquemas de diseño y operación de mercados actuales y propuestos, **en base a su desempeño frente a desvíos (incertidumbre) de la OTR del sistema respecto a etapas de programación o liquidación previas**. En este contexto, se **emula la programación y operación del SEN, así como instancias de liquidación correspondientes**, tanto para el **esquema actual** de operación del SEN, así como el **esquema mejorado de costos auditados** propuesto, haciendo particular énfasis en el impacto que tiene la consideración de etapas de liquidación múltiples vinculantes sobre la operación y remuneraciones del sistema.

En términos generales, el esquema mejorado de costos auditados propuesto en el estudio previo (Vinken-Dictuc, 2021) considera extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN, mediante un mercado altamente centralizado, etapas de vinculación con costos auditados en energía, pero sin inconsistencias entre el mercado de energía y el SSCC, así como elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado en línea con las bases necesarias para una potencial transición a mercado de ofertas. En el esquema propuesto, los precios y cantidades despejadas del **mercado del DA** son **vinculantes**, es decir, fijan una posición financiera. De manera similar, en el caso de considerar **mercados intradiarios**, estos son similares al mercado del DA con posibilidad de **actualizar** pronósticos, información de retiros e inyecciones y ofertas de SSCC. Luego, los precios y cantidades despejadas en esta etapa también son **vinculantes** respecto a las etapas siguientes. Finalmente, el **mercado en TR** considera información actualizada de pronósticos y

un DE con operación detallada basado en la co-optimización de energía y reservas. De esta manera, se consideran precios uniformes en TR para energía y reserva basados en modelos de DE. Un resumen con las características del esquema mejorado de costos auditados con respecto al esquema de mercado actual se presenta en la Tabla 1 a continuación, mientras que la Figura 1 presenta un diagrama que detalla la emulación de la programación y operación del sistema.

Tabla 1. Resumen de las características del esquema mejorado de costos auditados.

Esquema de Liquidación Múltiple	Formación de Precios	Cantidad y Objetivos de las Etapas	Información de los Agentes	Restricciones y Modificación de las Posiciones
Esquema Actual	Precio uniforme para energía en base a **listados de prioridad de colocación** y **precio diferenciado** (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: **DA no vinculante** y en TR (despacho en base a **listados de prioridad de colocación**).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	El esquema actual **no es vinculante**. Los **agentes no** toman posiciones ni **gestionan sus riesgos**.
Esquema Mejorado de Costos Auditados	**Precio uniforme** para energía y reservas en base al uso de **variables duales** y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: DA **vinculante** y en TR. **Adicionalmente podría tener etapas intradiarias.**	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. **Pronósticos de ER**, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Esquema **vinculante**. Los **agentes** pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.

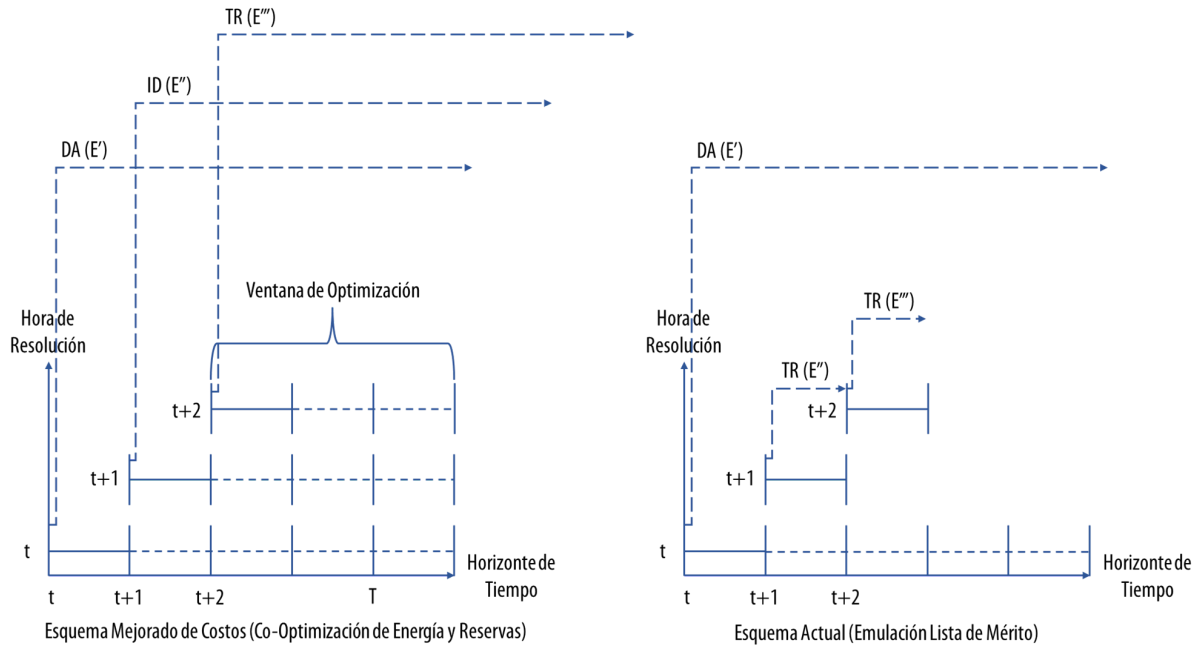

Figura 1. Diagrama de la emulación de la programación y operación propuesta del SEN[1].

[1] De forma periódica, y a propósito de diferentes etapas de liquidación u OTR, agentes ajustan sus pronósticos (E', E'', E'''), cuyos errores es de esperar tienden a disminuir conforme se aproxima la OTR del sistema. Por su parte, el operador del sistema incorpora dichos pronósticos en sus diferentes procesos de programación y operación del sistema eléctrico, impactando el comisionamiento y despacho de unidades según el problema de co-optimización resuelto por el operador en cada instante temporal y

A partir de los resultados obtenidos, es posible notar cómo los **costos de operación del sistema debieran tender a minimizarse** en la medida que la operación se base en **modelos de co-optimización y ventanas (horizontes) de optimización,** lo cual permite un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles de generación del sistema. Es de esperar que esto sea más relevante en la medida que el SEN avance en el proceso de descarbonización y cada vez mayor integración de recursos ERV, volviendo cada vez más exigente la gestión de recursos flexibles del sistema. Por otro lado, la **consideración de etapas vinculantes** en los esquemas evaluados supone la **asignación de responsabilidades** a agentes sobre los costos de desvíos que estos mismos generan, **incentivando** de forma directa un **mejora en pronósticos** con el propósito de no verse expuestos a penalizaciones en la OTR, lo que a su vez **debiera aportar de igual manera a la reducción de costos de operación** del sistema mediante el incentivo ya sea a mejores pronósticos y/o reducción de variabilidad e incertidumbre.

Adicionalmente, se analiza el diseño e incentivos que generarían **bandas de tolerancia**. Éstas corresponden a rangos de desvío de generación en TR respecto del DA para los cuales los costos asociados son socializados, atendiendo a la naturaleza de recursos de generación ERV, como resultado de una política pública de incentivo a la integración de este tipo de tecnologías, entre otras. Es posible definir un parámetro $\alpha \in [0, 1]$ en función del cual definir la banda de tolerancia, según se describe gráficamente en la Figura 2 a continuación. Así, un parámetro α corresponde a un nivel de tolerancia α para desvíos negativos (sobre dicho umbral, costos de desvíos son asumidos por el agente), y un nivel $(1 - \alpha)$ para desvíos positivos (bajo dicho umbral, beneficios de desvíos son recibidos por el agente). Estas bandas **permiten asignar responsabilidades respecto de los desvíos** de los pronósticos, siendo consistentes en **proveer los incentivos adecuados para** que los agentes de mercado desarrollen **mejores pronósticos** de su generación y reconociendo los **desafíos asociados a la trazabilidad de causalidad de costos**.

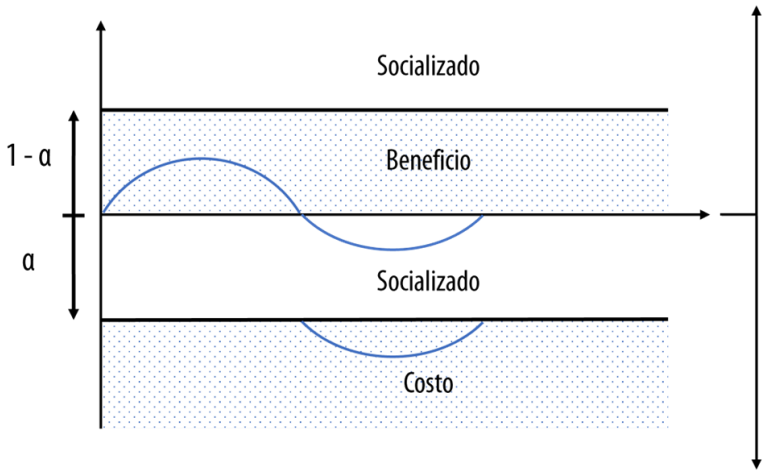

Figura 2. Bandas de tolerancia en función del parámetro alpha.

En este contexto, y tanto desde el análisis crítico y cualitativo, como cuantitativo, en base a resultados obtenidos de simulaciones computacionales, es posible aseverar que **resulta**

ventana de optimización considerada. Esto, en contraste con el esquema actual, fundamentalmente basado en un comisionamiento de unidades del DA y despacho míope (solo para la hora en curso) de unidades en base a listados de prioridad de colocación.

meritorio un cambio de paradigma en la implementación actual del esquema de mercado basado en costos auditados por una **versión mejorada del mismo** que considere etapas vinculantes, co-optimización con precios uniformes en energía y reservas y una OTR con mayores niveles de sofisticación mediante el uso de modelos tanto para el despacho como para el cálculo de costos marginales.

Análisis de Eficiencia Asociada a la Participación con Ofertas de Distintas Tecnologías

En tercer lugar, se **desarrolla una metodología que permite identificar las tecnologías que podría ser eficiente que comiencen a participar con ofertas** tanto en precio, como en cantidad, en los mercados de energía y de SSCC. Esto, desde un punto de vista sistémico, y considerando la posibilidad de eventuales situaciones donde podría ejercerse poder de mercado por alguno de los actores del sistema. En particular, la metodología para la **evaluación de un ranking para la apertura a ofertas por actores de mercado** se basa en cuatro pilares, los que son ilustrados en la Figura 3, y cuya explicación en términos generales se presenta a continuación:

- **Estimación de Sobrecostos Debido a Errores en Auditoría (SCA):** Se calcula el impacto de los errores inherentes al proceso de auditoría en los costos del sistema. Esto se realiza en función de la comparación de costos de operación del sistema en base a parámetros auditados utilizados por el CEN, respecto a un escenario benchmark con costos auditados "ideales", para los cuales se utilizan referencias internacionales para rangos de errores esperados.
- **Métricas de Análisis Estáticas:** En función del cálculo de métricas de análisis utilizadas ampliamente en la experiencia internacional de referencia. En particular, se consideran índices estáticos como la participación de mercado o Market Share (MS), el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI), y el Índice de suministro residual o Residual Supply Index (RSI).
- **Estimación de Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO):** En función del análisis de rentas pivotales de poder de mercado, entendidas como los sobrecostos potenciales por ofertas (SCO), la que luego se comparan con los sobrecostos asociados al proceso propio de auditación (SCA).
- **Análisis Cualitativo Complementario:** En función del análisis cualitativo de factores como el nivel de concentración de tecnologías (economías de escala y carácter modular), desafíos a la operación centralizada del sistema (coordinación de recursos) y a la auditación de costos e incentivos para la participación de nuevas tecnologías.

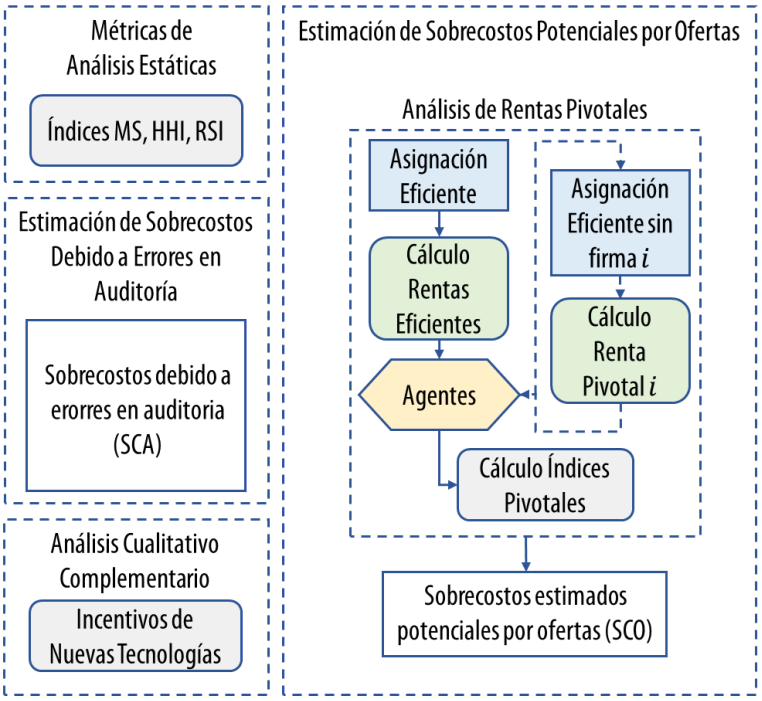

Figura 3. Diagrama metodológico general para la evaluación de la apertura a ofertas por actores de mercado.

De acuerdo con la metodología aplicada, **se recomienda la apertura a ofertas inicialmente a tecnologías emergentes** (i.e, respuesta de demanda, ESS e híbridas), **junto a la apertura al resto de tecnologías de generación renovable y térmicas en función del establecimiento de medidas de mitigación y monitoreo acordes**. Finalmente, la apertura a ofertas de tecnologías de generación asociadas a cuencas hidrográficas compartidas (e.g., hidráulicas de embalses, series y pasada), se recomienda sea evaluada en etapas avanzadas de implementación. En este contexto, se destaca la **relevancia de que tecnologías emergentes** como ESS (incluye centrales híbridas) y tecnologías de respuesta de demanda, **puedan verse habilitadas para participar en ofertas de energía**. Adicionalmente, se destaca la conveniencia de continuar con una operación centralizada de recursos de agua embalsada como en el actual diseño de mercado basado en costos auditados. En este sentido, y **en consideración de una posible transición del diseño de mercado** hacia un esquema basado en ofertas, **es de esperar** que la gestión de recursos hídricos **continúe bajo un esquema de coordinación centralizada** y su limitación a la participación de un esquema de ofertas, al menos **en etapas iniciales** de implementación y transición del diseño de mercado. No obstante lo anterior, es de esperar que la **evaluación** de la factibilidad y necesidad de incorporar estos recursos a un esquema de ofertas sea analizada con propiedad en etapas avanzadas de implementación, **en función del comportamiento del sistema y** la factibilidad de un **diseño de mercado apropiado**.

Propuestas y Hoja de Ruta para la Transición

Tomando en consideración las brechas actuales en los mercados mayoristas de energía, la propuesta conceptual de transición considera la implementación, primeramente, de un mercado de transición basado en costos mejorado; y posteriormente, un mercado de ofertas tanto por energía como SSCC. En este contexto, **es posible ir abordando los cambios que requiere este proceso de manera consistente y coherente**. De forma general, las etapas de

transición tienen como atributos principales los descritos a continuación:

- **Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado:** Considera un mercado altamente centralizado basado en **costos auditados en energía** considerando un esquema de múltiples etapas de **naturaleza vinculante**, pero **sin inconsistencias** entre mercados de energía y SSCC en lo referente a la remuneración pay-as-clear en energía (precio uniforme) y pay-as-bid en SSCC (precio ofertado). Lo anterior requiere fundamentalmente de una **mejora de modelos y herramientas para la operación del SEN**, las cuales **son críticas**, independiente del diseño específico del mercado de transición.

- **Mercado Basado en Ofertas:** Considera una transición hacia un **esquema** de múltiples etapas de naturaleza vinculante **basado en ofertas tanto por energía como SSCC**. Lo cual requerirá principalmente habilitar las **herramientas de monitoreo y mitigación requeridas**, junto a plataformas de información actualizadas para los agentes del mercado.

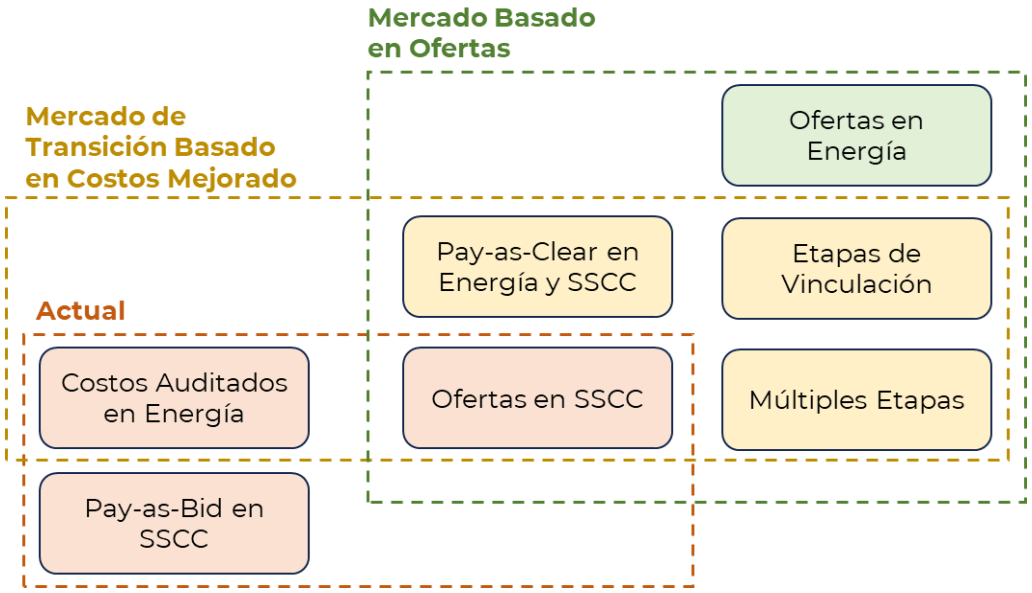

Figura 4. Diagrama de niveles de evolución del Mercado Eléctrico.

Se realiza un **levantamiento y análisis de aquellos cuerpos legales, reglamentarios y normativos que requerirían ser modificados** en vista a implementar en primer lugar un mercado de transición basado en costos como el propuesto, y posteriormente un mercado de ofertas. En particular, en relación a las **modificaciones requeridas en el diseño de mercado de SSCC**, las cuales **pueden ser abordadas aún en el corto plazo**, estas se asocian a los siguientes elementos:

- En primer lugar, respecto al esquema de remuneración, se requeriría de una modificación a nivel de Resolución Exenta de la definición del Valor Adjudicado para una transición desde el actual esquema de remuneración de precios diferenciados (pay-as-bid) a un **esquema de remuneración de precios uniformes** (pay-as-clear).
- En segundo lugar, la **definición de precios máximos uniformes** requiere de modificaciones a nivel de Resolución Exenta de Valores Máximos de SSCC, mientras que la **definición de costos de oportunidad para el caso de nuevas tecnologías**

(particularmente crítico en el caso de ESS), podría incluso abordarse a nivel de documentos operativos del CEN[2].
- Por último, otros aspectos de implementación como la **consideración de costos de activación asociados a costos variables de reservas de subida**, requieren tan solo de su implementación por parte del CEN (i.e., reflejados en documentos operacionales).

En relación a las **modificaciones requeridas** de forma adicional, **en relación a un mercado de transición basado en un esquema de costos auditados mejorado**, éstas dicen relación fundamentalmente con los siguientes elementos:

- En primer lugar, la **definición de una estructura de liquidación de múltiples etapas de naturaleza vinculante**, para lo cual se identifica la necesidad de modificaciones incluso a nivel de Ley.
- En segundo lugar, la definición de la **OTR del sistema y, específicamente, el cálculo de costos marginales del sistema en función del uso de modelos** de co-optimización de energía y reservas, para lo cual se requiere de modificaciones a nivel de Reglamentos.

Finalmente, y en consideración de una transición hacia a un **mercado basado en ofertas** de precio y cantidad, **modificaciones requeridas** debieran suponer:

- Fundamentalmente, un **cambio en la estructura de información utilizada** para la operación del sistema y mercados eléctricos del SEN (actualmente en función de costos auditados), lo que no requeriría de definiciones particulares a nivel de Ley.
- Adicionalmente, se requiere **habilitar al CEN para tomar medidas proactivas de mitigación integradas en procesos de programación y OTR del sistema**, lo que podría suponer la necesidad de modificaciones a nivel de Reglamento.

Por lo demás, los **lineamientos del actual diseño de mercado** (i.e., esquema de costos auditados, única etapa de liquidación, y uso de listados de prioridad de colocación), **emanan fundamentalmente del Reglamento de Coordinación y Operación**. En este contexto, **cualquier modificación a nivel legal o reglamentaria en relación a estos elementos, requerirá de una revisión profunda de la normativa asociada**, así como de cualquier otro cuerpo regulatorio que dependa, o considere definiciones en línea con dichos elementos.

A partir de todo lo anterior, y en consideración de la incertidumbre inherente al avance en los procesos regulatorios en todos los ámbitos identificados, se **desarrolla una línea de tiempo tentativa** a modo de Hoja de Ruta para la transición. En este contexto, aún cuando el diseño y reglas del mercado son elementos centrales para la transición bajo estudio, también lo serán las **herramientas de planificación, programación y de operación del SEN**, así como **herramientas de monitoreo y mitigación de poder de mercado**, cuyo diseño, desarrollo e implementación también requerirá de un horizonte de tiempo relevante, teniendo en cuenta plazos que consideren las limitaciones técnicas actuales que posee el sistema y el CEN, así como los tiempos de adopción y desafíos que supondrá para los agentes del sistema una transición de mercado como la propuesta. Luego, y con motivo de facilitar tanto la transición

[2] La Resolución Exenta de Valores Máximos de SSCC (RE N°443 del 23 de noviembre de 2020) da nociones generales de cómo debieran ser reconocidos componentes de remuneración por costos de oportunidad, operación con costo variable mayor al costo marginal (sobrecostos), entre otros.

hacia **una primera etapa de mercado de costos mejorado**, como una **futura etapa de mercado basado en ofertas**, se destacan en la Hoja de Ruta diferentes **hitos**, como resultado de los cambios regulatorios propuestos y modernización de procesos por parte del CEN, **que permitan avanzar progresivamente a cada una de estas nuevas etapas de mercado**.

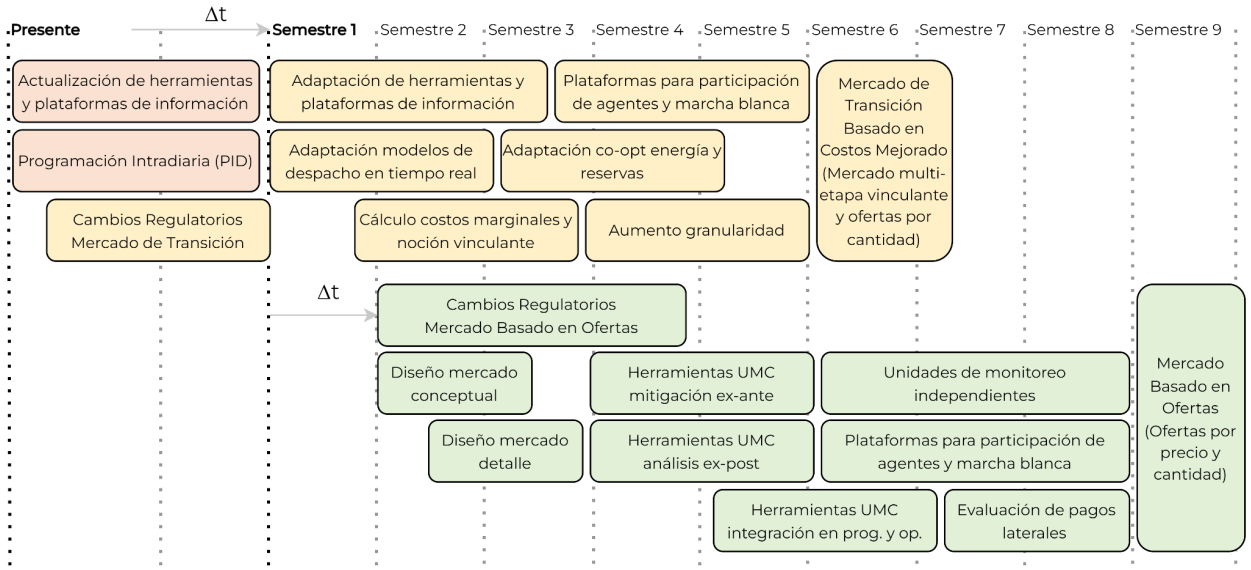

Figura 5. Hoja de ruta para la transición[3].

La implementación de los cambios descritos, incluso en sus etapas iniciales de mejora de modelos y herramientas, requerirá **varios años y una cantidad importante de recursos**. Esto, sin considerar las modificaciones regulatorias habilitantes, las que son una fuente de incertidumbre debido a los plazos que están tomando dichas discusiones. La transición requerirá probablemente de **múltiples períodos presidenciales**, siendo relevante que los cambios sean planificados y ejecutados con perspectiva de Estado, en consideración de los **recursos adicionales y coordinación que requerirán el CEN, la CNE, y el MEN para llevar adelante este proceso**. Lo anterior **reafirma la necesidad de lograr un amplio consenso** respecto a la necesidad de cambios al diseño de mercado para asegurar un suministro eléctrico eficiente, seguro y sustentable, a través del cumplimiento de metas de descarbonización, atracción de nuevas inversiones, aprovechamiento de recursos renovables, integración de nuevas tecnologías y electrificación de diversos sectores de la economía.

[3] (*) Donde Δt hace referencia a un período de tiempo adicional producto de la incertidumbre en el inicio de procesos, su desarrollo e implementación.

1. Antecedentes

La CNE, de acuerdo con su ley orgánica D.L N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, corresponde a un organismo técnico entre cuyas funciones se contempla el monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al MEN las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.

En este sentido, y en concordancia con el Eje N° 8 – "Modernización de la Gestión Pública", establecido en la Agenda de Energía 2022-2026, el Estado trabajará en la modernización de la regulación del sector en vías de allanar la transición hacia un nuevo modelo de mercado que habilite la transición energética hacia la carbono neutralidad, y que a su vez, tenga en consideración el objetivo de avanzar hacia la masificación de energías renovables y la mitigación del cambio climático, como se especifica en el Eje N° 2 –"Matriz Energética Limpia"– de la referida Agenda. Para ello, se contemplan diversos aspectos como: (i) la incorporación de ESS en el sistema, (ii) el fortalecimiento de redes eléctricas para evitar el vertimiento de energías renovables, (iii) el aumento de la flexibilidad en los sistemas eléctricos, (iv) el involucramiento de más actores en el desarrollo energético, y, (v) la implementación de cambios regulatorios que apunten a destrabar el despliegue de nuevas tecnologías en el sistema y mercado.

Bajo este prisma, tanto la industria como la CNE, durante los últimos años han requerido diversos estudios en vías a promover mejoras al esquema de funcionamiento y remuneración del mercado eléctrico, de manera tal que los mecanismos de mercado actúen de manera eficiente, promoviendo la competencia, permitiendo una adecuada asignación de los recursos disponibles y la determinación transparente de los precios de mercado, con el objetivo de conseguir un sistema seguro, flexible y que opere a mínimo costo. En esta línea, en el marco del desarrollo de la Estrategia de Flexibilidad del MEN publicada en septiembre de 2020, se elaboró el estudio "Diseño del mercado de gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile" (AG, 2018), donde se releva que un despacho vinculante y liquidaciones de mercado en distintas etapas mitigan el riesgo de los agentes de mercado; y, por otra parte, también destaca el estudio realizado para la CNE, de diciembre de 2021, denominado "Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico en la transición hacia esquemas de ofertas en el SEN incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes" (Vinken-Dictuc, 2021), donde se proponen y analizan dos esquemas de implementación de mercados eléctricos para el SEN basados en mecanismos de liquidación múltiple, así como también un diseño del mercado basado en ofertas, que toma como base uno de los esquemas de liquidación múltiple anteriores.

Así, bajo este contexto, la CNE requiere licitar un estudio que venga a complementar y precisar determinados aspectos de los estudios anteriores, en particular aquel realizado para la CNE en el año 2021, en el sentido de que se desarrolle detalladamente una propuesta de mecanismo de mercado de transición eficiente y adaptado a la realidad chilena, estableciendo sus lineamientos principales y teniendo en consideración el escenario actual caracterizado por factores como la alta penetración de energías renovables, la estrategia de descarbonización en curso, la incorporación significativa de tecnologías de gestión temporal de la energía (como por ejemplo, el almacenamiento), y que, a su vez, incorpore señales que permitan dotar de mayor flexibilidad operacional al SEN, pensando en una transición a un mercado de ofertas en un horizonte de largo plazo.

El **objetivo principal** del estudio consiste en el **diseño en detalle de un mecanismo de perfeccionamiento del mercado actual** para múltiples productos energéticos, que sea un insumo para la transición energética, considerando simulaciones de los distintos escenarios que determinan la realidad energética nacional, es decir, una alta penetración de ERV, la introducción y masificación de nuevas tecnologías de gestión temporal de la energía (por ejemplo, almacenamiento), el avance de la estrategia de descarbonización del sistema, contemplando a su vez señales de flexibilidad e incentivando la participación de nuevos agentes en el mercado propuesto.

Los objetivos específicos que se requieren cumplir son:

- **Objetivo Específico N°1:** efectuar un **análisis crítico del mercado actual de SSCC** en el SEN, planteando propuestas en línea con perfeccionar el mercado y que entregue señales adecuadas para los distintos agentes en un contexto de transición energética.

- **Objetivo Específico N°2:** elaborar un **análisis detallado del SEN**, que tenga en consideración los resultados del objetivo específico 1, **que permita comparar los mercados chilenos actuales de energía y SSCC**, con respecto de propuestas de mercados basados en costo con precio uniforme para el mercado de energía y reserva en base al uso horario de variables duales y pagos laterales, ajuste de posiciones de los agentes ante incertidumbre y esquemas de liquidación múltiple, **de manera de establecer** de manera concluyente **el mérito de efectuar un cambio de paradigma en el mercado eléctrico actual**.

- **Objetivo Específico N°3: desarrollar una metodología que permita identificar las tecnologías que**, desde un punto de vista sistémico y considerando un mercado de transición basado en costos como el propuesto en los objetivos específicos anteriores, **podría ser eficiente que comiencen a participar con ofertas** tanto en precio, como en cantidad, en los mercados de energía y de SSCC, y considerando a su vez eventuales situaciones donde podría ejercerse poder de mercado por alguno de los actores del sistema.

- **Objetivo Específico N°4:** realizar un **levantamiento y análisis de aquellos cuerpos legales, reglamentarios y normativos que requerirían ser modificados** en vista a implementar primeramente un mercado de transición basado en costos como el propuesto, y posteriormente un mercado de ofertas.

Es preciso relevar que todos los objetivos específicos señalados deberán tener como insumo relevante el estudio efectuado en 2021 para la CNE, denominado “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico en la transición hacia esquemas de ofertas en el SEN incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes” (Vinken-Dictuc, 2021).

Finalmente, se debe recalcar que los resultados cuantitativos obtenidos en el desarrollo del presente estudio son dependientes de los supuestos de modelación e información descritos en el informe, por lo que no deben necesariamente entenderse como pronósticos frente a futuras realizaciones del mercado o futuras ofertas de los agentes.

2. Análisis Crítico del Mercado de SSCC

En la presente sección se describe y efectúa un **análisis crítico del esquema actual de SSCC**, establecido en la regulación, identificando principales características e incentivos que otorga a los distintos agentes del mercado. Lo anterior **considera el análisis cualitativo** respecto a cómo, desde un punto de vista teórico, los incentivos generados por el esquema de remuneración actual de SSCC impacta en el futuro desarrollo del parque generador y en la entrada de nuevos agentes en este mercado. El análisis **se complementa cuantitativamente con información pública** respecto a resultados de subastas y balances de SSCC, cuantificando principales fuentes de ingreso en el mercado de SSCC, contrastando con otros mercados y analizando cómo se afectan incentivos. Además, a partir de información pública, es posible **verificar si nuevos agentes han sido atraídos** por este mercado, ya sea participando mediante la realización de ofertas y siendo asignados, o bien, habilitándose para la prestación de SSCC desde la apertura del mercado.

A inicios del año 2020 se implementa el mercado de SSCC en Chile, el cual queda definido mediante el Informe de SSCC elaborado por el CEN que, a su vez, define en base a estudios de condiciones de **competencia**, **estudios dinámicos** y estudios de **costos**, los servicios a proveer durante el primer año de funcionamiento. Se definen como SSCC en primera instancia[4]:

- Control Rápido de Frecuencia (CRF)
- Control Primario de Frecuencia (CPF)
- Control Secundario de Frecuencia (CSF)
- Control Terciario de Frecuencia (CTF)
- Cargas Interrumpibles (CI)
- Control de Tensión (CT)
- Servicios de Control de Contingencias (EDAC, EDAG, DMC, PDCC, PDCE)
- Plan de Recuperación de Servicio (PA, AR, EV)

En el primer Informe SSCC 2020[5], el requerimiento de **CPF** se fija en torno a una **banda simétrica** (con igual requerimiento de reservas de subida y de bajada), mientras que el **CSF y CTF** corresponden a **bandas asimétricas** (pudiendo requerimientos de control de subida ser diferentes a los requerimientos de bajada), siendo el requerimiento de CTF detallado en base a 4 bloques horarios. Los estudios de condiciones de competencia en base a indicadores[6] como HHI, RSI y rentas pivotales sugieren condiciones de competencia para los productos de CSF, CTF, EDAC por subfrecuencia y desconexión manual de carga (DMC), siendo las primeras 2 a materializarse a través de **subastas de cortísimo plazo** y las últimas 2 a través de **licitaciones**. El resto de SSCC como CPF por subfrecuencia, CT, EDAG, recuperación de

[4] A la fecha, no se ha determinado la necesidad a nivel técnico de implementación del CRF. Mientras que el servicio de CI ha resultado con licitaciones desiertas o con participantes no considerados por ofertar sobre el precio máximo. Los 3 bloques iniciales comprendían los siguientes horarios (00:00-08:00, 08:00-18:00, 18:00-00:00), coincidentes con los bloques definidos del listado de prioridad de colocación.

[5] Disponible en: CEN: Informe de SSCC 2020

[6] Los índices estáticos Herfindahl-Hirschman Index (HHI) y Residual Supply Index (RSI) se relacionan con la concentración de los principales agentes del mercado, y son utilizados ampliamente en la experiencia internacional. El análisis de rentas pivotales se refiere a la proporción entre los costos debidos al poder de mercado de las firmas y aquellos que son inevitables y debidos a consideraciones técnicas.

servicio quedan definidos por instrucción directa. Bajo este primer diseño de mercado, el proceso de ofertas de CSF y CTF consideraba la oferta de una **capacidad en MW** y de **costos totales** de provisión de reservas para **3 bloques** horarios de operación, esto es, costos directos (desgaste), sobrecostos y costos de oportunidad, siendo remunerados en una estructura **pay-as-bid** por disponibilidad y activación en el caso de productos de subida y sólo por activación en el caso de productos de bajada. El proceso de asignación de capacidades de reserva para cada servicio, se realiza a través de una co-optimización de energía y reservas utilizando sólo las ofertas de cada participante de SSCC. Sin embargo, si las subastas se declaran desiertas o parcialmente desiertas, se realiza una co-optimización considerando **ofertas ampliadas**, incluyendo a aquellos participantes que, estando habilitados para prestar los servicios subastables, no hubieran ofertado, asignándoles en el proceso de co-optimización el costo de desgaste asociado a su tecnología.

A partir de **agosto de 2020** el CEN dictamina que no existen las condiciones de competencia adecuadas para la provisión de CF a través de subastas de corto plazo, por lo que **suspende las subastas y cierra el mercado**, cambiando la asignación de todos los servicios de CF a instrucción directa, condición que dura hasta mediados del mes de diciembre. La reapertura del proceso de subastas considera la provisión de CSF, CTF además de CPF(-), viéndose separado el requerimiento de CPF en **bandas asimétricas** y manteniendo la provisión de CPF por subfrecuencia a través de instrucción directa, mientras que los requerimientos de CPF y CSF se dinamizan a discreción del CEN[7]. Además de la habilitación de subastas de CPF(-), **cambia el régimen de ofertas**, existiendo ahora **sólo la posibilidad de ofertar costos directos** de provisión de reservas en función de costos de desgaste de referencia asociados a cada tecnología y sin posibilidad de ofertar cantidades para **5 bloques** horarios de operación[8]. Los costos de desgaste se quedan definidos a través de la Resolución Exenta N° 443[9] de la CNE. Adicionalmente los **precios máximos** de subastas ya no son públicos sino **ocultos** y calculados de forma ex post al cierre del recibimiento de ofertas.

El **último cambio** relevante al funcionamiento del mercado de SSCC ocurre en **julio de 2021**, cuando el CEN **elimina** los procesos de co-optimización con **ofertas aceptadas y ofertas ampliadas** en función de los resultados de la subasta para realizar un solo proceso de co-optimización utilizando todas las unidades disponibles para la prestación de servicios de CF, asignando a aquellas que no ofertaron, el costo de **desgaste** de su tecnología. En términos de remuneración, aquellas unidades asignadas a un servicio **sólo recibirán pago de sus costos directos si ofertaron**, de otra forma sólo se remuneran los pagos laterales asociados a su operación; ambas componentes de remuneración son ponderadas por un **factor de desempeño** que evalúa la disponibilidad y/o activación del servicio en la OTR. Así, desde el año 2022 y como indica el Informe de SSCC 2022, la oferta de servicios de CSF y CTF se realiza para 5 bloques, cuyo requerimiento es diferenciado por estacionalidad y día laboral/no laboral en 6 bloques.

[7] Mediante publicación del Informe de SSCC.
[8] Los bloques corresponden a los siguientes horarios. Bloque 1: 00:00-06:00, Bloque 2: 06:00-10:00, Bloque 3: 10:00-17:00, Bloque 4: 17:00-21:00, Bloque 5: 21:00-24:00. Disponible en: CEN: Bases Administrativas Subastas SSCC
[9] Disponible en: RE 443 de 2020

Tabla 2.1. Tabla comparativa de cambios regulatorios del mercado de SSCC.

Característica	Inicio del Mercado Enero 2020 - Agosto 2020	Reapertura Enero 2021 - Septiembre 2021	Septiembre 2021 - Actualidad
Determinación de Requerimientos	CPF: Banda simétrica - Requerimiento Fijo CSF: Banda asimétrica Requerimiento Fijo CTF: Banda asimétrica y Requerimiento diferenciado en 4 bloques	CPF: Banda asimétrica - Requerimiento Dinámico CSF: Banda asimétrica Requerimiento Dinámico CTF: Banda asimétrica y Requerimiento diferenciado en 4 bloques	CPF: Banda asimétrica - Requerimiento Dinámico CSF: Banda asimétrica Requerimiento diferenciado estacionalmente, dia laboral/no laboral y en 6 bloques CTF: Banda asimétrica y Requerimiento diferenciado estacionalmente, dia laboral/no laboral y en 6 bloques
Condiciones de Competencia	CPF Instrucción directa CSF Subastas CTF Subtastas	CPF(+) Instrucción directa CPF(-) Subastas CSF Subastas CTF Subastas	CPF(+) Instrucción directa CPF(-) Subastas CSF Subastas CTF Subastas
Formación de Ofertas	Ofertas por capacidad en MW e incorporación de costos totales en ofertas para 3 bloques horarios de operación	Solo ofertas por costos directos de provisión (costos de desgaste) para 5 bloques de operación	Solo ofertas por costos directos de provisión (costos de desgaste) para 5 bloques de operación
Procedimiento de Asignación	Co-optimización de energía y reservas con ofertas aceptadas Si se declara desierta, se utilizan ofertas ampliadas Precios máximos públicos	Co-optimización de energía y reservas con ofertas aceptadas Si se declara desierta, se utilizan ofertas ampliadas Precios máximos ocultos	Co-optimización de energía y reservas en proceso único que asigna el costo de desgaste RE N°443 a unidades que no ofertan

En función de la regulación vigente del mercado de SSCC y de su desempeño histórico a partir del año 2021, se realiza un análisis cualitativo y cuantitativo de sus principales atributos.

La revisión de la evolución del porcentaje de asignación de cada servicio desde el año 2021 muestra que un **porcentaje menor** de la asignación se realiza a través del mecanismo de **ofertas**. Este resultado va en contraposición con lo esperable. El incorporar a todos los agentes del sistema dentro del proceso de subasta, independientemente de si estos realizan o no ofertas de reservas, **debiese incentivar la participación** de tecnologías habilitadas, ya que el no ofertar no implica abstenerse de participar del proceso de co-optimización (asignación de reservas). Más aún, un agente que no haya ofertado y que haya sido asignado mediante el proceso de co-optimización (considerando su costo de desgaste representativo de su tecnología), dejará de percibir los ingresos asociados a la componente de oferta. En opinión del equipo consultor, la falta de participación de los agentes en el esquema de oferta, y que finalmente son asignados de todas formas asignados de forma directa para la provisión de reservas, se debe fundamentalmente a una falta de conocimiento específico de las reglas de mercado.

En particular, a partir del mes de julio de 2021, se aprecia un cambio en la asignación que coincide con el cambio en el mecanismo de co-optimización con ofertas ampliadas. Este

cambio, si bien es realizado en pos de la minimización de costos de la provisión de energía y reservas podría haber impactado la asignación de unidades oferentes, cuya oferta podría resultar mayor al costo de desgaste de unidades instruidas de forma directa, mermando su participación final. En el mismo sentido, durante la segunda mitad del año 2021, se experimentó un periodo de estrechez hídrica que supuso la toma de medidas extraordinarias respecto de la gestión del agua embalsada; debido a lo mismo, la asignación de unidades hidráulicas de embalse para servicios de CSF y CTF disminuyó significativamente y en función de que la mayor proporción de remuneración por concepto de subastas para estos meses corresponde a la tecnología hidráulica de embalse, podría explicar la disminución de la asignación por ofertas apreciada en la Figuras 2.1 a 2.3. Es relevante destacar también que **a partir de agosto de 2022**, el porcentaje de asignación por ofertas muestra una tendencia al alza alcanzando más de un **50% de asignación a julio de 2023 en el caso de CTF(-)**.

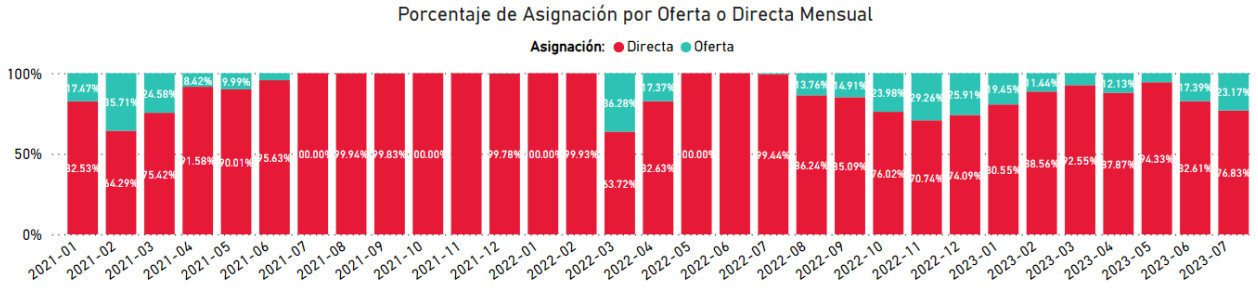

Figura 2.1. Porcentaje de asignación por oferta o directa mensual para CPF(-).

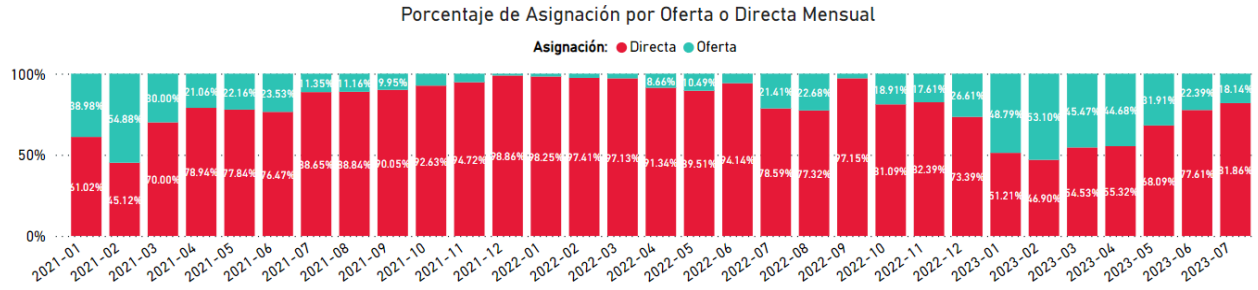

Figura 2.2. Porcentaje de asignación por oferta o directa mensual para CSF(+).

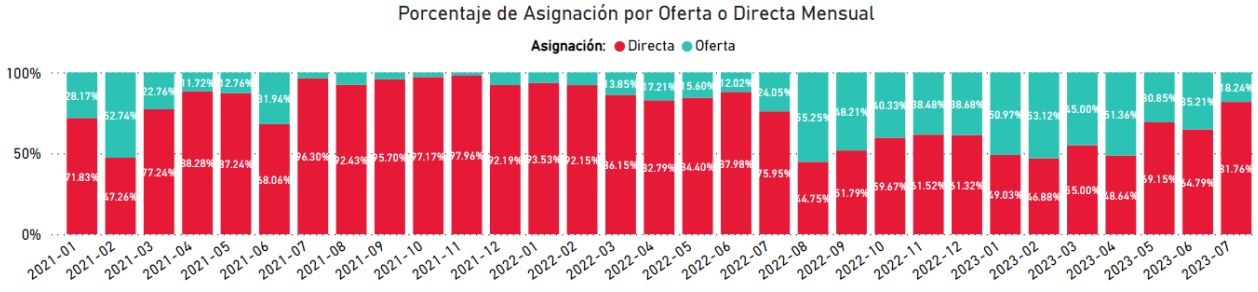

Figura 2.3. Porcentaje de asignación por oferta o directa mensual para CSF(-).

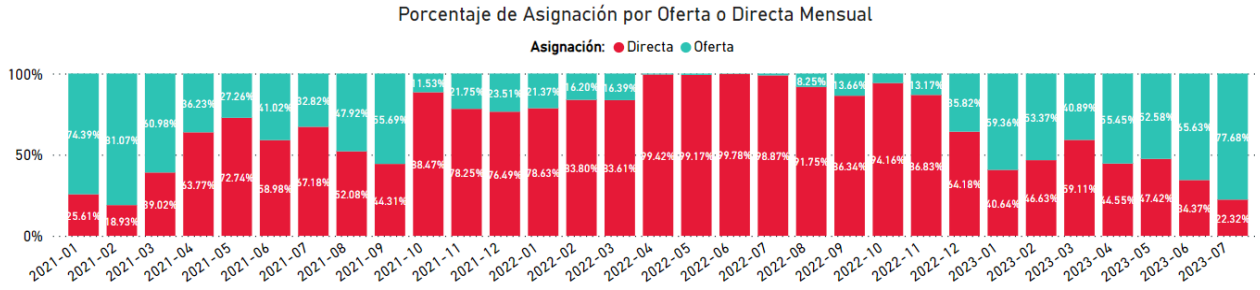

Figura 2.4. Porcentaje de asignación por oferta o directa mensual para CTF(+).

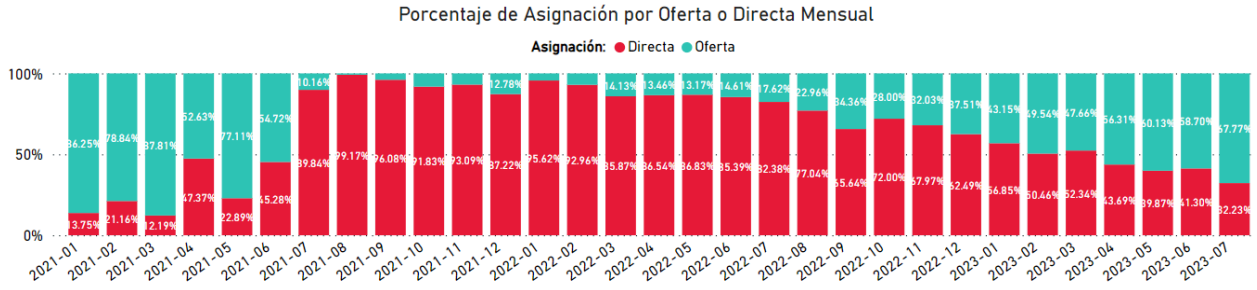

Figura 2.5. Porcentaje de asignación por oferta o directa mensual para CTF(-).

La asignación de servicios de CF por tecnología muestra la **predominancia de centrales térmicas a gas y carbón e hidro embalse**, principalmente en la provisión de CPF y CSF, donde también es posible observar la disminución en el uso del recurso hídrico desde abril de 2022 producto del decreto de racionamiento en el contexto de la escasez hídrica de la segunda mitad del año 2021. Asimismo, las Figuras 2.6 a 2.10 muestran el promedio ponderado de la capacidad adjudicada con el costo de desgaste representativo de cada tecnología, de manera que mientras mayor participación tienen unidades térmicas, más incrementa el promedio ponderado, con excepción de CPF, donde el costo se obtiene en base a un precio reservado.

El análisis de la provisión de **CPF** por sobrefrecuencia **no evidencia la inserción de nuevas tecnologías**, independientemente del aumento del requerimiento entre junio de 2022 y enero de 2023, el cual fue principalmente suministrado por tecnologías hidráulica de embalse y gas, lo cual a su vez, coincide con la disminución del nivel de reserva hídrica mantenida hasta el momento a 66 GWh y el riesgo de vertimiento informado por el CEN. Posteriormente se produce una reducción del requerimiento de CPF(-) debido al aumento de la inercia programada del sistema y una disminución de asignación de unidades de embalse, presumiblemente por la mantención del decreto de racionamiento hasta septiembre de 2023. Por otro lado los precios ponderados mensuales de CPF son calculados en base a un precio de adjudicación reservado según lo indicado en la RE 493 de la CNE[10] por lo que no reflejan necesariamente el costo de desgaste asociado a la tecnología adjudicada, lo que se hace patente en el periodo de julio a diciembre de 2021, periodo en el cual la asignación de reservas fue prácticamente un 100% instruida directamente.

Respecto al **CSF**, se destaca la participación de centrales de **tecnología solar fotovoltaica** entre octubre de 2021 y enero de 2022 para CSF(-) y en el mes de diciembre de 2021 para

[10] Disponible en: RE 493 de 2020

CSF(+), reemplazando parte de la capacidad adjudicada por centrales a carbón y disminuyendo el precio ponderado mensual. Sin embargo, no se registran más episodios de participación solar u otras tecnologías.

El **CTF** presenta mucha más **variedad** en cuanto a tecnologías adjudicadas, siendo predominante el **incremento** en la proporción de **oferta** de centrales **diésel, biomasa, gas e hidro embalse** desde noviembre de 2022 para CTF(+). Respecto a CTF(-) es relevante destacar la asignación de centrales **solares** e **hidro serie - pasada** desde mitad de 2022, así como el comportamiento de oferta por parte de la tecnología solar, la cual es asignada casi totalmente a través de ofertas.

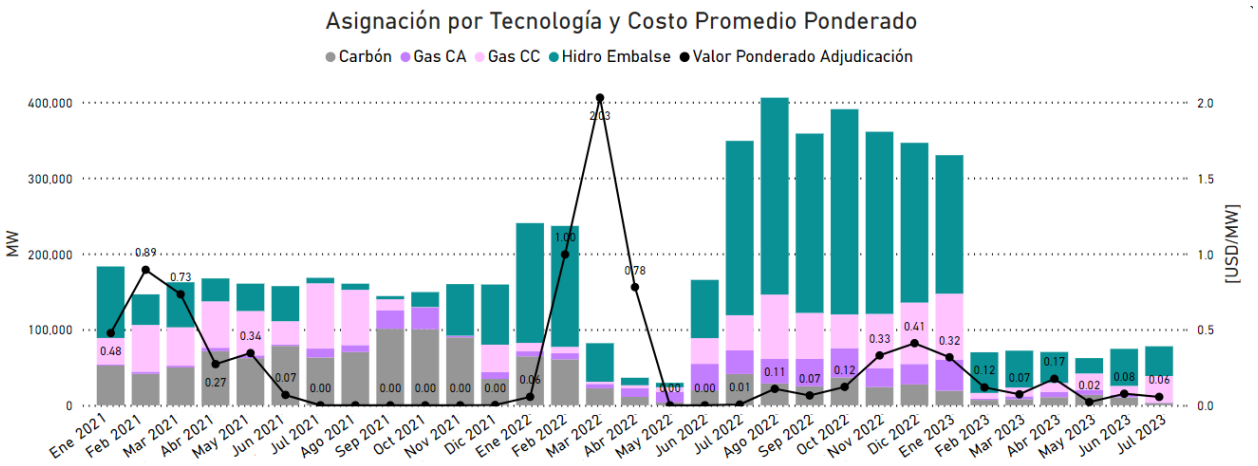

Figura 2.6. Asignación total mensual por tecnología y costo promedio ponderado mensual para CPF(-)[11].

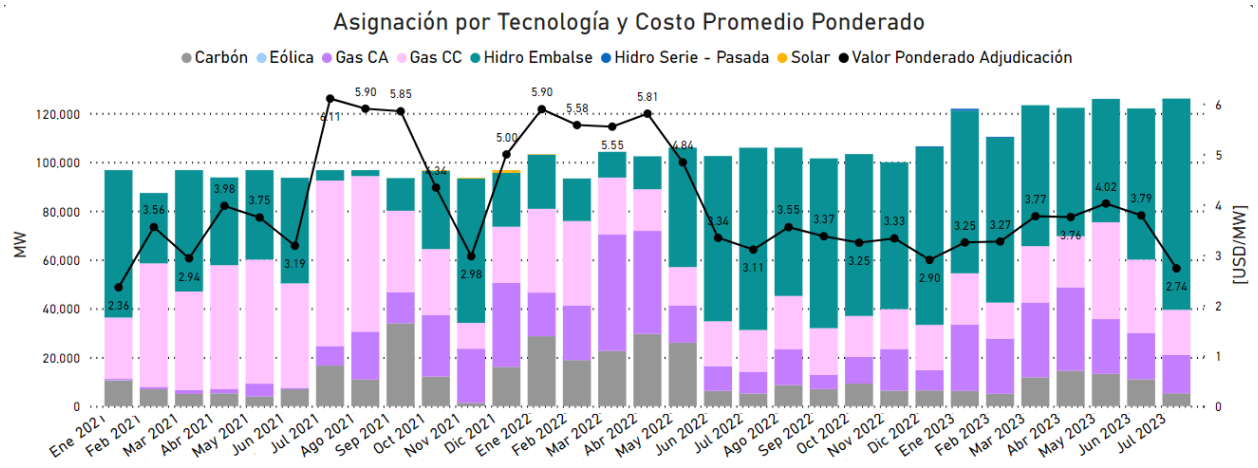

Figura 2.7. Asignación total mensual por tecnología y costo promedio ponderado mensual para CSF(+)[12].

[11] El requerimiento de CPF es determinado de acuerdo con el nivel de inercia que presenta el SEN al momento de la programación.

[12] La metodología de cálculo del requerimiento de CSF varía año a año de acuerdo con el Informe de SSCC del año en cuestión: durante el año 2021 el requerimiento es fijo e igual a 130 MW, luego en las Figuras 2.7 y 2.8 se observa que el requerimiento es mayor en algunos meses que en otros debido al número de días que posee cada mes. Desde el año 2022 en adelante se sofistica el cálculo del requerimiento en función de estaciones, días laborales y no laborales y bloques horarios, luego se observa una variación de acuerdo a la cantidad de días de cada mes y de acuerdo a la estación.

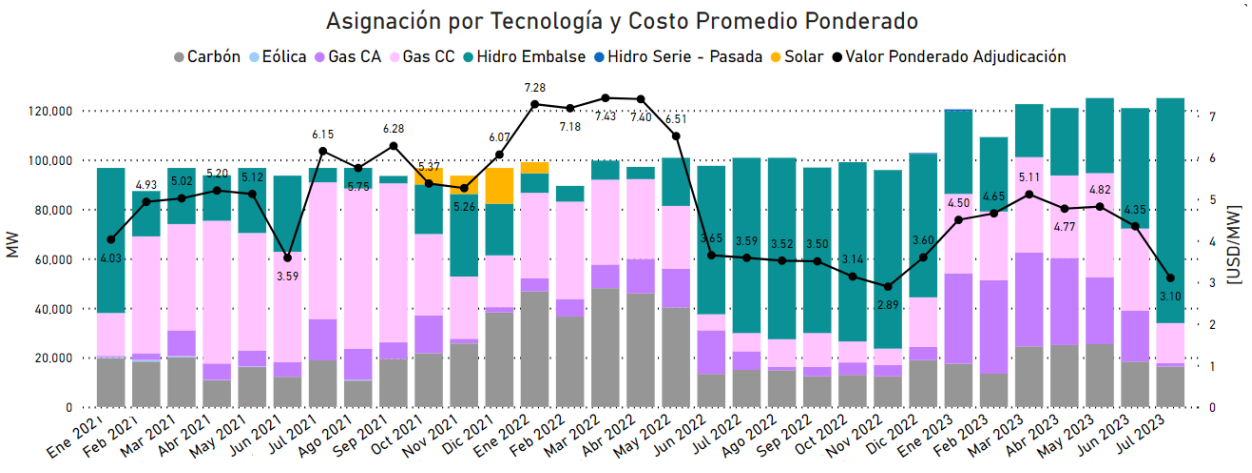

Figura 2.8. Asignación total mensual por tecnología y costo promedio ponderado mensual para CSF(-).

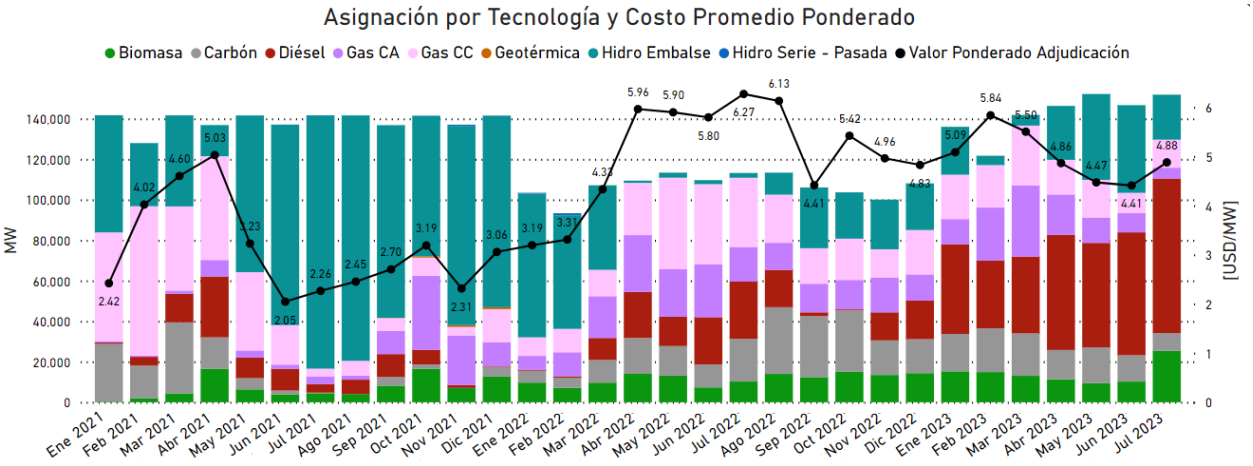

Figura 2.9. Asignación total mensual por tecnología y costo promedio ponderado mensual para CTF(+).

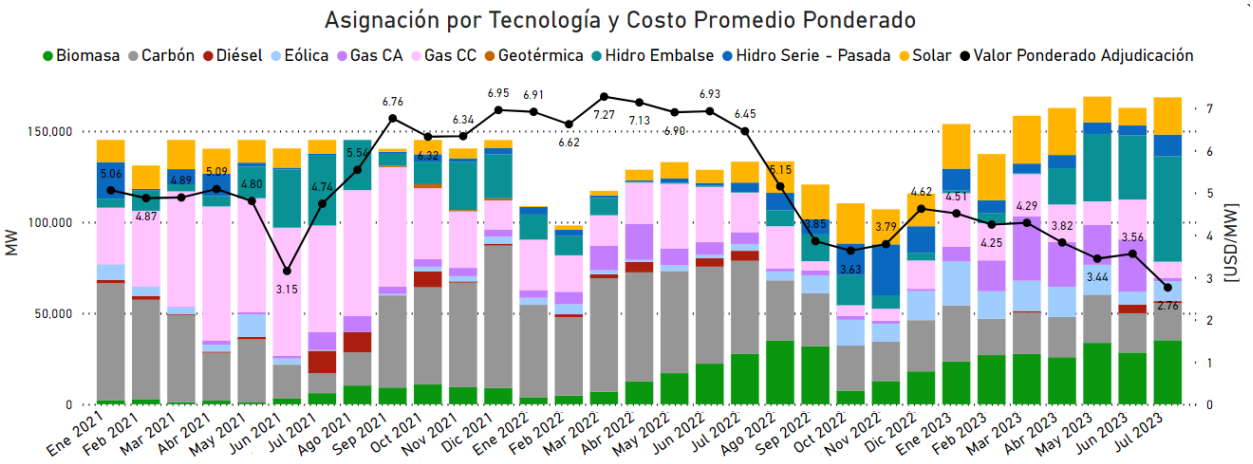

Figura 2.10. Asignación total mensual por tecnología y costo promedio ponderado mensual para CTF(-).

Actualmente, el resultado de las **subastas** solamente es una **parte menor** de las remuneraciones asociadas mientras que todas las componentes asociadas con la operación real, como costos de oportunidad o sobrecostos, son determinados de manera **ex-post** por el CEN. Este elemento del diseño actual, que corresponde a una de las modificaciones centrales respecto al diseño original, facilita la formación de ofertas pues los agentes no requieren internalizar dichos costos en sus ofertas. Sin embargo, tiene un **impacto en los incentivos** a participar que está generando el mercado, producto que un porcentaje relevante de las remuneraciones están asociados a pagos laterales para cubrir costos. Por lo tanto, tecnologías con atributos de flexibilidad (e.g., almacenamiento, respuesta de demanda) **no cuentan con incentivos** relevantes generados por este mercado para su desarrollo donde solamente podrían capturar una parte menor de los ingresos actuales (Vinken-Dictuc, 2023). En noviembre de 2022 se publica la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad, la cual habilita a ESS para participar del mercado de SSCC, asimismo el Reglamento y Norma Técnica de Coordinación de la Operación y Norma Técnica de SSCC habilitan y describen de qué forma los ESS pueden recibir remuneraciones producto de su materialización a través de licitaciones o instrucción directa de SSCC, sin embargo, aún es necesaria la definición de aspectos prácticos y procedimientos específicos a través de los cuales se remunerarán costos de oportunidad asociados a la operación de ESS que participan en arbitraje de energía así como su orden en el mérito económico para el despacho en TR.

Los **costos totales** por provisión de servicios de CF han adquirido una tendencia al **alza** desde abril de 2022, alcanzando su máximo en enero de 2023, constituyendo su principal componente la remuneración de costos por operación fuera del orden de mérito, es decir **sobrecostos**[13], mientras que el segundo lugar fluctúa entre costos de oportunidad y costos de combustible adicional de unidades térmicas. La evolución de costos marginales **no se relaciona de forma relevante** con el aumento en los costos de prestación de SSCC, por lo que el incremento en los pagos laterales debiese estar asociado con la asignación de tecnologías y sus costos variables, en cuanto a que un recambio en la asignación de tecnologías en servicios de subida y/o un aumento en el costo de combustibles de tecnologías asignadas podría generar un incremento en el sobrecosto compensado, al no existir una noción del costo variable de unidades asignadas en la función objetivo de la función de co-optimización. Un análisis del factor de desempeño promedio durante el mismo horizonte muestra un alto nivel para el servicio de CTF, el cual sólo es sobrepasado por el CSF durante marzo de 2023. Por otro lado, el servicio de CPF presenta una evolución correlacionada con la del CSF.

Es relevante mencionar que a través de la asignación por ofertas en subastas, se identifica una participación importante de la tecnología **diésel** desde noviembre de 2022, así como la aparición de ofertas y adjudicación de tecnologías **hidro serie - pasada** y **biomasa** desde octubre y noviembre de 2022 respectivamente, como muestra la Figura 2.14. La remuneración por concepto de **sobrecostos** muestra el incremento sostenido de la proporción compensada a unidades a **carbón y gas natural**, lo que se condice con la disminución en la asignación de centrales hidro embalse en CSF(-) y la alta proporción de asignación a través de

[13] Sobrecostos aparecen debido a la operación de una unidad fuera de orden de mérito, es decir, una unidad que posee costo variable mayor al marginal. La separación de sobrecostos en energía y SSCC se realiza identificando qué cantidad de energía está asociada a la prestación del SSCC y qué cantidad corresponde a un nivel base, tal como se indica en las minutas de remuneración de SSCC. Disponible en CEN: Balance de SSCC.

instrucción directa de servicios de CPF y CSF. Asimismo, la participación de **unidades diésel en CTF de subida no ha supuesto un incremento** significativo de sobrecostos asociados a esta tecnología. En la proporción de la remuneración de costos de oportunidad se ha visto un recambio entre la predominancia de compensaciones a unidades a carbón hacia unidades de gas, mientras que la proporción asociada a unidades de embalse se ha mantenido constante en promedio.

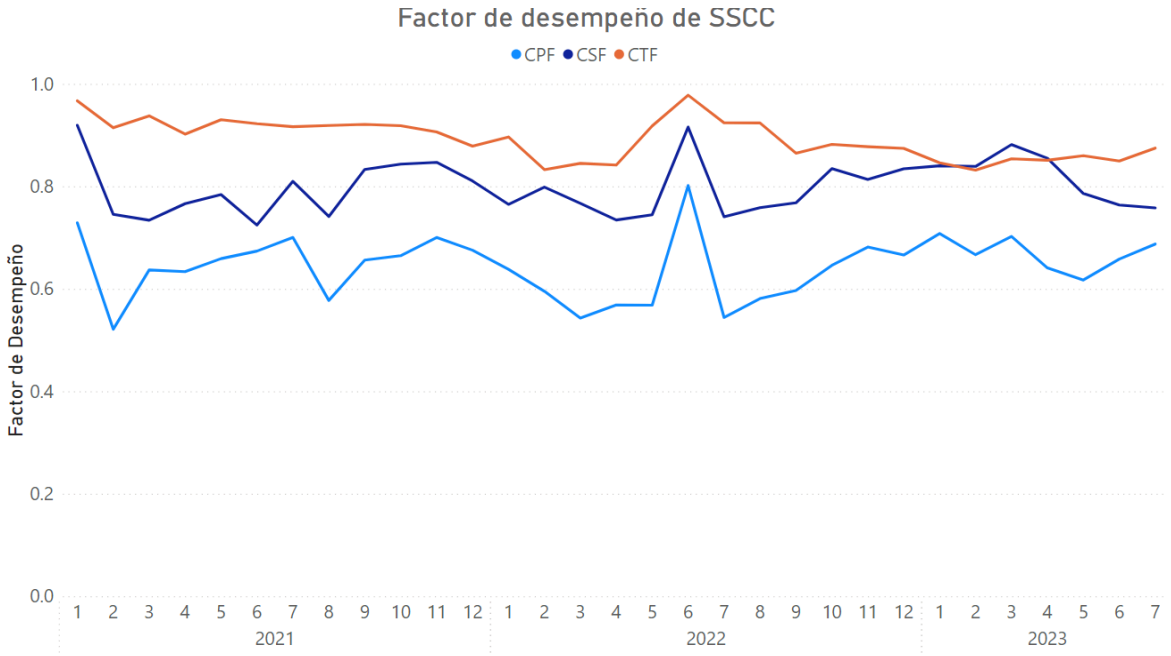

Figura 2.11. Evolución del factor de desempeño promedio por servicio de CF 2021 - 2023.

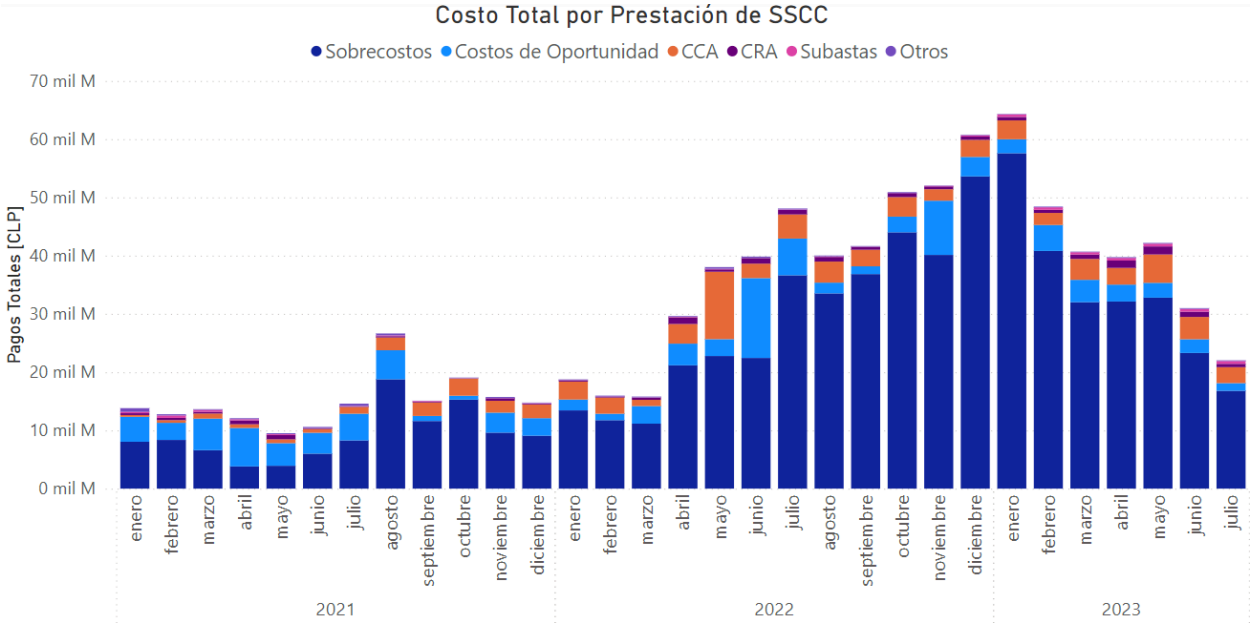

Figura 2.12. Evolución de costos totales de provisión de servicios de CF por concepto 2021 - 2023.

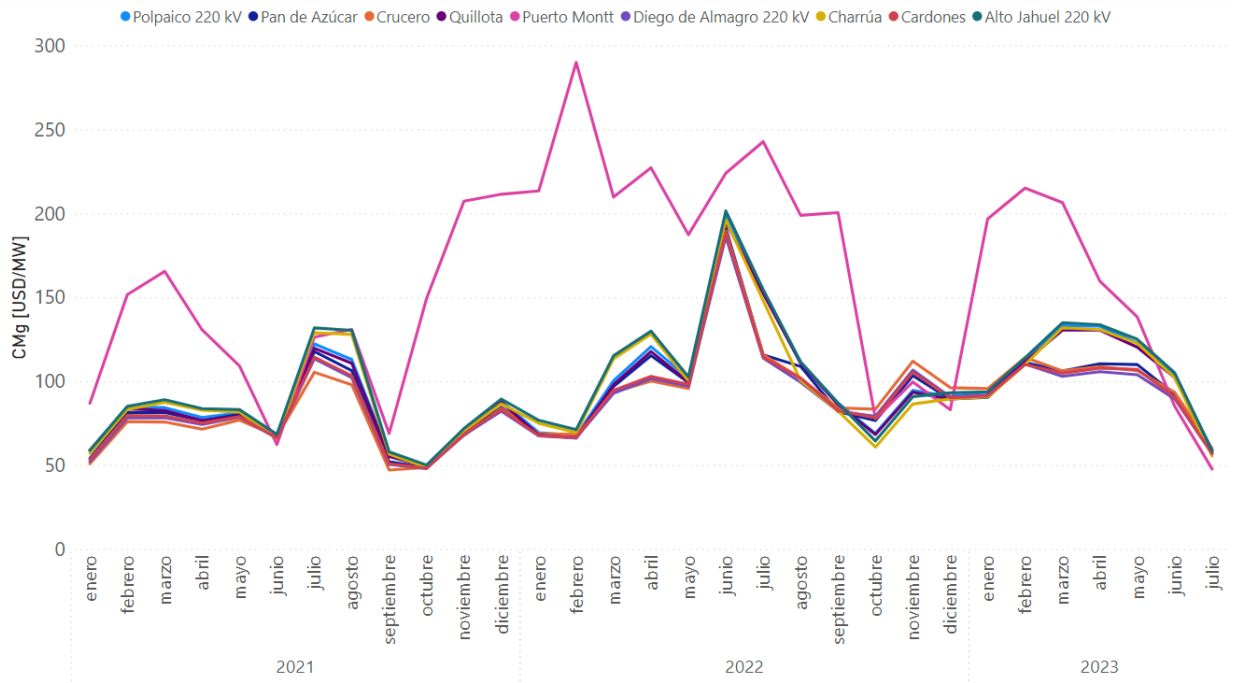

Figura 2.13. Evolución de costos marginales por barra en el período 2021 - 2023.

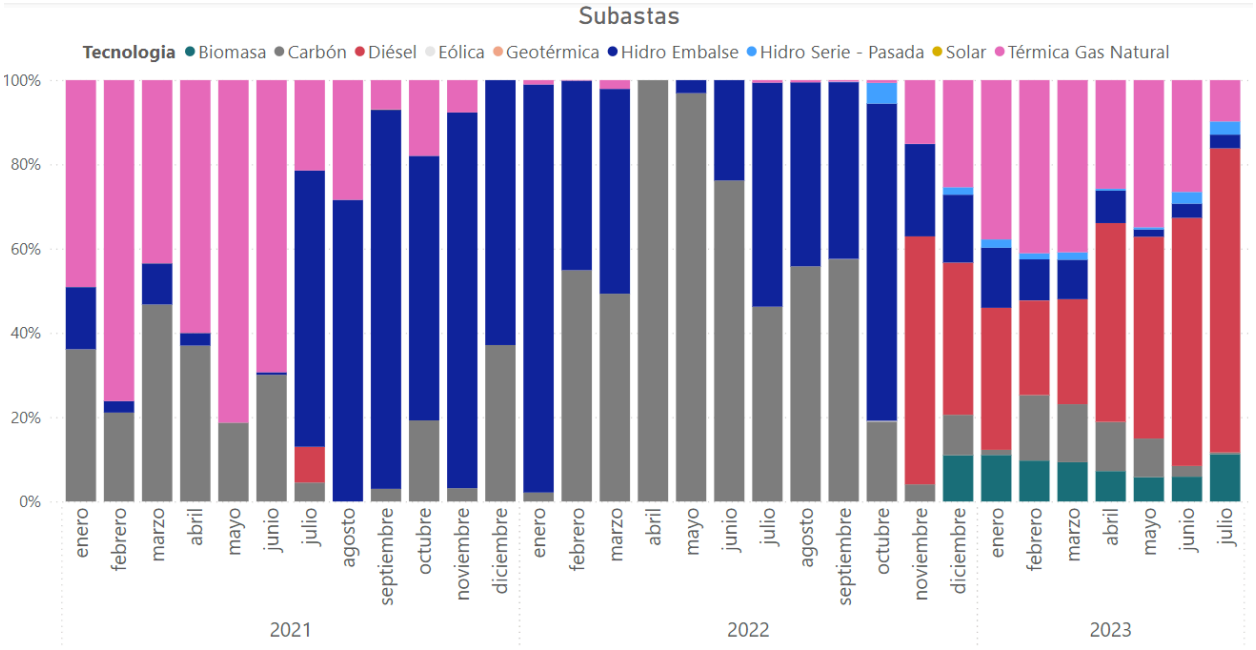

Figura 2.14. Proporción de pagos por subastas diferenciado por tecnología 2021 - 2023.

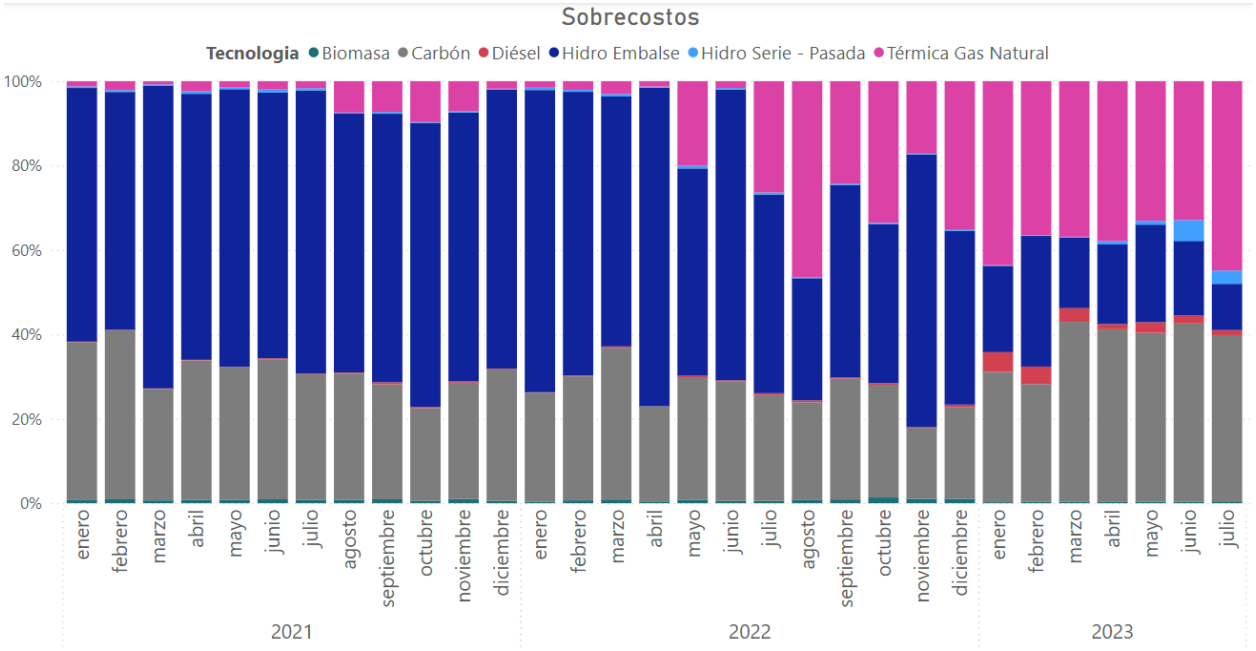

Figura 2.15. Proporción de pagos por sobrecostos diferenciado por tecnología 2021 - 2023.

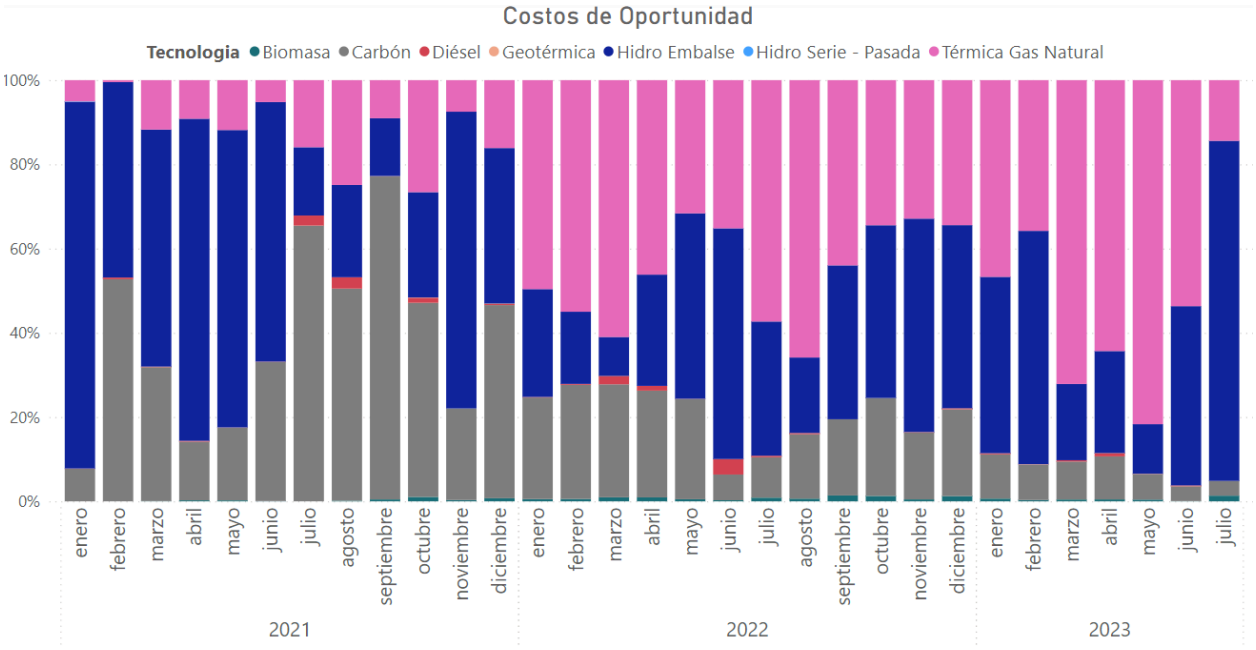

Figura 2.16. Proporción de pagos por costos de oportunidad diferenciados por tecnología 2021- 2023.

La distribución de ingresos por servicio permite identificar que el servicio con **mayor participación histórica en subastas** corresponde al **CTF**, exceptuando los meses entre abril y octubre de 2022, donde el CSF pasó a ser el mayor remunerado, lo que se condice con la asignación casi del 100% por instrucción directa principalmente en CTF(+) en dichas fechas, asignándose principalmente tecnologías hidráulica de embalse en CSF y térmicas a gas en CTF. El **CPF** por sobrefrecuencia corresponde a una **proporción muy pequeña**, adquiriendo un poco más de relevancia en el mes de noviembre de 2022 para volver a disminuir durante 2023. **Lo contrario se evidencia en los pagos por sobrecostos y costos de oportunidad**,

donde el CPF corresponde a la mayor componente de ambos conceptos durante 2021 y 2022 correspondiendo al 49.45% durante 2021 y 47.49% durante 2022 y presentando sin embargo una disminución en costos de oportunidad durante los meses más recientes de 2023 para dar más proporción al CSF, periodo que se condice con el incremento en la asignación de unidades hidráulicas de embalse en CSF(+).

De particular relevancia resulta el análisis de la **activación** promedio mensual de cada servicio en comparación con la proporción de costos que generan. Mientras que el CPF y CSF mantienen su proporción de activación respecto de su requerimiento mensual alrededor de un 30% - 40%, el **CTF presenta activaciones promedio menores al 1%**. Dado que la proporción de costos de subastas, sobrecostos y costos de oportunidad que representa CTF no es menor, **se abren interrogantes respecto ya sea al cálculo del requerimiento para este servicio y/o su utilización efectiva** durante la OTR.

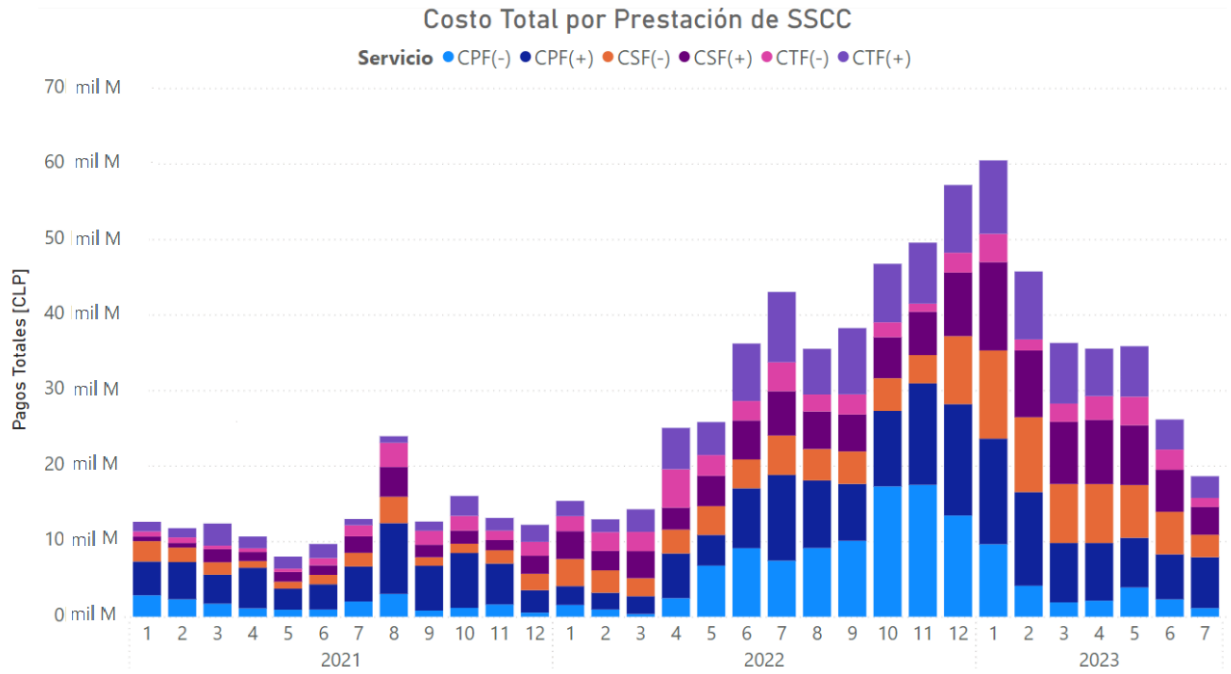

Figura 2.17. Evolución de costos totales por provisión de CF desagregado por servicio.

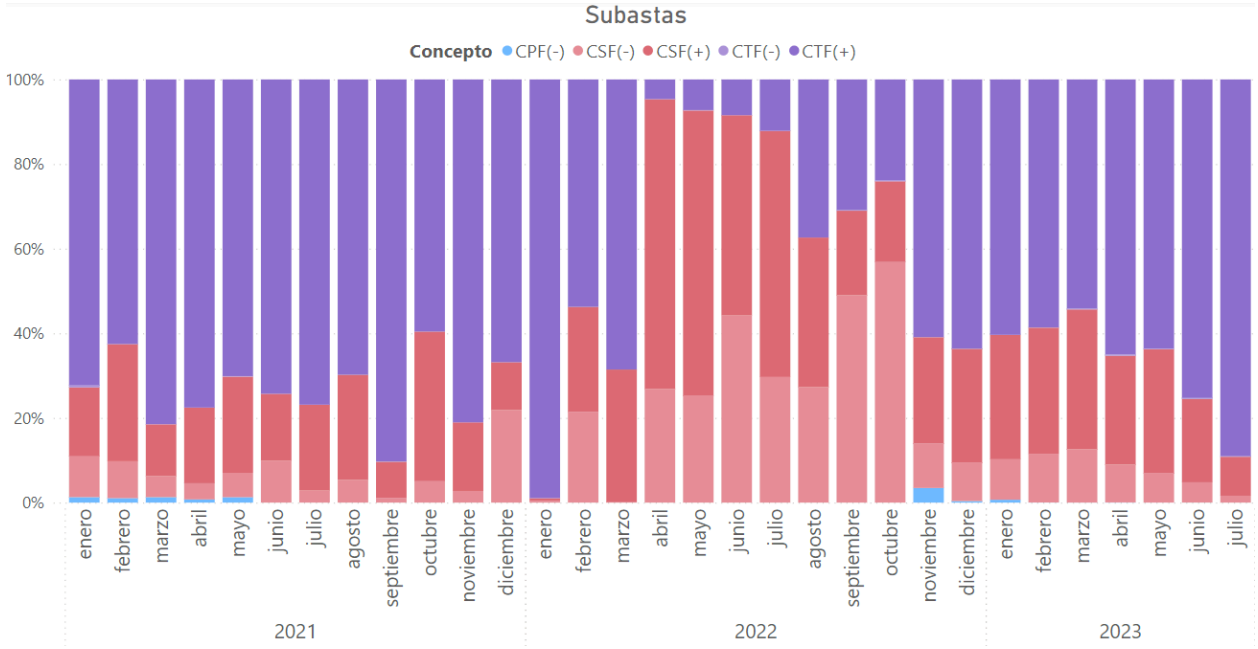

Figura 2.18. Proporción de pagos por subastas diferenciado por servicio 2021 - 2023.

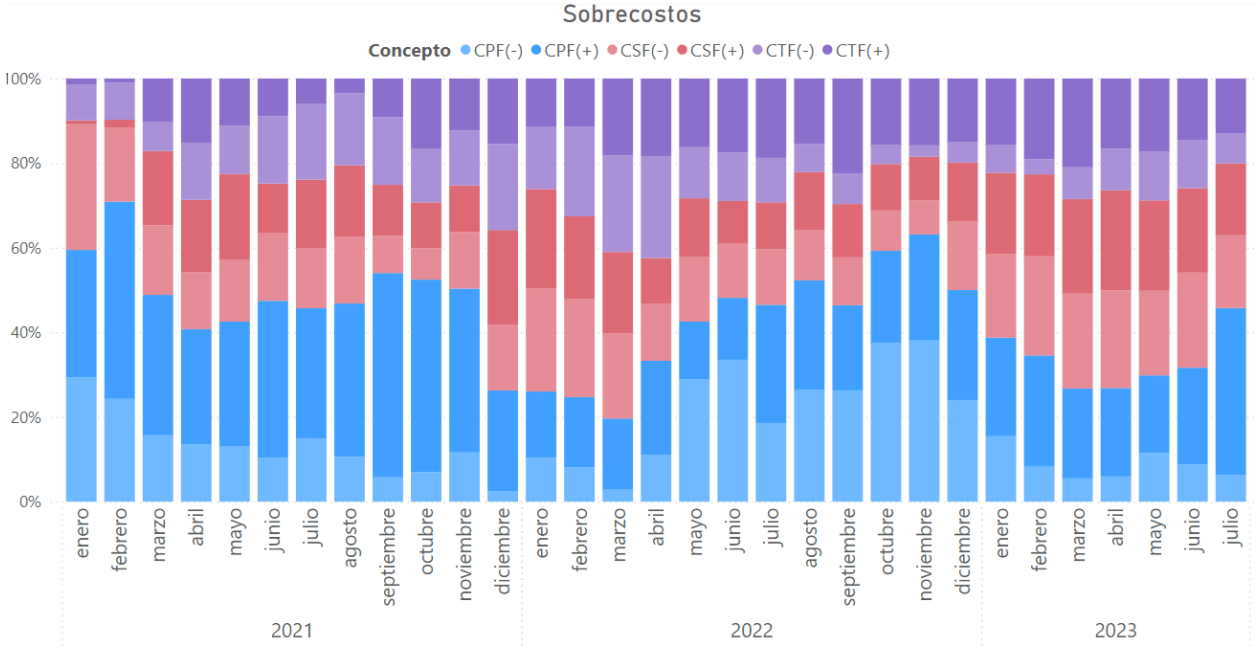

Figura 2.19. Proporción de pagos por sobrecostos diferenciado por servicio 2021 - 2023.

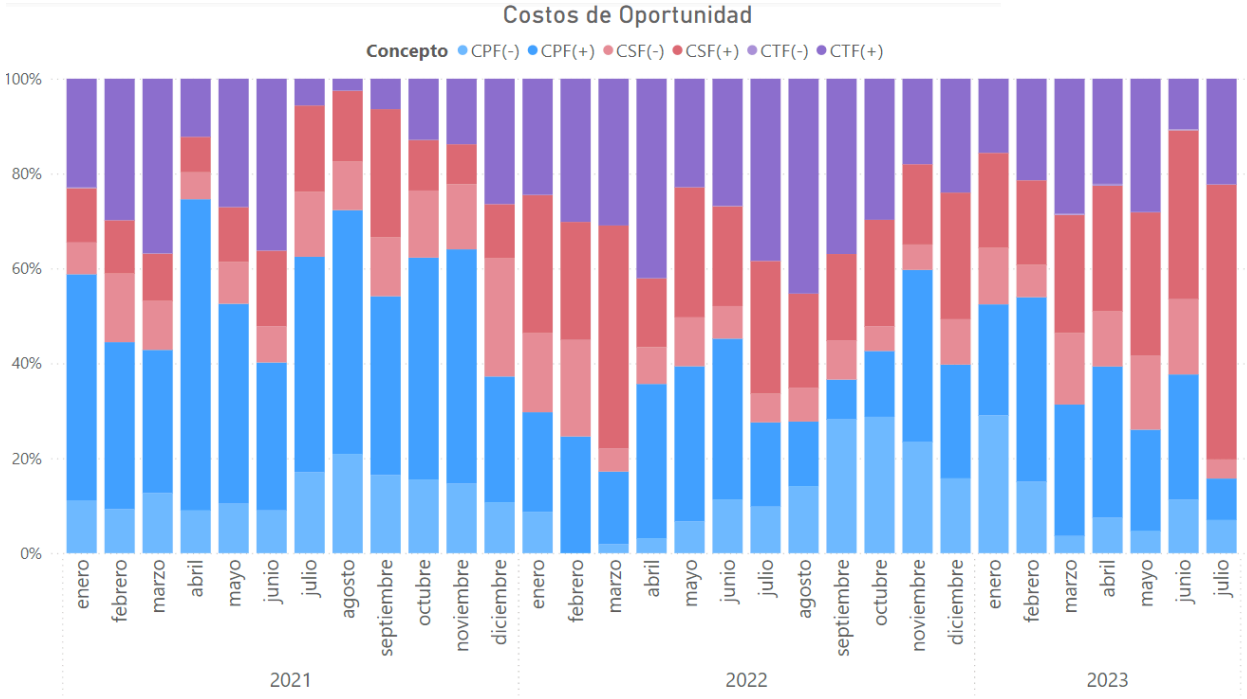

Figura 2.20. Proporción de pagos por costos de oportunidad diferenciado por servicio 2021 - 2023.

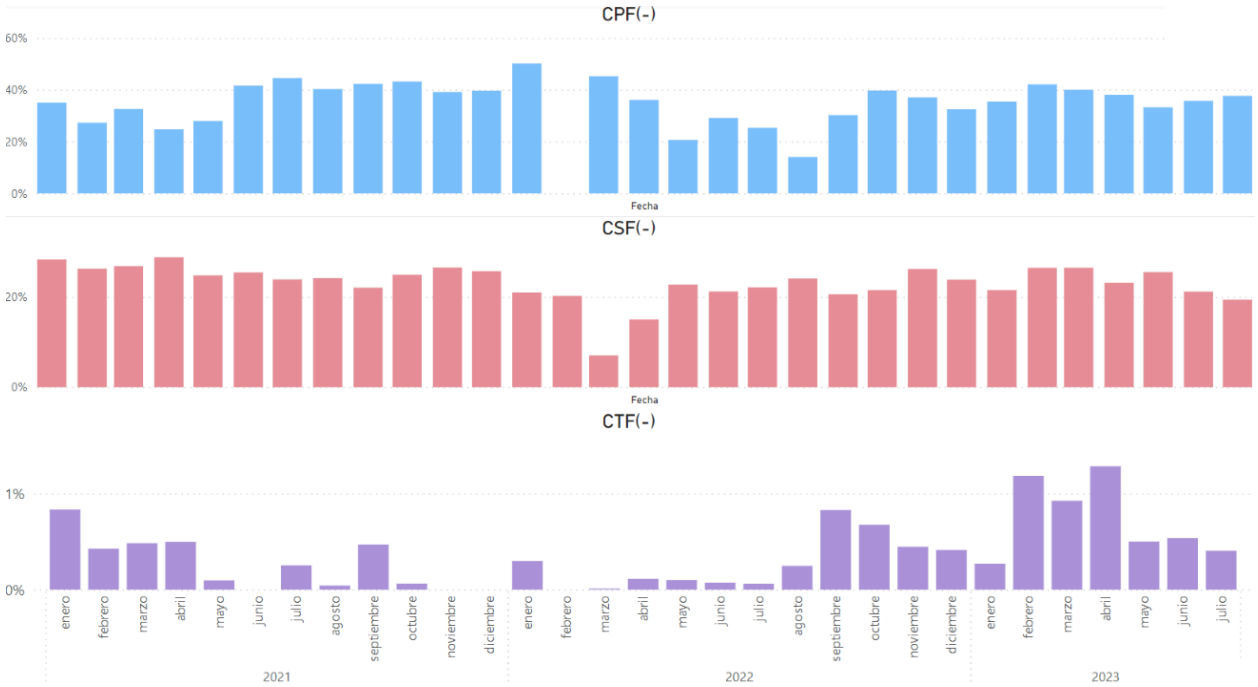

Figura 2.21. Evolución del porcentaje de activación promedio mensual respecto del requerimiento en MW para servicios de bajada[14].

[14] Los indicadores de activación de CPF(-) para el mes de febrero de 2022 aparecen como cero en la base de datos de asignación y activación de servicios de CF presente en el Balance de SSCC del mismo mes dispuesto por el CEN. Disponible en: CEN: Balance de SSCC

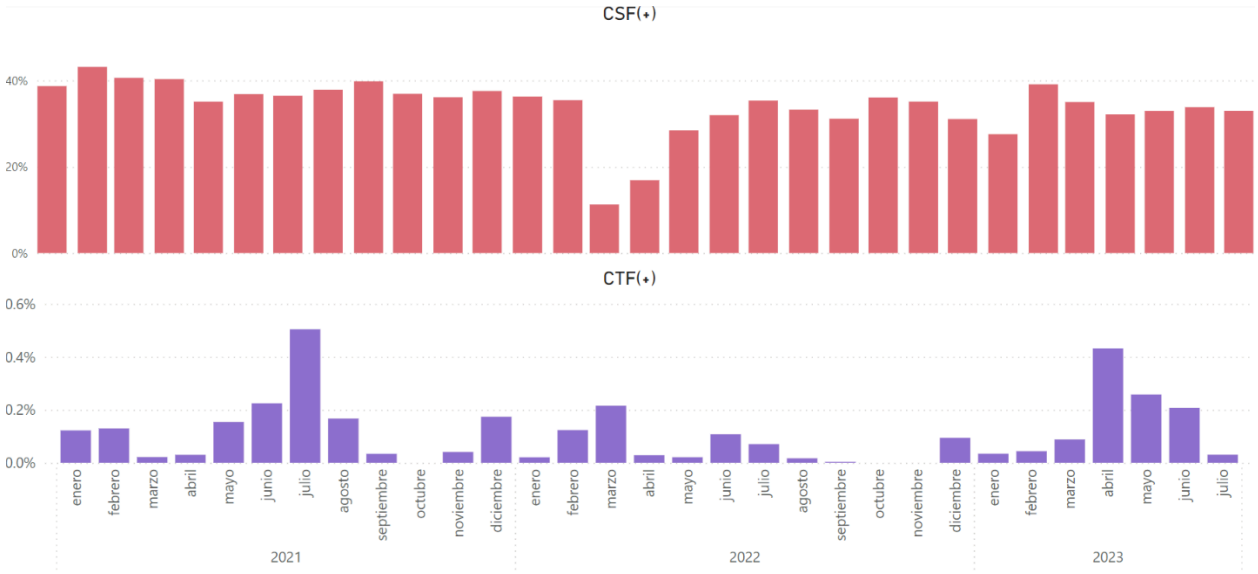

Figura 2.22. Evolución del porcentaje de activación promedio mensual respecto del requerimiento en MW para servicios de subida.

El mecanismo de ofertas de costos directos facilita la formación de ofertas por parte de los agentes del mercado, sin embargo la asignación por **instrucción directa continúa constituyendo la mayoría de la reserva** de CPF y CSF. Por otro lado, los ingresos por concepto de **subastas constituyen la minoría del total de la remuneración** por servicios de CF, constituyendo el mercado más bien un mecanismo de **recuperación de costos** que, a su vez, presentan una tendencia al alza, la cual se explicaría principalmente por un aumento de costos variables en conjunción con la creciente asignación de unidades térmicas, dado que la componente de costos totales que más incrementa son los sobrecostos y no existe un incremento significativo en los costos marginales a partir de julio de 2022. La oferta de costos directos sumado al esquema pay-as-bid **no entrega los incentivos necesarios** para capturar rentas de eficiencia a tecnologías más baratas, de forma que tecnologías como ESS y respuesta de demanda no pueden capturar rentas relevantes para complementar ingresos provenientes de los mercados de energía y potencia de suficiencia. Tecnologías renovables variables tampoco perciben rentas de eficiencia debido al mecanismo pay-as-bid, luego la remuneración de costos laterales y costos directos podría no suplir costos de habilitación de participación en el mercado como HH dedicadas, procedimientos de habilitación. Además, al limitar la componente de oferta y definir **precios máximos** para estas se limitan las rentas que podrían recibir nuevos participantes y tecnologías, impactando en las señales de inversión y en la participación en el mercado, **de forma transversal a todas las tecnologías**. Adicionalmente la **activación de CTF** abre interrogantes respecto de su utilización en TR y/o el nivel de su requerimiento, dado que los pagos laterales asociados a este servicio no son menores.

Se observa una **falta de conocimiento**, de parte de los agentes del mercado, respecto de las reglas del mercado de SSCC y oportunidades de participación, lo que se evidencia en la baja realización de ofertas, aún cuando el diseño del mercado incentiva directamente la generación de ofertas al no remunerar esta componente en caso contrario y considerando que no ofertar no significa no ser considerado en la co-optimización y por ende, de ser instruido si el modelo así lo determina, la difusión e internalización de las reglas de mercado requiere de un trabajo conjunto entre los participantes y el CEN. Relacionado con lo anterior,

existen elementos de participación y remuneración que aún **no están definidos de manera clara y transparente, ni internalizados** por agentes (e.g., proceso de subastas resuelto a propósito de la co-optimización de la programación del DA, modelo de optimización resuelto, función objetivo, restricciones consideradas, parámetros del modelo, procesos detallados de cálculo). Esto resulta particularmente desafiante para la participación de nuevas tecnologías, como almacenamiento, lo que finalmente define la participación y las remuneraciones que recibirán estas tecnologías en el mercado de SSCC (Vinken-Dictuc, 2023). Tecnologías renovables variables cuentan con participación principalmente en CTF, sin embargo, ya sea por falta de incentivos, dada la remuneración de costos directos y pagos laterales, o por falta de conocimiento del mercado, no han tomado un rol relevante en CSF o CPF.

Dado que la **modelación** de la asignación de reservas no considera los costos variables de centrales a través de una probabilidad de activación, **el modelo no tiene en cuenta los costos** laterales generados por esta asignación como resultado de su interacción con el mercado de energía, de forma que, la asignación de reservas de una unidad de costo variable alto en un período de alta disponibilidad de energía renovable, podría generar un sobrecosto significativo en comparación con una unidad de menor costo variable, si esta debe mantenerse encendida debido a la prestación del servicio en cuestión. La transición a un esquema de ofertas completas en SSCC permite la **internalización** de estos cargos (sobrecostos, costos de oportunidad) por parte del modelo de co-optimización, en pos de eliminar su cálculo de forma administrativa y delegar la gestión del riesgo a los oferentes, sin necesidad de incorporar probabilidades de activación en la modelación, ya que estos se encontrarían considerados en la **oferta** de cada participante.

Se estima como relevante **reducir barreras** para la participación de la **demanda** en mercados eléctricos modernos, aún más en un contexto de descarbonización y transición energética, tanto en productos como **CI**, cuyas licitaciones de 50 MW para los meses de junio, julio y julio entre 18:00 y 22:00 hrs durante 2022 y 2023 resultaron ambas desiertas[15], como en CTF[16]. Se requieren instancias de difusión a cargo del CEN (e.g., mediante el trabajo junto a asociaciones gremiales, webinars y workshops de trabajo, el contacto directo mediante correo electrónico, minutas informativas con ejemplos claros y sencillos respecto de potenciales beneficios y costos asociados con foco particular al menos en grandes clientes libres, etc.) de la definición de este tipo de productos así como sus mecanismos de remuneración, definiendo plazos adecuados para la evaluación por parte de los oferentes. Plazos que a su vez dependerán de los procesos de educación y de internalización por parte de los agentes de las reglas de participación y de productos en sí mismos, así como las evaluaciones económicas correspondientes para la determinación de sus ofertas en un mercado ajeno a su rubro productivo principal. De la misma forma, se hace necesario el análisis ex-post junto a principales actores (e.g., asociaciones gremiales) para comprender los motivos específicos del fracaso de procesos de licitación (e.g., mediante procesos de consulta, workshops de trabajo, etc.).

En función de todo lo anteriormente descrito, es posible indicar que **las señales**

[15] En el primer caso, por la no presentación de ofertas; y en el segundo, caso debido a que el único oferente del proceso 2023 fue declarado fuera de bases por ofertar sobre el valor máximo.
[16] La experiencia internacional da cuenta de la posibilidad de la demanda de participar de servicios de CF en escalas de tiempo menores a las del actual servicio de CI, particularmente cuando su participación es a través de agregadores de demanda y/o sistemas de control y/o desconexión automática.

intra-mercado que motivan actualmente la participación de nuevos agentes entrantes en el mercado de SSCC corresponden específicamente a la componente de oferta, **asociada a costos de desgaste** (*wear-and-tear*), para las cuales se definen precios máximos basados en costos de desgaste de referencia por tecnología; mientras que el **resto de remuneraciones** del mercado **corresponden a pagos laterales** que solo buscan la compensación de costos por la prestación de reservas (i.e., los cuales por definición no generan incentivos). Más aún, en función del análisis crítico desarrollado, es posible establecer que la solución de diseño de mercado e implementación actual **aún presenta dudas respecto de lo que ha sido su utilidad para atraer nuevos agentes al mercado**. Lo anterior se evidencia, principalmente, en la **aún importante asignación de reservas de forma directa** (aún cuando en base al diseño y reglas de mercado la decisión racional corresponde a la oferta de, a lo menos, los costos de desgaste por defecto). Sin embargo, **cabe destacar que la asignación en base a ofertas por CTF ha venido en aumento sostenido en el último año**, no obstante los desafíos descritos respecto del uso de este tipo de reservas en la OTR del sistema.

A modo de conclusión, a partir del análisis crítico del mercado de SSCC, es posible señalar que el **principal desafío** asociado al diseño del mercado corresponde al **esquema de remuneración de SSCC.** En la práctica, el **esquema deja como único componente de la oferta por SSCC el valor de desgaste y uso de la unidad, considerando para ello un esquema de remuneración pay-as-bid**, mientras que los costos que se producen en la operación real, debido a la prestación de los SSCC (sobrecostos y costos de oportunidad), se remuneran de acuerdo con la operación efectiva y de manera directa a los agentes que incurren en dichos costos. Con ello, el **esquema de remuneración se compone principalmente de pagos laterales fuera del mercado**, sobrecostos y costos de oportunidad, los que usualmente se encuentran asociados a tecnologías no flexibles, que no pueden ser capturados por tecnologías más flexibles, **reduciendo así los incentivos de participación** de estas últimas. Otras dimensiones relevantes relacionadas con los resultados de las subastas corresponden a la **baja utilización de algunos productos**, particularmente CTF, con una activación del requerimiento casi nulo durante el 2022, lo que **vuelve necesario revisar los procedimientos para el cálculo de requerimientos y los detalles asociados a los modelos de programación y operación del sistema**; así como la **dificultad de internalización de las reglas y procedimientos de las subastas** por parte de los agentes, lo que puede impactar directamente en su participación en el mercado.

3. Experiencia Internacional Comparada

De manera complementaria a análisis críticos del sistema y mercado eléctrico chileno actual, se efectúa la **revisión de cinco esquemas de mercado internacionales de referencia**, correspondientes a PJM, España, Nueva Zelanda, Australia y Reino Unido, dado su nivel de desarrollo de diseño e implementación de mercados eléctricos que incorporan productos novedosos y procedimientos operacionales efectivos en la integración de energías renovables variables a través de mecanismos de co-optimización de energía y reservas, precio uniforme y etapas de liquidación múltiple, y que se han caracterizado por abordar los desafíos particulares asociados a la integración de nuevas tecnologías, fuentes de generación renovables variables (i.e., generación solar y eólica), participación de la demanda, ESS, integración de generación distribuida, entre otros.

La revisión se centra inicialmente en la **descripción general del mercado en cuestión** (ver resumen en Tabla 3.1), procediendo luego a describir el **esquema de mercado de SSCC** presente en cada sistema y su relación con el mercado de energía (ver resumen en Tabla 3.2), enumerando los servicios más relevantes, la metodología del cálculo de sus requerimientos, cómo es realizada su asignación y cómo son remunerados, tanto respecto del mecanismo de pago como la asignación de sus costos. Adicionalmente, se hace una revisión respecto al **tratamiento de pagos laterales considerados en dichos mercados** (ver resumen en Tabla 3.3). De esta manera, se busca identificar la forma en que estos mercados compensan, o no, los costos adicionales que surgen de la operación del sistema y que no quedan cubiertos por los esquemas de remuneración principales que rigen cada mercado. De particular interés resulta analizar la frecuencia en que se determinan estos costos laterales, las componentes que consideran, la etapa del mercado en que son calculados, quienes son los agentes a cargo del pago de estos pagos laterales, entre otros.

En función de todo lo anterior y del grado de similitud con el mercado chileno, la revisión de la experiencia internacional comparada pretende rescatar aquellos elementos que podrían mejorar el funcionamiento del mercado en Chile y la generación de incentivos a la participación en el mercado de SSCC, de forma que constituya una componente de ingresos para tecnologías que puedan proveerlos de forma eficiente. En particular, y en función de la revisión realizada, es posible señalar que las señales de mercado implementadas por la regulación en mercados internacionales analizados han facilitado la integración de recursos que aportan a la flexibilidad de sistemas eléctricos, otorgando oportunidades de renta a agentes capaces de proveer estos servicios y atributos de manera más eficiente, destacando la integración y proliferación de tecnologías de almacenamiento de energía (e.g., en base a baterías, almacenamiento hidráulico de bombeo, etc.), así como la participación de la propia demanda en competencia directa con la generación.

Tabla 3.1. Estructura general de mercado de sistemas de referencia.

Sistema	PJM	España	Nueva Zelanda	Australia	Reino Unido
Estructura de Mercado	Interconexión regional	Interconexión regional	Interconexión regional	Interconexión NEM	Interconexión regional dentro de los proyectos SDAC y TERRE
	Mercado mayorista y competencia en retail	Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado)	Mercado mayorista y competencia en retail	Mercado mayorista y competencia en retail.	Mercado mayorista y competencia en retail.
	Precios nodales (LMP)	Zona única de precios	Precios nodales	Precios zonales	Zona única de precios[17].
	Mercado del DA y TR	Mercado del DA, intradiario y de balance	Mercado en TR	Mercado en TR	Mercado del DA, intradiario y de balance
	Mercado de capacidad	Pagos en capacidad (tránsito a mercado de capacidad)	Mercado de contratos de cobertura	Mercado de solo energía (precios de escasez)	Mercado de capacidad
	Mercado de SSCC	Mercado de SSCC	Mercado de SSCC	Mercado de SSCC	Mercado de SSCC
	Co-optimización de energía y reservas	Esquema secuencial de energía y reservas	Co-optimización de energía y reservas	Co-optimización de energía y reservas	Esquema secuencial de energía y reservas

Mercados de SSCC

A partir de la experiencia internacional comparada, es posible observar una **variedad de servicios**, los que de forma general **se encuentran en línea con la gama de servicios existentes** en Chile, destacando servicios de CF como los principales productos de flexibilidad presentes de forma transversal. Adicionalmente, cabe destacar como principal diferencia la **remuneración pay-as-clear** de servicios ofertados **de forma transversal** a los sistemas de referencia revisados, **a diferencia del esquema** actual de remuneración **pay-as-bid en el mercado de SSCC en Chile**. Finalmente, de forma general, **es la demanda quien incurre en el pago de servicios**. No obstante lo anterior, también se aprecian experiencias en **cargos de estos servicios a la generación**.

[17] En discusión precios nodales. Disponible en: https://orlo.uk/JJeOb

Tabla 3.2. Estructura de mercados de SSCC de sistemas de referencia.

Sistema	SSCC	Metodologías de Cálculo de Requerimientos	Mecanismos de Asignación	Mecanismo de Remuneración	Asignación de Costos
PJM	CF: Primary Frequency Response, Regulation, Primary Reserve, Secondary Reserve, Suministro de reactivos y control de voltaje. Recuperación del servicio.	Determinado ex-ante en base a horas de rampa y/o contingencia más severa más un margen de seguridad.	Subastas de corto plazo para CF y asignación directa para control de voltaje.	Pay-as-clear por capacidad y activación, compensación de costos de oportunidad perdidos.	Asignados a Load Serving Entities y contratos bilaterales.
España	CF: reserva primaria, reserva secundaria, reserva terciaria. Control de voltaje. Gestión de demanda de interrumpibilidad. Gestión de desvíos. Partida en negro.	Recomendación es de ENTSO-E, capacidades de transmisión y contingencia más severa.	Asignación directa para reserva primaria y subastas de corto plazo para secundaria y terciaria.	Pay-as-clear para secundaria y terciaria por disponibilidad y asignación.	Cargos a la demanda y **generadores**.
Nueva Zelanda	CF: Multiple frequency keeping (MFK), back-up single frequency keeping (SFK), instantaneous reserve. Over frequency reserve. Control de voltaje y partida en negro.	Determinado dinámicamente en función de contingencias AC y DC por link HVDC.	Subastas de corto plazo para mantención de frecuencia y reserva instantánea.	Pay-as-clear con remuneración de costos de oportunidad.	Cargos asociados a **generación**, propietario de la línea HVDC y la demanda.
Australia	CF: contingency FCAS, regulation FCAS. Control de interconexiones. Reinicio del sistema.	Determinados en función de la contingencia de generación o carga/línea más severa.	Subastas de corto plazo.	Pay-as-clear.	Asociados a la demanda.
Reino Unido	Balance: Fast reserve, short term operation reserve, demand flexibility service. CF: Mandatory frequency response, firm frequency response. Control de reactivos: control obligatorio (ORPS), control mejorado (ERPS). Black Start.	En función de la contingencia más severa.	Subastas de corto plazo, acuerdos bilaterales y asignación directa.	Pay-as-clear y contratos bilaterales.	Asociados a la demanda.
Chile	CF: CRF, CPF, CSF, CTF y CI. Control de tensión. Control de contingencias: Desconexión de carga y generación, plan de defensa contra contingencias. Plan de recuperación del servicio.	En función de la inercia, capacidad de corto circuito y generación ERV. Según evaluación de criticidad de contingencias de generación/ líneas.	Subastas de corto plazo e instrucción directa.	**Pay-as-bid** por componente ofertada asociada a costos directos de desgaste.	Asociados a la demanda.

Tratamiento de Pagos Laterales

Los **precios lineales basados en los costos marginales** (derivados de los precios sombra asociados a las restricciones de la demanda del sistema en un proceso de DE con decisiones de comisionamiento fijas) no reflejan costos de operación sin carga o de encendido y apagado de unidades, los que dan lugar a los pagos laterales, side payments o uplift payments y, por tanto, **no pueden remunerar de manera adecuada el comisionamiento y despacho de unidades.**

Los pagos laterales, entonces, se refieren a los pagos fuera del mercado asociados a los recursos de generación en determinadas situaciones para garantizar que estos reciban una compensación adecuada cuando sigan las instrucciones de despacho del operador del sistema. Los pagos laterales son transacciones que constituyen excepciones a las políticas habituales de los mercados, y se realizan para garantizar la operación confiable del sistema.

En relación al tratamiento de pagos laterales en sistemas de referencia internacional, es posible observar:

- Pagos laterales que se asocian a la compensación de agentes cuando, aún con ofertas menores al costo marginal, no son despachados o son despachados por debajo de cantidades ofertadas.
- Pagos laterales por operación por encima del costo marginal de energía y provisión de reservas.
- Pagos laterales asociados a restricciones de transmisión.
- Pagos laterales asociados a restricciones del mecanismo de balance, y a prorrata de desequilibrios.
- En Nueva Zelanda, sistema con una única etapa de liquidación pero que sí considera ofertas de agentes, considera la compensación a consumidores que se ven obligados a adquirir electricidad a un precio superior al que indicaba su oferta.
- De forma general, los **pagos laterales se asocian a la demanda en función de sus retiros**.

Finalmente, cabe destacar que la discusión del **modelo de precios de convex hull[18] surge para reducir estos pagos laterales y mejorar la transparencia del mercado** (i.e., incorporando dichos pagos dentro de las señales de precio que observan todos los agentes). El modelo minimiza los pagos laterales totales, pero no los elimina, y su cálculo para problemas reales puede ser complicado. El precio no tiene una interpretación fácil del precio de coste marginal, y puede incurrir en resultados "contraintuitivos", como unidades fuera de operación que fijan el precio, y precios de congestión distintos de cero para líneas no congestionadas. Estos desafíos hacen que la **implementación de esquemas de modificación de las señales marginales aún se encuentren en discusión**.

[18] El modelo de precios de convex hull resulta de la consideración del menor conjunto convexo que representa la región factible de cada unidad incorporada en el modelo, de forma de intentar capturar las no convexidades inherentes al problema de UC y que no son capturadas por LMPs convencionales. El objetivo es minimizar pagos laterales, sin embargo requiere de una carga computacional relevante. Para formulaciones particulares de convex hull ver (Schiro et al., 2015; Andrianesis et al., 2021).

Tabla 3.3. Tratamiento de pagos laterales del mercado de energía en sistemas de referencia.

Sistema	Componentes Consideradas	Etapas de Mercado Asociadas	Frecuencia de Determinación	Agentes a Cargo del Pago
PJM	Sobrecostos asociados a compensaciones, a balances y reservas del DA y en TR.	Mercado del DA y balance en TR.	Intrahoraria.	Participantes del mercado según tipo de cargo.
España	Sobrecostos asociados a solución de restricciones técnicas e interconexiones de apoyo.	Operación en TR.	Horaria.	Consumidores finales a prorrata de sus retiros.
Nueva Zelanda	Sobrecostos asociados a estados de restricciones de conexión y desconexión.	Operación en TR (despacho).	Mensual.	Consumidores finales a prorrata de sus retiros.
Australia	Sobrecosto asociado a despacho de generador con costos mayores al costo marginal y/o operación a mínimo técnico.	Operación en TR.	Intrahoraria (5 minutos).	Consumidores finales a prorrata de sus retiros.
Reino Unido	No existen sobrecostos asociados a desvíos, ya que son despejados en la última etapa del mercado.	Operación en TR (mecanismo de balance).	Intrahoraria (30 minutos).	En base a sus desequilibrios los participantes pagan o reciben el cobro o pago por desbalance.
Chile	Sobrecostos asociados a costos variables mayores al marginal real del sistema y a procesos de partida y detención.	Operación en TR (etapa única de liquidación de mercado).	Horaria (costos variables) y mensual (procesos de partida y detención).	Consumidores finales a prorrata de sus retiros.

3.1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection

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 142.000 km de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 190 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a más de 65 millones de personas.

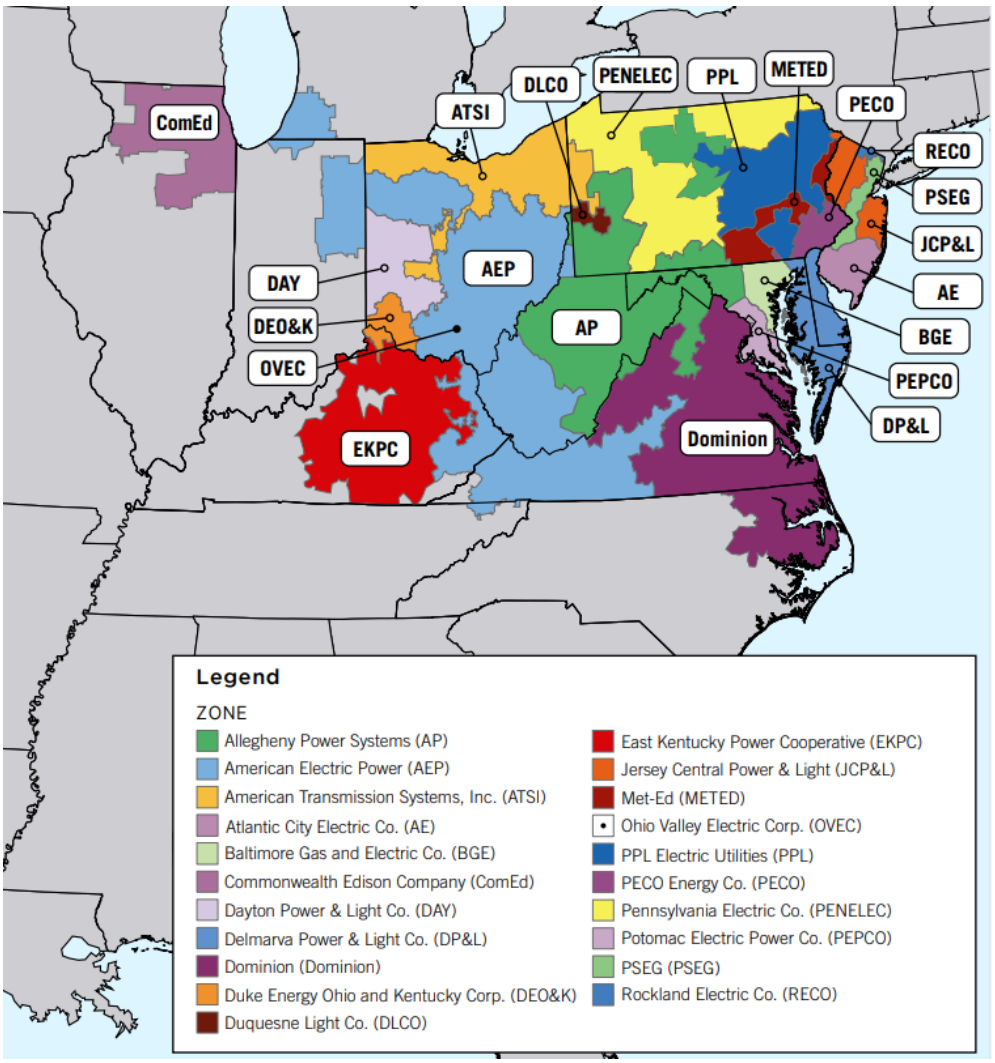

Figura 3.1. Extensión del territorio comprendido por PJM[19].

Actualmente, el mix de generación de PJM está compuesto principalmente por fuentes fósiles (74%) y nucleares (17,8%), sumado a una participación reducida de fuentes ERV (3,3%) y generación hidro (4.85%). 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[20]. Por ejemplo, New Jersey considera una meta de participación en energía de la

[19] Fuente: PJM: Zone Map

[20] Disponible en: Utility Dive: Comparing America's grid operators on clean energy progress: PJM is headed for a climate disaster

generación renovable del 35% a 2025 y 50% a 2030[21]; Maryland ha fijado una meta del 20% de generación renovable anual a 2022, 50% a 2030 y 100% a 2040, además de considerar metas específicas de participación anual para la generación solar y eólica[22]; y Pennsylvania una meta del 10% de generación solar a 2030[23].

Tabla 3.4. Composición del parque generador de PJM[24] [25].

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Gas	335.97 (40%)	81.6 (45%)
Carbón	167.65 (20%)	46.57 (25%)
Nuclear	271.52 (32%)	32.65 (18%)
Hidráulica	15.99 (2%)	8.89 (5%)
Diésel	2.69 (0.3%)	7.56 (4%)
Eólica	31.49 (4%)	1.57 (1%)
Solar-PV	9.24 (1%)	2.66 (1%)
Otras Renovables	5.45 (0.7%)	1.52 (1%)
Total	840.0 TWh (In-State)	183.02 GW

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 DA y mercado en TR, un Security-Constrained Economic Dispatch (SCED), un mercado abierto de capacidad con subastas anuales, y mecanismos de mercado para la cobertura frente a diferenciales de 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
- 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[26]. 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. Distribuidoras, públicas y privadas, compran electricidad en el DAM

[21] Disponible en: Department of Environmental Protection: Clean Energy in New Jersey
[22] Disponible en: Maryland Manual On-Line: Maryland at a Glance
[23] Disponible: Pennsylvania's Solar Future Plan
[24] Fuente: Capacity by Fuel Type
[25] Fuente: State of the Market Report for PJM 2022
[26] Disponible en: PJM: Markets FAQs

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

Los **SSCC** tienen por objetivo apoyar en el balance del 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***[27] (marginalista), siendo remunerados por capacidad [USD/MW] y por energía [USD/MWh]. Existen 3 mercados que operan en Day-Ahead y Real Time por igual, que corresponden a **Synchronized Reserve Market, Non-Synchronized Reserve Market y Secondary Reserve Market**, mientras que el **Regulation Market** opera solo en TR. Con todo lo anterior, PJM optimiza conjuntamente la **regulación** con la **reserva sincronizada** y **energía** para proporcionar los **tres** productos al menor costo posible.

Por otro lado, los **Financial Transmission Rights Markets** son instrumentos financieros que permiten a sus participantes compensar o evitar el riesgo que conllevan los cargos de congestión de transmisión producto del uso de LMPs[28], al ser contratos financieros, le permiten a su portador el beneficio o cargo adicional del precio por congestión, definido horariamente en el *day-ahead hourly congestion price difference* a lo largo de cualquier línea. Estos instrumentos dan derecho a su titular a recibir un flujo de ingresos basados en la diferencia horaria de estos precios de congestión a lo largo de un segmento de transmisión, definidos en el mercado del DA, entre una fuente y destino específicos, entregando una forma de evitar cargos extras por congestión, permitiendo a los participantes la oportunidad de obtener una mejor certeza de los precios al suministrar energía en la red. Los FTRs son transados en mercados de subastas de largo plazo, anuales (1 a 3 años), mensuales y mercados secundarios bilaterales, al ser contratos financieros, no consisten en una obligación de entrega del servicio, y operan de forma independiente del despacho. 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[29].

3.1.1. Mercado de SSCC

Los mercados de energía y SSCC en PJM se encuentran basados en ofertas, siendo optimizadas simultáneamente energía y reservas. En este proceso, la programación y operación del sistema considera una serie de SSCC reconocidos en PJM, los que se clasifican en 3 categorías[30]:

- **Servicios de CF**, los que buscan corregir los desbalances entre la generación y la demanda, y se encuentran subdivididos en función del tiempo de respuesta requerido para su despliegue. Se diferencian entre **respuesta inercial** natural; **Primary Frequency Response (PFR)**, de carácter instantáneo, automático y local; **Regulation**,

[27] Sistema de subasta en el cual se les paga a los participantes el precio de cierre del mercado, es decir, el precio que se obtiene de la intersección de la curva de oferta, construida a partir de todas las ofertas de los participantes, y la curva de demanda o requerimiento.
[28] Disponible en: FTRs: Protection Against Congestion Charges
[29] Disponible en: PJM: Manual 18 Capacity Market
[30] Disponible en: Monitoring Analytics: State of the Market Report for PJM 2022

correspondiente al AGC, donde la señal de *Area Control Error* (ACE) se divide en señales de regulación tradicionales (RegA) de baja frecuencia y dinámicas (RegD) de alta frecuencia, subastado a través de de un sistema de remuneración pay-as-clear, siendo remunerados por su disponibilidad y costos de oportunidad; **Primary Reserve**, en donde se distinguen reservas sincronizadas y no sincronizadas (10 min); y **Secondary Reserve** (30 min).

- **Servicios de suministro de reactivos y control de voltaje**, de carácter obligatorio, siendo remunerados aquellos que hubieran sido programados y los que efectivamente hubieran operado, se remuneran con precios regulados establecidos por el operador, no tienen procesos de subasta, se asignan en la medida que sean necesarios.
- **Servicios de recuperación de servicio** o Black Start, el cual se proporciona sobre la base de tarifas o costo formulado de manera administrativa.

La **respuesta de frecuencia primaria** o **Primary Frequency Response (PFR)** es una respuesta a una perturbación basada en una detección local de frecuencia y el funcionamiento de configuraciones locales de control. Comienza dentro de unos segundos y se extiende hasta un minuto. El propósito de la respuesta de frecuencia primaria es estabilizar el sistema hasta la activación de otras medidas de control (Primary & Secondary Reserves). Desde 2018, a través de la ordenanza N°842 de la FERC se exige que todo generador cuente con el equipamiento necesario para proveer respuesta de frecuencia primaria como prerrequisito para la interconexión, contando con un gobernador o sistema de control competente para tales efectos. De acuerdo con la misma ordenanza, PJM no compensa adicionalmente la provisión de respuesta de frecuencia primaria, ya que se subentiende que los costos por capacidad son remunerados ya a través del mercado de capacidad, mientras que los costos de proveer la respuesta de frecuencia se encuentran internalizados en las curvas de oferta de energía.

Al CF secundario se le llama **Regulation**. En PJM este empieza a tomar efecto dentro de 10 a 15 segundos y puede mantenerse durante varios minutos hasta una hora en algunos casos. Está controlado por PJM, el cual detecta la frecuencia de la red, calcula una señal de contrapeso, y transmite esa señal a todos los recursos de regulación. Corresponde al mecanismo de Automatic Generation Control (AGC) por el cual se corrigen las desviaciones mediante una señal de control global, que recibe el nombre de *Area Control Error* (ACE). Dada la alta diversidad de tecnologías participantes en PJM, la señal ACE es descompuesta en dos señales de alta (**RegD**) y baja frecuencia (**RegA**), implementación que se llevó a cabo para dar ventajas competitivas a tecnologías flexibles,donde la primera apunta a tecnologías de respuesta rápida, como BESS, y la segunda apunta a recursos de más lento despliegue, como centrales térmicas[31]. El mercado de regulación es operado como un único **mercado en TR,** cuyo precio de despeje cuenta con 3 componentes:

[31] En 2011 PJM implementó un nuevo producto con el fin de remunerar a diferentes fuentes de flexibilidad en función de la velocidad con las que estas fueran capaces de responder a las señales del Operador del Sistema. Así, se crearon las señales de regulación convencional (RegA) y otra de respuesta rápida (RegD), para que recursos de respuesta rápida, como el almacenamiento, tuvieran una ventaja sobre recursos convencionales. PJM: Energy Storage in PJM: A Perspective

- Capacidad [USD/MW]
- Mileage [USD/mile] o el cambio en el nivel de generación requerido por la señal de regulación
- Costo de Oportunidad [USD/MWh]

De esta forma, cada 5 minutos se calculan los **RMCP** (Regulation Market Clearing Price), los cuales se promedian dentro de una hora para obtener un precio de despeje de mercado horario. Si el precio horario no alcanza a compensar la pérdida de los costos de oportunidad de centrales proveyendo regulación, entonces se les remunera la diferencia. Esta remuneración está sujeta a su ponderación por un índice de desempeño de cada unidad. El costo de oportunidad para programas de respuesta de demanda es considerado como cero.

El requerimiento de regulación es determinado por PJM de forma horaria basado en objetivos de confiabilidad, para horas de rampa y horas fuera de rampa de acuerdo con la Figura 3.2. El requerimiento para horas de rampa está actualmente fijado en 800 MW mientras que para horas fuera de rampa corresponde a 525 MW. De forma horaria a cada *Load Serving Entity (LSE)* o cualquier otra entidad que compre Regulation se le realiza un cargo en función de su consumo y de transacciones bilaterales entre agentes[32].

Season	Dates	Nonramp Hours	Ramp Hours
		00:00 - 03:59	04:00 - 08:59
Winter	Dec 1 - Feb 28(29)	09:00 - 15:59	16:00 - 23:59
		00:00 - 04:59	05:00 - 07:59
Spring	Mar 1 - May 31	08:00 - 16:59	17:00 - 23:59
		00:00 - 04:59	05:00 - 13:59
Summer	Jun 1 - Aug 31	14:00 - 17:59	18:00 - 23:59
		00:00 - 04:59	05:00 - 07:59
Fall	Sep 1 - Nov 30	08:00 - 16:59	17:00 - 23:59

Figura 3.2. Definición de horas de rampa y fuera de rampa para requerimiento de regulación.

Cada unidad participante del mercado de regulación debe entregar el DA a la operación: una oferta en MW de capacidad de regulación, una oferta en dólares por MW, asignada a capacidad, y una oferta en dólares por MWh, asignada a *mileage*. Adicionalmente en TR y con una hora de anticipación a la hora de operación deben actualizar su estado (disponible, no disponible, autodespacho) y su capacidad de regulación, pudiendo optar a la posibilidad de actualizar sus ofertas de precio.

[32] Disponible en: PJM: PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting

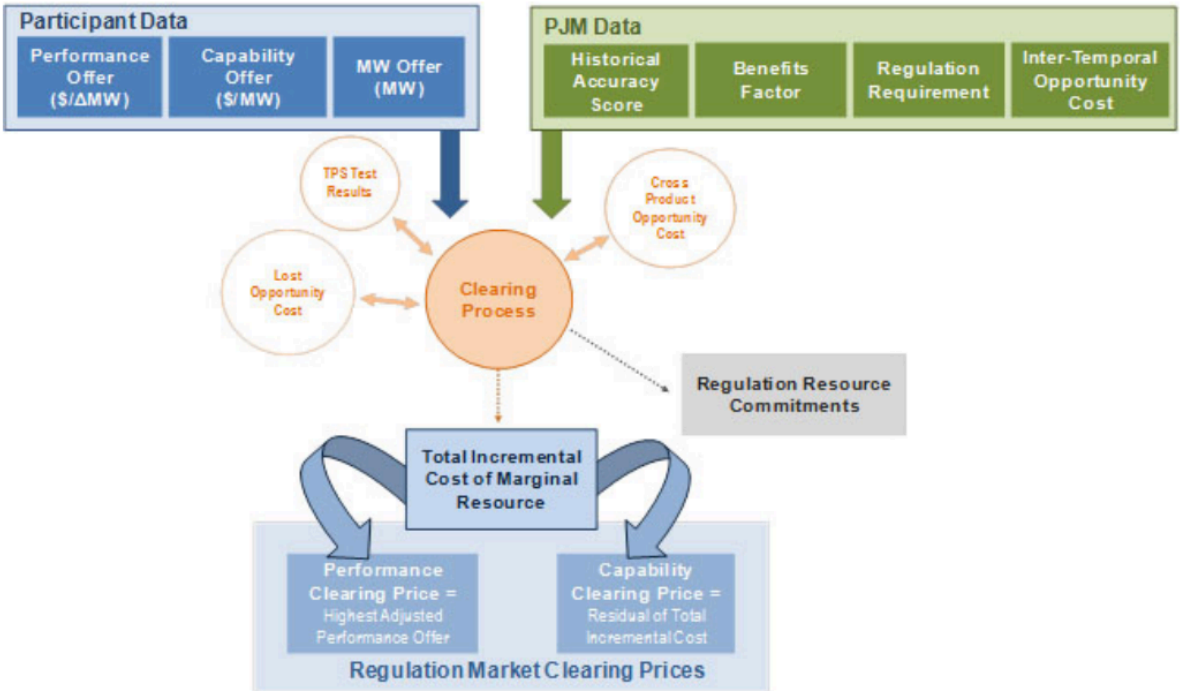

Figura 3.3. Mercado de Regulación en PJM[33].

Las **Primary Reserves** tiene una duración de 10 minutos a una hora, y son iniciadas por una llamada del centro de control de PJM. Estas están conformadas tanto por **synchronized reserves** como por **non synchronized reserves**, los que pueden proporcionar energía dentro de 10 minutos[34]. La reserva primaria es la implementación de PJM del requisito de reserva de contingencia de 15 minutos de la NERC. Así, el requerimiento de reserva primaria en MW corresponde a 1.5 veces la magnitud de la contingencia simple más severa (generalmente la capacidad de la unidad más grande generando más 190 MW) con al menos 100% de esta cubierta por reservas en giro. Este requerimiento se calcula para cada despeje del mercado en TR, de forma que en primer lugar se satisface el requerimiento de reservas en giro, para luego determinar la combinación más económica entre reservas en giro y *offline*.

Hasta el 1 de octubre de 2022, existía la diferenciación entre reservas en giro *tier 1* y *tier 2*; las primeras correspondían a unidades en despacho, cuya reserva se calculaba como el mínimo entre su rampa de 10 minutos y la diferencia entre su nivel de despacho y su máximo económico, asignándole un costo incremental de 0, sin posibilidad de generar ofertas y siendo remuneradas en 2 situaciones: cuando respondían a un evento de reserva en giro (de subida por subfrecuencia) en cuyo caso se remuneraba el *synchronized energy premium price* (correspondiente al LMP + 50 USD/MWh) y cuando el precio del mercado de reserva *offline* resultaba mayor a cero, en cuyo caso se les remuneraba el precio de despeje del mercado de reserva en giro. Las reservas en giro *tier 2* complementaban el requerimiento de reserva en giro cuando las *tier 1* no resultaban suficientes y correspondían a unidades en línea pero sin generar energía o a unidades proveyendo reserva en giro pero a un nivel menor a su DE, además de recursos de demanda disponibles para disminuir su consumo en un evento de reserva en giro. La formación de ofertas para reservas en giro *tier 2* consistía en ofertas

[33] Disponible en: PJM: PJM Manual 11 Energy & Ancillary Services Market Operations
[34] Disponible en: PJM: Reserves

diarias con posibilidad de actualización hora a hora, donde la oferta contenía una componente de precio por disponibilidad y una componente de capacidad en MW. Finalmente la remuneración se realizaba de acuerdo al máximo entre su oferta y el precio de despeje del mercado de reservas en giro, a lo cual se sumaba la compensación de costos de oportunidad. El mercado correspondía solo a un mercado en TR.

A partir de octubre de 2022, las reservas *tier 1* y *tier 2* son consolidadas en un solo producto, incorporando la operación de un mercado day-ahead en adición al mercado en TR. La oferta en cantidad es determinada de acuerdo a las mismas reglas que las utilizadas para las reservas *tier 1*, es decir, el mínimo entre su rampa de 10 minutos y la diferencia entre su nivel de despacho y su máximo económico para algunas tecnologías mientras que otras son capaces de ofertar su capacidad y actualizarla de forma horaria, como unidades de almacenamiento y respuesta de demanda, por otro lado, la oferta de precio es entregada por cada participante.

Las reservas *offline* no son capaces de presentar ofertas, PJM determina la capacidad disponible como todos aquellos generadores sin operar pero con la capacidad de proveer energía dentro de 10 minutos. Si bien las unidades no despachadas no poseen costos de oportunidad, la curva de demanda de reservas *offline* se construye a partir de estos, despejando el precio de mercado de forma que es siempre menor o igual al precio despejado del mercado de reserva en giro.

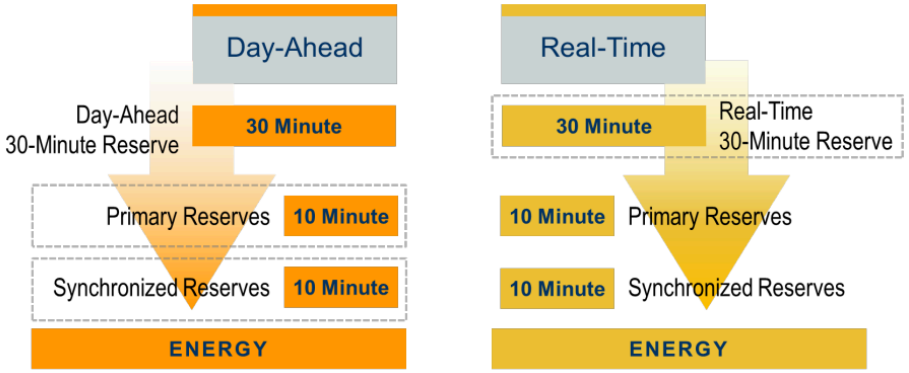

Figura 3.4. Servicios de reserva day-ahead y real-time.

Adicionalmente, PJM define una **Secondary Reserve** como reservas (en línea o fuera de línea disponibles para despacho) que se pueden convertir en energía en 30 minutos. Antes de octubre de 2022, se despejaba el **Day-ahead scheduling reserve market (DASR)**, sin embargo no existía obligación de mantener el requisito de Secondary Reserve en TR, unidades que despejaban el DASR solo debían estar disponibles para despacho en TR. A partir de octubre de 2022 existen mercados day-ahead y real-time para Secondary Reserve, existiendo una obligación de mantener la reserva adjudicada. Los participantes no suscriben ofertas, siendo considerada la capacidad disponible para entregar energía en 30 minutos. El requerimiento se determina como el máximo entre: el requerimiento de Primary Reserve, la contingencia más severa de generación a gas o 3000 MW. Los cargos asociados a Primary y Secondary Reserves son financiados por *Load Service Entities (LSE)* y otros compradores del

servicio a prorrata de sus consumos de forma horaria y ajustados por contratos bilaterales realizados entre participantes del mercado para la transacción de reservas[35].

En la operación del sistema eléctrico, PJM permite a ESS acogerse al modelo de participación **Energy Storage Resource** (**ESR)**, la cual permite al propietario autodespacharse para proveer energía, especificando su modo de operación (continuo, carga, descarga, indisponible) el día previo a la operación para el mercado de DA y una hora previa a la operación para el mercado en TR.

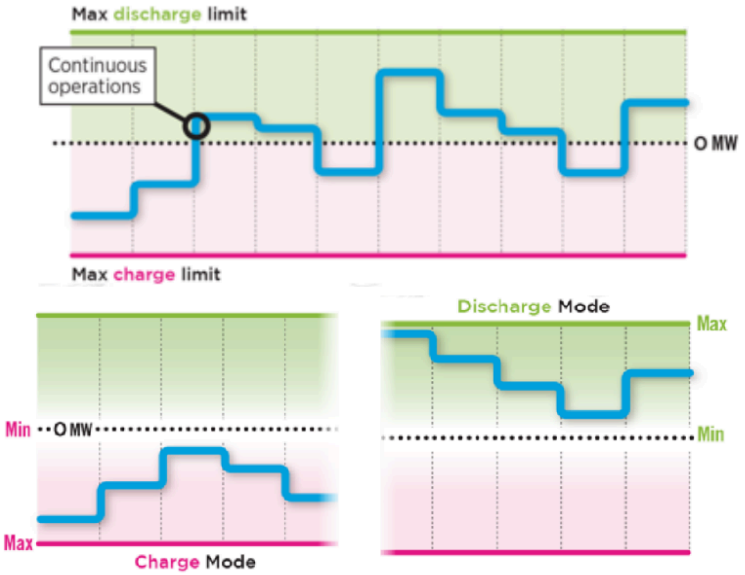

Figura 3.5. Modos de operación disponibles en ESR.

Si la unidad de almacenamiento se acoge al autodespacho para la provisión de energía, no se le considera un costo de oportunidad para efectos de provisión de Regulation. Por otro lado, ESS acogidos a ESR no son habilitados automáticamente para proveer Primary Reserve, debiendo presentar un requerimiento especial, una vez suscrito pueden auto despacharse para el mercado de reservas en giro, no están habilitados para prestar reserva *offline*.

3.1.2. Tratamiento de Costos Laterales

El pago fuera del mercado es una parte inherente del diseño del mercado de PJM y es el resultado de la no convexidad de los costos de producción de energía. En PJM estos son divididos en dos grandes grupos: **Make Whole Credits** y **Lost Opportunity Cost Credits**[36]. Estos pagos fuera del mercado tienen como objetivo ser uno de los incentivos para que los propietarios de generación ofrezcan su energía al mercado energético de PJM para su despacho basado en costos marginales a corto plazo y operen sus unidades según las indicaciones de PJM. Este grupo de créditos es también conocido como los **Energy Uplift Credits**, son pagados mediante cargos a los grupos de participantes del mercado dependiendo del tipo de crédito.

[35] Disponible en: PJM: PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting
[36] Disponible en: PJM: Operating Reserve Clarification for Resources Operating as Requested by PJM: Operating Reserve Make Whole Credit Education

Estos pagos se originan de las decisiones del operador, de los parámetros operativos de las unidades que requieren que PJM programe o asigne recursos cuando su despacho no es económico y, también, de decisiones de las unidades de mantener un nivel de producción que no coincide con las instrucciones de despacho del operador. Los **costos resultantes no cubiertos por los ingresos por energía se recaudan mediante estos pagos laterales**. Entrando más en detalle respecto a algunas de las categorías definidas:

- **Day-ahead Operating Reserve Credits:** PJM puede programar unidades que deben operar por motivos de seguridad en el mercado de energía del DA, independientemente de si las ofertas son económicas o no. Estas unidades que operan de manera no económica en el mercado se compensan completamente en el mercado de energía del DA si su oferta total basada en costos (incluidos los costos de inactividad y arranque) es mayor que los ingresos del mercado, recibiendo estas compensaciones. Estos recursos incluyen generadores, importaciones y respuesta de la demanda.
- **Balancing Operating Reserve Credits/Balancing Generator Credits:** Se pagan a las unidades que operan de manera no económica en el mercado de balance, como generator credits, **lost opportunity cost credits**, dispatch differential cost credits, local constraints control credits, load response credits, import credits, y canceled resource credits.
- **Black start services credits:** Existen para compensar a los recursos por los servicios de partida en negro en los mercados del DA y de balance, así como para las pruebas.

Otros créditos mencionados en PJM son los **Synchronous Condensing Credits** y **Reactive Services Credits** que, junto a los especificado en los puntos anteriores, son resumidos en la Figura 3.6, presentado las categorías de créditos y cargos, sus relaciones y por quienes son pagados.

	Credit Category	Charges Category	Charge Responsibility	Geographic Charge Aggregation
DAY-AHEAD	Day-Ahead Operating Reserve Transaction	Day-Ahead Operating Reserves for Transactions	Day-Ahead Load, Day-Ahead Exports, DECs & UTCs	RTO Region
	Day-Ahead Operating Reserve Generator	Day-Ahead Operating Reserve for Generators		
	Day-Ahead Operating Reserves for Load Response	Day-Ahead Operating Reserve for Load Response		
	Unallocated Negative Load Congestion Charges	Unallocated Congestion		
	Unallocated Positive Generation Congestion Credits			

BALANCING	Balancing Generator Reserves	Balancing Operating Reserve for Reliability	Real-Time Load plus Real-Time Export Transactions	RTO, Eastern, and Western Region
		Balancing Operating Reserve for Deviations	Deviations (includes virtual bids, UTCs, load, and interchange)	
	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost (DDLOC)	Balancing Operating Reserve for Deviations	Real-Time Load plus Real-Time Export Transactions	RTO Region
	Canceled Resources	Balancing Operating Reserve for Deviations	Deviations (includes virtual bids, UTCs, load, and interchange)	
	Lost Opportunity Cost (LOC)			
	Real-Time Import Transactions			
	Balancing Operating Reserves for Load Response	Balancing Operating Reserve for Load Response	Deviations (includes virtual bids, UTCs, load, and interchange)	
	Local Constraints Control	NA	Transmission Owner	NA

	Credits Category	Charges Category	Charge Responsibility
Reactive	Day-Ahead Operating Reserve	Reactive Services Charge	Zonal Real-Time Load
	Generator Reactive Services		
	LOC Reactive Services		
	Condensing Reactive Services	Local Constraint Reactive Services	Transmission owner
	Synchronous Condensing LOC Reactive Services		
Synchronous Condensing	Synchronous Condensing	Synchronous Condensing	Real-Time Load
	Synchronous Condensing LOC		Real-Time Export Transactions
Black Start	Day-Ahead Operating Reserve	Black Start Service Charge	Zone/Non-zone Peak Transmission Use and Point to Point Transmission Reservations
	Balancing Operating Reserve		
	Black Start Testing		

Figura 3.6. Créditos y cargos correspondientes a reservas operacionales del DA y de balance (arriba) y a servicios de reactivos, condensación síncrona y partida en negro (abajo)[37].

Dentro de estos grupos, resulta particularmente interesante el **Lost Opportunity Cost Credit** (también RegLOC o LOC Credit), que es pagado bajo dos escenarios. El primero ocurre cuando una unidad de cualquier tipo que genera en TR con un precio de oferta más bajo que el LMP, es reducida o suspendida manualmente por PJM debido a una restricción de transmisión u otro problema de confiabilidad. En este escenario, la unidad recibe un **LOC Credit** basado en su producción deseada, denominada **LOC en TR**. El segundo escenario ocurre cuando una turbina de combustión o un motor diésel se compromete en el mercado del DA, pero no así en el de TR. En este caso, la unidad recibe un crédito que cubre cualquier pérdida en la posición financiera del DA de la unidad, además de la posición en el mercado de energía de balance, denominándose como **LOC a futuro**.

El **Regulation Uplift and Lost Opportunity Cost (RegLOC)** se calcula únicamente para los recursos de regulación programada a través del pool y que suministran energía junto con el servicio de regulación. Además, es calculado únicamente dentro de los límites de operación del recurso (potencia mínima y máxima). El RegLOC sólo puede ser positivo y es un componente del Regulation Market Clearing Price. Este se divide en tres componentes:

- **Shoulder Hour Before (RegLOC_shb):** Lo que captura el costo incurrido en la hora anterior a la hora donde se inicia la regulación en la cual la unidad se mueve de

[37] Fuente: Monitoring Analytics: 2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through June

manera no eficiente a su banda de regulación para cumplir con la asignación de regulación de la siguiente hora.

- **Regulation Hour (RegLOC_rh):** Costo incurrido en la hora de regulación real al reducir o aumentar la producción de la unidad de manera ineficiente para entregar regulación.
- **Shoulder Hour After (RegLOC_sha)**: captura el costo incurrido en la hora posterior a la hora final de la asignación de regulación mientras la unidad pasa de su punto de regulación antieconómico a su punto de DE.

En el optimizador de SSCC (Ancillary Services Optimizer, ASO), que despeja el requerimiento de regulación una hora antes del intervalo objetivo, solo se tienen en cuenta para calcular el despacho de la regulación el RegLOC_shb y el RegLOC_rh pronosticados. En la hora de funcionamiento real, el RegLOC_rh real se considera en el despeje del precio de regulación de 5 minutos. En la resolución ex-post, se calculan los RegLOC_shb y RegLOC_sha reales para cada recurso calificado.

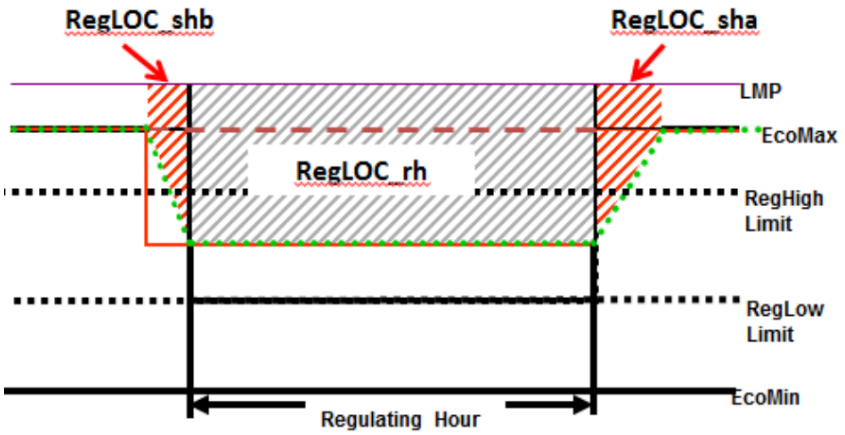

Figura 3.7. Componentes del RegLOC[38].

Los **Lost Opportunity Cost Credits (LOC Credits)** para la regulación **se calculan para los intervalos intrahora y entre "hombros" de la regulación** (shb y sha). Para recursos que entregan regulación programada (pool-scheduled regulation), PJM suma la oferta de regulación del recurso y los LOC Credits, incluidos los créditos asociados a los intervalos de hombro, y los compara con sus Regulation Clearing Price Credits de 5 minutos. **Si el monto resultante es positivo**, entonces **se asignan créditos por costo de oportunidad perdido**; sin embargo, si el monto resultante es negativo, entonces el crédito es $0.

Cada participante del mercado que sea una Load Serving Entity (LSE) u otro comprador de regulación, se le cobra una parte horaria de la obligación de regulación, que corresponde a los créditos totales horarios del Regulation Market Capability Clearing Price (RMCCP), los créditos del Regulation Market Performance Clearing Price (RMPCP) y los LOC Credits[39]. PJM suma los cargos de regulación (tanto los cargos del Regulation Clearing Price como los cargos del LOC) para determinar el cargo total por hora para cada participante del mercado de regulación.

[38] Fuente: PJM: Regulation Uplift and Lost Opportunity Cost: Sample Calculations
[39] Fuente: PJM: PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting

Además, PJM también calcula cargos para los participantes del mercado por los LOC, donde los que figuran con Net Regulation Purchases, se les cobra una parte proporcional de los LOC por el Regulation Clearing Price. Si se acreditan LOC Credits u otros costos no recuperados debido a la regulación a los proveedores de esta, se le asigna a cada comprador del mercado de regulación una parte de los costos por hora en función de la cantidad de regulación que compraron en el mercado en esa hora.

Para calcular el cargo asociado al RegLOC, PJM recopila información, multiplica el producto de los Total Regulation Lost Opportunity Cost Credits y la Net Regulation Purchase, y lo divide por las Total PJM Regulation Purchases. Además, PJM calcula las Net Regulation Purchase por hora de cada participante del mercado, restando la cantidad de MW de self-scheduled regulation de su Regulation Adjusted Obligation.

Respecto a la elegibilidad de las unidades para recibir las compensaciones, esto depende del commitment status en el que se encuentra en el mecanismo, en este caso, self scheduled o pool scheduled, y del estado de despacho en el que se encuentre. En la Figura 3.8 se muestra más en detalle la elegibilidad de las unidades para recibir la compensación.

		Commitment Status	
Dispatch Status	Dispatch Description	Self Scheduled (units committed by the generation owner)	Pool Scheduled and following PJM's dispatch signal (units committed by PJM)
Block Loaded	MWh offered to PJM as a single MWh block which is not dispatchable	Not eligible to receive uplift Not eligible to set LMP	Eligible to receive uplift Not eligible to set LMP unless fast start eligible
Economic Minimum	MWh from the nondispatchable economic minimum component for units that offer a dispatchable range to PJM	Not eligible to receive uplift Not eligible to set LMP	Eligible to receive uplift Not eligible to set LMP unless fast start eligible
Dispatchable	MWh above the economic minimum level for units that offer a dispatchable range to PJM.	Only eligible to receive LOC credits if dispatched down by PJM Eligible to set LMP	Eligible to receive uplift Eligible to set LMP

Figura 3.8. Estado de despacho, comisionamiento y elegibilidad de compensación[40].

Finalmente, cabe destacar que el **Fast Start Pricing** (limited convex hull pricing), implementado el 1 de septiembre de 2021, requirió un nuevo uplift para pagar los costos de oportunidad perdidos de las unidades que se desactivan en TR para acomodar a las unidades de inicio rápido menos flexibles para las cuales el fast start pricing asume flexibilidad. El costo de oportunidad perdido por diferencia de despacho es un crédito pagado a los recursos que, para acomodar recursos de inicio rápido inflexibles, son despachados a una producción por debajo del nivel que les resultaría económico a los precios de mercado que resultan del precio de inicio rápido.

[40] Fuente: Monitoring Analytics: 2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through June

3.2. España

En 2007, el sistema eléctrico español se integró con el sistema eléctrico portugués para formar el **Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)**, parte del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea (MIE), surgido a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica. Los operadores de la red de transporte corresponden a la **Red Eléctrica de España (REE)** en España y Redes Energéticas Nacionais (REN) en Portugal, mientras que la entidad encargada de gestionar el mercado mayorista de MIBEL es el **Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE)**, el cual se conforma por el **mercado diario**, los **mercados intradiarios de subastas** y el **mercado intradiario continuo**[41]. Adicionalmente, el mercado eléctrico español considera un **mercado de SSCC** y un **mercado de capacidad** consistente en un mecanismo de **Pagos por Capacidad**.

Las interconexiones eléctricas entre los mercados europeos contribuyen a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico, permitiendo una mayor integración de energías renovables. Si bien el sistema eléctrico español se encuentra interconectado junto a Portugal, Marruecos y Francia, este cuenta con una capacidad de intercambio limitada, y que suele traducirse en un desacoplamiento de los precios respecto a Francia. En la Figura 3.9 se presenta el mapa de la REE, sobre el cual se distinguen las diferentes áreas de servicio de las compañías de distribución del país.

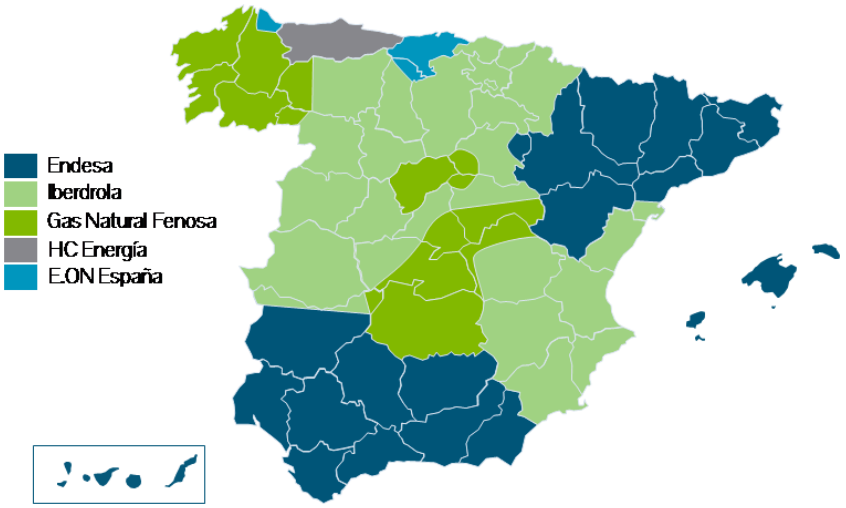

Figura 3.9. Zonas de distribución de la Red Eléctrica[42].

Respecto al parque de generación español, al año 2022, se totalizaron un total de 119,44 GW de capacidad, la que contribuyó a la generación de 276.37 TWh de energía. En la Tabla 3.5 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador. Como se puede apreciar, el mix de generación presente en la REE se encuentra diversificado en una serie de tecnologías renovables y no renovables, destacando el importante aporte de generación eólica, la que representa un 61% de la generación anual. Por lo demás, se destaca el objetivo del sistema eléctrico español de alcanzar un nivel de generación a partir de

[41] Disponible en: AleaSoft: ¿Cómo funciona el mercado eléctrico MIBEL?
[42] Disponible en: Energía y Sociedad: Manual de la Energía: Distribución

energías de origen renovable de al menos un 70% para 2030, en contraste con el objetivo establecido por la Unión Europea de tan solo un 35% al año 2030.

Tabla 3.5. Composición del parque generador de España[43].

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Hidráulica	17.1 (6%)	17.1 (14%)
Eólica	61.19 (22%)	30.16 (25%)
Solar Fotovoltaica	27.9 (10%)	19.97 (17%)
Solar Térmica	4.12 (1%)	2.3 (2%)
Otras Renovables	9.33 (3%)	4.6 (4%)
Nuclear	55.98 (20%)	7.12 (6%)
Carbón	7.76 (3%)	3.46 (3%)
Fuel/Gas	90.3 (33%)	34.29 (28.5%)
Otras No Renovables	2.69 (2%)	0.44 (0.5%)
Total	276,37 TWh	119.44 GW

Al igual que el resto de mercados europeos, el **mercado diario** es de tipo marginalista de nodo único (single energy price) y se celebra el día previo a la entrega de la energía. En este, los agentes de España y Portugal presentan sus ofertas de compra y venta, para cada hora del día siguiente. Una vez presentadas las ofertas, el algoritmo EUPHEMIA conforma la curva de oferta del mercado para cada hora del día siguiente. El mecanismo asigna secuencialmente energía y reservas, gestionando una serie de programaciones de la operación con distintas resoluciones temporales. El resultado de la optimización económica del sistema en base a las ofertas suscritas es enviado al operador del sistema para verificar su viabilidad física[44]. Luego del despeje del mercado diario los agentes pueden comprar y vender energía en las sesiones de subastas del mercado MIBEL (6 en total y hasta 4 horas antes de la operación) y en el mercado continuo transfronterizo europeo a través de la presentación de nuevas ofertas de precio y capacidad, las cuales quedarán sujetas a la capacidad de transferencia de energía entre sistemas de distintos países europeos[45].

[43] Fuente: REE: Generación
[44] Fuente: OMIE: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DIARIO
[45] Fuente: OMIE: DETALLE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO INTRADIARIO

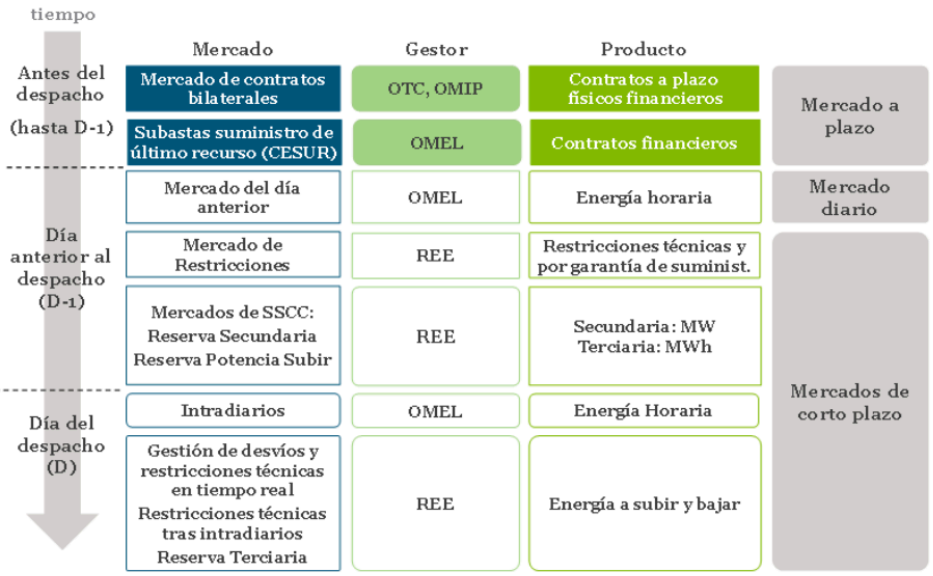

Figura 3.10. Secuencia completa de mercados de compraventa de energía[46].

En España, los **SSCC** comprenden la **regulación de frecuencia**, el **control de voltaje**, la **gestión de la demanda de interrumpibilidad**, la **gestión de desvíos**, la **partida en negro** y otros servicios de resolución de restricciones técnicas que ameriten el cambio en las programaciones del sistema.

En particular, el CF se subdivide en tres niveles de reserva: **primaria** o de **contención de frecuencia**, **secundaria** o de **restauración de frecuencia**, y **terciaria** o de **reemplazo**. La prestación de reserva primaria de frecuencia es de carácter obligatorio y no remunerada. La provisión de reserva secundaria de frecuencia es opcional y se materializa a través de mercados spot, siendo remunerada bajo un concepto de capacidad del rango de regulación y el uso de esta reserva (o energía), siendo ambos conceptos asignados y remunerados a través de un esquema *pay-as-clear*. Finalmente, la reserva terciaria de frecuencia requiere de ofertas obligatorias de disponibilidad de capacidad por parte de aquellos agentes que han sido certificados para participar en dicho mercado, siendo remunerada como *pay-as-clear*, la disponibilidad de estos servicios es remunerada, sean estos de subida o bajada.

Adicionalmente, se cuenta el mercado de futuros de electricidad OMIP, a través del cual sus miembros pueden negociar productos derivados (futuros, forwards, swaps y opciones), de carga base, pico o perfil solar, con entrega física o financiera. En estos, el precio se determina por el cruce entre las curvas de oferta (ofertas que realizan los vendedores) y la curva de demanda (ofertas que realizan los compradores). La casación del precio dependerá de si el derivado corresponde a un mercado organizado o un contrato bilateral. Los mercados de futuros son relevantes tanto para compradores y vendedores, a quienes les permite gestionar los riesgos y planificar las entregas de energía diaria[47].

[46] Fuente: Energía y Sociedad: Manual de la Energía: Mecanismos de ajuste de demanda y producción
[47] Disponible en: GSE: OMIP: ¿Cómo funciona el mercado de futuros de electricidad?

3.2.1. Mercado de SSCC

Por otro lado, los SSCC de CF son ofrecidos por los generadores y la demanda, siendo utilizados por el operador del sistema para asegurar la flexibilidad, seguridad y confiabilidad del suministro en todo momento. El servicio de control de tensión se remunera de forma mensual atendiendo a criterios de su cumplimiento y disponibilidad[48]. Los servicios de CF primario, secundario y terciario quedan caracterizados según se describe a continuación.

- **Regulación Primaria:** Servicio de carácter obligatorio y no remunerado que tiene como objetivo la corrección automática (i.e., respuesta completa como máximo en 30 segundos) de desequilibrios instantáneos de frecuencia por medio de reguladores de velocidad e inercia de las instalaciones de generación, y debe mantenerse por 15 minutos, centrales con BESS, pueden proveer el servicio, aunque no es lo habitual. El requerimiento es definido anualmente por ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad o REGRT de Electricidad)

- **Regulación Secundaria:** Servicio de carácter voluntario que remunera la potencia y la energía utilizada, corresponde al margen de variación de potencia muy flexible (i.e., que tenga un inicio de respuesta no mayor a 30 segundos y una duración de 15 minutos), la demanda no participa de este servicio. Cada día el operador del sistema define la banda de regulación secundaria para cada periodo de programación de 15 minutos, la cual es suplida por las ofertas voluntarias de empresas generadoras utilizando un criterio de mínimo coste; el coste marginal de la banda de potencia para cada hora determina el precio a remunerar para toda la capacidad que presta regulación secundaria, luego el pago es **pay-as-clear**. Este servicio es gestionado por zonas de regulación, es decir agrupaciones de generadores. Para la determinación del requerimiento de reserva secundaria de subida el operador del sistema tendrá en consideración las recomendaciones de ENTSO-E, asimismo el requerimiento de reserva secundaria de bajada se establecerá entre un 40% y un 100% de la reserva de subida, en función de las capacidades de transferencia del sistema, las variaciones de demanda y garantizando como mínimo 500 MW de banda de subida y 400 MW de banda de bajada.

- **Regulación Terciaria:** Servicio de carácter obligatorio para todas las unidades de generación que puedan ofrecerlo. Corresponde a la variación máxima de potencia al alza o a la baja de todos los grupos de generadores en un tiempo no superior a 15 minutos y a mantenerse por al menos 2 horas consecutivas. Posee un mercado de energía terciaria producto de la casación, distinguiendo los servicios de subida y bajada, los cuales adjudica el operador de sistema, la demanda no participa del servicio. Tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda. El requerimiento se establece cada 15 minutos como la capacidad de la mayor contingencia simple sumada a un 2% de la demanda prevista para el periodo de 15 minutos en cuestión. El mercado de reserva terciaria se celebra a última hora del DA al despacho, en él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar, además de un precio por activación. El precio de la reserva terciaria utilizada de subida o bajada es el precio marginal resultante de las ofertas

[48] Disponible en: REE: P.O. 7.4. Servicio complementario de control de tensión en la red de transporte

realizadas por los generadores, siendo la remuneración **pay-as-clear**. A diferencia de la reserva secundaria, la remuneración por reserva terciaria se efectúa sólo si el operador del sistema hace uso de esta reserva, considerando la menor oferta de precio, para la activación de subida o el mayor costo de recompra de energía para la activación de bajada[49].

El pago de los costos asociados a la provisión de reserva secundaria y terciaria se realiza a la demanda, en función de sus consumos de forma horaria y a participantes del mercado en función de sus desvíos[50].

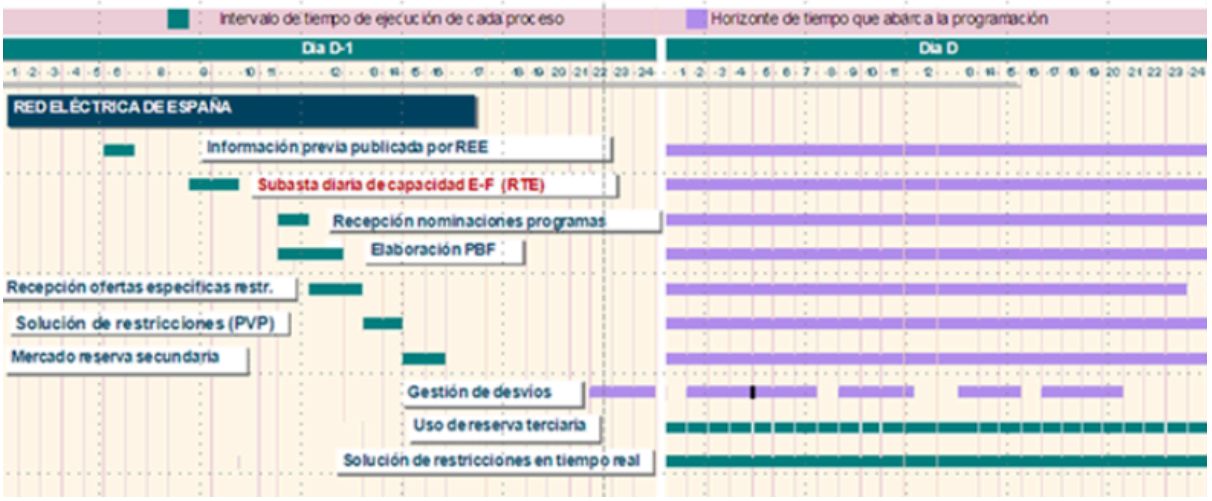

Figura 3.11. Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los principales mercados[51].

3.2.2. Tratamiento de Costos Laterales

Existen sobrecostes **asociados a la solución de restricciones técnicas en TR y también por el control de flujo sobre una interconexión de apoyo**. Estos son incluidos como componentes que forman el costo horario agregado de los **servicios de ajuste del sistema** y del servicio de interrumpibilidad[52].

Una **restricción técnica** es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la **modificación de los programas de energía** a través de los mecanismos definidos en el procedimiento de operación. Los sobrecostos del proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y en TR serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los **servicios de ajuste** del sistema.
En el caso de aplicación del **control del flujo en interconexiones** del sistema eléctrico español, el posible sobrecoste que resulte para el sistema eléctrico peninsular español se

[49] Disponible en: REE: P.O. 1.5: Establecimiento de reserva para la regulación frecuencia-potencia
[50] Disponible en: REE: P.O. 14.4: Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema
[51] Fuente: Energía y Sociedad: Manual de la Energía: Mecanismos de ajuste de demanda y producción
[52] Fuente: Energía y Sociedad: Mecanismos de ajuste de demanda y producción

anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión. En caso de que existan varios solicitantes de dicha acción de control de flujo sobre una interconexión, el sobrecoste se repartirá conforme a los acuerdos establecidos entre los operadores del sistema que comparten la interconexión. El sobrecoste ocasionado por la activación de ofertas por razones de control de flujo de las interconexiones, se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores del sistema.

Los **costos** horarios anteriores **son asignados a la demanda** y se liquidan a las unidades de adquisición[53] en proporción a sus consumos horarios medidos. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de SSCC de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única asignación en cada hora por la suma del costo horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad **repartiendo el costo a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido**. El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los costos[54].

[53] Unidades de adquisición: Conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.
[54] Disponible en: BOE-A-2022-4969

3.3. Nueva Zelanda

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). Gran parte de las necesidades de electricidad de Nueva Zelanda se cubren con la generación de energía hidráulica. Este país tiene un mix de generación que depende en gran medida de la generación renovable, concretamente, las 3 fuentes principales son la generación hidroeléctrica, geotérmica y gas natural, con un 60%, 18% y 9.9% respectivamente de los 43,476 TWh de electricidad neta generada en 2022. Respecto a la capacidad instalada, de un total de 9.790 MW en 2022, el 55.6% correspondía a la hidroeléctrica, el 10.6% a la geotérmica y el 12.56% a la de gas natural. 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[55]. 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 de más de 80% durante el año 2022[56], rondando los 43.476 GWh.

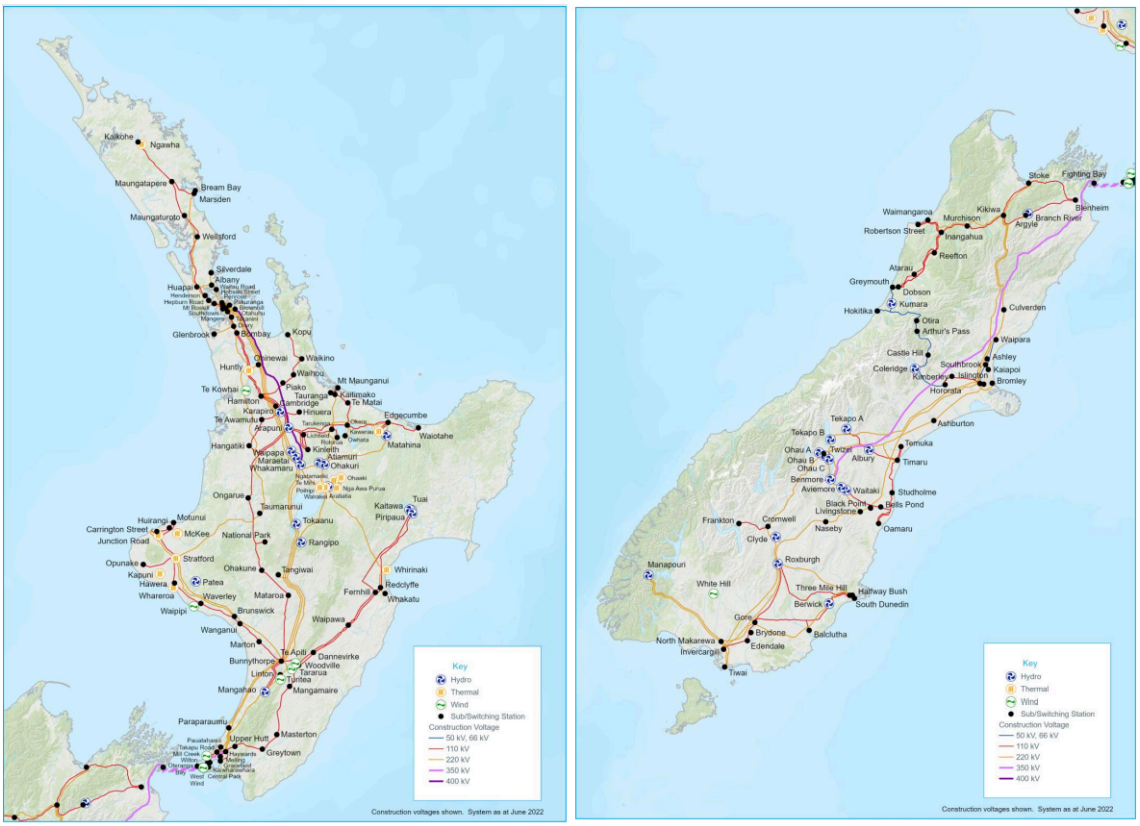

Figura 3.12. Sistema de transmisión de Nueva Zelanda[57].

La capacidad instalada y generación de energía eléctrica durante el año 2022 se muestran en la Tabla 3.6 a continuación. 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.

[55] Disponible en: Transpower: What we do
[56] Disponible en: Ministry of Business, Innovation & Employment: Energy in New Zealand 2023
[57] Fuente: Transpower: Transmission Planning Report 2022

Nueva Zelanda cuenta con poca capacidad instalada de generación solar fotovoltaica y esta es de carácter 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 "Otras". 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.

Tabla 3.6. Composición del parque generador de Nueva Zelanda[58].

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Gas	3.52 (8%)	1.23 (13%)
Carbón	0.67 (2%)	0.50 (5%)
Geotérmica	7.98 (18%)	1.03 (10.5%)
Hidráulica	26.01 (60%)	5.44 (55.5%)
Biogas	0.20 (0.5%)	0.03 (0.3%)
Eólica	2.84 (6.5%)	0.94 (9.7%)
Solar-PV	0.28 (0.5%)	0.62 (6%)
Otras	1.97 (4.5%)	
Total	43,47 TWh	9,79 GW

Nueva Zelanda cuenta con un mercado de solo energía mayorista, donde las generadoras venden energía a compañías de distribución, y un mercado minorista (retail), donde los comercializadores 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 comercializadores 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. El primero 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 [USD/MWh], la demanda esperada, los requerimientos de reserva y las pérdidas por transmisión[59]. El tercer componente es la fijación del precio, donde es responsabilidad del Clearing Manager calcular y publicar el precio de la energía para cada periodo de media hora durante el día en base a los resultados del

[58]Fuente: Ministry of Business, Innovation & Employment: Electricity statistics
[59] Disponible en: Transpower: MARKET 101 - PART 1: The Market and the Spot Price

despacho. El precio es calculado para cada uno de los cerca de 200 nodos considerados[60]. La última componente corresponde también al 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.

El **Hedge Market** está compuesto por dos 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.

Adicionalmente 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[61], 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[62].

3.3.1. Mercado de SSCC

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. Los primeros dos servicios mencionados son procurados a través del proceso de resolución del mercado que se realiza cada media hora, los SSCC 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[63].

Los SSCC son particularmente importantes en Nueva Zelanda debido al enlace HVDC que conecta las islas norte y sur. En el caso de una falla del enlace, es importante contar con suficientes reservas en la isla hacia la cual fluye la energía para así evitar fallas en cascada, reservas que se espera fluctúan en volumen entre cada una de las islas a lo largo del tiempo. En particular, Transpower puede procurar 5 SSCC en la actualidad:

[60] Es de esperar que un mayor número de nodos reflejará más fielmente efectos de congestión, sin embargo traerá consigo mayor carga computacional a herramientas y modelos asociados. Adicionalmente, la resolución de nodos modelados guarda directa relación con una asignación clara y transparente respecto de la agregación/desagregación de nodos entre una etapa de liquidación (e. g. day ahead, hour ahead, etc.) respecto de la siguiente (e.g., en TR). Modelación del sistema disponible en: Transpower: SPD Model Formulation.
[61] Disponible en: FTR: FTR Manager Policies
[62] Disponible en: FTR: FTR POLICY: FTR CALENDAR
[63] Disponible en: Transpower: About ancillary services

- **Frequency Keeping (Multiple Frequency Keeping y Back-up Single Frequency Keeping):** Necesarios para gestionar los desequilibrios de la oferta y la demanda de corto plazo para garantizar que la frecuencia se mantenga en o cerca de 50 Hz.

    - **Multiple Frequency Keeping (MFK):** Este servicio es proporcionado por una o más unidades generadoras capaces de variar rápidamente su salida en respuesta a las instrucciones del operador del sistema. Los participantes suscriben una oferta consistente en hasta 5 bandas de regulación y un precio para cada una. Este servicio se remunera en base al precio ofertado y a costos adicionales calculados por el operador del sistema.
    - **Back-up Single Frequency Keeping (Back-Up SFK):** Procurado por proveedores que pueden monitorear de forma independiente la frecuencia y ajustar su salida, sin instrucciones de Transpower. El servicio sólo tiene efecto ante un problema con las herramientas que brindan MFK. Los participantes suscriben una oferta del mismo tipo que para el MFK, la cual es remunerada al prestador en adición a una tarifa de disponibilidad y costos adicionales calculados por el operador del sistema.

El operador del sistema adquiere los servicios de *frequency keeping* a través de un proceso de subastas, se invita a los generadores capacitados de cada isla a presentar ofertas de bandas y precio[64]. Los criterios de cualificación son técnicos y tienen como objetivo garantizar que la planta ofertada tenga la capacidad física para proporcionar reservas de mantenimiento de frecuencia. El rango sobre el cual los proveedores de FK deben poder ajustar su salida se conoce como frequency keeping band. Transpower determina una banda que se aplicará a cada isla para cada período de negociación. La banda mínima es actualmente de 8 MW (± 4 MW). Los consumidores de electricidad son los encargados de financiar los costos de provisión de *frequency keeping* a través de cargos asociados a su nivel de consumo.

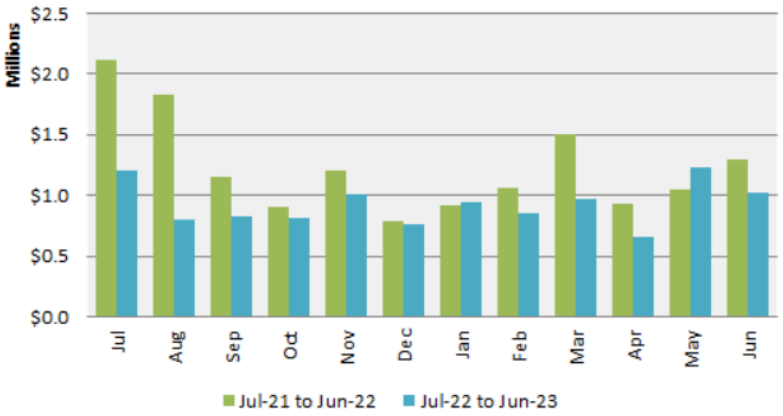

Figura 3.13. Costos de *frequency keeping* 2022-2023[65].

- **Instantaneous Reserve:** La reserva instantánea es la capacidad de generación, o carga interrumpible, disponible para operar automáticamente en caso de una falla repentina de una gran planta generadora o del enlace HVDC, las reservas instantáneas

[64] Disponible en: Transpower: Frequency keeping
[65] Fuente: Transpower: Frequency keeping

se compran a los generadores y proveedores de carga interrumpible a través del *wholesale spot market*. Este servicio es necesario para detener la caída de frecuencia resultante y permitir que la frecuencia del sistema se recupere rápidamente a 50 Hz. La reserva instantánea se adquiere sobre la base del mercado de compensación de media hora. Transpower utiliza un programa llamado Reserve Management Tool (RMT), el que calcula para la siguiente media hora los requerimientos de *instantaneous reserve* o reserva instantánea necesaria en el sistema (para cada isla), el precio se determina a través de un mercado competitivo de media hora que es co-optimizado con el de energía. Se divide en 2 tipos de reserva: la *fast instantaneous reserve (FIR)* y la *sustained instantaneous reserve (SIR)*. La FIR tiene por objetivo responder dentro de los primeros 6 segundos de la contingencia y mantenerse por al menos 60 segundos mientras que la SIR debe responder dentro de 60 segundos y mantenerse por al menos 15 minutos para recuperar al sistema de la excursión de frecuencia[66], a lo cual sigue el redespacho para recuperar los niveles de reserva. El requerimiento de FIR y SIR es calculado a través del RMT (*Reserve Management Tool*) en cada ocasión de despacho de operación del sistema teniendo en consideración un factor de riesgo por isla de acuerdo con cada posible evento de pérdida de generación y/o del link HVDC entre las islas, eventos que se denominan ACCE (*AC Contingency Event*), ACECE (*AC Extended Contingency Event*), DCCE (*DC Contingency Event*). DCECE (*DC Extended Contingency Event)*, de forma que no existe un requerimiento determinado de antemano[67]. Los costos de provisión de *instantaneous reserve* son financiados por propietarios de unidades generadoras mayores a 60 MW y el propietario de la línea HVDC (Transpower) de forma proporcional a la cantidad de energía inyectada o el flujo por la línea según corresponda.

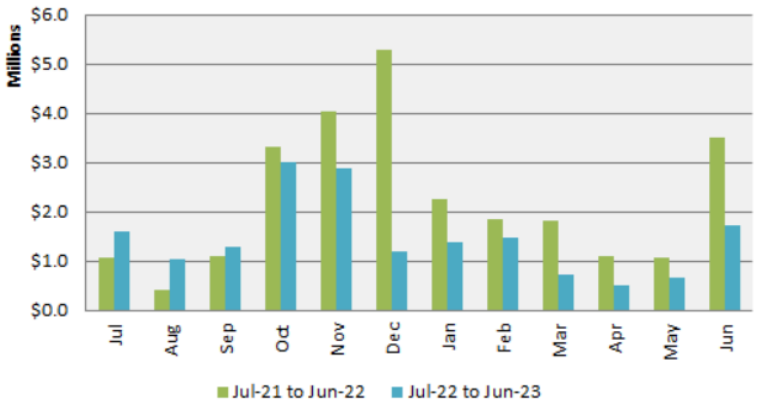

Figura 3.14. Costos de *Instantaneous Reserve* 2022-2023[68].

- **Over-frequency Reserve:** La reserva de sobrefrecuencia es proporcionada por unidades generadoras que pueden desconectarse del sistema de manera automática cuando sea requerido, debido a un aumento repentino en la frecuencia del sistema. Esto podría deberse a una pérdida no planificada de una gran carga industrial, o bien, o la caída del enlace HVDC, el servicio es comprado por el operador del sistema a través de licitaciones competitivas, específicamente a los generadores que están

[66] Disponible en: Electricity Industry Participation Code
[67] Disponible en: Transpower: System Operation
[68] Fuente: Transpower: Instantaneous reserve

equipados con relés de *over frequency* para su disparo. Los costos asociados a *overfrequency reserve* son pagados por Transpower, como propietario de la línea HVDC.

Debe mencionarse que los SSCC, particularmente los de reservas para corregir frecuencia, son determinados por isla, ya que la conexión HVDC que existe entre ellas no mantiene común la frecuencia eléctrica que tiene cada subsistema o isla.

3.3.2. Tratamiento de Costos Laterales

En Nueva Zelanda, el agente encargado de la liquidación (Clearing Manager) calcula los montos a pagar y a recibir para el período de facturación anterior para los distintos productos, dentro de los cuales se encuentra el pago a generadores y compradores en **estados de restricciones de conexión (constrained on) y restricciones de desconexión activas (constrained off)**[69]. Para los generadores, los pagos de **restricciones de conexión** se realizan a generadores que fueron requeridos por el operador del sistema, a través de instrucciones de despacho, para generar electricidad cuando su oferta era a un precio más alto que el precio final resultante. La diferencia entre el precio final y el precio de su oferta se paga a los generadores por energía y a los agentes de SSCC por las reservas. La **restricción de desconexión** se calcula y se informa, pero no se le paga al generador, ya que este no tiene derecho a recibir compensación en relación a estados de constrained off, excepto según lo establecido en un acuerdo de SSCC celebrado entre el operador del sistema y el generador.

Para los agentes que compran energía, los pagos asociados a situaciones de constrained on y off se realizan a los compradores de carga despachable que fueron requeridos por el operador del sistema, a través de instrucciones de despacho, para consumir electricidad cuando su oferta era diferente del precio final resultante. La diferencia entre el precio final y el precio de su oferta se paga a los compradores de carga despachable. **Los consumidores de energía en el mercado pagan los sobrecostos en proporción a sus compras de energía** y de esta forma, los pagos compensan a un comprador por estar obligado a adquirir electricidad a un precio superior al que indicaba su oferta.

Los pagos asociados a constrained off/on **se calculan en base a la cantidad en MWh** que se le ordenó a un generador que no se genere o se genere durante un período de negociación a partir de: la banda de precios en la oferta que fue restringida, el precio ofrecido para esa banda de precios que el generador ofreció por esa banda de precios multiplicada por la cantidad de electricidad de la planta generadora que fue restringida, y el precio final para ese período de negociación en el punto de inyección en la red.

Los **consumidores de energía pagan** los pagos por restricción de compra y desconexión **en proporción a sus compras de energía**. El Clearing Manager produce y entrega facturas y documentación de respaldo para el período de facturación anterior (equivalente a un período de 1 mes calendario), y para cada cierre de cuentas para cada participante o identificador de participante. Esta información es luego publicada, junto a otras informaciones y reportes por el mismo Clearing Manager[70].

[69] Fuente: Electricity Authority: Clearing Manager
[70] Fuente: Electricity Industry Participation Code

3.4. Australia

Australia posee dos grandes redes eléctricas. El ***South West Interconnected System*** **(SWIS)** entrega suministro eléctrico a la zona oeste del país mediante 7.800 km de líneas y cuyo mercado mayorista, ***Wholesale Electricity Market***, entrega alrededor de 20 TWh anuales de electricidad[71]. La segunda, y más importante, es aquella comprendida por el ***National Electricity Market*** **(NEM)**, que conecta las regiones de la costa este y sur de Australia mediante 40.000 kilómetros de líneas de transmisión y entrega alrededor de 200 TWh anuales de electricidad a cerca de 10 millones de consumidores[72] interconectando las regiones de Queensland, New South Wales, Victoria, Tasmania y South Australia. Actualmente, el NEM posee una capacidad instalada cercana a los 58,5 GW, de los cuales 28% corresponden a energías renovables variables, 8% a centrales hidráulicas, y un 62,7% correspondiente principalmente a centrales térmicas a gas y carbón.

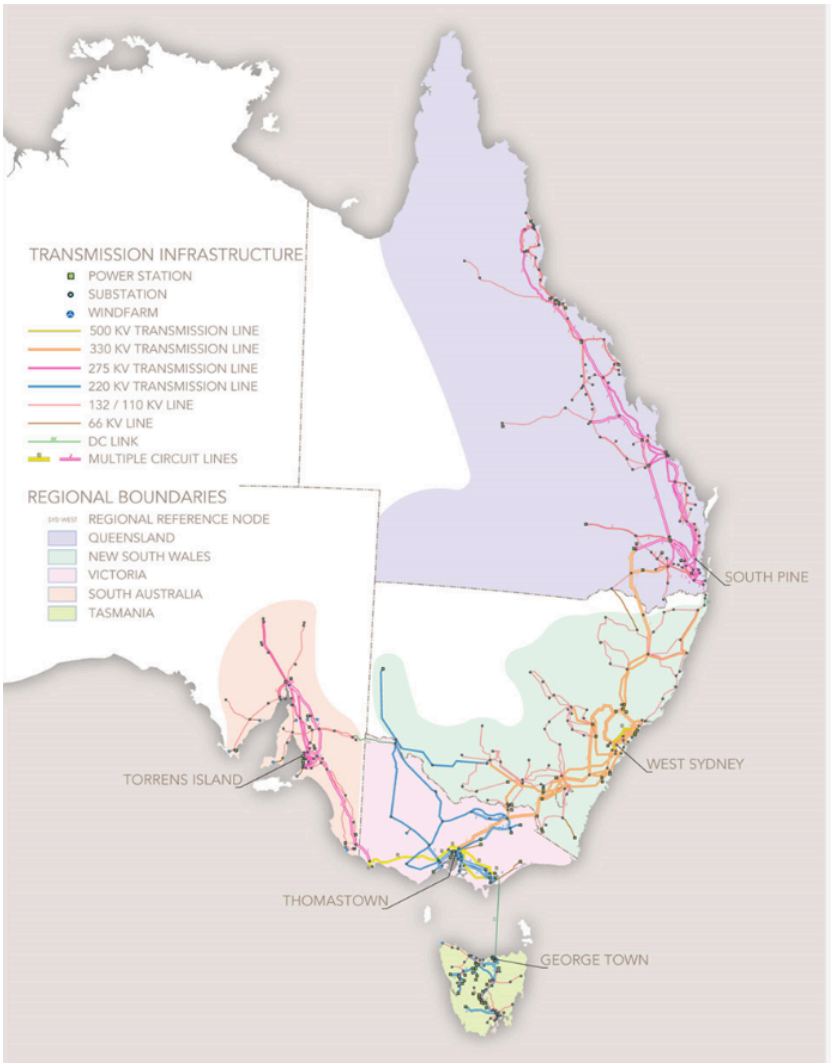

Figura 3.15. National Electricity Market (NEM)[73].

[71] Disponible en: AEMO: About the Wholesale Electricity Market
[72] Disponible en: AEMO: About the National Electricity Market
[73] Fuente: AEMC: National Electricity Market

Tabla 3.7. Composición del parque generador de Australia.

Tecnología	Generación [TWh][74]	Capacidad [GW][75]
Gas	56.1 (20.5%.)	12.17 (20.8%)
Carbón	128.9 (47%)	20.8 (35.5%)
Hidráulica	17.4 (6.4%)	7.98 (13.5%)
Biogas	3.1 (1.1%)	0.51 (1%)
Eólica	29.8 (11%)	9.94 (17%)
Solar-PV	37.9 (14%)	6.39 (11%)
Storage	-	0.75 (1.2%)
Total	273.2 TWh	58.54 GW

El organismo encargado de la coordinación de la operación de los principales sistemas y mercados eléctricos es el ***Australian Energy Market Operator*** **(AEMO)**, el cual también es responsable de planificar los requerimientos de SSCC y está a cargo de la gestión de la red nacional de gas[76], además de gestionar también el mercado de retail. El despacho centralizado de las unidades se realiza en base al **NEM *dispatch engine* (NEMDE)**, el cual es un software desarrollado y utilizado por AEMO para llevar a cabo el proceso de despacho, luego de una co-optimización de los mercados de energía y *Frequency Control Ancillary Services*[77]. El sistema eléctrico australiano se rige por un mercado tipo **real-time** de sólo energía, siendo capaces los participantes de generar y modificar las ofertas de precio y cantidad en todo momento, los precios del despacho se establecen cada 5 minutos, siendo el mercado liquidado en la misma base desde octubre de 2021, cuando la regla de *five minute settlement* indicada por la AEMC en 2017 finalmente entró en vigencia a través del programa 5M de AEMO.

3.4.1. Mercado de SSCC

Los SSCC procurados por AEMO mantienen las características clave del NEM como son estándares de frecuencia, voltaje y procesos de reinicio del sistema. AEMO opera ocho mercados separados para la provisión de *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS), a la vez que compra un servicio de soporte de control de interconexiones (NSCAS) y servicio de reinicio del sistema a través de contratos con los organismos proveedores. Los pagos por SSCC incluyen pagos por disponibilidad y entrega de los servicios.

Los ***Frequency Control Ancillary Services*** **(FCAS)** se subdividen en *Contingency FCAS*, que se clasifican según si estos deben ser provistos luego de un *contingency event* en menos de 6 seg. (*Fast Raise/Lower*), 60 seg. (*Slow Raise/Lower*) y 5 min. (*Delayed Raise/Lower*); y *Regulation FCAS*, que se clasifican como *Regulation Raise/Lower,* sujetos a instrucciones del AGC.

La asignación de los FCAS es realizada en base a un sistema basado en *bids*, los cuales son recibidos por el *National Energy Market Dispatch Engine* (NEMDE) en cada periodo de

[74] Disponible en: Australian Energy Statistics
[75] Disponible en: AEMO: Generation information
[76] Disponible en: AEMO: About AEMO
[77] Más información respecto a los procedimientos de operación del sistema eléctrico del NEM disponible en: AEMO: Power System Operating Procedures

despacho, para proceder a definir cómo se cumplirán los requerimientos de cada SSCC en dicha categoría, y a determinar los precios resultantes del proceso. En dicho contexto, la National Electricity Rules (NER) establece que una oferta de FCAS toma la forma de lo que se denomina el "trapecio FCAS". El trapecio indica la cantidad máxima de FCAS que se puede proveer (eje vertical) para un nivel dado de generación [MW], o un nivel dado de consumo [MW] para una carga programada (eje horizontal). Por ejemplo, un generador o carga despachada, en el mercado de energía, ("n" MW) podría ser habilitada por NEMDE para proveer hasta "N" MW de FCAS.

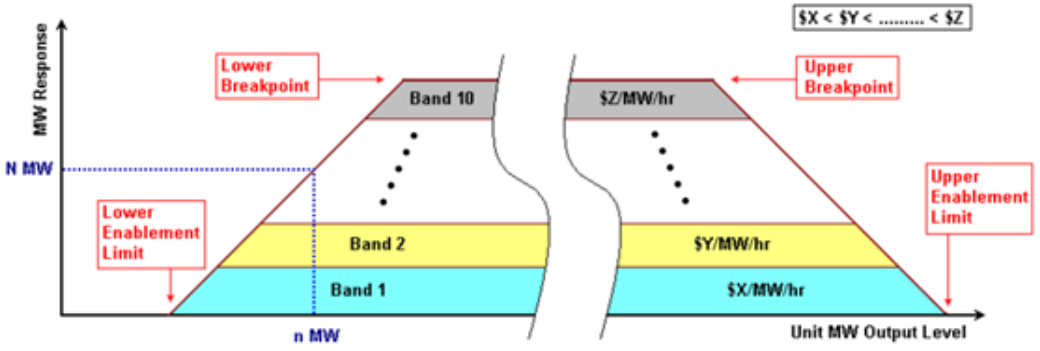

Figura 3.16. Trapecio FCAS[78].

Las ofertas de FCAS deben cumplir con reglas de subasta similares a las que se aplican al mercado de la energía:

- Las ofertas pueden constar de hasta 10 bandas de precio, con disponibilidad de MW diferentes a cero;
- Los precios de la banda deben aumentar monotónicamente;
- Los precios de la banda deben establecerse antes de las 12:30 del día previo al día para el cual se aplica la oferta;
- Las disponibilidades de banda, los límites de habilitación (enablement limit) y los puntos de interrupción (breakpoint limit) pueden ser re-ofertados (rebid) de acuerdo a reglas similares a las que se aplican al mercado de la energía.

A continuación, para cada intervalo de despacho del mercado, NEMDE determina un precio para cada uno de los ocho mercados de FCAS a través de un esquema **pay-as-clear**. Este precio es luego utilizado en el proceso de liquidaciones para determinar los pagos a cada uno de los proveedores del FCAS.

La asignación de pagos se realiza en base a la siguiente fórmula: $Payment = MW_E \times \frac{CP}{12}$, donde MW_E son los MW adjudicados, CP es el clearing price en $\$/MW * h$ y la división por 12 responde al hecho de que el redespacho ocurre cada 5 minutos.

[78] Fuente: AEMO: Guide to Ancillary Services in the NEM

Por otro lado, los costos se distribuyen según el siguiente esquema:

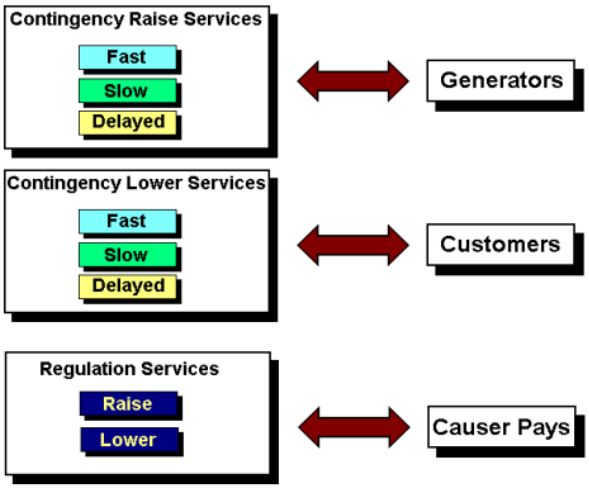

Figura 3.17. Recuperación de costos FCAS.

Se dispone que los costos de las categorías FCAS *Regulation* son asignados según *Causer Pays*, mientras que para FCAS *Contingency*, los costos por regulación Up son asignados a los generadores ya que su propósito es cubrir la falla de operación del generador de mayor tamaño, y los costos por regulación Down a los consumidores. Para estos últimos casos, la asignación se prorratea en función de la generación o consumo, respectivamente. Para el método de *Causer Pays*, se monitorea constantemente con el sistema SCADA el comportamiento de la generación o consumo. Si la desviación de generación o consumo contribuyó al balance de frecuencia, entonces se le asigna un bajo factor de participación, mientras que si la desviación agravó la desviación de frecuencia, se le asigna un alto factor de participación.

3.4.2. Tratamiento de Costos Laterales

En Australia, para el caso del **Wholesale Electricity Market (WEM)**, existen dos uplift payments, que **compensan a los generadores cuando el mecanismo no es capaz de recuperar el costo por proveer el producto requerido por el mercado**. Los dos pagos laterales existentes son los Energy Uplift Payments y Frequency Co-optimised Essential System Services (FCESS) Uplift Payments, calculados en cada intervalo de despacho de 5 minutos.

Los **Energy Uplift Payments** ocurren cuando hay una restricción de la red activa, las instalaciones pueden ser despachadas a un costo marginal superior al precio despejado del mercado para satisfacer la carga local, implicando un mispricing. De esta manera, este pago es realizado para compensar a los generadores que son despachados fuera de una restricción activa de la red (binding network constraint). Estos son pagados por todos los participantes del mercado que están consumiendo en un intervalo de despacho en proporción a su consumo. Cuando ocurre esta situación en un intervalo de despacho, AEMO:

- Calcula un precio de compensación de energía en $/MWh (energy uplift price) que denota la diferencia de precio que se le debe pagar a la instalación para reponerla. Esto es la diferencia entre el precio de oferta marginal de la instalación en ese

intervalo de despacho y el precio de transacción de referencia (reference trading price) en el intervalo de transacción relevante. Cuando el precio de transacción de referencia es mayor que el precio de oferta marginal de la instalación con fijación mispriced, la Instalación no necesita ser compensada, ya que el precio de liquidación es suficiente para cubrir sus costos operativos en el Intervalo de despacho con fijación mispriced.

- Calcula una cantidad de compensación de energía (energy uplift quantity) estimando la producción de energía de la Instalación con fijación mispriced en ese intervalo de despacho.
- Calcula un pago de compensación de energía (energy uplift payment) multiplicando el precio de compensación de energía por la cantidad de compensación de energía.

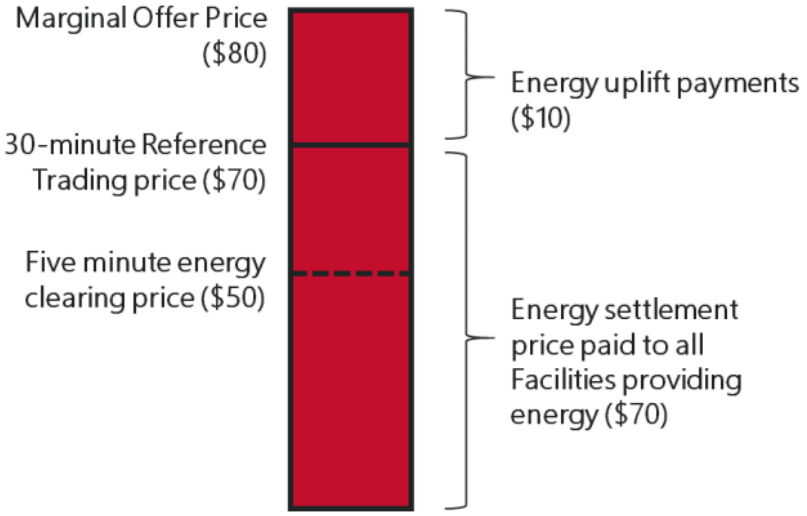

Figura 3.18. Ejemplo de cálculo de precio de compensación de energía[79].

Dentro de las definiciones de AEMO, las instalaciones no son elegibles para pagos de compensación si están limitadas por la rampa de bajada (downwards ramp rate), limitadas por un mínimo de activación de Essential System Services (ESS), o proporcionando Non-Co-optimised Essential System Services (NCESS).

Los participantes del mercado que están programados para proporcionar Frequency Co-optimised Essential System Services (FCESS), la energía despachada debe ser al menos a su nivel de activación mínima. Cuando un participante del mercado tiene restricciones de energía hasta su nivel de activación mínima para proporcionar uno o más FCESS, el precio de compensación del mercado de energía y los precios de compensación del mercado de FCESS relevantes pueden ser insuficientes para permitirle recuperar sus costos de producción de energía. Estas pérdidas se denominan pérdidas de activación (enablement losses).

En base a esto, los **FCESS Uplift Payments** permiten asegurar que los proveedores de FCESS puedan recuperar sus costos de producción de energía cuando se les restringe a sus niveles mínimos de activación para proporcionar FCESS, permitiendo recuperar los costos de producción de energía cuando el precio de compensación del mercado de energía es insuficiente para hacerlo.

[79] Disponible en: AEMO: Wholesale Electricity Market Design Summary

El cálculo para cada participante se realiza de la siguiente manera:

- Las pérdidas de activación se calculan primero para cada FCESS proporcionado por la instalación. La compensación se calcula multiplicando el nivel mínimo de activación para el FCESS relevante por la diferencia entre el precio de compensación del mercado de energía y el precio de oferta de energía de la instalación aplicable a ese nivel mínimo de activación.
- El pago que recibe la instalación en el intervalo de despacho dado se calcula como el máximo de todas las pérdidas de activación incurridas por la Instalación para cada FCESS proporcionado. Esto es realizado porque de lo contrario el participante del mercado sería compensado múltiples veces.

Una instalación que no ha sido habilitada para el FCESS relevante o que ya ha recibido un pago de compensación de energía no es elegible para recibir un pago de compensación de FCESS.

Estos **pagos son traspasados a los distintos participantes**. En el caso del pago de compensación de energía, este es pagado por todos los participantes del mercado que están consumiendo en el intervalo de despacho **en proporción a su consumo**. En el caso del pago de compensación de FCESS, este es incluido en los costos asociados a Essential System Services (ESS), que se recuperan de los participantes del mercado de acuerdo con las metodologías de recuperación de costos establecidas en las Reglas de WEM.

Por otro lado, en el **National Electricity Market (NEM)**, la aplicación de un tope de precio puede hacer que algunos participantes incurran en pérdida, cuando los costos directos o de oportunidad de proporcionar servicios en los mercados de energía superan el tope de precio administrativo (administered price)[80]. Esto puede crear un desincentivo para suministrar energía durante un período, especialmente si los costos de oportunidad son altos. En consecuencia, el National Electricity Rules (NER) **permite a estos participantes solicitar una compensación por los costos directos y de oportunidad incurridos debido a la aplicación de un período de precio administrativo** (administered price period). Este periodo corresponde al periodo durante el cual precios tope administrativos (administered price cap) de $600/MWh son aplicados. De manera similar, los Clientes del Mercado con cargas programadas pueden reclamar compensación si existe un precio mínimo administrado (administered floor price).

De acuerdo con el NER, las partes elegibles pueden **solicitar compensación cuando sus costos totales superan sus ingresos del mercado spot**, lo que resulta en una pérdida neta durante todo un "eligibility period".

Las entidades elegibles para esta compensación son los **generadores programados y no programados**, los cuales pueden presentar una solicitud de compensación si enfrentan pérdidas netas debido a los topes de precios. Los **proveedores de servicios para la red programados** son también elegibles si incurren en pérdidas debido a topes de precios durante el transporte de energía. Los **participantes del mercado** pueden reclamar pérdidas por cargas programadas en regiones con precios mínimos o precios máximos de mercado y los proveedores de servicios de respuesta a la demanda pueden solicitar compensación en

[80] Fuente: AEMC: Compensation Guidelines

regiones con topes de precios. Los **proveedores de SSCC, incluidos los de respuesta a la demanda**, califican para la compensación cuando los topes de precios o precios mínimos resultan en pérdidas netas durante un período de elegibilidad.

Cualquier compensación que AEMO pague debido a la intervención en el mercado **se recupera de los Clientes del Mercado en las regiones que se benefician de la intervención**[81]. Los pagos de compensación y los montos que deben ser recuperados se publican en las declaraciones de liquidación preliminares y finales para la semana de facturación en la que se publica la determinación de compensación.

[81] Disponible en: Clause 3.15.8 Funding of Compensation for directions

3.5. Reino Unido

En el Reino Unido se distinguen de forma clara los segmentos de generación, transmisión y distribución, contando con un mercado mayorista y competencia en el retail. El sistema de transporte de electricidad de Reino Unido cuenta con más de 1 millón de km de largo y sirve a más de 30 millones de consumidores de electricidad. Desde 2007, Irlanda del Norte, parte del Reino Unido, opera un mercado mayorista junto a la República de Irlanda, el llamado *Single Electricity Market* (SEM). En tanto, el sistema eléctrico de Gran Bretaña es operado a nivel de generación y transmisión por un único operador del sistema, conocido como el *National Grid Electric System Operator* (ESO), perteneciente al grupo *National Grid*[82]. En la Figura 3.19 a continuación se presentan las principales compañías regionales de transmisión en Reino Unido.

Figura 3.19. Sistemas de transmisión en el Reino Unido[83].

Respecto al mix de generación del Reino Unido, durante 2022 se generaron 325.17 TWh[84]. El suministro se relaciona con una generación en base a carbón del 1.7%, diésel con un 0.68%, gas con un 38.42%, nuclear con un 14.67%, hidráulica con un 1.7%, eólica con un 24.68%, bioenergía con un 11%, otras fuentes de generación con un 2.4%. En la Tabla 3.8 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador del Reino Unido. Recientemente, Gran Bretaña ha definido una nueva meta que requerirá la disminución de los gases de efecto invernadero a cero a 2050, lo que contrasta con la meta previa de una reducción del 80% respecto de los niveles de emisión en 1990[85].

[82] Disponible en: National Grid
[83] Fuente: ESA: Open Networks: 2022 in Review
[84] Disponible en: Energy Trends: UK electricity
[85] Disponible en: UK becomes first major economy to pass net zero emissions law

Adicionalmente, se espera adelantar la meta del cierre de las centrales en base a carbón de 2025 a 2024[86].

Tabla 3.8. Composición del parque generador del Reino Unido[87] [88].

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Carbón	5.57 (1.7%)	4.24 (3.8%)
Diésel	2.21 (0.7%)	1.72 (1.5%)
Gas	124.97 (38.5%)	36.29 (32.5%)
Nuclear	47.7 (14.7%)	6.08 (5.5%)
Hidro	5.64 (1.7%)	1.9 (1.7%)
Eólica	80.25 (24.7%)	27.02 (24%)
Solar	13.28 (4%)	14.04 (12.6%)
Bioenergía	35.8 (11%)	7.73 (7%)
Bombeo hidráulico	1.99 (0.6%)	5.26 (5%)
Otros	7.76 (2.4%)	7.4 (6.4%)
Total	325.17 TWh	111.68 GW

En UK, el sistema eléctrico es operado a nivel de generación y transmisión por un único operador del sistema conocido como *Electric System Operator* (ESO) perteneciente al grupo *National Grid*. En cuanto al sistema de distribución este se encuentra compuesto por 14 grandes operadores (DNOs) y pequeños operadores independientes (IDNOs), ambos regulados con el fin de evitar abusos de poder de mercado dada la naturaleza monopólica del servicio. La regulación del sector energético está a cargo de la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM), la cual actúa como autoridad regulatoria independiente del gobierno y la industria. Además, desde el año 2014 la entidad *Competition & Markets Authority* (CMA)[89], que está encargada de velar por el correcto funcionamiento de los mercados en Gran Bretaña, tiene la facultad y obligación de velar por el correcto funcionamiento del mercado eléctrico.

El pre-despacho y despacho de las unidades en Gran Bretaña ocurre en función de los contratos bilaterales entre la generación y el consumo, es decir, el generador se debe encender para las horas que fue contratado independiente del precio marginal del "*pool*" de generación, tanto para requerimientos de energía como de reservas. Como siempre existen cambios en la generación y/o demanda que están fuera del alcance de los contratos financieros, para cada periodo de "*Settlement*", donde participan las unidades de balanceo que deben hacer sus ofertas antes del "*Gate closure*", el operador del sistema re-despacha las unidades dependiendo del resultado del mercado de desbalances para cada periodo de "*Settlement*". En el caso de los SSCC, el operador re-despacha las unidades para cada periodo de "*Settlement*" considerando el margen de reserva (cuando corresponde) adjudicado en los procesos de subastas. En TR, el ESO ajusta los niveles de generación y consumo de acuerdo con los desbalances entre los niveles informados y niveles efectivos (de generación o demanda). Estos desbalances son valorizados a un único precio llamado precio de desbalance o "cash-out". Dicho precio es altamente volátil, lo que hace que las partes

[86] Disponible en: End of coal power to be brought forward in drive towards net zero
[87] Disponible en: Energy Trends: UK electricity
[88] Disponible en: ESO :Future Energy Scenarios
[89] Disponible en: Competitions and Markets Authority (CMA)

involucradas eviten la exposición a este precio, incentivando que las partes eviten el uso del mercado de balances.

Actualmente el operador evalúa una serie de reformas orientadas a mejorar la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico, en particular se pretende implementar la market-wide half-hourly settlement (MHHS) para disminuir el periodo de despeje de mercado de 1 hora a 30 minutos, implementar mecanismos de mercado y despacho centralizado que permitan el balance de demanda y generación a través del mercado spot con resolución intradiaria y con co-optimización entre energía y reservas[90], provisión de atributos de un DSO (*Distribution System Operator*) a los DNO (*Distribution Network Operators*), de forma de habilitar la transición a sistemas de gestión inteligente del consumo y generación, contribuyendo a la flexibilidad del sistema y a la obtención de la carbono neutralidad, además de la incorporación y coordinación de recursos energéticos distribuidos.[91]

3.5.1. Mercado de SSCC

Con respecto a la flexibilidad, el ESO cuenta con más de 20 servicios de balance que se agrupan en las siguientes categorías:

- Respuesta en frecuencia.
- Reserva.
- Potencia Reactiva.
- Black Start.
- Intertrip (desconexión, vertimiento de un generador de la red).

La adjudicación y valorización de estos servicios varía según el servicio, de modo que se reconocen servicios subastados y servicios adjudicados mediante acuerdos bilaterales entre los prestadores y el operador del sistema eléctrico.

Los SSCC definidos por el operador del sistema se pueden enmarcar dentro de cuatro categorías: servicio de balance, servicio de respuesta de frecuencia, servicio de control de reactivos y servicio de *black start*. El operador del sistema diferencia a los potenciales proveedores entre unidades de B*alancing Mechanism* (BM) y *Non-Balancing Mechanism* (non-BM). La diferencia entre ambas radica en que las unidades BM son aquellas unidades conectadas a la red, registradas por el operador y que pueden ser medidas en forma independiente, por lo que el operador puede aceptar sus ofertas para reducir o aumentar demanda en forma rápida. Por otro lado, las unidades non-BM no se encuentran registradas por lo que para cambiar su nivel de generación el operador necesita una escala de tiempo mayor, generalmente corresponden a generadores pequeños o elementos de la demanda a través de *Demand Side Response* (DSR).

Para los servicios de balance existen 3 tipos de productos: *Fast Reserve*, *Short Term Operating Reserve* (STOR) y *Demand Flexibility Service (DFS)*. El *Fast Reserve* consiste en una reserva para contingencias o cambios intempestivos, las unidades que ofrecen este servicio deben ser capaces de activarse durante los 2 minutos posteriores al llamado de operación y estar a plena capacidad antes de los 4 minutos, con una duración que debe prolongarse por

[90] Disponible en: ESO: Operability Strategy Report
[91] Disponible en: ESO: Wholesale Electricity System

al menos 15 minutos. Además, para poder entregar este servicio las unidades deben poseer una capacidad de generación superior a 50 MW y una capacidad de rampa de al menos 25 MW por minuto, la remuneración es realizada por disponibilidad y por utilización, si es que el servicio llega a ser activado y su asignación es realizada de forma intradiaria[92]. El STOR está enfocado en balancear los errores de pronósticos producidos durante la mañana y la tarde, por lo que permite un tiempo de respuesta más lento de 20 minutos con una duración de respuesta mínima de 2 horas, las unidades que pueden proveer este servicio deben tener una capacidad de generación mínima de 3 MW. La asignación de STOR se realiza a través de subastas diarias en las cuales los prestadores entregan sus ofertas de precio y cantidad por ventana temporal, siendo remunerados en un esquema pay-as-clear[93]. Finalmente, el *Demand Flexibility Service* fue introducido durante el invierno de transición 2022-2023 como incentivo para la flexibilización voluntaria de los consumos durante los peaks de demanda en invierno. Está orientado a consumos entre 1 MW y 100 MW que puedan responder por un mínimo de 30 minutos, siendo posible que los participantes envíen sus ofertas consistentes en la cantidad de consumo a flexibilizar por ventana de tiempo y un precio por utilización[94].

Los productos de respuesta de frecuencia se dividen en: *Mandatory Frequency Response* (MFR) y *Firm Frequency Response* (FFR). El MFR se trata de un cambio automático de potencia activa en respuesta a una variación de frecuencia, algunas unidades están obligadas a proveerlo dependiendo de su ubicación y tamaño, los generadores pueden escoger proveer una o las 3 variedades: *primary response*, proveída dentro de los 10 segundos siguientes a un evento y a ser mantenida durante 20 segundos; *secondary response*, proveída dentro de 30 segundos y a ser mantenida durante 30 minutos o *high frequency response*, a responder dentro de 10 segundos y a ser mantenida hasta de forma indefinida. La remuneración se realiza por disponibilidad y utilización del servicio, siendo los participantes capaces de ofertar de forma mensual[95]. El FFR se subdivide en *dynamic FFR* y *static FFR,* donde el primero seguirá siendo procurado hasta fines de 2024 para ser reemplazado en 2025 por los nuevos servicios *Dynamic Containment* (DC), *Dynamic Moderation* (DM) and *Dynamic Regulation* (DR) y corresponde a las mismas categorías que el MFR: *primary, secondary y high*, mientras que el segundo, actualmente procurado de forma mensual, será procurado en el mercado day-ahead a partir de 2023 y corresponde a una respuesta gatillada a los 30 segundos de un evento de desviación de frecuencia de magnitud específica a mantener por al menos 30 minutos[96]. Los nuevos servicios dinámicos a ser implementados a partir de 2025 tienen características de mayor resolución que el actual FFR, siendo DM gatillado en 0.5 segundos, alcanzando su respuesta estacionaria en 1 segundo y a ser proveído mínimo durante 30 minutos, el DR a responder en 2 segundos alcanzando su estado máximo en 10 s y a mantener por mínimo 60 minutos, correspondiendo estos 2 primeros a servicios segundo a segundo previos a una contingencia y finalmente DC que corresponde al producto post-falla que debe responder en 0.5 segundos, alcanzando su máximo en 1 s y siendo proveído por al menos 15 minutos[97].

Para el caso del control de reactivos se distinguen dos productos: el control de potencia reactiva obligatorio (ORPS) y el mejorado (ERPS). El primero de estos corresponde a la

[92] Disponible en: Reserve Services: Fast Reserve
[93] Disponible en: Reserve Services: Short-Term Operating Reserve
[94] Disponible en: Balancing Services: Demand Flexibility Service
[95] Disponible en: Frequency Response Services: MFR
[96] Disponible en: Frequency Response Services: FFR
[97] Disponible en: ESO: New Dynamic Services (DC/DM/DR)

provisión obligatoria y automática de energía reactiva de manera local para aquellos generadores con capacidad por sobre los 50 MW. Por otro lado, el ERPS corresponde al servicio entregado por tecnologías capaces de proveer energía reactiva bajo o por sobre los requerimientos del ORPS con un tiempo de respuesta menor a 2 minutos[98].

Los cargos de SSCC son realizados a través de una tarifa fija desde abril de 2023 y cargados completamente a la demanda[99].

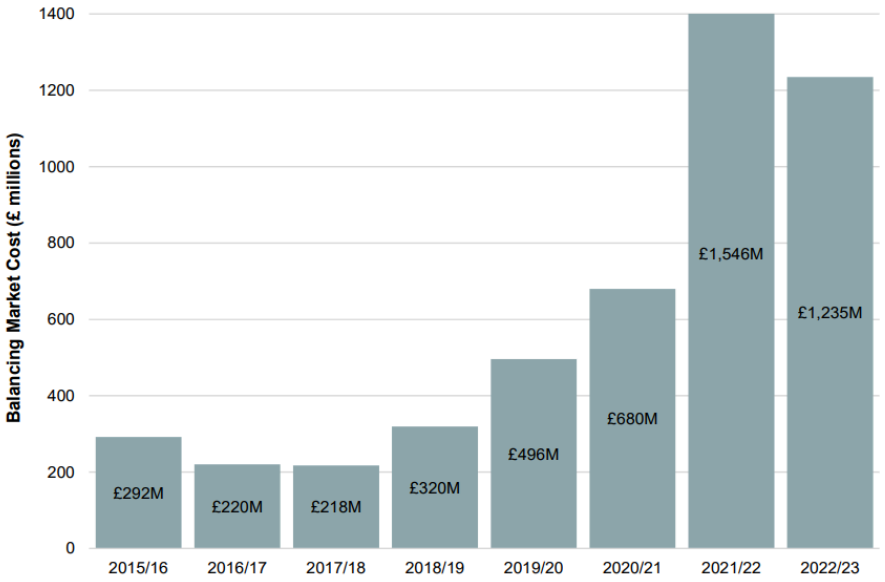

Figura 3.20. Costo total de servicios de balance por invierno en el Reino Unido[100].

3.5.2. Tratamiento de Costos Laterales

En general, en los sistemas y mercados europeos no existen pagos laterales asociados a desvíos, ya que las últimas instancias de despeje de los mercados tienen en cuenta los desbalances y son remunerados con los mismos mecanismos de mercado especiales para los balances. En este caso, en Reino Unido está el llamado mecanismo de balance o **Balancing Mechanism (BM)**[101].

Como se describió anteriormente, este es un mecanismo operado por National Grid y utilizado para hacer coincidir la demanda de electricidad con el suministro de electricidad. Este mecanismo permite a National Grid aceptar **ofertas** de los generadores de electricidad participantes para **disminuir o aumentar la generación de electricidad**. Estas operaciones tienen lugar en una sucesión de períodos de negociación cada media hora en el día.

Para equilibrar el sistema de transmisión, el Operador Nacional del Sistema de Transmisión Eléctrica (NETSO) actúa como Operador del Sistema (SO) y toma acciones de balance. Las partes, que son organizaciones que demandan o producen energía, deben enviar notificaciones por cada período de liquidación, que es **cada media hora**, y también deben

[98] Disponible en: ESO: Reactive Power Services
[99] Disponible en: ESO: Revenue & Charging Forum 2022
[100] Fuente: ESO: Winter Balancing Costs Review
[101] Disponible en: Elexon: Imbalance Pricing Guidance

enviar detalles de sus contratos. Después del final del período de liquidación, **se compara el volumen contratado** o negociado de una parte **con su volumen medido** para determinar su **desequilibrio**. Si una parte tiene un desequilibrio en su volumen contratado, estará sujeta a **cargos por desbalance**.

En **cada período de liquidación**, existen **dos precios de desequilibrio energético**: el precio de compra del sistema (System Buy Price (SBP)) y el precio de venta del sistema (System Sell Price (SSP)). Sin embargo, se realiza un solo cálculo de precio, por lo que SBP será igual a SSP en cada período de liquidación. Elexon[102] aplica estos precios a los desequilibrios de los participantes para determinar sus cargos por desequilibrio. Si un participante generó o consumió más en comparación con su volumen contratado, deberá comprar la energía faltante al SBP. Si un participante ha generado más o consumido menos en comparación con su volumen contratado, deberá vender el exceso de energía al SSP.

Dentro de este mecanismo se toman en consideración las medidas necesarias para balancear el sistema y, particularmente dentro de este, existe un **pago de restricción** (*constraints payment*). Cuando existen limitaciones físicas en la red (es decir, la red no puede transferir físicamente la energía de una región a otra), el Operador solicita a los generadores que reduzcan su producción para mantener la estabilidad del sistema y gestionar los flujos en la red. Luego, los generadores son compensados mediante un pago de restricción. Cuando el sistema de transmisión tiene un exceso de electricidad, el cálculo del precio se basa en las acciones tomadas por el Operador para reducir la generación o aumentar la demanda. Cuando el sistema de transmisión tiene un déficit de electricidad, el cálculo del precio se basa en las acciones tomadas por el Operador para aumentar la generación o disminuir la demanda.

No todas las acciones de equilibrio se utilizan de la misma manera, ya que el Operador no toma todas las acciones de balance por la misma razón. Algunas se toman puramente para balance energético del sistema de transmisión, y se denominan acciones de balance energético. Otras se toman por razones de gestión del sistema no relacionadas con la energía, y se denominan acciones de equilibrio del sistema. Ejemplos de acciones de equilibrio del sistema incluyen acciones de volumen tan pequeño que podrían deberse a errores de redondeo, acciones que no afectan el equilibrio energético pero generan un beneficio financiero general para el Operador (*arbitrage*), acciones tomadas por razones de equilibrio local, y acciones tomadas para corregir aumentos o disminuciones a corto plazo en la generación o demanda.

Para minimizar el impacto de los precios de las acciones de equilibrio del sistema en el cálculo del precio del desequilibrio energético, se utilizan varios procesos: identificación de acciones de equilibrio que podrían ser del sistema (*flagging*); clasificación de estas acciones para determinar si son de equilibrio del sistema o energético; y eliminación total del precio y volumen de acciones de equilibrio mediante el etiquetado (*tagging*) para que no se utilicen en el cálculo final. Después de completar estos procesos, se ajustan las acciones de equilibrio restantes por pérdidas de transmisión y se calcula el precio del desequilibrio energético tomando un promedio ponderado por volumen. Si no se puede calcular un precio de

[102] Elexon es propiedad total del Operador (National Grid Electricity System Operator (NGESO)). Sin embargo, Elexon es operativa y financieramente independiente de NGESO.

desequilibrio siguiendo estos pasos, se utiliza el precio de mercado, que refleja el precio mayorista de la electricidad.

Finalmente, Elexon aplica estos precios de desequilibrio a los **volúmenes de desequilibrio de los participantes que determinan sus cargos por desequilibrio**. Estos son facturados por primera vez aproximadamente un mes después del día de liquidación en el que se incurrieron los cargos. Luego, se realizan ejecuciones de conciliación posteriores durante los siguientes 13 meses, actualizando los cargos por desequilibrio al reemplazar cualquier dato estimado con datos reales medidos.

4. Espacios de Perfeccionamiento del Mercado de SSCC

A partir del análisis crítico previo y revisión de la experiencia internacional presentada, a continuación se **proponen espacios de mejora para el perfeccionamiento general del mercado de SSCC, con enfoque particular en el esquema de remuneración** de los mismos, de manera tal que se generen incentivos para la entrada de nuevos agentes. En este contexto, se discuten también las **implicancias que cambios en el mercado de SSCC podrían tener en mercados de energía y potencia, y viceversa**.

Como se ha descrito, desde su apertura el mercado de SSCC ha tenido diversas modificaciones en sus reglas que han impactado en la forma en que los agentes participan. No obstante, el diseño de mercado actual **no está necesariamente cumpliendo sus objetivos y requiere modificaciones**. Esto, como consecuencia de que el impacto en los **ingresos de la componente ofertada** (valor de desgaste y uso de la unidad) **es menor respecto a los pagos ex-post** (sobrecostos y costos de oportunidad) que surgen como compensación de costos de operación individuales, lo que es de suponer ha provocado una baja participación de agentes mediante ofertas. Adicionalmente, al definir precios máximos y limitar la componente de oferta de estas, **se limitan las rentas** que podrían recibir nuevos participantes y tecnologías, **impactando en las señales de inversión** y en la participación en el mercado **de forma transversal**. En este contexto, en principio, la definición de precios máximos por tecnología podría resultar en menores costos totales para la demanda. No obstante, estos también suponen una restricción adicional a las rentas de eficiencia que podrían obtener agentes, al estar limitados por el precio máximo determinado administrativamente para su propia tecnología.

Con todo lo anterior, la principal brecha del mecanismo actual es que el **esquema de remuneración se compone principalmente de pagos laterales fuera del mercado**, sobrecostos y costos de oportunidad, los que usualmente se encuentran asociados a tecnologías no flexibles, que no pueden ser capturados por tecnologías más flexibles, **reduciendo así los incentivos de participación** de estas últimas.

Otras dimensiones relevantes relacionadas con los resultados de las subastas corresponden a la **baja utilización de algunos productos**, particularmente CTF, con una activación del requerimiento casi nulo durante el 2022, lo que **vuelve necesario revisar los procedimientos para el cálculo de requerimientos y los detalles asociados a los modelos de programación y operación del sistema**; así como la **dificultad de internalización de las reglas y procedimientos de las subastas** por parte de los agentes, lo que puede impactar directamente en su participación en el mercado.

4.1. Esquema de Remuneraciones de SSCC

Un elemento positivo del actual mercado es que se co-optimiza la asignación de energía y reservas[103]. No obstante, en la dimensión de formación de precios existe una **brecha debido a la naturaleza híbrida del esquema de precios**: uniforme en energía y pay-as-bid en reservas. Adicionalmente, las actuales **reglas de compensación de reservas definen componentes adicionales a la ofertada que resultan siendo las de mayor relevancia respecto a ingresos**. En particular, componentes asociadas a sobrecostos o pagos laterales durante el 2022 representaron más del 95% de los ingresos asociados al mercado de reservas. Como consecuencia, con este mecanismo de formación de precios entre energía y reservas no se generan incentivos adecuados a la participación ni entrada en este mercado. Lo anterior, incluso considerando que el diseño actual considera un incentivo adicional para aquellos agentes compensado la componente ofertada; mientras que agentes que no ofertan no reciben esta componente, incluso si para el proceso de programación se les asigna un costo de desgaste de referencia. Es por lo anterior que **una transición hacia un esquema consistente de co-optimización con precios uniformes (pay-as-clear) tanto en energía como reservas es un primer paso necesario de abordar**.

Ahora bien, incluso bajo un esquema precio uniforme existen elementos que requieren ser definidos. En particular, el tratamiento de elementos como la **probabilidad de activación de reservas** en los modelos de programación y la **forma de compensar costos de oportunidad** cuando los recursos son efectivamente activados. Bajo un esquema de costos auditados, es crítico definir procedimientos para la compensación de costos de oportunidad. En un mercado de ofertas, siendo igualmente necesario, siempre existe la posibilidad de que los agentes puedan **internalizar en sus ofertas** elementos que no estén explícitamente considerados en las componentes de costos de oportunidad (lo que podría complejizar el proceso de formación de ofertas).

Lo anterior es posible de ilustrar en el caso de tecnologías de almacenamiento. Por ejemplo, bajo un esquema de costos auditados, aún resultan insuficientes definiciones respecto a cómo serán remunerados los costos de oportunidad de ESS cuando estos dejan de realizar arbitraje de energía para la provisión de reservas de SSCC. En este contexto, la consideración de un esquema de pago del tipo precio uniforme (pay-as-clear) para el cálculo de ingresos, donde la provisión de reservas se remunera según la **variable dual de la restricción de balance del servicio** en cuestión (i.e., resultado de la simulación de la operación), **permite internalizar en los precios de reservas, aquellos costos de oportunidad asociados a la capacidad asignada para dar reservas de manera endógena**, lo cual constituye un elemento clave de diseño de mercado y que permite reducir los pagos laterales, además de

[103] La co-optimización asegura una asignación eficiente de energía y reservas en la programación del DA. No obstante, en relación al mercado de energía, la programación es solo referencial (no es vinculante), y se utiliza para asignar el encendido/apagado de unidades térmicas menos flexibles. Además, esta se utiliza para la determinación de listados de prioridad de colocación en base a los cuales se realiza la operación y calculan costos marginales en TR. No obstante, elementos como la falta de consideración de probabilidades de activación de reservas, afectan la asignación de unidades, lo que puede traducirse, en el TR, en la activación de reservas de unidades de mayores costos variables (e.g., diesel)., impactando a consumidores finales en términos de costos laterales no internalizados en la co-optimización del DA. Adicionalmente, las reservas asignadas el DA limitan los rangos de OTR de unidades asignadas, impactando por consiguiente la curva de oferta del sistema. Asimismo la consideración de pronósticos no lo suficientemente acertados podría generar el encendido de unidades que no marquen el marginal y a las cuales se les deba remunerar por mantenerse encendidas.

habilitar la percepción de rentas de eficiencia por parte de unidades que no posean este tipo de costos. No obstante, existen otros costos de oportunidad relevantes respecto a la **activación** de esta capacidad de reservas, para los cuales se debe definir esquemas para su remuneración. Adicionalmente, bajo este esquema de remuneración es posible que unidades no marginales en reservas no vean remunerado su costo de desgaste representativo, situación en la cual es necesario restituir al menos este costo a través de una compensación por **sobrecostos de asignación.**

La consideración de probabilidades de activación[104] en el modelo de co-optimización de energía y reservas, para asegurar una **asignación eficiente**[105] de SSCC, genera la necesidad de considerar el impacto que una eventual activación de reservas puede tener en las remuneraciones. Las eventuales activaciones de SSCC podrían impactar los niveles de generación de energía, al representar potenciales costos o ahorros de producción de energía adicionales, según corresponda a servicios de subida o bajada, respectivamente.

De esta manera, las siguientes expresiones muestran las **distintas componentes de ingresos asociadas a energía y SSCC dado un esquema de co-optimización con precios uniformes tanto en energía como reservas**, tomando como ejemplo la participación de un ESS, sin embargo, la remuneración para cada componente es análoga a otras tecnologías.

Tabla 4.1. Componentes de ingreso para un ESS.

Componente de Ingreso	Descripción
Arbitraje de Energía: $\sum_{t\in T}(P_t - Q_t)\cdot CMg_t$	Considera la diferencia entre cargas y descargas del BESS, valorizadas al costo marginal de energía de la hora correspondiente.
Asignaciones de Reservas: Reservas de **subida**: $\sum_{t\in T} R_t^+ \cdot (\lambda_t^+ - \alpha^+ \cdot CMg_t)$ Reservas de **bajada**: $\sum_{t\in T} R_t^- \cdot (\lambda_t^- + \alpha^- \cdot CMg_t)$	Considera capacidades de reserva adjudicadas valorizadas por la variable dual de la respectiva reserva, a la cual se le descuenta (agrega) la probabilidad de activación de reserva multiplicada por el costo marginal de energía, para productos de subida (bajada), de forma de representar la **componente de remuneración netamente asociada a la asignación de reservas**. Esto se realiza, dado que la variable dual asociada a la restricción de balance de reservas considerará dentro de sí el costo marginal del periodo, multiplicado por la probabilidad de activación del servicio.
Activación de Reservas: Reservas de **subida**: $\alpha^+ \cdot \sum_{t\in T} R_t^+ \cdot CMg_t$ Reservas de **bajada**: $-\alpha^- \cdot \sum_{t\in T} R_t^- \cdot CMg_t$	Corresponde precisamente a los términos descontados o agregados en la componente anterior, de tal forma de considerar el impacto de las activaciones de reservas en los ingresos. Notar que dichas **activaciones implicarán un aumento (disminución) en los ingresos por energía** para el caso de activación de reservas de subida (bajada).

[104] Probabilidad de activación se define como el porcentaje del requerimiento activado durante la hora.
[105] Es importante notar que actualmente los modelos de programación de reservas utilizados por el CEN no consideran el costo o ahorro incurrido de activarse la reserva de subida o de bajada respectivamente a través de una probabilidad de activación, lo cual no asegura una asignación eficiente.

Donde:

P_t: Inyección de energía (descarga) del ESS en la hora t [MW].

Q_t: Retiro de energía (carga) del ESS en la hora t [MW].

CMg_t: Costo marginal en la hora t [USD/MWh].

$R_t^{+/-}$: Capacidad adjudicada de reserva de subida (+) o bajada (–) en la hora t [MW].

$\lambda_t^{+/-}$: Variable dual asociada a la restricción de balance de reservas de subida (+) o bajada (–) en la hora t [USD/MW].

$\alpha^{+/-}$: Probabilidad de activación de reservas de subida (+) o bajada (–).

Con todo lo anterior, es posible separar los ingresos totales que percibirá un ESS de la siguiente manera:

Ingresos Totales = Ingresos Energía + Ingresos por SSCC

Ingresos Energía:

$$\sum_{t\in T}(P_t - Q_t)\cdot CMg_t \; + \; \alpha^{+}\cdot\sum_{t\in T}R_t^{+}\cdot CMg_t \; - \; \alpha^{-}\cdot\sum_{t\in T}R_t^{-}\cdot CMg_t$$

Ingresos SSCC:

$$\sum_{t\in T}R_t^{+}\cdot(\lambda_t^{+} - \alpha^{+}\cdot CMg_t) + \sum_{t\in T}R_t^{-}\cdot(\lambda_t^{-} + \alpha^{-}\cdot CMg_t)$$

Como **elemento de detalle de un esquema de co-optimización con precios uniformes** tanto en energía como reservas, es necesario definir el esquema de **remuneración de los costos de oportunidad asociados a la activación de reservas**. Esto, ya que al no reconocerlos, **podrían existir unidades para las cuales no se compensen los costos de oportunidad asociados a la prestación de estos servicios**, **no generando incentivos suficientes para la participación en la prestación de SSCC**. Un ejemplo de esto corresponde al **uso de la energía almacenada** en un ESS, la cual, de ser activada para proveer reserva de **subida** (incrementando la descarga o disminuyendo la carga), podría **no entregar los ingresos esperados** que el propietario tenía para esa energía (por ejemplo utilizándola en un período posterior) o en caso contrario, de ser activada para proveer reserva de **bajada** (disminuyendo la descarga o incrementando la carga), podría **perderse la oportunidad de retirar energía a un precio más conveniente**.

Una posibilidad para el **reconocimiento de costos de oportunidad** corresponde a un esquema de ingresos como el presentado a continuación:

Ingresos Totales = Ingresos Energía + Ingresos por SSCC

Ingresos Energía:

$$max\{\sum_{t\in T}(P_t - Q_t)\cdot CMg_t + \alpha^{+}\cdot\sum_{t\in T}R_t^{+}\cdot CMg_t - \alpha^{-}\cdot\sum_{t\in T}R_t^{-}\cdot CMg_t\ (i);\ \sum_{t\in T}(\hat{P}_t - \hat{Q}_t)\cdot\hat{CMg}_t\ (ii)\}$$

Ingresos SSCC:

$$\sum_{t\in T}R_t^{+}\cdot(\lambda_t^{+} - \alpha^{+}\cdot CMg_t) + \sum_{t\in T}R_t^{-}\cdot(\lambda_t^{-} + \alpha^{-}\cdot CMg_t)$$

A diferencia del esquema presentado en primer lugar, los **ingresos por energía se calculan como el máximo entre: (i) la suma de las componentes de arbitraje de energía y activación de reservas; y (ii) los ingresos por arbitraje de energía obtenidos en un caso contrafactual.** Este **caso contrafactual** corresponde a un escenario en el cual el ESS no participa del mercado de SSCC (i.e., no siendo asignado). Esto asegura que la cuantificación de ingresos por energía reflejen, en comparación con la operación real, el costo de oportunidad que el ESS deja de percibir por participar en el mercado de SSCC.

Cabe destacar que para obtener el costo de oportunidad de un ESS en específico, es necesaria la estimación de un escenario contrafactual en el que tan solo dicho sistema deja de participar del mercado de SSCC. Por lo tanto, **para la estimación de dichos costos de oportunidad por parte del CEN, se requerirían tantos escenarios de operación contrafactual como ESS participaran en el mercado de SSCC**, lo que podría ser **complejo de implementar a escala del SEN** frente a una integración masiva de este tipo de recursos. En la actualidad, el procedimiento llevado a cabo por el CEN para la determinación de dichos costos de oportunidad, supone un proceso se caracteriza por requerir la descarga forzada del ESS al final del día, la cual luego es valorizada en función de una heurística que supone que la inyección de esa energía hubiera sido en horas de mayor costo marginal cuando el ESS entregó reservas[106].

Otra opción posible es que costos de oportunidad de diferente naturaleza (así como otras componentes asociadas bajo el esquema actual a pagos laterales) **sean internalizados por los agentes dentro de sus ofertas**. En este contexto, es relevante destacar que **la consideración de diferentes componentes en las ofertas es consecuencia de la definición que tenga el esquema de remuneración respecto a los pagos laterales**. Así, si componentes asociadas a pagos laterales no se remuneran, el agente debería tener los incentivos para incluirlos en sus ofertas.

A partir de lo anteriormente expuesto, la **propuesta metodológica de evaluación de implementación de perfeccionamientos del mercado de SSCC considerará la evaluación del impacto de la consideración de diferentes componentes de costos** (e.g., costos directos, de oportunidad y sobrecostos) **dentro de ofertas** por SSCC.

[106] Un análisis en detalle del mecanismo implementado por el CEN se describe en la sección 15.1.6.

4.2. Definición de Productos y Requerimientos de SSCC

Como fuera mencionado con anterioridad, una dimensión relevante relacionada con los resultados de las subastas es la **baja utilización de algunos productos**, con una activación del requerimiento **casi nulo durante los años 2022 y 2023**. Mientras que el CPF presenta en general un porcentaje de activación promedio mensual en torno al 40% y el CSF en torno al 25%, la aseveración es **particularmente crítica en el caso del CTF**, el cual presenta, en general, un porcentaje de activación promedio mensual menor al 1%. Frente a este resultado, surgen algunas hipótesis:

1. El **requerimiento** de CTF **se encuentra sobredimensionado**, lo cual para productos de subida tiene un impacto relevante pues dichos productos de subida tienen asociados un pago por disponibilidad y activación (a diferencia de productos de bajada que solamente tienen pagos por activación). Sin embargo, la asignación de capacidad de reserva de bajada también podría impactar el despacho óptimo de energía.

2. **En la OTR se utilizan recursos y medidas operacionales alternativos para cumplir con las necesidades asociadas a CTF**, lo que abre la interrogante de la necesidad de contar con ese requerimiento que tiene un costo y no se está utilizando. En este contexto, cabe destacar que la activación de diversos servicios de CF complejiza la OTR, requiriendo el uso de herramientas con un mayor nivel de automatización como despachos en TR, reforzando la **necesidad de transitar desde el uso de listas de mérito hacia una operación basada en modelos**.

Sea cual sea el caso, este es un elemento central que el CEN debiera analizar en profundidad. En este contexto, resulta crítico revisar los procedimientos para la **definición y cálculo de requerimientos** y los detalles asociados a los modelos de programación (e.g., probabilidad de activación) y OTR (e.g., uso real) relacionados. En este sentido, es posible desarrollar una **revisión continua** de los productos definidos para la prestación de SSCC y sus requerimientos, en base a una **revisión ex-post de su uso** respecto a sus requerimientos, e.g., lo que podría resultar en la determinación de requerimientos dinámicos en el tiempo dependiendo de situaciones operacionales de cortísimo plazo del sistema.

Adicional al punto anterior, corresponde una evaluación continua de la **estimación de los costos de desgaste representativos por tecnología** determinados por el CEN **y valores máximos**, pues una estimación errónea podría estar impactando los incentivos a la participación de los agentes. Toda vez que los valores máximos de las subastas quedan determinados por el costo de desgaste sumado a una función creciente y positiva, determinada por la CNE, siempre y cuando la oferta no pertenezca a un grupo pivotal de acuerdo con las resoluciones N°443[107] y N°493[108].

Complementando lo anterior, es importante evaluar la implementación de **mecanismos que entreguen señales complementarias de largo plazo**, como contratos de prestación de SSCC, en la medida que estos contratos aseguren remuneraciones permanentes de mediano y largo plazo, dando fuerza a señales de inversión requeridas para la prestación de dichos

[107] Disponible en: RE 443 de 2020
[108] Disponible en: RE 493 de 2020

servicios en el corto plazo. Lo cual se puede materializar con contratos de naturaleza financiera y por disponibilidad de SSCC de mediano y largo plazo que interactúen con el mercado de corto plazo. Similarmente, se sugiere evaluar el uso de productos específicos de una escala de tiempo mayor a subastas diarias, particularmente para tecnologías con atributos que requieren una estimación de costos de inversión de mayor largo plazo y mayor certidumbre respecto al número total de activaciones durante el período de interés. Esto, en el caso de productos definidos de forma tal que su requerimiento no sea de cortísimo plazo, para los cuales el mecanismo de materialización por defecto, en caso de existir condiciones de competencia, sería mediante subastas. Un ejemplo de lo anterior son productos similares a CI, como podría ser la definición de un servicio de inercia (o inercia sintética). En este contexto, cabe destacar que bajo el esquema actual de definición de SSCC, la definición de un producto y licitaciones asociadas como las descritas puede ser abordada de manera directa mediante Resolución Exenta de Informe de Definición de SSCC.

En la misma línea de lo expuesto anteriormente, se requiere evaluar la definición de **otros SSCC que remuneren eficientemente la flexibilidad** que contribuyen al sistema. Al respecto, corresponde evaluar la necesidad y requerimiento de rampas como servicio dentro del mercado de SSCC. Esto requiere un análisis técnico-económico que permita evaluar el impacto en la operación del sistema de mayor disponibilidad de capacidad de rampas[109]. Si la disponibilidad de dicho recurso mejora la operación segura y eficiente del sistema, es necesario evaluar si el conjunto de productos actuales está generando incentivos para que tecnologías con estos atributos ingresen al sistema. En caso que no se estén generando dichos incentivos, se requerirá la definición de productos específicos y requerimientos para satisfacer esta necesidad. Es relevante notar que dicho atributo hoy no es remunerado directamente por el diseño de mercado, pero que frente al proceso de descarbonización y entrada masiva de fuentes renovables, particularmente de generación solar fotovoltaica, podría verse restringido de no contar con señales de remuneración adecuadas. Adicionalmente, evaluar los requerimientos por CRF (para el cual se ha determinado a la fecha que no existen requerimientos en el SEN) como complemento al CPF. De la misma forma, analizar la naturaleza de productos similares en sus tiempos de respuesta y uso real (e.g., CTF/CI/DMC, productos de mayor tiempo de respuesta y reducido uso) y el impacto real conjunto de estos en la operación.

Adicionalmente, tanto en la evaluación de nuevos productos y sus requerimientos, como la evaluación de requerimientos de productos existentes, se sugiere la realización de **estudios que cuantifiquen económicamente el impacto dichos requerimientos**[110], particularmente respecto a cómo estos productos afectan la tarifa final de usuarios finales de energía eléctrica. Lo anterior tiene que ir asociado con una claridad respecto al **objetivo de seguridad** en la operación de corto plazo y la generación de **incentivos** para la utilización de todos los recursos disponibles (e.g., demanda, almacenamiento, etc.). De la misma manera,

[109] A modo de ejemplo, en otros sistemas de referencia como en CAISO, se aprecia la aparición productos de rampa flexible (flexible ramp products), cuya remuneración se basa en los costos de oportunidad, que en un momento dado reflejan el compromiso entre la necesidad de energía frente a la reserva de capacidad para la provisión de capacidad de rampa, los que usualmente a la fecha han resultado en precios nulos, aspecto que mantiene abierta la discusión respecto al diseño de mercados de flexibilidad. Disponible en: CAISO: Flexible Ramping Product Performance

[110] Particularmente en el caso de productos de subida. Esto, dada su baja activación y cuya remuneración se asocia a capacidad de reserva, así como la existencia de costos de oportunidad asociados a la misma.

resulta relevante evaluar la asignación de cargos no solo a la demanda, sino que también a quienes **causan** la necesidad de SSCC. Reconociendo la complejidad de asignar causalidad, al estar asociado muchas veces a propiedades sistémicas, sí es posible reconocer que tecnologías que inyecten variabilidad e incertidumbre en el corto plazo generan la necesidad de productos de regulación de frecuencia que se hagan cargo de estas variaciones. De igual manera, tecnologías inflexibles imponen restricciones adicionales, como por ejemplo programaciones del DA, lo cual también se considera una razón para necesidades de flexibilidad. Finalmente, otro ejemplo, son centrales que generan necesidades de fortaleza de la red y/o inercia, las cuales debiesen hacerse cargo de parte de estos costos, ya sea mediante un aumento de exigencias en normas técnicas asociadas a la integración de estos proyectos al SEN, o mediante el pago de dichos atributos a otras tecnologías que los tengan disponibles (para lo cual se requeriría un mercado secundario asociado a estos atributos). Es importante recalcar que este es un tema que requiere una evaluación en profundidad, mediante estudios y análisis específicos, los cuales están fuera del alcance del presente estudio.

4.3. Conocimiento de Reglas y Procedimientos del Mercado de Subastas

La **dificultad de internalización de las reglas y procedimientos de las subastas** puede impactar la participación de los agentes en el mercado. Adicional a la falta de consistencia entre esquemas de remuneración de energía y SSCC, se observa una **falta de conocimiento respecto de las reglas del mercado de SSCC** y oportunidades de participación, lo que acentúa la baja participación de agentes.

En este contexto, se hace necesario **evaluar la frecuencia de cambios realizados al diseño de mercado**. Analizando el desempeño del mercado, es posible apreciar la demora en internalizar cambios a las reglas de subastas, e.g., en lo asociado al incentivo a participar mediante ofertas. De forma general, **cualquier cambio al mercado actual debe ir asociado con instancias de difusión oportunas**, jornadas de difusión y una mejora de las plataformas de información sobre las reglas del mercado puestas a disposición por el CEN, siguiendo las mejores prácticas internacionales (e.g., mediante el trabajo junto a asociaciones gremiales, webinars y workshops de trabajo, el contacto directo mediante correo electrónico, minutas informativas con ejemplos claros y sencillos respecto de potenciales beneficios y costos asociados con foco particular al menos en grandes clientes libres, etc.). De la misma forma, se requieren de **períodos de transición y/o marcha blanca apropiados**, los cuales dependerán a su vez de procesos de educación de los agentes y su internalización de las reglas del mercado. Esto, con el **propósito de otorgar el tiempo suficiente a los diferentes agentes del mercado de adoptar las nuevas reglas**.

En línea con el punto anterior, ingresos adicionales por participar del mercado podrían no compensar los **costos administrativos de participar del mercado**, lo que requiere también evaluar los propios procesos administrativos asociados, de tal forma de reducir cualquier barrera de entrada a la participación. Dado que mercado actual de SSCC genera rentas prácticamente inexistentes, cualquier recurso humano necesario para la participación del mercado se transformará en una potencial barrera y desincentivo a la participación. Esto es particularmente relevante en empresas pequeñas o medianas que no necesariamente cuentan con los recursos para hacerse cargo del proceso de conocer las reglas, participar en el proceso de subastas, hacer seguimiento de las transferencias económicas, etc.

Actualmente existen elementos de participación y remuneración que aún **no están definidos de manera clara y transparente, ni internalizados** por agentes (e.g., proceso de subastas resuelto a propósito de la co-optimización de la programación del DA, modelo de optimización resuelto, función objetivo, restricciones consideradas, parámetros del modelo, procesos detallados de cálculo). Esto resulta particularmente desafiante para la participación de nuevas tecnologías, como ESS[111], respecto a cómo estos nuevos recursos **son y serán modelados** dentro del problema de co-optimización, lo que finalmente define **la participación y las remuneraciones que recibirán** estas tecnologías en el mercado de SSCC.

[111] La provisión de reservas y particularmente la activación de estas afecta directamente el estado de carga de ESS, y con ello la capacidad de carga/descarga y provisión de reservas en horas siguientes, por lo que contar con el detalle del modelo de co-optimización bajo el cual se adjudican subastas podría entregar certeza a los agentes respecto a los riesgos que supondría la habilitación de ESS para la provisión de SSCC, así como la aplicación de reglas generales de remuneración por componentes tanto de capacidad, activación y, fundamentalmente, costos de oportunidad (Vinken-Dictuc, 2023).

En particular, el **proceso de co-optimización requiere supuestos de modelación**, consideración de elementos en la función objetivo de los modelos asociados a la activación y estimación de parámetros **que tienen impactos en la asignación**. Dichos modelos de programación, así como su implementación por parte del CEN, se ven impactados, entre otros factores, por cambios en las bases administrativas de las subastas. Por lo tanto, es crítico contar con los detalles de su implementación en plataformas de fácil acceso. En este sentido, se puede destacar que **a la fecha no se encuentra disponible de forma pública y de fácil acceso las características** y parámetros clave (e.g., probabilidades de activación de reservas) **del modelo de co-optimización resuelto por el CEN** para la resolución de subastas de reservas.

En base a todo lo anterior, se requiere continuar con la promoción de la educación de los agentes del sistema respecto de las reglas del mercado, lo que considera dentro de otros elementos el transparentar el modelo de co-optimización de energía y reservas centralizado utilizado para la resolución de subastas, lo que resulta particularmente incierto en el caso de ESS. De esta manera, se requiere de un trabajo enfocado en **aspectos de ejecución**, que definan de forma **clara y transparente** el formato de ofertas para nuevas tecnologías, así como también de factores de desempeño y otros **elementos necesarios para realizar una estimación adecuada de ingresos** en el mercado de SSCC (e.g., publicación clara y transparente por parte del CEN del proceso de subastas resuelto a propósito de la co-optimización de la programación del DA, modelo de optimización resuelto, función objetivo, restricciones consideradas, parámetros del modelo, etc.). Propuestas de modificación al mercado de SSCC, en línea con el perfeccionamiento y reforma al mercado de energía, así como un análisis detallado de cuerpos regulatorios que requerirán de modificaciones y plazos asociados se exponen en las secciones 6, 14, 15 y 16.

5. Evaluación de la Implementación de Perfeccionamiento del Mercado de SSCC

A partir de los espacios de mejora identificados en la sección anterior, se implementa una metodología que permite evaluar distintas **alternativas de perfeccionamiento** del mercado de SSCC, particularmente enfocadas en el perfeccionamiento **del mecanismo de remuneraciones** de estos servicios. De esta manera, se desarrolla una metodología que permite evaluar los beneficios y costos asociados a la implementación de un mercado de transición en SSCC.

Luego, mediante un modelo de simulación de la programación del DA del SEN se analiza el impacto que tendría una modificación en el **esquema de formación de precios**, evaluando tanto un esquema *pay-as-bid* como el actual como un esquema *pay-as-clear*, como ha sido señalado en estudios anteriores (Vinken-Dictuc, 2021). Adicionalmente, se analiza el impacto que tendría la **incorporación de diferentes componentes de costos dentro de las ofertas de los agentes**, los cuales hoy no son considerados y están sujetos a la remuneración mediante pagos laterales (e.g., sobrecostos y/o costos de oportunidad). Respecto a lo anterior, es relevante destacar que **la consideración de estas componentes en las ofertas es consecuencia de la definición que tenga el esquema de remuneración respecto a los pagos laterales**. Así, si estos pagos laterales no se remuneran, el agente debería tener los incentivos para incluirlos en sus ofertas.

Esta evaluación considera la realización de simulaciones utilizando **herramientas computacionales desarrolladas por el equipo consultor** para los mercados de energía y SSCC que permiten ilustrar el impacto que distintas decisiones de diseño de mercado podrían tener en los incentivos que observan las tecnologías que componen el sistema.

5.1. Propuesta Metodológica de Evaluación

La metodología de cuantificación y análisis propuesta busca ilustrar los diferentes cambios de operación del SEN en un escenario potencial de implementación de un mercado de transición en SSCC. Esto, particularmente en términos de **asignaciones** y **remuneraciones** producto de la provisión de reservas. Para ello, se utiliza un software desarrollado por el equipo consultor, el cual corresponde a un modelo de optimización que resuelve el problema de pre-despacho. En particular, dicho modelo considera una representación detallada del SEN, con sus distintas centrales de generación, líneas de transmisión y subestaciones, obtenidas a partir de la información pública disponible y dispuesta por el CEN[112]. Adicionalmente, el modelo considera todas las restricciones operacionales relevantes para una adecuada representación operacional del sistema eléctrico, tales como variables binarias de encendido y apagado, restricciones asociadas a mínimos técnicos, disponibilidad horaria de centrales renovables (i.e., factores de planta asociados a la disponibilidad de recursos), representación de la red hidroeléctrica, flujos de potencia DC, entre otros. Finalmente, es importante destacar que el modelo considera la **co-optimización de energía y reservas**, por lo cual la capacidad disponible de centrales se utiliza en función de cumplir con los requerimientos de demanda eléctrica y al mismo tiempo con los requerimientos de servicios

[112] En particular, el modelo cuenta con una representación idéntica a la utilizada por el CEN en sus procesos de programación de la operación del SEN. Para mayor información ver Anexo A.

de CPF, CSF y CTF.

Para efectos de **representar la utilización de reservas en TR**, se utilizan **probabilidades de activación** para cada servicio en función de la activación promedio histórica de cada uno (en términos de tiempo y magnitud), **exceptuando para el servicio de CTF**, donde se asume una probabilidad mayor de utilización en contraste con la activación promedio observada en la realidad (menor al 1%). Estas **probabilidades de activación pueden o no incluirse en la modelación** del pre-despacho según se indique en cada caso, para incorporar el costo/ahorro de activación en las decisiones de asignación de recursos asociados a reservas. Es importante mencionar que, debido a que no se modela la OTR, se asume que la probabilidad de activación pondera la activación de la reserva total asignada para cada servicio. Así, si la probabilidad de activación de CPF(+) corresponde a 0.3 y para una unidad particular se asignan 20 MW de reserva, la remuneración considerará que en TR se activaron 0.3·20=6 MW. En este sentido, las probabilidades de activación se pueden considerar como **tasas de activación**.

La metodología propuesta consiste en la simulación de **12 semanas representativas** (1 por cada mes) de **operación del SEN en los años 2026 y 2030**. Cabe señalar que los parámetros de corto plazo relevantes para la construcción de dichas semanas representativas son obtenidos directamente desde las bases de datos utilizadas por el CEN en la programación de la operación del año 2022. Por otro lado, se considera la información utilizada por la CNE en su estudio "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023" para proyecciones de evolución del parque generador, sistema de transmisión, disponibilidad y costos de combustibles y crecimientos de demanda eléctrica. En particular, se utiliza la información correspondiente a la programación de la operación de la primera semana de cada mes del año 2022.

La Figura 5.1 presenta un diagrama resumen de la metodología propuesta, la cual plantea la simulación de diferentes escenarios que surgen a partir de la diferenciación de tipos de oferta y esquemas de remuneración a analizar. En particular, la **metodología se enfoca en el análisis de 3 tipos de oferta**:

1. **Escenario Ofertas Tipo A:** Escenario basado en el esquema actual de remuneración, con ofertas basadas en **costos directos**.
2. **Escenario Ofertas Tipo B:** Escenario basado en un esquema de remuneración donde las ofertas consideran **costos directos y costos de oportunidad por activación** de cada servicio.
3. **Escenario Ofertas Tipo C:** Escenario basado en un esquema de remuneración donde las ofertas consideran **costos directos, costos de oportunidad por activación y sobrecostos por activación** de cada servicio.

Adicionalmente, la **metodología considera la simulación de un Escenario Benchmark**, a modo de caso contrafactual que permite, entre otros, la estimación de costos de oportunidad a remunerar como pagos laterales, o que agentes podrían internalizar dentro de ofertas tipo B y C.

Por otro lado, la **metodología considera el análisis de dos esquemas de remuneración** para los diferentes escenarios de ofertas:

1. **Esquema Pay-as-Bid:** Aplicable solo en el caso de ofertas tipo A actuales.
2. **Esquema Pay-as-Clear:** Aplicable a los 3 escenarios de ofertas.

La definición de escenarios y los componentes de costos de oportunidad y sobrecostos por activación considerados dentro de las ofertas tipo B y C se realiza en función del análisis de costos de oportunidad y sobrecostos a los cuales se ven sujetos los participantes del mercado, según sea la naturaleza del servicio. En este sentido, las secciones a continuación describen cómo perciben los costos de oportunidad y sobrecostos aquellos generadores que no son ESS y aquellos que lo son, para luego en secciones posteriores describir los escenarios anteriormente mencionados en términos de ofertas y pagos laterales correspondientes.

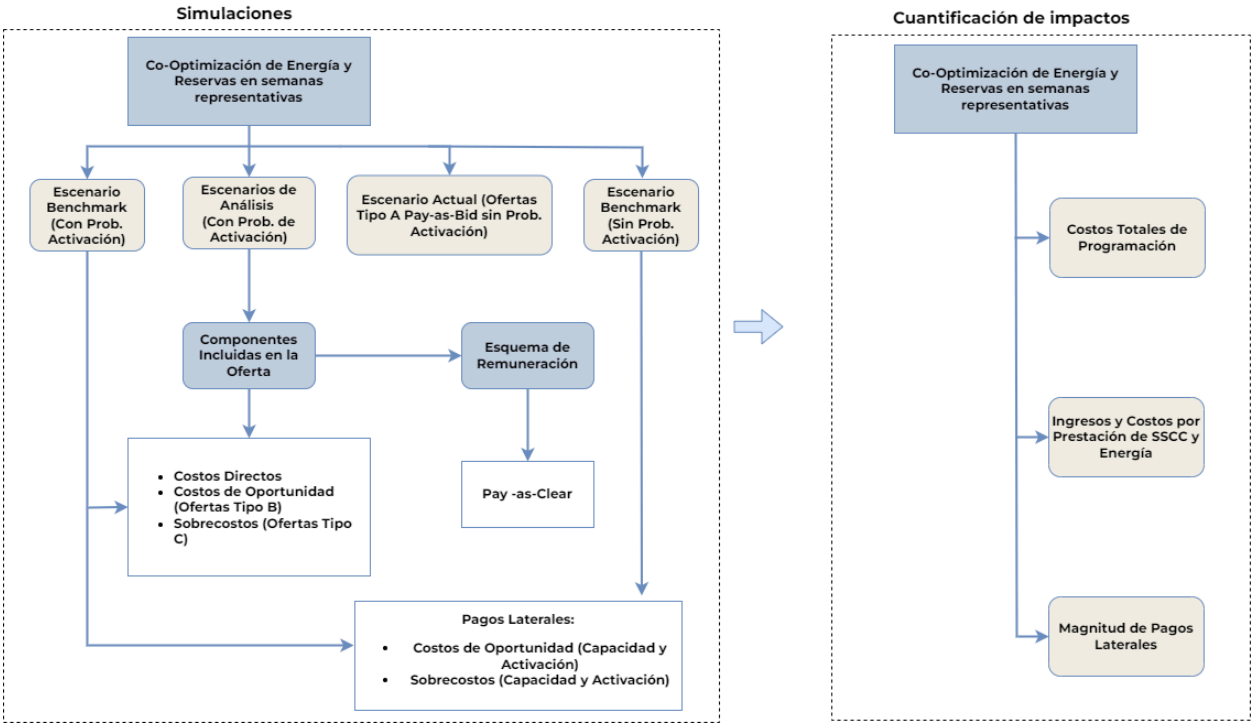

Figura 5.1. Metodología propuesta para el análisis de transición en el mercado de SSCC.

Para las secciones a continuación, considerar:

- $\alpha_{sc}^{+/-}$ como la probabilidad/tasa de activación del SSCC *sc* (i.e., CPF, CSF, CTF) de subida (+)/bajada (-).
- $\hat{\alpha}_{g,sc,t}^{+/-}$ como la **estimación** de la probabilidad/tasa de activación del SSCC *sc* (i.e., CPF, CSF, CTF) de subida (+)/bajada (-) del generador/ESS *g* en la hora *t*.
- $R_{g,sc,t}^{+/-}$ como la reserva asignada al generador *g* para el SSCC *sc* (i.e., CPF, CSF, CTF) de subida (+)/bajada (-) en la hora *t*.
- $CMg_{g,t}$ como el costo marginal de la barra de conexión del generador/ESS *g* en la hora *t*.
- $\hat{CMg}_{g,t}$ como la **estimación** del costo marginal de la barra de conexión del generador/ESS *g* en la hora *t*.
- $CV_{g,t}$ como el costo variable del generador/ESS *g* en la hora *t*.
- $\psi_{g,t}$ como la valorización de la energía del ESS *g* en la hora *t*.
- $\hat{\Psi}_{g,t}$ como la **estimación** de la valorización de la energía del ESS *g* en la hora *t*.
- $CO_{g,sc,t}^{tot/cap/act}$ como los costos de oportunidad totales/asociados a capacidad/activación del generador/ESS *g* para el SSCC *sc* (i.e., CPF, CSF, CTF) en la hora *t*.
- $SC_{g,sc,t}^{tot/cap/act}$ como los sobrecostos totales/asociados a capacidad/activación del generador/ESS *g* para el SSCC *sc* (i.e., CPF, CSF, CTF) en la hora *t*.
- $\theta_{\tau(g)}$ como el costo de desgaste representativo de la tecnología del generador/ESS *g*.
- $a_{g,t}^{+/-}$, $b_{g,t}^{+/-}$, $c_{g,t}^{+/-}$ como ofertas tipo A, B y C para servicios de subida (+)/bajada (-) del generador/ESS *g* en la hora *t*.

5.1.1. Costos de Oportunidad de Generadores

Para generadores, los costos de oportunidad se producen cuando el **costo marginal es mayor al costo variable de la unidad** ($CMg > CV$) y producto de la provisión de SSCC el generador deja de percibir rentas por la provisión de energía. Esta situación puede ocurrir: **manteniendo reservas de subida**, el generador no se encuentra a plena carga; o bien, **activando reservas de bajada**, el generador disminuye su potencia de inyección de energía. Esto se ilustra en la Figura 5.2 a continuación.

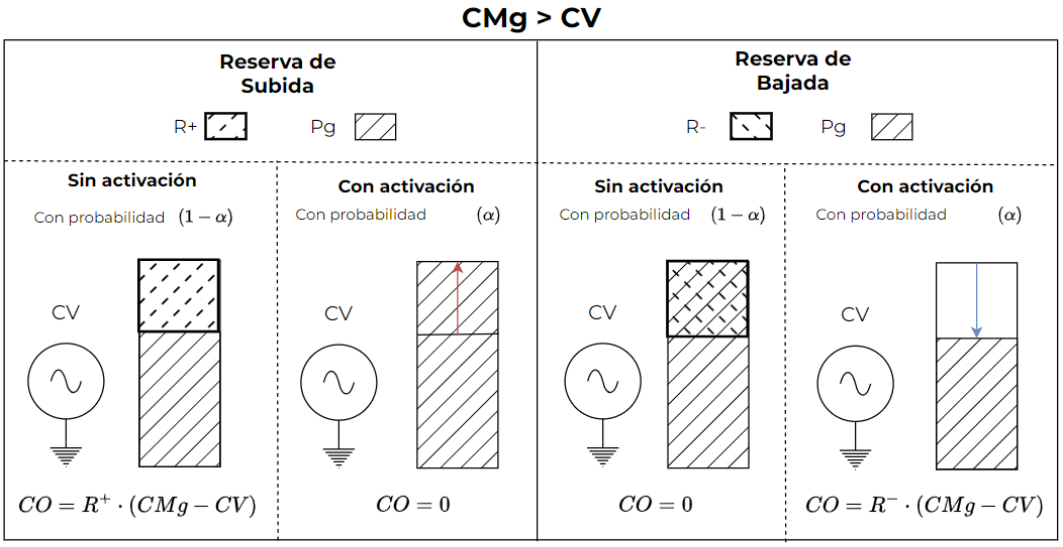

Figura 5.2. Ilustración de costos de oportunidad de centrales convencionales.

El análisis de los casos donde se producen costos de oportunidad al prestar SSCC determina las siguientes expresiones:

- Si no existe activación total de **reserva de subida**, el **costo de oportunidad asociado a capacidad** que observa el generador es: $CO^{cap} = R^{+} \cdot (CMg - CV)$
- Si existe activación total de **reserva de bajada**, el **costo de oportunidad asociado a activación** que observa el generador es: $CO^{act} = R^{-} \cdot (CMg - CV)$

En términos de las probabilidades/tasas de activación definidas para la representación de la activación de SSCC en la OTR, los costos de oportunidad quedan representados por:

$$CO^{tot}_{g,sc,t} = CO^{act}_{g,sc,t} + CO^{cap}_{g,sc,t}$$

$$CO^{act}_{g,sc,t} = \alpha^{-}_{sc} \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - CV_{g,t}, 0\}$$

$$CO^{cap}_{g,sc,t} = (1 - \alpha^{+}_{sc}) \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - CV_{g,t}, 0\}$$

5.1.2. Sobrecostos de Generadores

Para generadores con CV distinto de cero, los sobrecostos se producen cuando el **costo marginal es menor al costo variable de la unidad** ($CMg < CV$), y producto de la provisión de SSCC el generador debe incurrir en costos de operación mayores a los ingresos percibidos por la provisión de energía. Esta situación puede ocurrir: **activando reservas de subida**, aumentando su nivel de generación; o bien, **manteniendo reservas de bajada**. Lo anterior se ilustra en la Figura 5.3 a continuación.

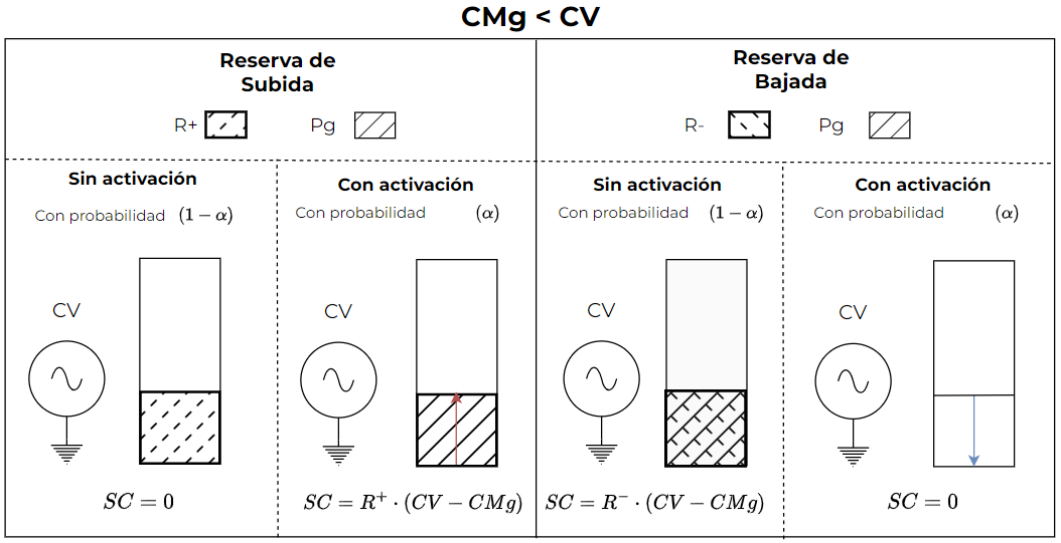

Figura 5.3. Ilustración de sobrecostos de centrales convencionales.

El análisis de los casos donde se producen costos de oportunidad al prestar SSCC determina las siguientes expresiones:

- Si existe activación total de **reservas de subida**, el **sobrecosto asociado a activación** que observa el generador es: $SC^{act} = R^{+} \cdot (CV - CMg)$
- Si no existe activación total de **reservas de bajada**, el **sobrecosto asociado a capacidad** que observa el generador es: $SC^{cap} = R^{-} \cdot (CV - CMg)$

En términos de las probabilidades/tasas de activación definidas para la representación de la activación de SSCC en la OTR, los sobrecostos quedan representados por:

$$SC^{tot}_{g,sc,t} = SC^{act}_{g,sc,t} + SC^{cap}_{g,sc,t}$$

$$SC^{act}_{g,sc,t} = \alpha^{+}_{sc} \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot max\{CV_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}$$

$$SC^{cap}_{g,sc,t} = (1 - \alpha^{-}_{sc}) \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{CV_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}$$

5.1.3. Costos de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento

Para **ESS**, dado que no poseen un costo variable determinado por su recurso primario, los **costos de oportunidad guardan relación con la valorización de la energía almacenada**. Este valor de la energía almacenada es obtenido para efectos de este análisis como la **variable dual de la restricción de inventario de energía almacenada** de cada ESS en un **escenario de operación donde ESS no participan en SSCC** (i.e., no son asignados) denominado Escenario Benchmark. De esta forma, la variable dual representa el **valor que posee la energía almacenada**, capturando fenómenos inter horarios de utilización de la misma, en función de la evolución del costo marginal del sistema durante el día. La valorización de la energía de la batería va a depender de las condiciones sistémicas del periodo en cuestión, luego depende del estado de carga de la misma, depende de los costos marginales presentes y futuros, de capacidades de transmisión, etc. De esta forma, si es que existe un costo de oportunidad (asociado a si la valorización es mayor o menor al costo marginal del periodo cuando el ESS presta SSCC) este es variable.

5.1.3.1. Costo Marginal Mayor a la Valorización de la Energía Almacenada

ESS pueden proveer SSCC tanto en su operación como generador, inyectando energía en **estado de descarga**, o en su operación como carga flexible, retirando energía del sistema en **estado de carga**. Si el **costo marginal es mayor a la valorización de la energía almacenada** ($CMg > \Psi$), se produce un caso similar al de costos de oportunidad de generadores, reemplazando el costo variable (CV) del generador por la valorización de la energía almacenada en el ESS (Ψ). En este caso, el costo de oportunidad que surge puede entenderse conceptualmente como la **pérdida de la oportunidad de cargar en un periodo donde el costo marginal es más bajo (que la valorización de dicha energía almacenada), haciendo uso de su capacidad de almacenamiento de una forma no eficiente**.

En **estado de descarga**, participando como generador, se esperaría que el ESS estuviera inyectando su energía a la mayor tasa posible, con el objetivo de capturar rentas por arbitraje de energía. Luego, costos de oportunidad pueden surgir: **manteniendo reservas de subida**, al dejar de percibir rentas por arbitraje al no ser activado el servicio en su totalidad; o bien, **activando reservas de bajada**, disminuyendo su tasa de inyección. Lo anterior se ilustra en la Figura 5.4 a continuación.

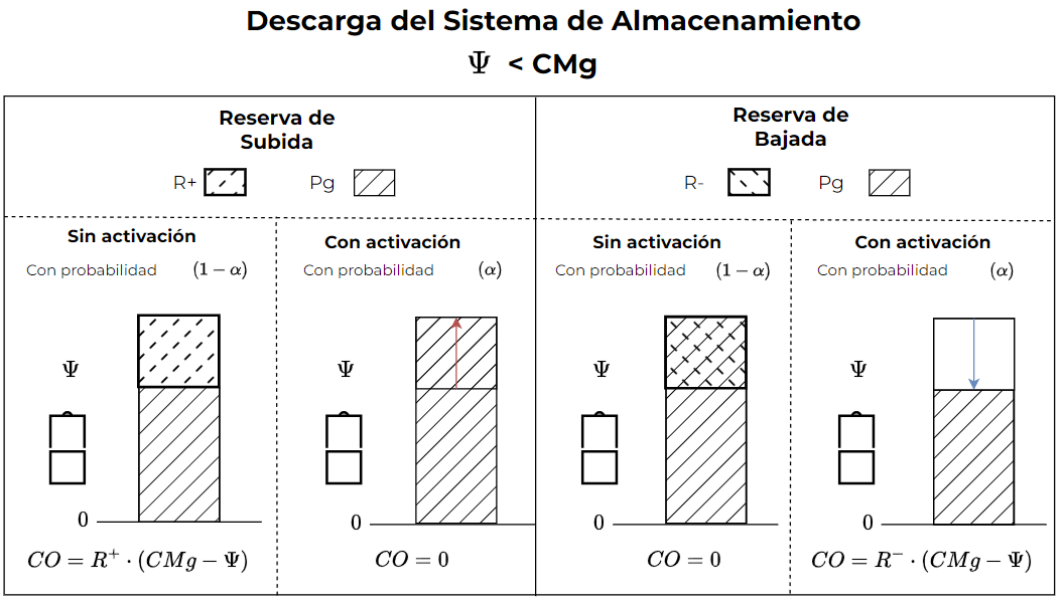

Figura 5.4. Ilustración de costos de oportunidad de ESS cuando el **costo marginal es mayor a la valorización de la energía almacenada** y el ESS se encuentra en **estado de descarga**.

En **modo de carga**, participando como demanda flexible, se esperaría que el ESS no se estuviera cargando, dado que la energía es valorizada a un nivel menor que el costo marginal. Luego, costos de oportunidad pueden surgir: **manteniendo reservas de subida**, al deber mantener un nivel de carga distinto de cero, cargando a un costo marginal mayor que la valorización de dicha energía almacenada; o bien, **activando reservas de bajada**, debiendo incurrir en carga a un costo marginal mayor que la valorización de dicha energía almacenada. Lo anterior se ilustra en la Figura 5.5 a continuación.

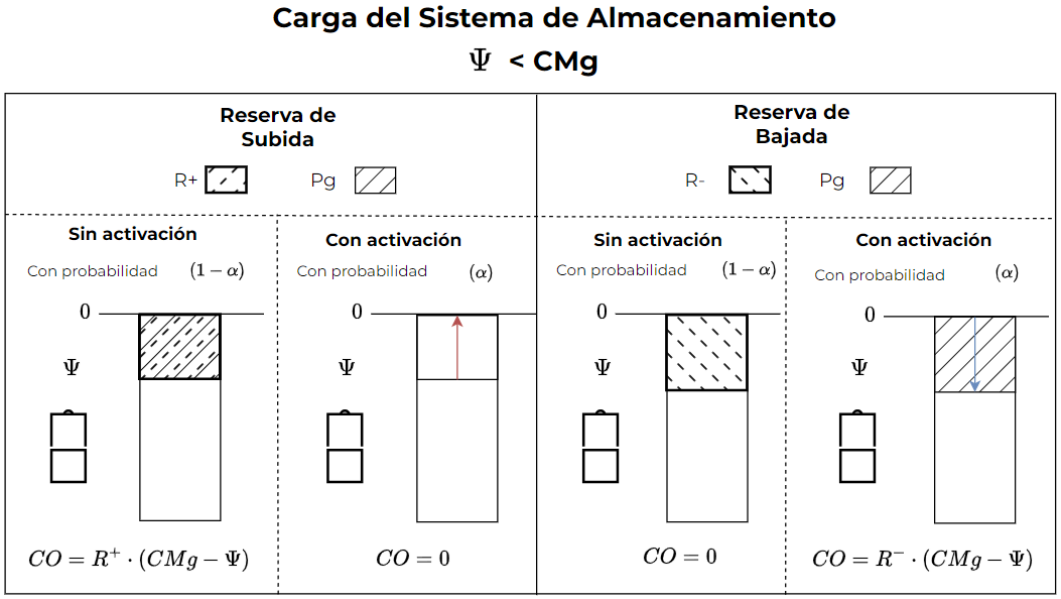

Figura 5.5. Ilustración de costos de oportunidad de ESS cuando el **costo marginal es mayor a la valorización de la energía almacenada** y el ESS se encuentra en **estado de carga**.

El análisis de ambos estados de operación, de descarga y carga, determina las mismas expresiones para los costo de oportunidad perdidos:

- Si no existe activación total de **reserva de subida**, el **costo de oportunidad asociado a capacidad** que observa el ESS es: $CO^{cap} = R^{+} \cdot (CMg - \psi)$
- Si existe activación total de **reserva de bajada**, el **costo de oportunidad asociado a activación** que observa el ESS es: $CO^{act} = R^{-} \cdot (CMg - \psi)$

En términos de las probabilidades/tasas de activación definidas para la representación de la activación de SSCC en la OTR, los costos de oportunidad cuando $CMg > \psi$ quedan representado por:

$$CO^{tot}_{g,sc,t} = CO^{act}_{g,sc,t} + CO^{cap}_{g,sc,t}$$

$$CO^{act}_{g,sc,t} = \alpha^{-}_{sc} \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot (CMg_{g,t} - \psi_{g,t})$$

$$CO^{cap}_{g,sc,t} = (1 - \alpha^{+}_{sc}) \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot (CMg_{g,t} - \psi_{g,t})$$

A partir de este punto, notar que costos de oportunidad (así como sobrecostos) que incorporan la expresión $(1 - \alpha)$ corresponden a **costos asociados a capacidad**, ya que se producen **cuando el servicio no es activado**; mientras que las componentes que incorporan directamente la probabilidad de activación α, corresponden a **costos asociados a activación**, ya que se producen **cuando se solicita la activación del servicio** en la operación real.

5.1.3.2. Costo Marginal Menor a la Valorización de la Energía Almacenada

Si el **costo marginal es menor a la valorización de la energía almacenada** ($CMg < \Psi$), entonces se esperaría que el ESS **no inyectase energía**, dado que valoriza la energía almacenada a un precio mayor que el costo marginal.

Luego, en **estado de descarga**, participando como generador, costos de oportunidad pueden surgir: **activando reservas de subida**, al inyectar energía valorizada a un precio mayor al costo marginal; o bien, **manteniendo reservas de bajada**. Lo anterior se ilustra en la Figura 5.6 a continuación.

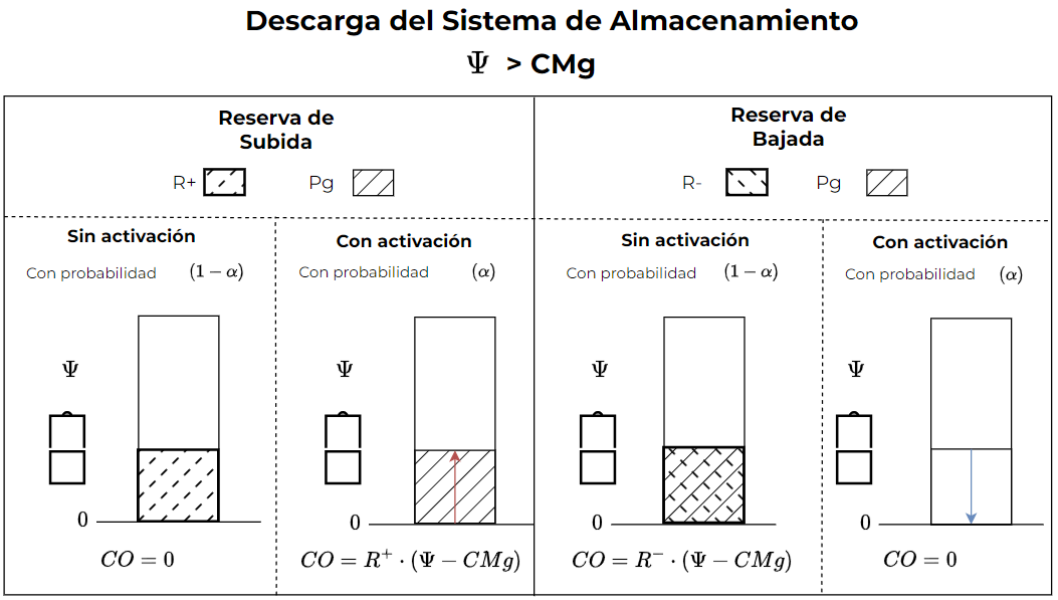

Figura 5.6. Ilustración de costos de oportunidad de ESS cuando el **costo marginal es menor a la valorización de la energía almacenada** y el ESS se encuentra en **estado de descarga**.

Por otro lado, en **estado de carga**, participando como demanda flexible, se esperaría que el ESS se estuviera cargando a su máxima capacidad, dado que la energía se valoriza a un precio mayor al costo marginal. Luego, costos de oportunidad pueden surgir: **activando reservas de subida**, al disminuir su tasa de carga; o bien, **manteniendo reservas de bajada**, al mantener reducida su tasa de carga. Lo anterior se ilustra en la Figura 5.7 a continuación.

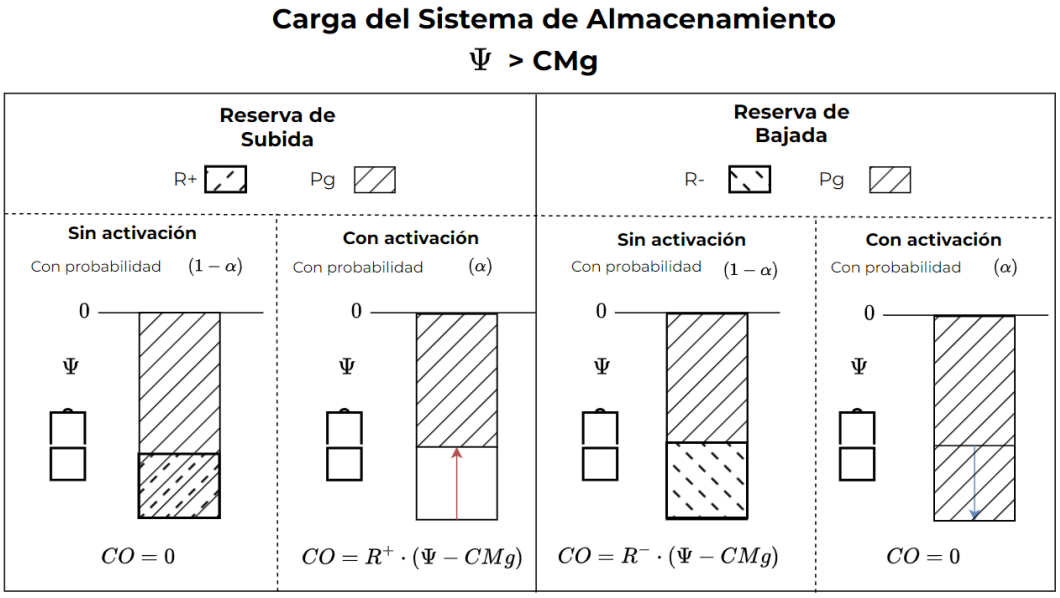

Figura 5.7. Ilustración de costos de oportunidad de ESS cuando el **costo marginal es menor a la valorización de la energía almacenada** y el ESS se encuentra en **estado de carga**.

El análisis de ambos estados de operación, de descarga y carga, determina las mismas expresiones para los costo de oportunidad perdidos:

- Si existe activación total de **reserva de subida**, el **costo de oportunidad asociado a activación** que observa el ESS es: $CO^{act} = R^{+} \cdot (\psi - CMg)$
- Si no existe activación de **reserva de bajada**, el **costo de oportunidad asociado a capacidad** que observa el ESS es: $CO^{cap} = R^{-} \cdot (\psi - CMg)$

En términos de las probabilidades/tasas de activación definidas para la representación de la activación de SSCC en la OTR, los costos de oportunidad cuando $CMg < \psi$ quedan representado por:

$$CO^{tot}_{g,sc,t} = CO^{act}_{g,sc,t} + CO^{cap}_{g,sc,t}$$
$$CO^{act}_{g,sc,t} = \alpha^{+}_{sc} \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot (\psi_{g,t} - CMg_{g,t})$$
$$CO^{cap}_{g,sc,t} = (1 - \alpha^{-}_{sc}) \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot (\psi_{g,t} - CMg_{g,t})$$

Con todo lo anterior, los **costos de oportunidad** que enfrenta un ESS que presta reservas para la provisión de servicios de subida y bajada quedan representados por las siguientes expresiones. Estas consideran los costos de oportunidad en ambos casos de valorización de la energía almacenada (i.e., cuando $\psi > CMg$ y $\psi < CMg$), así como ambos estados de operación (i.e., descarga y carga):

$$CO^{tot}_{g,sc,t} = CO^{act}_{g,sc,t} + CO^{cap}_{g,sc,t}$$
$$CO^{act}_{g,sc,t} = \alpha^{+}_{sc} \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} + \alpha^{-}_{sc} \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\}$$
$$CO^{cap}_{g,sc,t} = (1 - \alpha^{+}_{sc}) \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\} + (1 - \alpha^{-}_{sc}) \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}$$

5.1.4. Escenario Actual de Formación de Ofertas

5.1.4.1. Ofertas Tipo A Remuneración Pay-as-Bid

El **Escenario Actual** consiste en la simulación de la operación del SEN en el año 2026 y 2030, considerando la co-optimización de energía y reservas, reflejando de la mejor manera posible la **metodología que utiliza el CEN actualmente** para construir los programas de operación. En este sentido, este escenario considera una **remuneración del tipo pay-as-bid de ofertas** y remuneración como **pagos laterales de costos de oportunidad y sobrecostos por capacidad y activación de SSCC**.

Lo anterior determina que la oferta de cada unidad se limite a costos directos de desgaste, para los cuales existen referencias de costos representativos por tecnología[113]. Llamaremos a éstas **ofertas tipo A**, las que **se construyen sólo en función de costos directos de desgaste** de unidades, y que se definen de la siguiente manera:

$$a_{g,t}^{+/-} = \theta_{\tau(g)}$$

Particularmente, este escenario considera la **remuneración** de la prestación de SSCC a través de un **esquema pay-as-bid**, por lo cual **pagos laterales de costos de oportunidad y sobrecostos** quedarán definidos en función de lo definido en secciones anteriores, y según se resume a continuación:

Costos de oportunidad de generadores ($CMg > CV$):

$$CO_{g,sc,t}^{tot} = CO_{g,sc,t}^{act} + CO_{g,sc,t}^{cap} = \alpha_{sc}^{-} \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot (CMg_{g,t} - CV_{g,t}) + (1 - \alpha_{sc}^{+}) \cdot R_{g,sc,t}^{+} \cdot (CMg_{g,t} - CV_{g,t})$$

Sobrecostos de generadores ($CMg < CV$):

$$SC_{g,sc,t}^{tot} = SC_{g,sc,t}^{act} + SC_{g,sc,t}^{cap} = \alpha_{sc}^{+} \cdot R_{g,sc,t}^{+} \cdot (CV_{g,t} - CMg_{g,t}) + (1 - \alpha_{sc}^{-}) \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot (CV_{g,t} - CMg_{g,t})$$

Costos de Oportunidad de ESS (teóricos):

$$CO_{g,sc,t}^{tot} = CO_{g,sc,t}^{act} + CO_{g,sc,t}^{cap}$$

$$CO_{g,sc,t}^{act} = \alpha_{sc}^{+} \cdot R_{g,sc,t}^{+} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} + \alpha_{sc}^{-} \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\}$$

$$CO_{g,sc,t}^{cap} = (1 - \alpha_{sc}^{+}) \cdot R_{g,sc,t}^{+} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\} + (1 - \alpha_{sc}^{-}) \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}$$

Adicionalmente, para representar de mejor manera el escenario actual de remuneración de costos de oportunidad a ESS, se implementa la metodología descrita por el CEN en la Minuta de Remuneración de SSCC de enero 2023[114]. Este escenario se diferencia del escenario con ofertas tipo A y remuneración pay-as-bid, en el sentido de que éste último considera el reconocimiento de costos de oportunidad teóricos para ESS.

[113] Según se define en la Resolución Exenta N°443 sobre el mecanismo de determinación de los valores máximos para el proceso de verificación de ofertas. Disponible en: RE 443 de 2020

[114] Disponible en: Balance Definitivo SSCC Enero 2023

En este contexto, destacar que $\alpha_{sc}^{+/-}$ (probabilidad/tasa de activación del SSCC *sc* de subida (+)/bajada (-)) se utiliza para la remuneración ex post de pagos laterales, y no para la modelación del **problema de optimización**, **en el cual no se consideran probabilidades de activación**.

5.1.5. Escenarios de Análisis de Formación de Ofertas

5.1.5.1. Ofertas Tipo A Remuneración Pay-as-Clear

Este escenario consiste en la simulación de la operación del SEN en el año 2026 y 2030, la co-optimización de energía y reservas considerando un esquema de **remuneración del tipo pay-as-clear de ofertas**, a través del precio uniforme calculado como la **variable dual de la restricción de balance del requerimiento**, la cual a su vez internaliza costos de oportunidad por capacidad en cuestión. Mientras, **costos de oportunidad por activación y sobrecostos por capacidad y activación de SSCC** son remunerados a través de **pagos laterales**.

Lo anterior determina que la oferta de cada central se limite a los **costos de desgaste de su tecnología,** al igual que el escenario anterior, **utilizándose entonces ofertas tipo A**, definidas de la siguiente manera:

$$a_{g,t}^{+/-} = \theta_{\tau(g)}$$

Por otro lado, al considerar un esquema de remuneración del tipo pay-as-clear, solo se remuneran como **pagos laterales costos de oportunidad por activación y sobrecostos por capacidad y activación**, es decir, aquellas componentes de costos que incorporan directamente la probabilidad de activación α en las expresiones definidas anteriormente sumados a sobrecostos por capacidad que no necesariamente estarán internalizados en la variable dual de reservas, según se resume a continuación:

Costos de oportunidad de generadores ($CMg > CV$):

$$CO_{g,sc,t}^{tot} = CO_{g,sc,t}^{act} = \alpha_{sc}^{-} \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot (CMg_{g,t} - CV_{g,t})$$

Sobrecostos de generadores ($CMg < CV$):

$$SC_{g,sc,t}^{tot} = SC_{g,sc,t}^{act} + SC_{g,sc,t}^{cap} = \alpha_{sc}^{+} \cdot R_{g,sc,t}^{+} \cdot (CV_{g,t} - CMg_{g,t}) + (1 - \alpha_{sc}^{-}) \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot (CV_{g,t} - CMg_{g,t})$$

Costos de Oportunidad de ESS:

$$CO_{g,sc,t}^{tot} = CO_{g,sc,t}^{act} = \alpha_{sc}^{+} \cdot R_{g,sc,t}^{+} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t'}, 0\} + \alpha_{sc}^{-} \cdot R_{g,sc,t}^{-} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t'}, 0\}$$

A diferencia del Escenario Actual, en este escenario de ofertas, **se consideran probabilidades de activación $\alpha_{sc}^{+/-}$ tanto para el cálculo de pagos laterales como en la modelación del problema de optimización** asociado.

5.1.5.2. Ofertas Tipo B Remuneración Pay-as-Clear

En este escenario se define un esquema de **remuneración del tipo pay-as-clear**, en el que **pagos laterales por SSCC sólo corresponden a sobrecostos por activación y sobrecostos por disponibilidad** (recordar que costos de oportunidad por disponibilidad son internalizados en la remuneración del tipo pay-as-clear). Esta definición de remuneraciones y pagos laterales genera **incentivos** para que los participantes del mercado **incorporen en sus ofertas costos de oportunidad por activación** que puedan estimar. Esto, en función de sus expectativas de costos marginales ($\hat{CMg}_{g,t}$), valorización de la energía almacenada ($\hat{\Psi}_{g,t}$), y probabilidad/tasa de activación de SSCC ($\hat{\alpha}^{+/-}_{g,sc,t}$) en la operación real. Por simplicidad, se considerará una probabilidad de activación utilizada para la modelación del problema igual a aquella estimada por agentes.

Luego, las **ofertas** de los agentes **se construyen en función de sus costos directos de desgaste** y de los **costos de oportunidad por activación que puedan estimar** de la siguiente manera, en donde se diferencian los procesos de formación de ofertas para productos de subida (+) y de bajada (-), así como de generadores ($g \notin G_{ESS}$) y de ESS ($g \in G_{ESS}$):

$$b^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} \; \forall g \notin G_{ESS}$$

$$b^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{\hat{CMg}_{g,t} - CV_{g,t}, 0\} \; \forall g \notin G_{ESS}$$

$$b^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{+}_{g,sc,t} \cdot max\{\hat{\Psi}_{g,t} - \hat{CMg}_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{ESS}$$

$$b^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{\hat{CMg}_{g,t} - \hat{\psi}_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{ESS}$$

Este escenario considera un esquema de **remuneración del tipo pay-as-clear,** el cual **internaliza costos de oportunidad por disponibilidad**. **Costos de oportunidad por activación son incorporados en la oferta**, mientras que **sobrecostos por activación y sobrecostos por disponibilidad son remunerados como pagos laterales**, según se resume a continuación:

Sobrecostos de generadores ($CMg < CV$):

$$SC^{tot}_{g,sc,t} = SC^{act}_{g,sc,t} + SC^{cap}_{g,sc,t} = \alpha^{+}_{sc} \cdot R^{+}_{g,sc,t} \cdot (CV_{g,t} - CMg_{g,t}) + (1 - \alpha^{-}_{sc}) \cdot R^{-}_{g,sc,t} \cdot (CV_{g,t} - CMg_{g,t})$$

5.1.5.3. Ofertas Tipo C Remuneración Pay-as-Clear

En este escenario se define un esquema de **remuneración del tipo pay-as-clear**, en el que **solo se remuneran sobrecostos por disponibilidad de SSCC** (recordar que costos de oportunidad por disponibilidad son internalizados en la remuneración del tipo pay-as-clear). De esta forma, existen **incentivos** para que los participantes **incorporen dentro de su oferta tanto costos de oportunidad como sobrecostos por activación** que puedan estimar[115].

[115] Esto, en función de sus expectativas de costos marginales, valorización de la energía almacenada, y probabilidad/tasa de activación de SSCC en la operación real. Por simplicidad, se considerará una probabilidad de activación utilizada para la modelación del problema igual a aquella estimada por agentes.

Luego, las **ofertas** de los agentes **se construyen en función de sus costos directos de desgaste** y de los **costos de oportunidad y sobrecostos por activación que puedan estimar** de la siguiente manera, en donde se diferencian los procesos de formación de ofertas para productos de subida (+) y de bajada (-), así como de generadores ($g \notin G_{ESS}$) y de ESS ($g \in G_{ESS}$):

$$c^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{+}_{g,sc,t} \cdot max\{CV_{g,t} - \hat{CMg}_{g,t'}, 0\} \; \forall g \notin G_{ESS}$$

$$c^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,sc,t} \cdot max\{\hat{CMg}_{g,t} - CV_{g,t'}, 0\} \; \forall g \notin G_{ESS}$$

$$c^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{+}_{g,sc,t} \cdot max(\hat{\Psi}_{g,t} - \hat{CMg}_{g,t'}, 0\} \; \forall g \in G_{ESS}$$

$$c^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,sc,t} \cdot max(\hat{CMg}_{g,t} - \hat{\Psi}_{g,t'}, 0\} \; \forall g \in G_{ESS}$$

Este escenario considera un esquema de **remuneración del tipo pay-as-clear,** el cual **internaliza costos de oportunidad por capacidad** a través del precio uniforme. **Costos de oportunidad y sobrecostos por activación son incorporados en la oferta,** mientras que **sobrecostos por disponibilidad** son remunerados como pagos laterales.

5.1.6. Escenarios Benchmark

Finalmente, el Escenario Benchmark consiste en la simulación de la operación del SEN en el año 2026 y 2030, considerando que ESS no participan en la provisión de SSCC. De esta manera, las **simulaciones sirven de base** para determinar las políticas de operación e ingresos de centrales de generación participando en un **caso contrafactual** donde sólo operan en el mercado de energía. Adicionalmente, simulaciones **permiten construir aproximaciones a los costos de oportunidad** que enfrenta cada agente al momento de construir sus ofertas de reservas. Estas simulaciones permiten contar con un **benchmark a nivel de costos totales de operación**, con lo cual se pueden contrastar los aumentos de costos involucrados en la transición propuesta para el mercado de SSCC. En particular, se considera la simulación de los siguientes **Escenarios Benchmark:**

- **Escenario Benchmark asociado al Escenario Actual de Formación de Ofertas:** Escenario Actual **no considera probabilidades/tasas de activación de reservas de subida o bajada** en la función objetivo del problema de co-optimización de energía y reservas. De la misma manera, se considera que para el Escenario Actual, estimaciones de pagos laterales, particularmente en el caso de costos de oportunidad, se realizan en consideración de un **caso contrafactual en que tampoco se consideran** probabilidades/tasas de activación.

- **Escenario Benchmark asociado a Escenarios de Análisis de Formación de Ofertas:** Escenarios de Análisis **consideran probabilidades/tasas de activación de reservas de subida y bajada** en la función objetivo del problema de co-optimización de energía y reservas. De la misma manera, se considera que para Escenarios de Análisis, estimaciones de pagos laterales, particularmente en el caso de costos de oportunidad, se realizan en consideración de un **caso contrafactual en que sí se consideran** probabilidades/tasas de activación.

Cabe destacar que una formación de ofertas que considere la internalización de sobrecostos o costos de oportunidad, supone la estimación por parte de los agentes de los costos marginales en etapas del DA y OTR. Sin embargo, podrían existir diferencias entre costos marginales, y por lo tanto, sobrecostos y costos de oportunidad estimados, y los que efectivamente enfrentaría el agente en etapas del DA y OTR. Esto, debido a estimaciones erróneas del estado que enfrentará el sistema en dichas etapas (e.g., disponibilidad de generadores, flujo de líneas, pronósticos renovables, etc.).

5.1.7. Resumen de Remuneraciones

En base a los diferentes esquemas de remuneración y de oferta antes mencionados, se presenta en la Tabla 5.1 a continuación un resumen de la metodología propuesta para el cálculo de remuneraciones de los ingresos percibidos por cada agente en mercados de SSCC. Cabe mencionar que las **remuneraciones asociadas al mercado de energía**, en términos de ingresos y remuneración de pagos laterales, **no varían entre los escenarios de remuneración de SSCC**.

En cuanto a las remuneraciones asociadas al mercado de SSCC, el Escenario Actual incentiva ofertas solo por costos directos de desgaste (ofertas tipo A) bajo un esquema de remuneración pay-as-bid, mientras que los **escenarios de análisis incentivan ofertas por costos directos de desgaste** (ofertas tipo A)**, costos de oportunidad** (ofertas tipo B) **y sobrecostos** (ofertas tipo C)**, todos bajo un esquema de remuneración del tipo pay-as-clear**.

Finalmente, destacar que se asume una probabilidad de activación $\alpha^{+/-}$, con la cual se calculan los pagos laterales ex-post de los servicios de CF cuando corresponda. Conceptualmente ésta es independiente y no necesariamente igual a la estimación de dicha probabilidad de activación $\hat{\alpha}_{g}^{+/-}$ propia del generador *g* utilizada para la formación de ofertas. Sin embargo, se utiliza la misma ($\alpha^{+/-} = \hat{\alpha}_{g,t}^{+/-}$)[116].

[116] Considerar que para costos de oportunidad por capacidad debiese considerarse probabilidades estimadas de activación, mientras que costos de oportunidad y sobrecostos por activación debiesen considerarse probabilidades reales de activación, de forma ex-post, en función a la OTR del sistema.

Tabla 5.1. Resumen de escenarios por tipos de ofertas y esquema de remuneraciones para cada SSCC.

Escenario	Ofertas Tipo A (Pay-as-Bid)[117]	Ofertas Tipo A (Pay-as-Clear)	Ofertas Tipo B (Pay-as-Clear)	Ofertas Tipo C (Pay-as-Clear)
Componentes Oferta	$a^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)}$ $a^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)}$		$b^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} \; \forall g \notin G_{BESS}$ $b^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,t} \cdot \Phi^{CO}_{g,t} \; \forall g \notin G_{BESS}$ $\Phi^{CO}_{g,t} = max\{\hat{CMg}_{g,t} - CV_{g,t}, 0\}$ $b^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{+}_{g,t} \cdot \Phi^{CO\,(ESS)}_{1,g,t} \; \forall g \in G_{ESS}$ $b^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,t} \cdot \Phi^{CO\,(ESS)}_{2,g,t} \; \forall g \in G_{ESS}$ $\Phi^{CO\,(ESS)}_{1,g,t} = max\{\hat{\Psi}_{g,t} - \hat{CMg}_{g,t}, 0\}$ $\Phi^{CO\,(ESS)}_{2,g,t} = max\{\hat{CMg}_{g,t} - \hat{\psi}_{g,t}, 0\}$	$c^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{+}_{g,t} \cdot \Phi^{SC}_{g,t} \; \forall g \notin G_{BESS}$ $c^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,t} \cdot \Phi^{CO}_{g,t} \; \forall g \notin G_{BESS}$ $\Phi^{SC}_{g,t} = max\{CV_{g,t} - \hat{CMg}_{g,t}, 0\}$ $\Phi^{CO}_{g,t} = max\{\hat{CMg}_{g,t} - CV_{g,t}, 0\}$ $c^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{+}_{g,t} \cdot \Phi^{CO\,(ESS)}_{1,g,t} \; \forall g \in G_{BESS}$ $c^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)} + \hat{\alpha}^{-}_{g,t} \cdot \Phi^{CO\,(ESS)}_{2,g,t} \; \forall g \in G_{BESS}$ $\Phi^{CO\,(ESS)}_{1,g,t} = max\{\hat{\Psi}_{g,t} - \hat{CMg}_{g,t}, 0\}$ $\Phi^{CO\,(ESS)}_{2,g,t} = max\{\hat{CMg}_{g,t} - \hat{\psi}_{g,t}, 0\}$
Sobrecostos por Capacidad	$(1 - \alpha^{-}) \cdot R^{-}_{g,t} \cdot max\{CV_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} \; \forall g \notin G_{BESS}$			
Sobrecostos por Activación	$\alpha^{+} \cdot R^{+}_{g,t} \cdot max\{CV_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} \; \forall g \notin G_{BESS}$			-
Costos de Oportunidad por Activación	$\alpha^{-} \cdot R^{-}_{g,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - CV_{g,t}, 0\} \; \forall g \notin G_{BESS}$ $\alpha^{+} \cdot R^{+}_{g,t} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$ $\alpha^{-} \cdot R^{-}_{g,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$		-	-
Costos de Oportunidad por Capacidad	$(1 - \alpha^{+}) \cdot R^{+}_{g,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - CV_{g,t}, 0\} \; \forall g \notin G_{BESS}$ $(1 - \alpha^{+}) \cdot R^{+}_{g,t} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$ $(1 - \alpha^{-}) \cdot R^{-}_{g,t} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$	-	-	-

[117] Se analiza el escenario en que se considera una remuneración de costos de oportunidad de ESS teóricos y según la metodología del CEN.

5.2. Parámetros de Entrada y Supuestos

A continuación, se presentan los principales supuestos que se considerarán en las simulaciones de la operación del sistema. Cabe destacar que se consideran simulaciones horarias para las 12 semanas representativas de los años 2026 y 2030.

5.2.1. Supuestos Asociados a Perfiles de Demanda de Energía, SSCC y Disponibilidad de Centrales de Generación

Los **perfiles de demanda** y de **disponibilidad renovable** se construyen a partir de 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 durante el año 2022. Respecto a los perfiles horarios de requerimientos de servicios de CF, estos también se obtuvieron desde las bases de datos de la programación utilizadas por el CEN durante el año 2022.

En particular respecto a la **disponibilidad de centrales despachables**, se considera el perfil de disponibilidad real que presentaron durante la operación del sistema en el año 2022, en base a la información pública disponible por el CEN, de forma tal que los costos marginales representen dichos fenómenos de corto plazo. Estos perfiles de disponibilidad indican la capacidad de generación de las centrales respecto a su potencia máxima, permitiendo generar perfiles de generación para todas las centrales existentes, al multiplicar su factor de disponibilidad[118] por su potencia máxima.

Para centrales nuevas o futuras, se consideró un perfil de disponibilidad en función del promedio de la tecnología correspondiente para cada zona.

Respecto a la **información hídrica**, se utilizó la información de hidrologías y valores del agua utilizadas por el CEN durante la programación de la operación del año 2022[119]. De esta forma, cada una de las semanas representativas utiliza los afluentes y valores del agua de su semana homóloga del año 2022. No obstante, con el objetivo de que los valores del agua reflejen de forma adecuada los cambios de los precios de combustibles (proyectados en años posteriores a 2022), se realizó un ajuste a dichos valores dado por la división entre el costo variable ponderado del parque térmico[120] en el año de interés y el costo variable ponderado del parque térmico en el año 2022.

5.2.2. Supuestos Asociados a la Proyección de Demanda de Energía y SSCC

La **proyección de demanda** corresponde a aquella utilizada por la CNE en su estudio "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer

[118] De esta manera, el factor de disponibilidad es un número entre 0 y 1 que multiplica la potencia máxima de una central con el objetivo de dar cuenta de la capacidad máxima realmente disponible. Así por ejemplo, una central solar tendrá un factor de disponibilidad igual a 0 durante las horas de noche y mayor a 0 durante las horas de día. Asimismo, una central térmica limitada al 80% de su capacidad máxima tendrá un factor 0.8.

[119] Se utiliza el año 2022 debido a que información de hidrologías y valores del agua se condicen con perfiles de demanda, generación renovable y disponibilidad de unidades, cuyos valores utilizados corresponden a 2022.

[120] Calculado como el promedio ponderado de los costos variables por la capacidad máxima de cada central.

Semestre 2023"[121]. Los valores de demanda anual allí presentados se utilizan para escalar los perfiles de demanda horaria previamente mencionados, de manera tal que se refleje este crecimiento esperado. De esta manera, la forma del perfil de demanda se mantiene en cada año, pero varía su magnitud y área bajo la curva.

Respecto a la proyección de demanda de servicios de CF, cabe destacar que mientras el CPF se asocia a la desconexión del mayor elemento de generación del sistema (cuya magnitud en capacidad se puede asumir constante), los requerimientos de CSF y CTF se asocian a desviaciones, entre otras, de la generación ERV (cuya integración dentro del mix de generación se estima continúe aumentando). En función de lo anterior, se asume que la demanda de CPF se mantiene constante respecto al requerimiento horario de 2022, fundamentalmente bajo el supuesto de que la capacidad máxima por evento de desconexión y los niveles de inercia del sistema se mantengan relativamente similares a los actuales. Por otro lado, los requerimientos horarios de servicios de CSF y CTF se proyectan de manera proporcional a los aumentos en capacidad de generación ERV[122], de tal manera de que reflejen mayores requerimientos de balance ante un parque de generación con mayores participaciones de generación ERV.

5.2.3. Supuestos Asociados a Combustibles

Los **costos de combustibles iniciales y sus proyecciones** al resto del horizonte de estudio se basan en aquellas utilizadas por la CNE en su estudio "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023". Las proyecciones consideran solo costos de gas, carbón y diésel, mientras que el resto de precios de combustibles (biomasa, biogás, etc) se asumen constantes en el horizonte de estudio. A modo de ilustración, en la Tabla 5.2 se presentan los precios promedio por tipo de combustible a finales de 2022, y en la Tabla 5.3 se muestran los factores de modulación que ponderan los costos de combustible iniciales para obtener los costos de combustible de cada central en cada año simulado.

Tabla 5.2. Precios promedio por tipo de combustible a finales de 2022.

Combustible	Unidad	Precio [USD/unidad]	Precio [USD/MWh]
Diésel	ton	1,367.77	364.38
Carbón	ton	375.79	138.24
Gas	dam3	475.41	113.47

[121] Disponible en: CNE: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023

[122] El ajuste corresponde a escalar el vector horario del requerimiento por el crecimiento en MW instalados de capacidad solar y eólica respecto a la capacidad instalada de las mismas tecnologías en el año 2022. Es decir, frente a un crecimiento en 50 MW adicionales respecto a una capacidad instalada de 100 MW en 2022 (aumento del 50% en la capacidad ERV), el requerimiento de reservas asociadas aumenta también en un 50%.

Tabla 5.3. Factores de modulación de combustibles horizonte 2023-2033.

Año	Diésel	Carbón	Gas
2023	1.00	1.00	1.00
2024	1.085	0.986	0.956
2025	1.106	0.987	0.932
2026	1.132	0.986	0.929
2027	1.161	0.970	0.942
2028	1.186	0.972	0.966
2029	1.198	0.973	0.982
2030	1.221	0.975	0.995
2031	1.246	0.975	1.007
2032	1.264	0.976	1.012
2033	1.278	0.979	1.021

Respecto de la **disponibilidad de combustibles** se considera solo la disponibilidad para el gas natural, utilizando la información dispuesta en el mismo informe precio nudo. Dicha disponibilidad (en m3) considera acuerdos de suministro ya suscritos por empresas de generación. Lo anterior corresponde a una limitación de combustible impuesta hasta abril del año 2025, fecha en la cual se asume la disponibilidad de los últimos 12 meses hasta abril del año 2027. Posterior al año 2027 se asume disponibilidad según la capacidad máxima de regasificación considerada en el mismo informe, la cual corresponde a 15 Mm3/día en el caso del terminal Quintero y a 5.5 Mm3/día en el caso del terminal Mejillones[123].

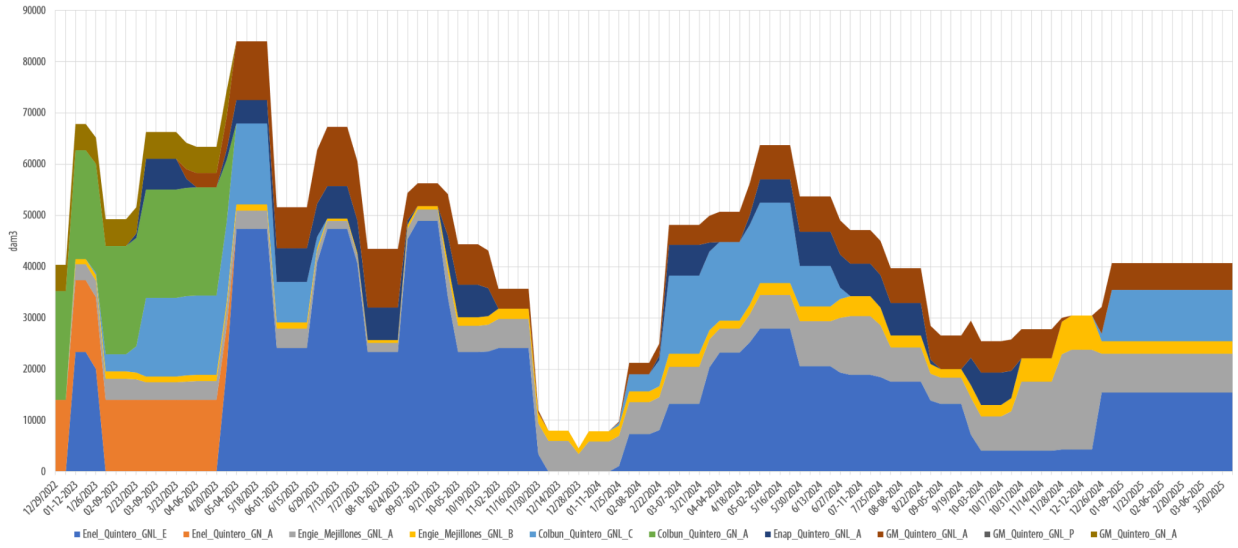

Figura 5.8. Disponibilidad de gas natural en el horizonte 2023-2025.

5.2.4. Supuestos Asociados al Parque de Generación y Transmisión

Para efectos de la etapa de operación se considera la misma resolución utilizada por el CEN en el proceso diario de Programación de la Operación, lo que para el inicio del horizonte

[123] No obstante, cabe destacar que al extrapolar dichas capacidades diarias a una disponibilidad semanal, se observa una limitante menos estricta (mayor holgura) que la disponibilidad semanal observada en el periodo previo al año 2025. Es decir, posterior al año 2027, se observa una mayor disponibilidad de gas.

corresponde a alrededor de 824 centrales de generación (considerando simplificaciones respecto a las configuraciones de centrales térmicas), 210 barras y 300 líneas que en general representan el sistema de transmisión de las líneas de alto voltaje (≥ 220 kV), pero que de todas formas contiene algunas subestaciones desde los 66 kV, 100 kV, 110 kV y 154 kV. Esta representación más detallada del SEN permite obtener resultados más afines con los obtenidos en el proceso de programación y la operación real del sistema, al considerar particularidades del sistema de transmisión o fenómenos horarios que usualmente son simplificados en modelos de largo o mediano plazo.

El parque generador inicial se constituye a partir de la información utilizada por el CEN para el proceso de programación diaria de la operación, actualizado al 31 de diciembre de 2022. Esta capacidad se va ajustando año a año, según la información dispuesta en el "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023", el cual considera: i) la entrada de proyectos de generación declarados en construcción[124], ii) la conexión comprometida de centrales de generación, iii) el retiro programado de centrales a carbón y iv) plan de expansión de la generación calculado en el mismo informe para el período 2027-2033. En base a todo este conjunto de supuestos, en la Figura 5.9 se muestra la capacidad de generación entrante/saliente en cada año. De la misma forma, en la Tabla 5.4 se muestra la capacidad instalada total por tecnología en el año 2026 y 2030.

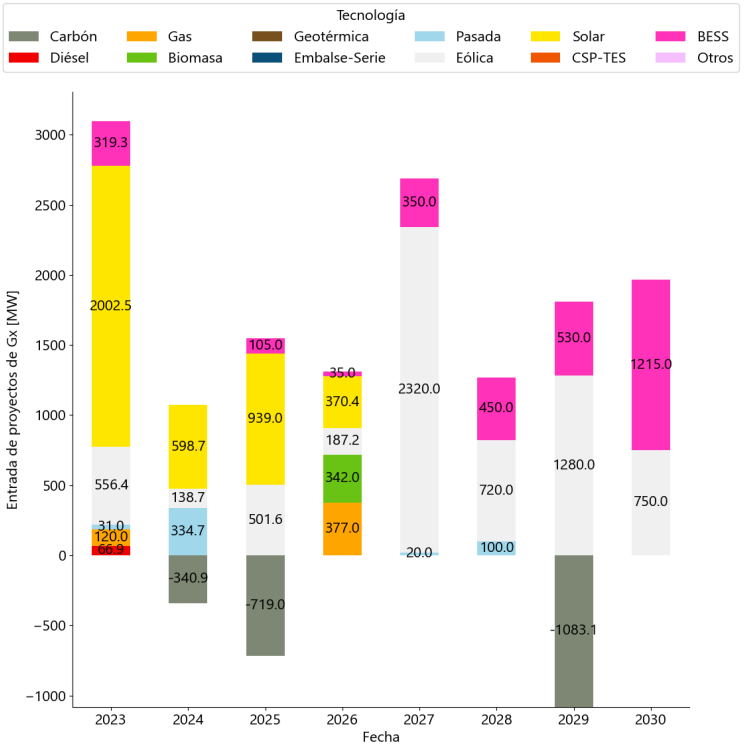

Figura 5.9. Proyectos de generación entrantes y salientes en cada año del horizonte 2023-2030 [MW].

[124] Disponible en: CNE: Tablas de Declaración en Construcción Noviembre 2022

Tabla 5.4. Capacidad instalada de generación en el año 2026 y 2030 [MW].

Tecnología	2026	2030
Carbón	3,042	1,959
Diésel	6,264	6,264
Gas	2,135	2,135
Biomasa	977	977
Geotérmica	70	70
Embalse-Serie	6,836	6,836
Pasada	925	1,045
Eólica	5,544	10,614
Solar	11,231	11,231
CSP-TES	110	110
BESS	424	2,969
Otros	26.5	27
Total	37,585	44,237

Respecto a las capacidades para la prestación de servicios de CF de cada central en operación al año 2022, se considera la capacidad reportada y utilizada en los procesos de programación de la operación del año 2022. Para el caso de centrales nuevas, se utiliza la capacidad máxima de reservas promedio porcentual por tecnología, calculada como el promedio de la proporción entre la capacidad máxima de reservas de las centrales existentes y su potencia máxima de generación. Para el caso de las BESS que entran en operación durante el horizonte de estudio, se asume su potencia máxima como límite superior para la provisión de servicios de CPF, CSF y CTF. Es importante destacar que este tipo de centrales puede prestar servicios de CF, ya sea como activo de generación (aumentando o disminuyendo su despacho) o como demanda flexible (aumentando o disminuyendo su potencia de carga).

Respecto al plan de obras del sistema de transmisión, se considera el programa de obras de transmisión en construcción, el cual se basa en aquel utilizado en el "Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo"[125]. El detalle de esta información se encuentra disponible en la Tabla 5.5. Cabe destacar que el plan de obras utilizado considera la **puesta en servicio del Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre[126], para mayo de 2029**.

[125] Disponible en: CNE: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023
[126] Para esta línea se considera una capacidad bipolar nominal 3.000 MW (2 x 1.500 MW). Disponible en: CEN: Lanzamiento Licitación Internacional Línea HVDC: Características Generales del Proyecto

Tabla 5.5. Proyectos de transmisión en construcción horizonte 2023-2029.

Proyecto	Fecha estimada de interconexión	Responsable
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	ene-23	Consorcio Saesa - Chilquinta
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	ene-23	Consorcio Ferrovial
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	abr-23	Interchile
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	nov-23	Transelec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	dic-23	Transelec
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	Transelec
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	abr-24	Transelec
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	dic-24	Transelec; Pacific Hydro Punta Sierra
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	ene-25	Transelec
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transelec
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	jun-25	Transelec; Kelti; Sociedad Austral de Transmisión Troncal; Zaldívar Transmisión; TSGF
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	jun-25	Transelec; Besalco Transmisión; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel; Edelnor Transmisión
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	may-29	Consorcio Yallique

5.2.5. Supuestos Asociados a Sistemas de Almacenamiento

Las simulaciones de este estudio consideran una operación centralizada de ESS, la cual es calculada a partir del modelo de programación de la operación, donde el ESS se opera con el objetivo de conseguir minimizar los costos de operación del sistema. En este sentido, es el CEN quién define los niveles de energía almacenada (State of Charge o SoC, por sus siglas en inglés), potencias de carga y potencias de descarga, las que a su vez determinan los ingresos por arbitraje que perciben ESS. No se considera un número máximo de ciclos de operación para cada ESS ni pérdidas de la energía que pueden almacenar a través del tiempo. Asimismo, la modelación de ESS considera sólo la eficiencia del sistema en cuestión, la cual multiplica la potencia de carga del mismo, siguiendo la fórmula a continuación:

$$I_t = I_{t-1} - P_{discharge} + \eta \cdot P_{charge}$$

Donde I_t corresponde a la energía almacenada en la hora t; $P_{discharge/charge}$ a la potencia de carga o descarga del ESS; y η a la eficiencia round-trip.

5.3. Análisis de Resultados

5.3.1. Formación de Ofertas

Las ofertas para las distintas unidades que componen el parque de generación se construyen en función de los **escenarios de formación de ofertas presentados previamente** (ver sección 5.1). Para esto, se utilizan las **probabilidades de activación que se detallan a continuación**, las cuales toman como referencia el monto real de reserva que fue activado respecto al monto asignado durante el año 2022 para cada SSCC[127], con excepción del servicio de CTF, el cual, al presentar valores demasiado pequeños, no tendría impacto en la modelación, razón por la cual se escogió un valor de 10% como probabilidad de activación para este servicio.

Tabla 5.6 Probabilidades de activación utilizadas en el cálculo de ofertas.

SSCC	CPF(+)	CPF(-)	CSF(+)	CSF(-)	CTF(+)	CTF(-)
Probabilidad de Activación	30%	30%	30%	20%	10%	10%

Las ofertas **tipo A** tanto para el caso pay-as-clear como el pay-as-bid son generadas de acuerdo a los **costos directos** establecidos en la RE N°443[128], las ofertas **tipo B** consideran **costos directos sumados a costos de oportunidad por activación** estimados en base a los costos marginales y valores de la energía que se desprenden de los escenarios benchmark, mientras que las ofertas **tipo C** incorporan, **además de las componentes anteriores, los sobrecostos por activación** estimados de la misma forma que los costos de oportunidad.

5.3.2. Impactos Asociados al Perfeccionamiento del Mercado de SSCC

A continuación, se presentan los impactos que los distintos esquemas de remuneración y de formación de ofertas tienen en la asignación y remuneraciones, tanto a nivel sistémico como a nivel particular de las tecnologías que lo componen.

5.3.2.1. Costos Marginales y Asignación de Energía y Reservas

Las Figuras 5.10 a 5.11 muestran el impacto que cada esquema de formación de ofertas tiene en la asignación de SSCC. Es importante destacar que, además de la diferencia en el mecanismo de remuneración entre los esquemas de ofertas A pay-as-bid y A pay-as-clear, la modelación del problema de co-optimización del caso **pay-as-clear considera las probabilidades de activación** indicadas en la Tabla 5.6 mientras que el caso **pay-as-bid refleja la condición actual, donde no existen probabilidades de activación** en el modelo.

En particular, la Figura 5.10 muestra la asignación por tecnología al año 2026 para cada SSCC. En primer lugar se observa que el cambio en la modelación de la co-optimización al considerar las probabilidades de activación cambia la asignación de reservas entre los escenarios A as bid y A as clear incrementando la participación de ESS en todos los servicios de bajada y disminuyendo su participación en servicios de subida. Unidades a biomasa y gas incrementan su participación en productos de subida, reduciendo la participación de diésel y embalse en CSF y CTF debido a la consideración de la posible activación del servicio y el incremento de costos sistémicos que supondría incrementar el despacho de una unidad de

[127] No se observan variaciones relevantes en la probabilidad de activación de 2022 respecto a 2021 y 2023.
[128] Disponible en: RE 443 de 2020

mayor costo variable. Asimismo disminuye en general la participación de ESS en servicios de subida e incrementando en los de bajada (producto de un incremento en el costo asociado a la asignación de BESS a SSCC en la función objetivo). Destaca el incremento en la asignación de unidades a diésel en el caso de CPF(-) a medida que la oferta incorpora componentes de pagos laterales. Esto ocurre ya que al ser un producto de bajada, unidades a diésel no presentan sobrecostos o costos de oportunidad significativos en el evento de activación de estos productos, lo que hace que su oferta sea más baja que otras tecnologías.

Es **importante notar que la asignación óptima de reservas se obtiene a través de la oferta de costos directos**, dado que la modificación de la oferta en los **escenarios B y C** se realiza utilizando una **internalización de costos externos** al modelo de optimización, orientados a la compensación de costos, además de ser **estimados** en base a un benchmark ideal, el cual **no es representativo de la capacidad de estimación** de estos elementos de los participantes del mercado en un escenario real.

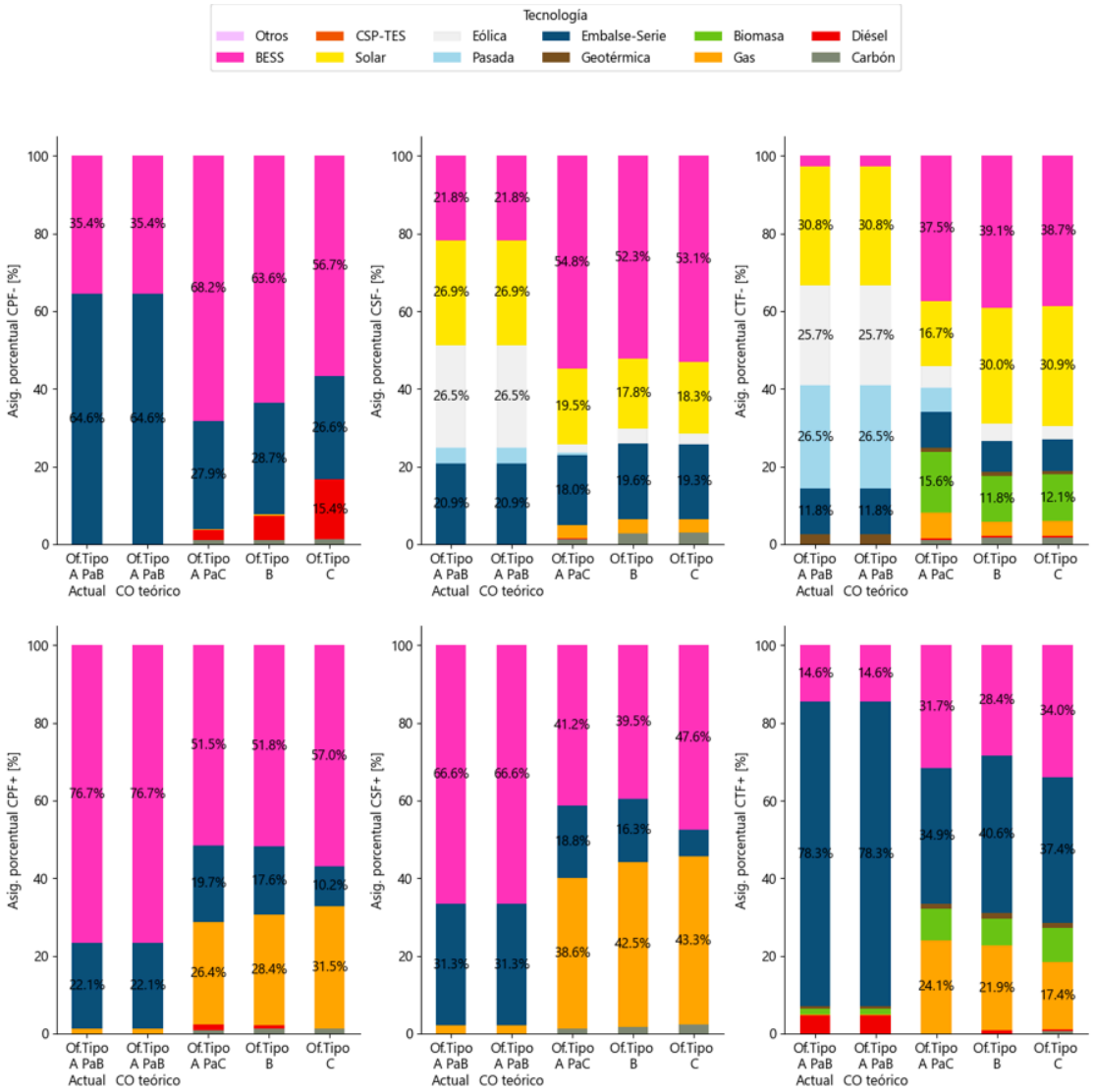

Figura 5.10. Asignación porcentual CF en el año 2026.

Al año 2030, la principal tecnología asignada a cada servicio corresponde a **ESS**, evidenciando la rápida saturación del mercado bajo esta proyección de evolución del sistema. Se evidencia principalmente que disminuye la participación de tecnologías solares, eólica e hidráulica en servicios de bajada en los escenarios con probabilidad de activación respecto del caso actual debido a la consideración del posible ahorro en energía al activarse estos servicios.

Figura 5.11. Asignación porcentual CF en el año 2030.

Como se observa en la Figura 5.12, **a nivel de asignación de energía no hay cambios relevantes** según el esquema de ofertas y formación de precios para las ofertas de SSCC. Se observa una operación más ajustada para el año 2026 con respecto al año 2030, con asignación a unidades diésel que a su vez provoca costos marginales más altos que en 2030, como se observa en la Figura 5.13. A su vez, como no existen grandes cambios en la asignación de energía, **tampoco hay grandes cambios a nivel de costos marginales**.

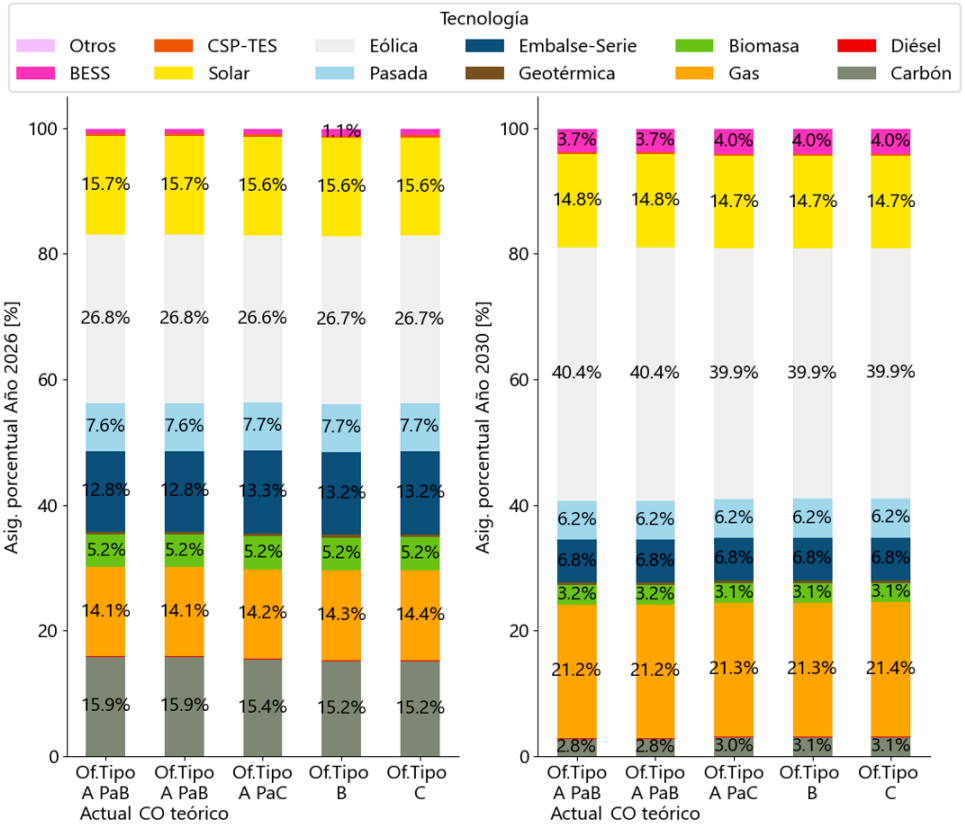

Figura 5.12. Asignación porcentual de energía.

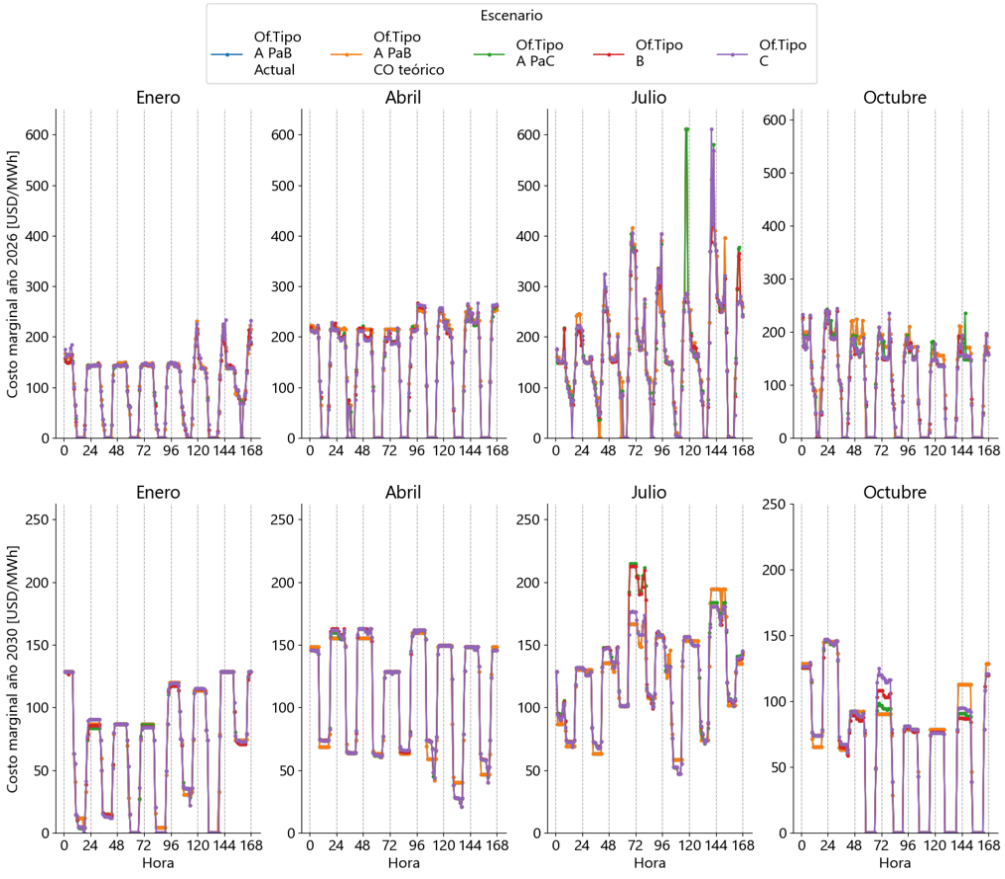

Figura 5.13. Costos marginales de energía horarios en barra Crucero 220 kV.

Las Figuras 5.14 y 5.15 muestran la evolución de la variable dual o precio sombra de las restricciones de SSCC, donde se evidencia que el escenario actual con ofertas tipo A sin probabilidades de activación da lugar a variables duales siempre positivas para todos los servicios, mientras que el resto de escenarios entregan variables duales negativas para productos de bajada, esto se debe a la incorporación de la multiplicación del costo variable de las unidades por la probabilidad de activación. Debido a lo mismo, la magnitud de las variables duales de servicios de CSF y CTF son menores a las de CPF debido a que su probabilidad de activación es menor.

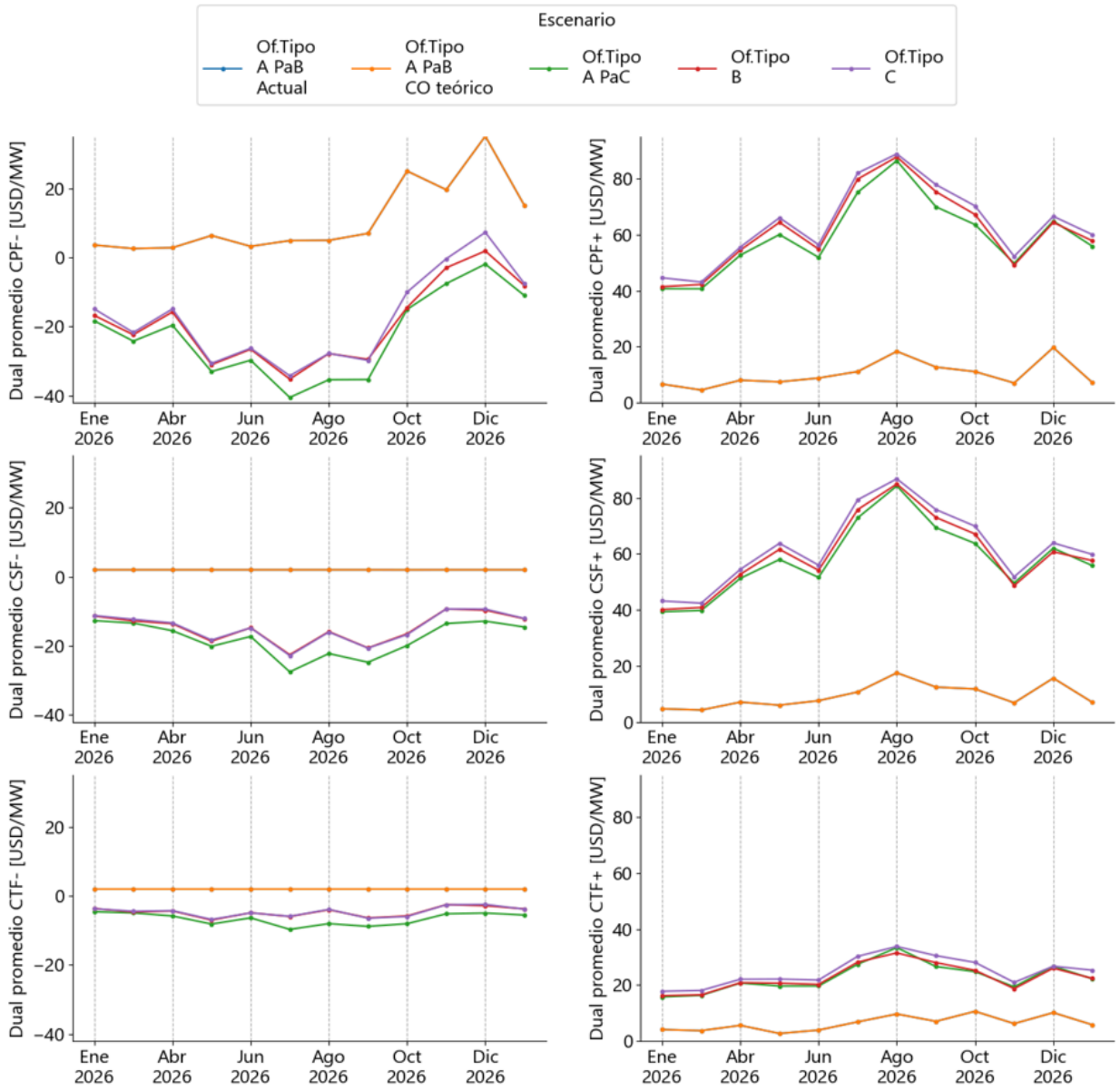

Figura 5.14. Variable dual de balance promedio en cada semana representativa de 2026 para los distintos productos de CF.

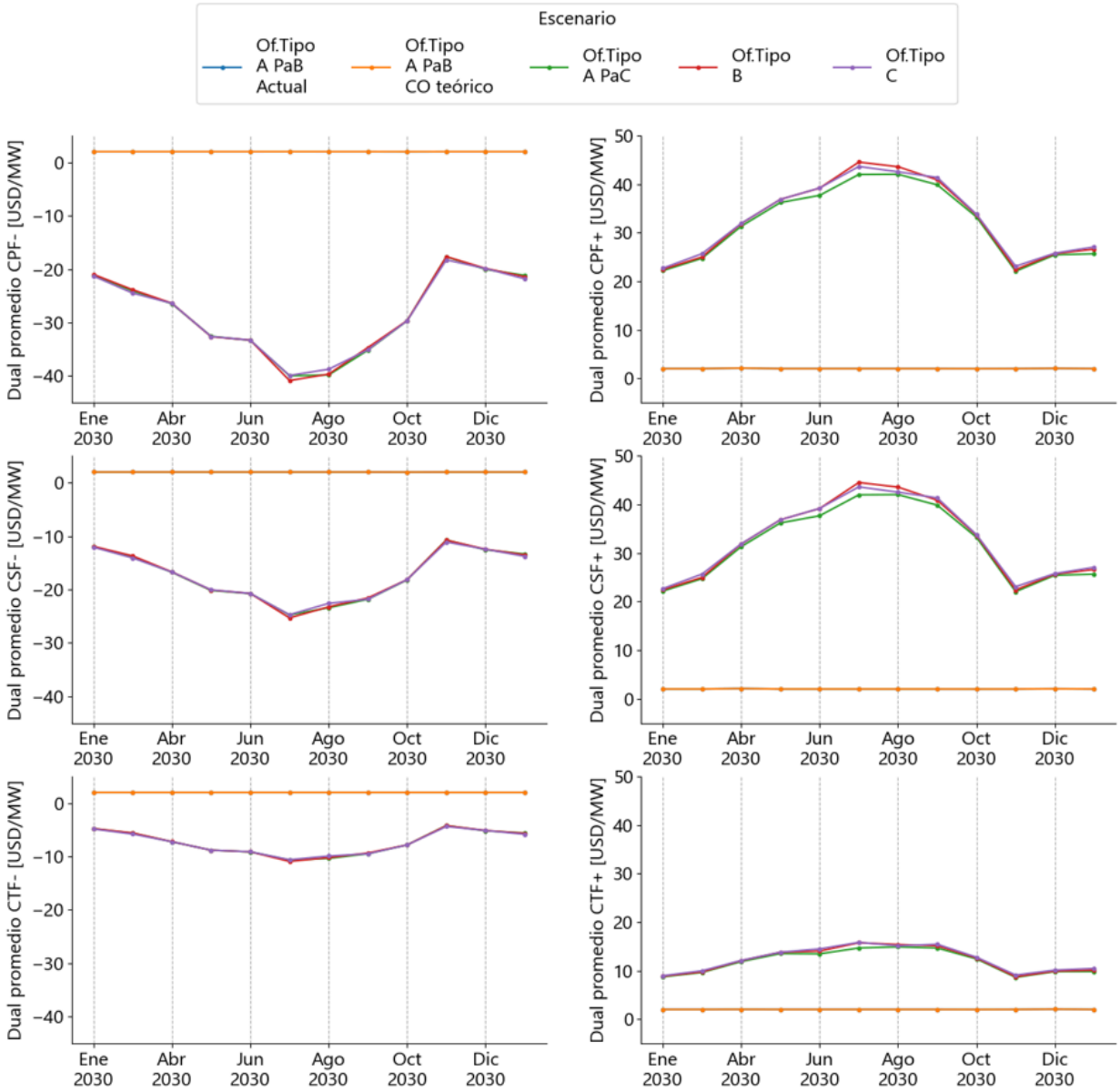

Figura 5.15. Variable dual de balance promedio en cada semana representativa de 2030 para los distintos productos de CF.

5.3.2.2. Ingresos Totales

El impacto de los distintos esquemas de formación de oferta y remuneración se ilustran entre las figuras y tablas de esta sección.

En primer lugar, se observa que los **pagos por el mercado de SSCC resultan de bajo tamaño frente a los pagos por el mercado de energía**, constituyendo alrededor de un **2%** de los mismos. Las Tablas 5.7 y 5.8 detallan la magnitud de pagos por energía, sobrecostos de energía y SSCC, así como su valor normalizado por la demanda del año en cuestión. Estas muestran que todos los escenarios propuestos de remuneración pay-as-clear disminuyen los pagos totales por energía y SSCC respecto al escenario actual, tanto en 2026 como en 2030. Por otro lado el escenario de remuneraciones actuales con costos de oportunidad para ESS calculados según el contrafactual como indica la sección 5.1.3 incrementa los pagos totales

para ambos años de análisis al compensar costos de oportunidad por disponibilidad de ESS según las expresiones allí descritas. Sin embargo estas expresiones podrían sobreestimar el costo de oportunidad por disponibilidad, producto del supuesto de que, en el escenario contrafactual de no asignación de SSCC a cada ESS, no cambia el costo marginal del sistema, lo cual podría no ser así.

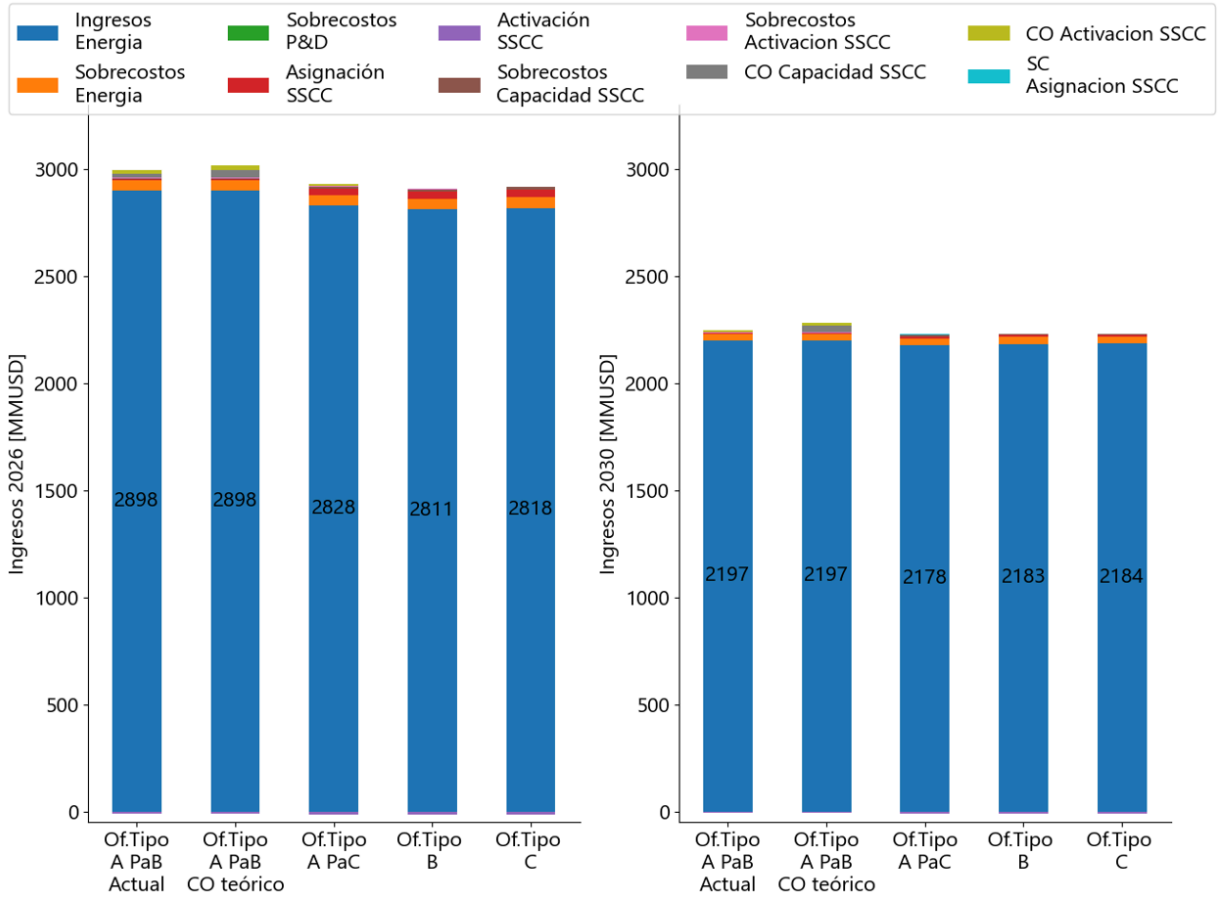

Figura 5.16. Ingresos totales por item (Energía + SSCC) [MMUSD].

Tabla 5.7. Ingresos totales al 2026 (Energía + SSCC).

2026					
Item	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Ingresos Energía y Act. SSCC [MMUSD]	$2,887.86	$2,887.86	$2,813.09	$2,797.78	$2,805.60
Ingresos Energía y Act. SSCC [USD/MWh]	$137.09	$137.09	$133.23	$132.62	$132.90
Sobrecostos Energía + P&D [MMUSD]	$49.05	$49.05	$49.26	$49.63	$50.25
Sobrecostos Energía + P&D [USD/MWh]	$2.33	$2.33	$2.34	$2.35	$2.38
Ingresos SSCC [MMUSD]	$49.62	$70.76	$50.50	$46.97	$47.89
Ingresos SSCC [USD/MWh]	$2.44	$3.36	$2.39	$2.23	$2.27
Ingresos Totales [MMUSD]	$2,986.53	$3,007.67	$2,912.85	$2,894.38	$2,903.74

Tabla 5.8. Ingresos totales al 2030 (Energía + SSCC).

2030					
Item	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Ingresos Energía y Act. SSCC [MMUSD]	$2,191.72	$2,191.72	$2,165.86	$2,171.18	$2,172.68
Ingresos Energía y Act. SSCC [USD/MWh]	$92.41	$92.41	$91.07	$91.32	$91.36
Sobrecostos Energía + P&D [MMUSD]	$32.38	$32.38	$31.06	$32.37	$31.47
Sobrecostos Energía + P&D [USD/MWh]	$1.37	$1.37	$1.31	$1.36	$1.32
Ingresos SSCC [MMUSD]	$18.93	$51.91	$18.58	$16.31	$15.29
Ingresos SSCC [USD/MWh]	$0.80	$2.19	$0.78	$0.69	$0.64
Ingresos Totales [MMUSD]	$2,243.03	$2,276.01	$2,215.50	$2,219.86	$2,219.45

De manera similar, la Figura 5.17 y las Tablas 5.9 y 5.11 muestran los resultados de ingresos desglosados por tecnología, mientras que las Tablas 5.10 y 5.12 muestran los ingresos normalizados por MWh. En ellas se aprecia que, además de disminuir los pagos totales, los **escenarios de remuneración pay-as-clear incrementan la remuneración percibida por ESS**, mientras que el resto de tecnologías presenta una reducción en sus ingresos totales a 2026. Sin embargo, la remuneración normalizada de ESS muestra una reducción del ingreso por MWh, producto del incremento en la asignación de esta tecnología tanto en energía como SSCC. A 2030 se observa la misma tendencia por MWh mientras que los ingresos totales presentan una disminución respecto del caso actual en contraste con el aumento percibido en 2026, esto es producido por la integración a gran escala de ESS que, al ser asignadas en mayor medida en los escenario de análisis disminuyen a su vez las señales de precio.

Es relevante mencionar que el análisis contempla cambios en el esquema de remuneración para una evolución del sistema preestablecida en función de los requerimientos del sistema a 2026 y 2030, con **alta integración de ESS** y, si bien bajo esta proyección los costos del esquema actual y esquemas propuestos presentan magnitudes comparables a la vez que disminuyen de 2026 a 2030, el caso contrafactual de no ejecutar ninguna reforma podría suponer la no integración de estos recursos, por lo cual el costo de provisión de energía y reservas en este escenario sería sustancialmente mayor. De este modo, si no existen los incentivos para la inversión en recursos de almacenamiento de acuerdo con esta evolución esperada del sistema, los costos sistémicos podrían verse incrementados en gran medida.

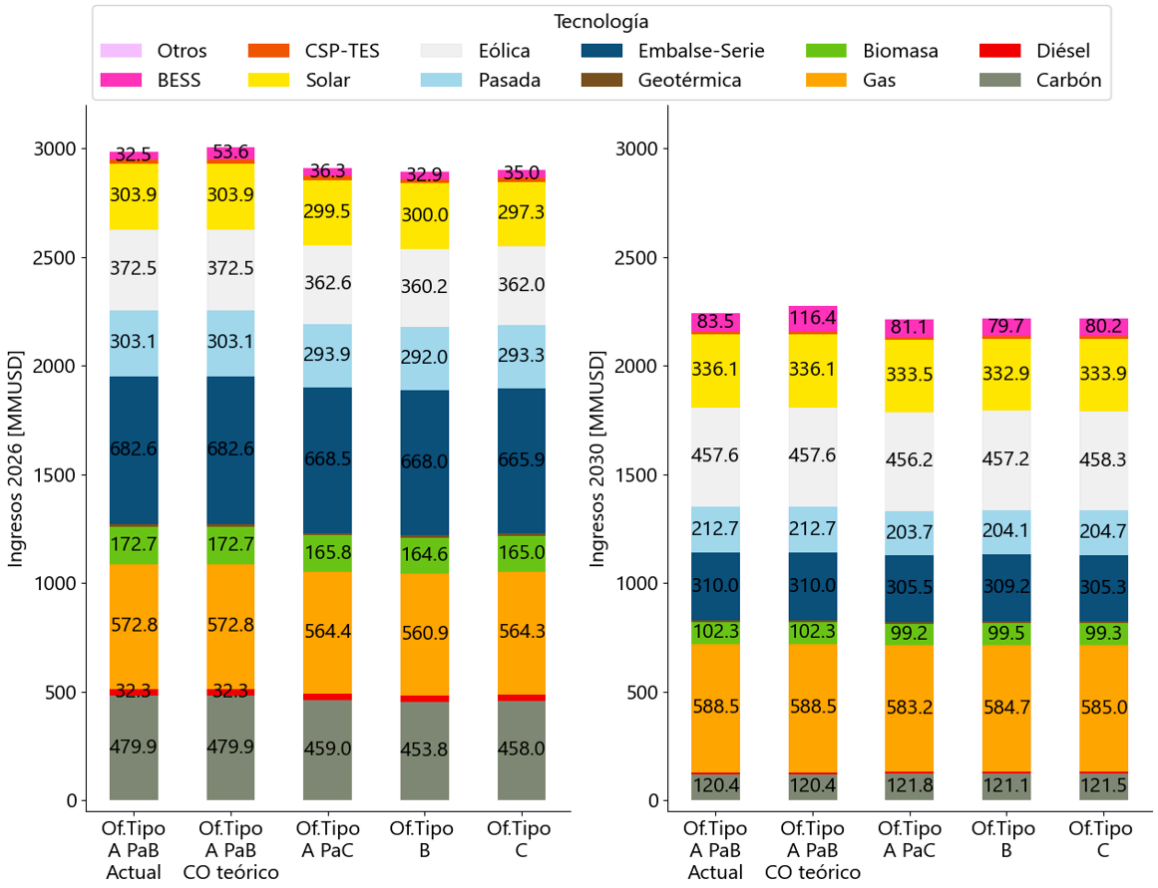

Figura 5.17. Ingresos totales por tecnología (Energía + SSCC) [MMUSD].

Tabla 5.9. Ingresos totales al 2026 (Energía + SSCC) [MMUSD].

2026					
Tecnología	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Carbón	$479.93	$479.93	$458.99	$453.79	$457.98
Diésel	$32.30	$32.30	$29.33	$28.90	$29.62
Gas	$572.77	$572.77	$564.42	$560.91	$564.29
Biomasa	$172.72	$172.72	$165.82	$164.58	$165.02
Geotérmica	$11.29	$11.29	$11.03	$10.92	$10.96
Embalse-Serie	$682.56	$682.56	$668.47	$668.03	$665.91
Pasada	$303.12	$303.12	$293.89	$291.97	$293.28
Eólica	$372.49	$372.49	$362.64	$360.15	$362.05
Solar	$303.87	$303.87	$299.54	$300.00	$297.34
CSP-TES	$19.85	$19.85	$19.30	$19.14	$19.24
BESS	$32.49	$53.63	$36.35	$32.95	$35.01
Otros	$3.14	$3.14	$3.07	$3.04	$3.04
Total	$2,986.53	$3,007.67	$2,912.85	$2,894.38	$2,903.74

Tabla 5.10. Ingresos totales al 2026 (Energía + SSCC) en USD/MWh.

2026					
Tecnología	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Carbón	$187.86	$187.86	$183.22	$182.60	$182.51
Diésel	$360.03	$360.03	$356.17	$355.55	$338.64
Gas	$201.77	$201.77	$198.85	$197.89	$199.08
Biomasa	$184.36	$184.36	$178.45	$177.84	$178.40
Geotérmica	$167.25	$167.25	$162.33	$161.47	$161.78
Embalse-Serie	$180.15	$180.15	$175.91	$176.49	$176.07
Pasada	$163.27	$163.27	$158.29	$157.29	$158.02
Eólica	$124.64	$124.64	$121.25	$120.48	$121.07
Solar	$54.19	$54.19	$53.40	$53.46	$53.06
CSP-TES	$211.82	$211.82	$206.13	$204.55	$205.64
BESS	$192.05	$317.00	$136.34	$112.61	$122.06
Otros	$154.26	$154.26	$146.87	$145.43	$143.01
Promedio Total	$141.77	$142.78	$137.96	$137.20	$137.54

Tabla 5.11. Ingresos totales al 2030 (Energía + SSCC) [MMUSD].

2030					
Tecnología	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Carbón	$120.36	$120.36	$121.78	$121.11	$121.45
Diésel	$9.00	$9.00	$8.30	$8.29	$8.26
Gas	$588.47	$588.47	$583.23	$584.72	$585.03
Biomasa	$102.30	$102.30	$99.16	$99.48	$99.31
Geotérmica	$8.39	$8.39	$8.42	$8.41	$8.45
Embalse-Serie	$310.04	$310.04	$305.53	$309.20	$305.28
Pasada	$212.66	$212.66	$203.67	$204.10	$204.65
Eólica	$457.57	$457.57	$456.18	$457.23	$458.34
Solar	$336.15	$336.15	$333.52	$332.95	$333.87
CSP-TES	$12.49	$12.49	$12.48	$12.54	$12.55
BESS	$83.46	$116.44	$81.12	$79.72	$80.15
Otros	$2.14	$2.14	$2.11	$2.11	$2.11
Total	$2,243.03	$2,276.01	$2,215.50	$2,219.86	$2,219.45

Tabla 5.12. Ingresos totales al 2030 (Energía + SSCC) en USD/MWh.

2030					
Tecnología	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Carbón	$126.24	$126.24	$126.96	$127.21	$126.51
Diésel	$455.57	$455.57	$437.96	$437.87	$437.50
Gas	$129.49	$129.49	$129.07	$129.65	$129.35
Biomasa	$132.40	$132.40	$130.38	$130.83	$130.55
Geotérmica	$104.83	$104.83	$105.80	$106.03	$106.49
Embalse-Serie	$126.73	$126.73	$124.99	$125.76	$124.68
Pasada	$111.76	$111.76	$107.12	$107.38	$107.69
Eólica	$80.26	$80.26	$79.94	$80.15	$80.29
Solar	$55.42	$55.42	$54.67	$54.58	$54.79
CSP-TES	$133.27	$133.27	$133.44	$133.92	$134.03
BESS	$78.45	$109.46	$72.15	$71.00	$71.60
Otros	$98.93	$98.93	$98.51	$98.22	$98.58
Promedio Total	$94.57	$95.96	$93.16	$93.37	$93.33

5.3.2.3. Ingresos por Provisión de SSCC y Pagos Laterales

A continuación, se realiza un análisis en detalle de los pagos asociados a SSCC, tanto por su provisión como de los pagos laterales que surgen de esta. Es relevante destacar que costos de oportunidad asociados a disponibilidad debiesen ser remunerados, en parte, por las rentas de eficiencia producidas por el esquema de pagos pay-as-clear (uniforme) ya que los precios de equilibrio de cada producto representan un precio de disponibilidad.

La Figura 5.18 y Tablas 5.13 y 5.14 muestran el desglose de los ingresos por SSCC, diferenciados en **asignación** y **pagos laterales** de **sobrecostos** y **costos de oportunidad** por **capacidad** y **activación** según corresponda. Así el **escenario actual presenta principalmente pagos laterales** mientras que los escenarios de análisis son constituidos en mayor parte por el pago por ofertas. Los pagos totales se mantienen alrededor de los 50 MMUSD en 2026 exceptuando el escenario actual con costos de oportunidad reconocidos para ESS, mientras que en 2030 disminuyen a 18 MMUSD, con excepción nuevamente del escenario actual con CO reconocidos para ESS. La remuneración por asignación (ofertas) se duplica en los escenarios de análisis pay-as-clear con respecto al actual. Los **pagos laterales son reducidos** en todos los escenarios pay-as-clear respecto del escenario actual.

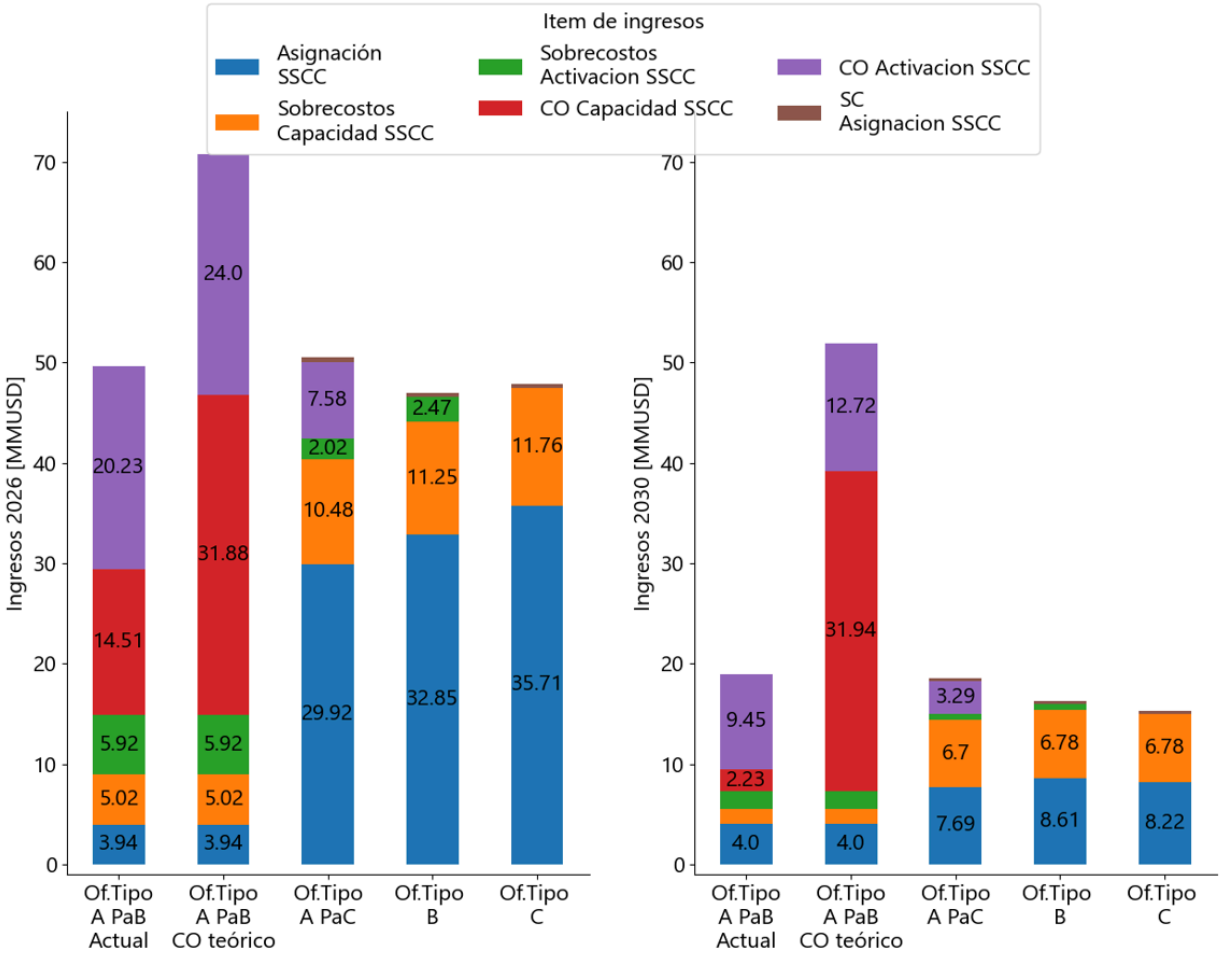

Figura 5.18. Ingresos por item de SSCC [MMUSD].

Tabla 5.13. Ingresos por SSCC al 2026.

2026					
Item	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Asignación SSCC [MMUSD]	$3.94	$3.94	$29.92	$32.85	$35.71
Asignación SSCC [USD/MW]	$1.31	$1.31	$9.98	$10.96	$11.92
Sobrecostos SSCC [MMUSD]	$10.94	$10.94	$13.00	$14.12	$12.18
Sobrecostos SSCC [USD/MW]	$3.65	$3.65	$4.34	$4.71	$4.06
C.Oportunidad SSCC [MMUSD]	$34.74	$55.88	$7.58	$ -	$ -
C.Oportunidad SSCC [USD/MW]	$11.47	$18.65	$2.53	$ -	$ -
Total [MMUSD]	$49.62	$70.76	$50.50	$46.97	$47.89
Total [USD/MW]	$16.55	$23.61	$16.85	$15.67	$15.98

Tabla 5.14. Ingresos por SSCC al 2030.

2030					
Item	**Actual Of. Tipo A pay-as-bid**	**CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid**	**Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear**	**Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear**
Asignación SSCC [MMUSD]	$4.00	$4.00	$7.69	$8.61	$8.22
Asignación SSCC [USD/MW]	$1.13	$1.13	$2.18	$2.44	$2.33
Sobrecostos SSCC [MMUSD]	$3.25	$3.25	$7.61	$7.70	$7.07
Sobrecostos SSCC [USD/MW]	$0.92	$0.92	$2.14	$2.18	$2.00
C.Oportunidad SSCC [MMUSD]	$11.67	$44.66	$3.29	$ -	$ -
C.Oportunidad SSCC [USD/MW]	$3.12	$12.64	$0.93	$ -	$ -
Total [MMUSD]	$18.93	$51.91	$18.58	$16.31	$15.29
Total [USD/MW]	$5.36	$14.69	$5.26	$4.61	$4.33

Las Figuras 5.19 y 5.20 muestran la desagregación de la remuneración por **SSCC** por tecnología, tanto a nivel total (incluyendo pagos laterales) como a nivel sólo de asignación (el detalle de demás componentes se encuentra en el Anexo B). Se aprecia como en el **corto plazo,** los escenarios de análisis **incrementan las remuneraciones de ESS**, disminuyendo las de centrales de embalse. En el **largo plazo**, se reducen sustancialmente las remuneraciones de SSCC en su conjunto, impactando de la misma forma a ESS. Esto se vuelve muy relevante para ESS, los cuales **perciben una parte importante de los ingresos de SSCC al año 2026**, el cual va **disminuyendo** a medida que aumenta la integración de almacenamiento al sistema. De esta manera, en la medida que una mayor entrada de almacenamiento reduzca los potenciales ingresos por arbitraje de energía y por prestación de SSCC, **se volverá relevante considerar otras fuentes de ingresos para estas tecnologías**, o bien, generar nuevas fuentes de ingresos dentro de los mecanismos actuales, por ejemplo, mediante la definición de nuevos productos de SSCC.

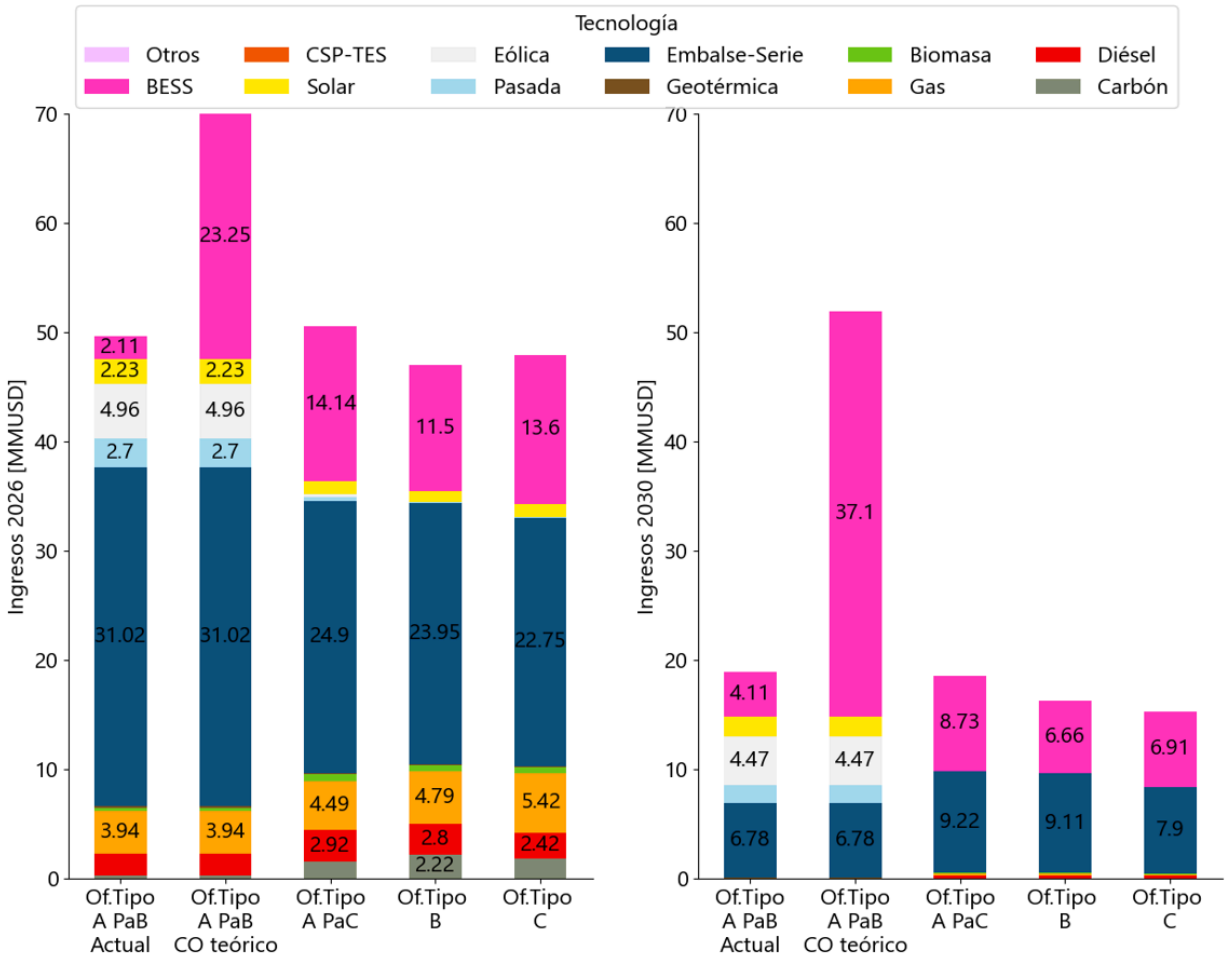

Figura 5.19. Ingresos por SSCC para cada tecnología [MMUSD].

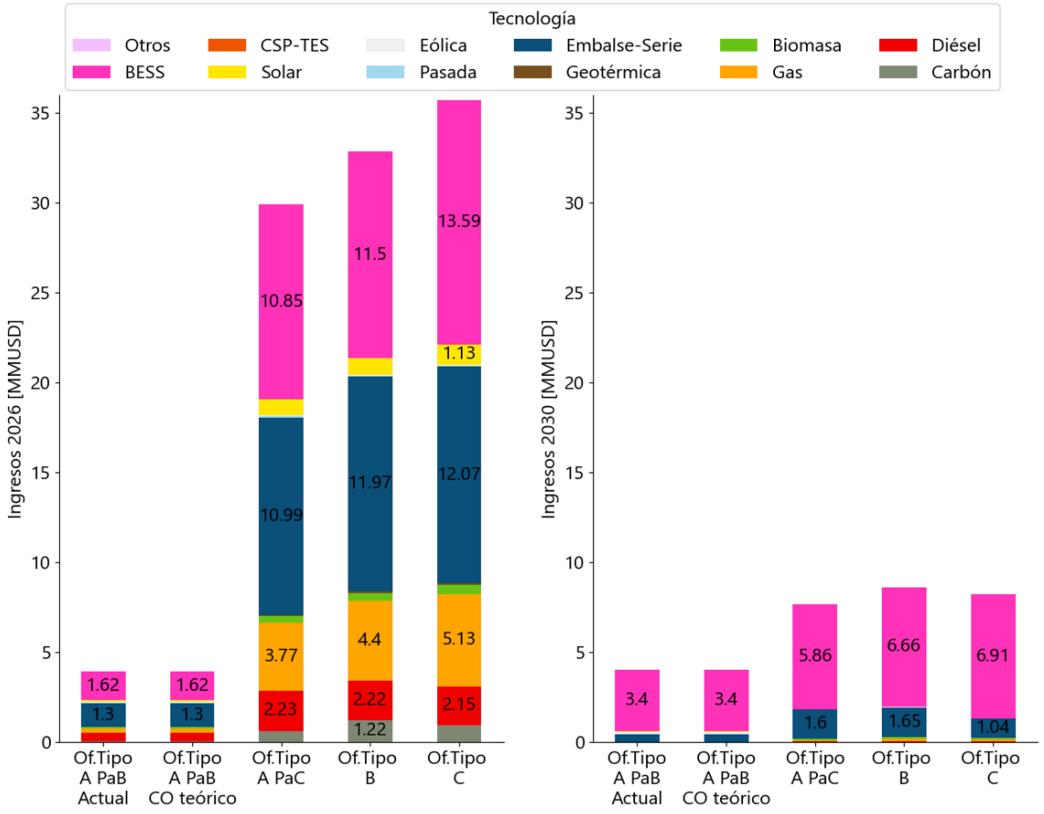

Figura 5.20. Ingresos por asignación de SSCC para cada tecnología [MMUSD].

5.3.3. Análisis de Potencial Impacto de Largo Plazo

Las Tablas 5.15 y 5.16 muestran respectivamente los ingresos totales por SSCC y energía recibidos por cada tecnología, normalizados en función de su asignación correspondiente.

Respecto a SSCC, se aprecia que mientras que para el **escenario actual**, las **unidades térmicas** de carbón y gas son las que **mayor ingreso** normalizado obtienen, en los **escenarios de análisis** son **tecnologías con atributos flexibles** los que perciben mayores remuneraciones, como ESS, hidráulica de embalse y diésel viéndose particularmente impactadas centrales a gas y carbón y siendo el escenario de ofertas tipo A pay-as-clear el que menor impacto produce en tecnologías solares, eólica y de pasada. A 2030, la mayoría de las tecnologías ve disminuida su remuneración por SSCC debido al incremento de la oferta de unidades eficientes con costos directos bajos, **lo anterior puede generar desafíos relevantes respecto a la generación de incentivos que resulten sustentables en el tiempo para nuevas tecnologías**, especialmente al observar el impacto que una saturación de ESS puede tener en las señales de precio. De esta manera, resulta relevante estudiar fuentes de ingresos alternativas que permitan sustentar las inversiones necesarias para la transición energética[129].

[129] e.g., nuevos productos de SSCC o componentes dentro del mecanismo de suficiencia que reconozcan atributos de inercia (sintética) y/o de rampa, así como otros servicios que nuevas tecnologías de almacenamiento o agregación de recursos distribuidos puedan proveer a la operación de redes de distribución, transmisión y del sistema en general. Para mayor información, ver (Vinken-Dictuc, 2023).

Tabla 5.15. Pagos por SSCC normalizados por la asignación total [USD/MW].

Año	Tecnología	Actual Of. Tipo A pay-as-bid	CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid	Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear	Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear	Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear	Desgaste
2026	Carbón	$69.04	$69.04	$22.29	$23.08	$20.56	$10.00
	Diésel	$24.07	$24.07	$35.71	$34.13	$31.78	$6.00
	Gas	$83.69	$83.69	$12.17	$13.17	$14.26	$6.00
	Biomasa	$21.07	$21.07	$7.56	$7.21	$7.07	$5.00
	Geotérmica	$10.09	$10.09	$9.33	$8.48	$9.35	$2.00
	Embalse- Serie	$28.35	$28.35	$26.86	$27.20	$27.58	$2.00
	Pasada	$17.26	$17.26	$7.79	$3.30	$4.27	$2.00
	Eólica	$20.16	$20.16	$4.69	$0.50	$0.52	$2.00
	Solar	$10.34	$10.34	$9.72	$5.49	$6.55	$2.00
	BESS	$1.88	$20.75	$11.47	$9.35	$10.60	$2.00
2030	Carbón	-	-	$9.77	$6.90	$6.50	$10.00
	Diésel	$9.81	$9.81	$25.19	$21.39	$21.27	$6.00
	Gas	-	-	$6.38	$6.87	$5.90	$6.00
	Biomasa	$5.91	$5.91	$9.26	$10.36	$10.93	$5.00
	Geotérmica	$9.02	$9.02	$3.26	$0.73	$0.62	$2.00
	Embalse- Serie	$19.90	$19.90	$25.59	$25.26	$26.82	$2.00
	Pasada	$12.26	$12.26	$3.05	$0.35	$0.38	$2.00
	Eólica	$12.97	$12.97	$1.21	$0.32	$0.33	$2.00
	Solar	$9.41	$9.41	$1.12	$0.40	$0.42	$2.00
	BESS	$1.64	$14.81	$2.84	$2.17	$2.19	$2.00

Tabla 5.16. Pagos por Energía normalizados por la asignación total [USD/MWh].

Año	Tecnología	Actual Of. Tipo A pay-as-bid	CO Teórico Of. Tipo A pay-as-bid	Propuesto Of. Tipo A pay-as-clear	Propuesto Of. Tipo B pay-as-clear	Propuesto Of. Tipo C pay-as-clear	CVar Ponderado
2026	Carbón	$182.70	$182.70	$186.31	$176.46	$176.27	$122.80
	Diésel	$331.37	$331.37	$361.04	$310.25	$300.81	$329.52
	Gas	$200.30	$200.30	$200.32	$196.09	$197.02	$90.76
	Biomasa	$183.89	$183.89	$185.40	$176.99	$177.60	$79.28
	Geotérmica	$165.14	$165.14	$164.08	$160.24	$160.37	$1.10
	Embalse- Serie	$162.69	$162.69	$162.22	$160.89	$160.85	$121.78
	Pasada	$161.82	$161.82	$161.81	$157.26	$157.98	$ -
	Eólica	$122.98	$122.98	$122.89	$120.47	$121.06	$ -
	Solar	$53.79	$53.79	$53.77	$53.28	$52.84	$ -
	CSP-TES	$211.82	$211.82	$211.97	$204.55	$205.64	$0.90
	BESS	$179.60	$179.60	$113.97	$73.29	$74.66	$ -
2030	Carbón	$122.21	$122.21	$121.48	$122.98	$122.23	$118.65
	Diésel	$448.11	$448.11	$466.89	$405.66	$404.88	$354.05
	Gas	$129.45	$129.45	$130.19	$129.58	$129.28	$96.96
	Biomasa	$132.23	$132.23	$134.35	$130.48	$130.20	$79.28
	Geotérmica	$103.66	$103.66	$104.25	$106.02	$106.48	$1.10
	Embalse- Serie	$112.48	$112.48	$112.57	$110.81	$110.57	$133.14
	Pasada	$110.90	$110.90	$110.99	$107.38	$107.69	$ -
	Eólica	$79.47	$79.47	$79.40	$80.15	$80.29	$ -
	Solar	$55.12	$55.12	$54.80	$54.58	$54.79	$ -
	CSP-TES	$133.27	$133.27	$133.49	$133.92	$134.03	$0.90
	BESS	$74.58	$74.58	$70.56	$65.07	$65.44	$ -

6. Propuesta Conceptual de Modificación del Esquema de Remuneraciones de SSCC

6.1. Propuesta Conceptual de Modificación

El **principal desafío** asociado al **esquema de remuneración de SSCC** dice relación con la determinación práctica de un **esquema en que se deja como único componente de la oferta por SSCC el valor de desgaste y uso de la unidad, considerando para ello un esquema de remuneración pay-as-bid**, mientras que los costos que se producen en la operación real, debido a la prestación de los SSCC (sobrecostos y costos de oportunidad), se remuneran de acuerdo con la operación efectiva y de manera directa a los agentes que incurren en dichos costos. En este contexto, la **propuesta conceptual** de perfeccionamiento se basa en los siguientes puntos:

- **Esquema de remuneración precio uniforme basado en precios de programación**. La consideración de un esquema de pago del tipo precio uniforme (pay-as-clear) para el cálculo de ingresos, donde la provisión de reservas se remunera según la **variable dual de la restricción de balance del servicio** en cuestión (i.e., resultado de la programación de la operación), **permite internalizar en los precios de reservas, aquellos costos de oportunidad asociados a la capacidad asignada para dar reservas de manera endógena**.

- Bajo este esquema, el **precio** obtenido es **consistente con ser un precio de capacidad**, siendo los agentes incentivados a declarar sus costos directos de desgaste, asegurando un despacho eficiente; mientras que **activaciones se compensan en la OTR en el mercado de energía**. Luego, el esquema de remuneración consta de dos etapas: una **primera etapa de remuneración de disponibilidad** basada en la programación de la operación, y una **segunda etapa de remuneración por activación** basado en la OTR.

- **Asociados a la activación de capacidad de reservas en la OTR, se requiere la definición como pago lateral de sobrecostos y costos de oportunidad.** Pagos laterales por concepto de sobrecostos y costos de oportunidad se encuentran **bien definidos para unidades de generación convencional**. No obstante, **aún no existen definiciones claras respecto a la definición de pagos laterales por concepto de costos de oportunidad de ESS**. Esto, asociado a que la determinación precisa de costos de oportunidad de este tipo de tecnologías requiere de la definición de contrafactuales cuya implementación por parte del CEN supondría una carga administrativa cada vez mayor frente a una integración masiva de ESS en el SEN.

  En particular, el **esquema propuesto requiere de la definición de costos de oportunidad por activación de ESS**. En este contexto, se propone una **aproximación de fácil implementación** por parte del CEN y que tiene como premisa general el compensar costos de oportunidad de activación con un diferencial razonable de precios que pudiese haber obtenido un ESS de haber participado tan solo en el mercado de energía. La implementación propuesta se presenta en la Tabla 6.1 a continuación, donde $\psi_{g,t}$ corresponde a la valorización de la energía del ESS g en la

hora t[130], $CMg_g^{promedio}$ corresponde al promedio diario del costo marginal de la barra de conexión del generador/ESS g, y $\alpha^{+/-}$ corresponde a la **probabilidad real de activación** del SSCC corresponde de subida (+)/bajada (-), definido de forma ex-post, en función de la OTR del sistema.

Tabla 6.1. Implementación propuesta de costos de oportunidad por activación para ESS bajo el esquema propuesto.

Concepto	Costos de Oportunidad Teóricos	Implementación Propuesta de Costos de Oportunidad
Costos de Oportunidad por Activación de Reservas de Subida	$\alpha^{+} \cdot R_{g,t}^{+} \cdot max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$	$\alpha^{+} \cdot R_{g,t}^{+} \cdot max\{CMg_g^{promedio} - CMg_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$
Costos de Oportunidad por Activación de Reservas de Bajada	$\alpha^{-} \cdot R_{g,t}^{-} \cdot max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$	$\alpha^{-} \cdot R_{g,t}^{-} \cdot max\{CMg_{g,t} - CMg_g^{promedio}, 0\} \; \forall g \in G_{BESS}$

Cabe destacar que la **implementación propuesta es extensible a otras tecnologías emergentes**, como es el caso de la respuesta de demanda, cuyos costos fundamentalmente corresponden a costos de oportunidad.

- **En el cortísimo plazo, mantener el esquema de precios máximos vigentes.** Al respecto, en el cortísimo plazo es posible mantener el actual esquema de precios máximos diferenciados. Esto, dado un esquema de remuneración de precios uniformes (pay-as-clear). Bajo este esquema, aún ofertas mitigadas por precios máximos diferenciados de unidades flexibles pueden capturar rentas de eficiencia por precios uniformes basados en precios de programación (fijados por unidades marginales en reservas). No obstante lo anterior, en el mediano plazo, idealmente los **precios máximos no debieran ser diferenciados**. Esto, asociado a que bajo un esquema de precio uniformes existen incentivos a que tecnologías revelen sus verdaderos costos, además del hecho de que la definición de precios diferenciados presume que dichos costos se pueden efectivamente calcular. No obstante, cualquier cálculo es altamente sensible a supuestos. En este contexto, por ejemplo, un precio máximo común podría encontrarse en línea con máximos costos directos de desgaste representativos de tecnologías de referencia (más cierto delta); u otro esquema similar, bajo la expectativa de una activación poco frecuente de estos precios máximos, dados los supuestos de condiciones de competencia para la provisión de reservas.

- Finalmente, la **consideración de probabilidades y costos de activación de reservas de subida** en la definición del problema de co-optimización de energía y reservas (actualmente sólo considera costos de partida unitarios aplicables para el servicio

[130] Este valor de la energía almacenada es obtenido para efectos de este análisis como la **variable dual de la restricción de inventario de energía almacenada** de cada ESS en un **escenario de operación donde ESS no participan en SSCC** (i.e., no son asignados) denominado Escenario Benchmark. De esta forma, la variable dual representa el **valor que posee la energía almacenada**, capturando fenómenos inter horarios de utilización de la misma, en función de la evolución del costo marginal del sistema durante el día. Para mayor información, ver secciones 5.1.3. Costos de Oportunidad de Sistemas de Almacenamiento, y 5.1.6. Escenarios Benchmark.

CTF(+) al estar fuera de servicio, mientras que para cualquier otro SSCC este valor es cero).

Los espacios de perfeccionamiento identificados conllevan modificaciones de corto y largo plazo de diversa complejidad en términos de integración de nuevas herramientas, modificaciones regulatorias, recursos y plazos. **Modificaciones a los esquemas de formación de precios y remuneración pueden requerir mayor tiempo de implementación** debido a la necesidad de cambios regulatorios y plazos para ejecutar los elementos de detalle del diseño necesarios.

Tabla 6.2. Resumen del esquema actual de remuneración de SSCC y propuesto[131].

Escenario	Esquema Actual	Esquema Propuesto
Componentes Oferta	$a^{+}_{g,t} = \theta_{\tau(g)}$ $a^{-}_{g,t} = \theta_{\tau(g)}$	
Esquema de Remuneración	Precio Diferenciado (Pay-as-Bid)	Precio Uniforme (Pay-as-Clear)
Costos de Oportunidad por Capacidad	$(1-\alpha^{+})\cdot R^{+}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g,t} - CV_{g,t}, 0\}\ \forall g \notin G_{BESS}$ Teóricamente: $(1-\alpha^{+})\cdot R^{+}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$ **Implementación Propuesta de Cortísimo Plazo Bajo Esquema Actual:** $(1-\alpha^{+})\cdot R^{+}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g,t} - CMg_{g}^{promedio}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$ Teóricamente: $(1-\alpha^{-})\cdot R^{-}_{g,t}\cdot \max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$ **Implementación Propuesta de Cortísimo Plazo Bajo Esquema Actual:** $(1-\alpha^{-})\cdot R^{-}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g}^{promedio} - CMg_{g,t}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$	No Aplican
Sobrecostos por Capacidad	$(1-\alpha^{-})\cdot R^{-}_{g,t}\cdot \max\{CV_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}\ \forall g \notin G_{BESS}$	
Costos de Oportunidad por Activación	$\alpha^{-}\cdot R^{-}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g,t} - CV_{g,t}, 0\}\ \forall g \notin G_{BESS}$ Teóricamente: $\alpha^{+}\cdot R^{+}_{g,t}\cdot \max\{\psi_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$ **Implementación Propuesta:** $\alpha^{+}\cdot R^{+}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g}^{promedio} - CMg_{g,t}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$ Teóricamente: $\alpha^{-}\cdot R^{-}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g,t} - \psi_{g,t}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$ **Implementación Propuesta:** $\alpha^{-}\cdot R^{-}_{g,t}\cdot \max\{CMg_{g,t} - CMg_{g}^{promedio}, 0\}\ \forall g \in G_{BESS}$	
Sobrecostos por Activación	$\alpha^{+}\cdot R^{+}_{g,t}\cdot \max\{CV_{g,t} - CMg_{g,t}, 0\}\ \forall g \notin G_{BESS}$	

[131] Considerar que para costos de oportunidad por capacidad debiese considerarse probabilidades estimadas de activación, mientras que costos de oportunidad y sobrecostos por activación debiesen considerarse probabilidades reales de activación, de forma ex-post, en función a la OTR del sistema.

No obstante lo anterior, **existen una serie de elementos**, no directamente asociados al esquema de remuneración, **cuya revisión en el corto plazo podrían contar con un potencial impacto** en consumidores. Entre estos, se destacan:

- Mejora de parámetros de la programación como la **granularidad de los bloques asociados a requerimientos**, idealmente con resolución de 1 hora, es algo que debiera abordarse a la brevedad.
- En línea con el punto anterior, una **revisión del cálculo de requerimientos** para los distintos productos.
- Una **mejora en la información del mercado de SSCC** con plataformas de sus resultados efectivas es una dimensión que podría abordarse en el corto plazo.
- **Consideración de requerimientos de reservas para la provisión de SSCC en el problema de Planificación de Largo Plazo (PLP)** para la correcta valoración del recurso de agua embalsada, dados requerimientos de SSCC de cortísimo plazo.
- **Modificaciones asociadas a los modelos de programación y el uso de modelos de despacho en TR**, el cual es una materia actualmente bajo revisión por el CEN, también debiese ser implementada en el corto plazo.

6.2. Impacto en Agentes del Mercado

Respecto a un esquema de precio diferenciado (pay-as-bid), en que cada agente del sistema oferta y quienes son asignados son remunerados por sus propios costos directos de desgaste; **un esquema de precio uniforme (pay-as-clear)**, en que cada agente del sistema oferta sus propios costos directos de desgaste, pero quienes son asignados son remunerados en base a la variable dual de restricciones de reserva, **supondría un aumento en las remuneraciones** de agentes **y pagos correspondientes** de consumidores finales por concepto de la componente ofertada, así como una **reducción en los pagos laterales**.

De acuerdo con la Tabla 6.3, el pago de costos totales por energía y SSCC incrementa levemente tanto en 2026 y 2030 para el escenario con ofertas de costos directos y remuneración pay-as-clear, esto debido a la remuneración de tipo uniforme a todas las tecnologías prestando SSCC. Por otro lado, las probabilidades de activación que se utilizan en el modelo podrían no reflejar perfectamente la utilización de SSCC en TR, por lo que el resultado representa una cota mínima de ingresos respecto al escenario actual, posiblemente incrementando en un caso realista.

Tabla 6.3. Comparación de ingresos totales (Energía + SSCC).

Item	2026			2030		
	Actual Of.Tipo A as bid	CO teórico Of.Tipo A as bid	Propuesto Of.Tipo A as clear	Actual Of.Tipo A as bid	CO teórico Of.Tipo A as bid	Propuesto Of.Tipo A as clear
Ingresos Energía [MMUSD]	$2,887.86	$2,887.86	$ 2,813.09	$2,191.72	$2,191.72	$2,165.86
Sobrecostos Energía + P&D [MMUSD]	$49.05	$49.05	$49.26	$32.38	$32.38	$31.06
Ingresos Totales SSCC [MMUSD]	$49.62	$70.76	$50.50	$18.93	$51.91	$18.58
Total [MMUSD]	$2,986.53	$3,007.67	$2,912.85	$2,243.03	$2,276.01	$2,215.50

No obstante lo anterior, cabe recalcar que el **aumento en las remuneraciones y pagos correspondientes responde a la generación de rentas de eficiencia**, las que a su vez, y como se detalla más adelante, resultan en **incentivos reales para la inversión y participación en el mercado de SSCC** en el mediano y largo plazo.

Finalmente, cabe destacar que, bajo un esquema de precio diferenciado (pay-as-bid), y en la medida que agentes participantes aprenden de la operación y resultados del mercado, es de esperar que agentes más eficientes aumentaran sus ofertas con el propósito de capturar rentas de eficiencia (las que bajo un esquema precio uniforme (pay-as-clear) le son aseguradas). Esto, sería de esperar incluso bajo condiciones de competencia favorables, en la medida que agentes más eficientes y/o no pivotales no vieran mitigadas sus ofertas por precios máximos. Luego, sería de esperar que un **esquema de precios diferenciados en que agentes aprenden de la operación del mercado debiera tender a la solución** (en términos de asignación y remuneraciones) **resultado de un esquema de precio uniforme** (esto, bajo un esquema de precios máximos no-diferenciados).

6.3. Efecto en los Pagos Laterales del Esquema Propuesto

Como se ha descrito, el **esquema propuesto** de remuneración precio uniforme (pay-as-clear) que define pagos laterales por concepto de activación supone el incentivo para que agentes realicen **ofertas** tan solo **por concepto de costos directos de desgaste**, toda vez que la señal de precio uniforme **permite internalizar en los precios de reservas, aquellos costos de oportunidad asociados a la capacidad asignada para dar reservas de manera endógena**. No obstante, existen otros costos de oportunidad (y sobrecostos) relevantes respecto a la **activación** de esta capacidad de reservas que requieren ser definidos y remunerados mediante **pagos laterales**. Con todo lo anterior, el esquema propuesto supone la reducción de pagos laterales totales por concepto de provisión de SSCC. Por lo demás, aún cuando el esquema propuesto podría estar sujeto a un **aumento en los pagos totales, en el corto plazo, asociados al mercado de SSCC**, según fuera descrito en la sección anterior, es de esperar que **en el largo plazo debiera verse una reducción de costos** producto de la integración de tecnologías eficientes para la provisión de SSCC.

La Tabla 6.4 ilustra cómo el escenario de ofertas de costos directos con remuneración pay-as-clear genera, al menos, una cantidad muy similar de costos totales a 2026, sin embargo redistribuyendo en gran medida la componente asociada a asignaciones con la asociada a pagos laterales (principalmente cost. oportunidad). Por otro lado y como se mencionaba anteriormente, en el largo plazo se produce una reducción sustancial de pagos totales, constituyendo aún la componente de asignación al doble de la obtenida en el escenario actual.

Tabla 6.4. Comparación de pagos laterales y de asignación de SSCC.

Item	2026			2030		
	Actual Of.Tipo A as bid	CO teórico Of.Tipo A as bid	Propuesto Of.Tipo A as clear	Actual Of.Tipo A as bid	CO teórico Of.Tipo A as bid	Propuesto Of.Tipo A as clear
Asignación SSCC [MMUSD]	$3.94	$3.94	$29.92	$4.00	$4.00	$7.69
Sobrecostos SSCC [MMUSD]	$10.94	$10.94	$13.00	$3.25	$3.25	$7.61
C.Oportunidad SSCC [MMUSD]	$34.74	$55.88	$7.58	$11.67	$44.66	$3.29
Total [MMUSD]	$49.62	$70.76	$50.50	$18.93	$51.91	$18.58

Adicionalmente, el mantener el **incentivo** que los agentes tienen **a declarar costos directos de desgaste asegura un despacho eficiente**, al disminuir el incentivo a internalizar en ofertas componentes asociadas a costos de oportunidad o sobrecostos que requieren estimaciones por parte de los agentes respecto de costos marginales y valorización de energía almacenada (i.e., en el caso de ESS). Luego, la propuesta **resulta consistente con lo dispuesto en el Artículo 72°-1**.- Principios de la Coordinación de la Operación, del Título II BIS: De la Coordinación y operación del SEN, de la LGSE, en el que se destaca que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberán coordinarse con el fin de: **preservar la seguridad del servicio** en el sistema eléctrico; y **garantizar la operación más económica** para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

6.4. Impacto de Largo Plazo de la Propuesta

Como se ha descrito, a diferencia de un esquema de remuneración de precios diferenciados (pay-as-bid), transitar a un esquema de **remuneración precio uniforme** (pay-as-clear) **supone la generación de rentas de eficiencia** que pueden ser capturadas por tecnologías flexibles cuyos costos de provisión de reservas sean menores. En este sentido, el impacto de largo plazo de la propuesta es directo, en términos de una **señal de precio común para los agentes del sistema**, y **que promueva decisiones de inversión**, tanto para agentes existentes como para nuevos agentes en tecnologías flexibles, lo que debiera repercutir en contar con las mejores opciones de flexibilidad en el sistema en el largo plazo.

Adicionalmente, la **remuneración precio uniforme que asegura rentas de eficiencia** (y que adicionalmente internalizan componentes de costos de oportunidad por capacidad); **así como la definición clara de pagos laterales** supone un incentivo directo para que los agentes declaren sus verdaderos costos directos de desgaste, **reduciendo los incentivos a hacer ejercicio de poder de mercado** en la componente ofertada. Por lo demás, la propuesta considera, en el cortísimo plazo, el mantener el actual esquema de precios máximos diferenciados, mientras que en el mediano plazo, lo ideal sería transitar a un esquema no diferenciado, bajo la expectativa de una activación poco frecuente de estos precios máximos.

6.5. Análisis FODA de Propuestas de Perfeccionamiento

A continuación, se sintetiza el análisis cualitativo y cuantitativo, así como propuestas delineadas, en el desarrollo de un análisis **FODA** de fortalezas, oportunidades (análisis interno al diseño de mercado), debilidades y amenazas (análisis externo del entorno y el sistema) del actual esquema de remuneración de SSCC y propuestas conceptuales de perfeccionamiento, tomando en consideración aspectos que abarcan desde un punto de vista teórico hasta un análisis crítico de la ejecución práctica de este esquema por parte del CEN. Esto, dadas las expectativas de desarrollo tecnológico y participación de la demanda en el SEN.

Tabla 6.5. Análisis FODA del esquema de remuneración actual de SSCC.

Fortalezas	Oportunidades
• **Co-optimización de energía y reservas** asegura una programación eficiente del DA. • **Desde el punto de vista del regulador**, un esquema de remuneración de precios diferenciados (pay-as-bid) **supone restringir los impactos de un potencial ejercicio de poder de mercado** por parte de los principales actores del sistema y **una reducción de los pagos totales**[132]. • Los agentes tienen incentivos a declarar costos directos de desgaste y se asegura un **despacho eficiente**. • **Pagos laterales bien definidos** en el mercado de SSCC **para tecnologías convencionales**.	• Transitar a un esquema de **remuneración precio uniforme** (pay-as-clear) **supone la generación de rentas de eficiencia** que pueden ser capturadas por tecnologías flexibles cuyos costos de provisión de reservas sean menores. • Lo anterior, **a su vez, supone una señal de inversión**, tanto para los agentes existentes como para nuevos agentes. • El mantener el incentivo que los agentes tienen a declarar costos directos de desgaste asegura un **despacho eficiente**. • En línea con lo anterior, el **esquema de precios máximos podría ser similar al actual**. • Un esquema de remuneración **precio uniforme** por capacidad **elimina la necesidad de definición de costos de oportunidad por concepto de capacidad**.
Debilidades	**Amenazas**
• **Precios diferenciados (pay-as-bid) en SSCC**, no otorga rentas de eficiencia. • Lo anterior, junto a la definición de pagos laterales, resulta en que **gran parte de remuneraciones** en el mercado de SSCC **corresponden a pagos laterales**. • El **esquema actual** de remuneración (pay-as-bid) e implementación de precios máximos (asociados a costos directos de desgaste diferenciados por tecnología), **restringe los ingresos que pueden recibir agentes por la componente ofertada**. • Luego, se **requiere la definición de pagos laterales** que surgen tanto por concepto de capacidad como de activación, lo que resulta particularmente desafiante en el caso de nuevas tecnologías. Más aún, **pagos laterales aún no se encuentran claramente definidos para tecnologías de almacenamiento**. • **Reglas del diseño actual** del mercado de SSCC **aún no se encuentran bien adoptadas ni internalizadas** por agentes del sistema. • La **no consideración de probabilidades/costos de activación** de reservas de subida **puede resultar en** una asignación con **costos de OTR mayores**.	• Aún cuando una transición hacia un esquema de remuneración precio uniforme (pay-as-clear) como el propuesto **supondría un aumento de los pagos totales,** cabe destacar que teóricamente y de forma general, un esquema de precios diferenciados (pay-as-bid) debiera tender a la misma solución (todos los agentes ofertan y son remunerados al costo marginal de provisión del servicio) en la medida que agentes aprenden de la operación del mercado. • La **definición de pagos laterales** de recursos cuyos principales componentes en su estructura de costos hacen relación a costos de oportunidad, **supondrá una carga administrativa cada vez mayor** sobre el CEN (incluso para una estimación básica de dichos costos). • No obstante lo anterior, una transición hacia un esquema de remuneración **precio uniforme supone una disminución de la dependencia de los agentes por pagos laterales** requeridos.

[132] Esto, en contraste con la situación previa al desarrollo del mercado de SSCC, en la que no existían pagos por concepto de provisión de reservas de CF.

6.6. Implicancias en Relación al Mercado de Energía

En relación a las **implicancias que tendrían las propuestas señaladas en el mercado de energía**, de forma general, cabe destacar que la propuesta genera un **diseño con un mayor nivel de consistencia entre mercados de energía y reservas** para servicios de CF, **dada la consideración de precios uniformes para ambos niveles de mercado**.

Adicionalmente, al promover despachos eficientes dados los incentivos a ofertar costos directos de desgaste, e **incorporar probabilidades/costos de activación** que son de esperar tengan un impacto en la asignación de reservas, **se asegura una operación eficiente resultado de la co-optimización de energía y reservas.**

Por último, se destaca que cualquier **mejora en la cuantificación de requerimientos** de reservas se traducirá en una **operación más eficiente en el mercado de energía**, toda vez no será asignada capacidad de reserva "ociosa" para la cual no existen expectativas reales de uso (activación). En la misma línea, la **incorporación de requerimientos de reservas en el modelo PLP** supondrá una valorización adecuada de los recursos de agua embalsada, nuevamente **aportando a la operación eficiente de mercados eléctricos** asociados.

En relación a las **implicancias que a su vez tendría el desarrollo de un mercado mejorado basado en costos auditados en el mercado de SSCC**, se destaca que cualquier **mejora en relación a herramientas de programación y operación del sistema** supondrá una mejora no tan solo en el mercado de energía, sino que también una **mejora en la operación del mercado de SSCC**. Por ejemplo, al avanzar el proceso de implementación de la programación intradiaria (PID), se abre la posibilidad de **considerar ofertas de SSCC u ofertas intradiarias de SSCC** en el proceso de co-optimización.

6.7. Implicancias en Relación al Mercado de Potencia

Como **objetivo general de cualquier cambio regulatorio** al diseño de mercados se cuenta con el **desarrollo de mecanismos consistentes entre sí**, donde esquemas de mercado de corto plazo se encuentren alineados con los de largo plazo, disminuyendo la necesidad de pagos laterales que distorsionan las señales de mercado y permitiendo una adecuada remuneración del parque generador, de manera tal que se incentive un desarrollo sustentable y eficientemente económico del sistema.

No obstante lo anterior, cabe mencionar que los desafíos a la remuneración de mercados de corto plazo y su impacto en señales de inversión persisten, aún abordando las modificaciones de diseño de mercado en discusión en los últimos años en Chile. Aún en sistemas de referencia internacional como PJM, en el que se cuenta con un mecanismo de mercado basado en ofertas y múltiples etapas vinculantes, uso de modelos de co-optimización de energía y reservas para la asignación y remuneración de agentes, así como mercados de capacidad centralizados, se ha observado en las últimas décadas una acentuación de pagos desde el mercado de capacidad[133]. A pesar de la cantidad de productos a transar en conjunto con la consideración de sus interacciones, con la integración de mayores fuentes de

[133] Esto, debido a economías competitivas de turbinas de gas de ciclo combinado, el aumento de shale gas de bajo costo, lo que en combinación al incremento de recursos renovables, ha llevado a un aplanamiento de la curva de oferta del sistema, menores precios y menores ingresos por extensión en el mercado de energía.

generación ERV, la dependencia de los ingresos de generadores ha transitado progresivamente desde el mercado de energía al de capacidad, es decir, se ha evidenciado un incremento de la proporción de ingresos percibidos a través del mercado de capacidad en desmedro de la proporción obtenida a través del mercado de energía y SSCC, tal y como se aprecia en la Figura 6.1 a continuación. Pese a lo anterior, el mercado de capacidad de PJM no ha provisto (a la fecha del análisis) los incentivos necesarios a las fuentes de flexibilidad[134] requeridas para cumplir con las futuras necesidades del sistema, lo que ha evidenciado la necesidad de desarrollar mecanismos de formación de precios más sofisticados como mercados de capacidad con requerimientos de rampa en Alberta o mercados de capacidad con requerimientos específicos durante meses de demanda peak con posibilidad de participación de la demanda, lo que contribuiría a proveer flexibilidad en periodos de estrés sistémico o en función de reducir recortes de generación renovable (IRENA, 2019b).

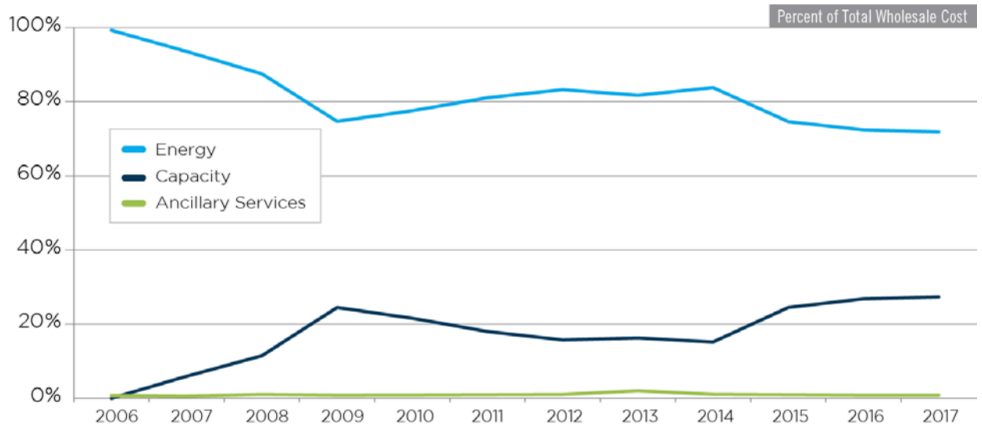

Figura 6.1. Evolución de costos de los mercados de energía, SSCC y de capacidad[135].

Lo anterior demuestra y recalca la necesidad de contar con diseños regulatorios flexibles que permitan la mejora continua de diseños de mercado. Es decir, no sobredeterminado a nivel de la Ley ni de Reglamentos (cuerpos de mayor nivel), elementos que debieran corresponder a Normas Técnicas, Resoluciones Exentas o a procedimientos propios del CEN (cuerpos de menor nivel). Esto, toda vez que la experiencia internacional ha demostrado cómo elementos fundamentales de mecanismos de corto plazo (e.g., co-optimización, uso de modelos y vinculancia[136]) no han sido suficientes para asegurar señales de inversión requeridas. Adicionalmente, a propósito de la posibilidad de avanzar en la implementación de un mecanismo de suficiencia basado en un mercado de capacidad centralizado[137], lo que podría resultar en condiciones favorables para tecnologías que puedan entregar flexibilidad al

[134] Se entiende por fuentes de flexibilidad a participantes del sistema eléctrico que provean cambios suficientemente rápidos y sostenidos para disminuir recortes de generación renovable y cortes de suministro en periodos de punta, contribuyendo a las metas de descarbonización y generación renovable del sistema en cuestión.
[135] Fuente: PJM: Proposed Enhancements to Energy Price Formation
[136] Vinculancia es relevante toda vez que incentiva la gestión del riesgo de operación y/o pronósticos de generación por parte de los participantes del mercado, de forma que cada instancia de liquidación tiene un impacto en la remuneración final, contribuyendo a mejorar el proceso de programación y por ende, la operación a mínimo costo en TR.
[137] Esto es, donde se determinen las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de potencia, energía y atributos de flexibilidad, a partir de los cuales se definan productos/contratos a ser licitados; mientras que el precio asociado a la capacidad emerge de la interacción de los distintos agentes, y no es fijado de manera administrativa.

sistema, cabe señalar la importancia de que cualquier atributo de flexibilidad que considere este u otro mecanismo sea determinado de forma consistente con respecto a productos existentes provistos mediante el mercado de SSCC. Esto, respecto tanto a la definición de los productos, como la determinación de requerimientos, velando por evitar dobles pagos debido a la definición de nuevos productos y asegurar el desarrollo sustentable y eficientemente económico del sistema.

7. Análisis Costo Beneficio del Embancamiento de Unidades

Con el objetivo de **analizar el impacto del embancamiento de unidades,** se lleva a cabo un **análisis del efecto que esto podría tener en la flexibilidad del sistema**, realizando una evaluación costo/beneficio y una propuesta regulatoria para su habilitación. El embancamiento de unidades hace referencia a la mantención de las condiciones térmicas de calderas en caliente, sin la necesidad de generar energía eléctrica, con el objetivo de que esta pueda volver a generar energía eléctrica en menor tiempo, aportando a la flexibilidad de operación del sistema. Lo anterior podría permitir un mayor aprovechamiento de recursos de generación en horas de mayor generación renovable, resultando en un aspecto relevante a considerar dado el impacto de los desacoples en costos marginales en la situación coyuntural de empresas participantes en el mercado eléctrico, así como también debido al incentivo a tecnologías de almacenamiento con licitaciones dedicadas recientemente anunciadas.

La flexibilización de las plantas térmicas es una estrategia ampliamente explorada en diversos sistemas eléctricos, especialmente cuando la penetración de energías renovables variables es significativa y se incrementan los **requisitos de flexibilidad** en el sistema. Se ha observado que la adaptación de plantas carboneras podría brindar los mayores beneficios, ya que estas podrían generar electricidad en momentos de mayor demanda de rampas, que de otra manera serían cubiertas por centrales a gas.

Con base en la literatura, la flexibilidad de una central a nivel operacional se basa en tres características principales: el **rango** general de operación (desde carga mínima hasta máxima), la velocidad con la que se puede ajustar la generación de energía (**velocidad de rampa**) y el tiempo necesario para lograr un funcionamiento estable al encender la planta (**tiempo de partida**). Es importante destacar que los costos asociados con la adaptación de las plantas de carbón incluyen tanto los gastos de capital relacionados con inversiones en modernización como los aumentos en los costos operativos debido a un mayor mantenimiento o a una menor eficiencia.

7.1. Metodología

Esta evaluación, al igual que lo descrito en actividades anteriores, considera el uso de la **herramienta de simulación** desarrollada por el equipo consultor. En particular, a partir de los resultados obtenidos se realizan simulaciones de las mismas semanas representativas pero con parámetros modificados para estas unidades, de manera tal que se refleje una mayor capacidad de flexibilidad para entregar al sistema, por ejemplo a través de mayor capacidad de rampa, menores restricciones respecto a tiempos mínimos de encendido y apagado, entre otros. Luego, estas simulaciones son comparadas con las originales, particularmente en términos de costos totales de operación y remuneración de agentes del sistema. Además, esta estimación de ingresos netos permite realizar la evaluación costo/beneficio al compararla con los eventuales costos de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura adicional requerida para entregar mayor capacidad de flexibilidad a estas unidades. Esto, en base a experiencia internacional y literatura académica especializada en la materia.

En particular, respecto a los costos asociados a la modificación de las plantas a carbón, se observa que los **costos varían de forma importante** dependiendo de ciertos factores y el contexto de cada país. Los costos asociados a aumentar la flexibilidad en las plantas depende principalmente de los siguientes factores, como por ejemplo los **niveles de automatización** en esta, la **calidad del carbón**, la **edad y el tamaño de las unidades**, el **tipo de máquinas** (incluyendo el material de sus componentes y su diseño), la expertis operacional y también el **alcance de la operación cíclica** (profundidad, amplitud y frecuencia)[138].

De esta manera, **existe una variedad de opciones de modernización para mejorar diferentes aspectos operativos de las centrales térmicas** y por ende también un amplio rango de precios en el que se puede mover el costo asociado (IRENA, 2019c). Particularmente, y a modo de ejemplo, en un estudio en Turquía[139] se analiza la flexibilización de plantas a carbón, donde las centrales eléctricas de *hard-coal* y lignito en funcionamiento a 2019 tienen una capacidad de generación flexible limitada. En este análisis, estas plantas se modelan con generación mínima alta (Pmin al 90% de Pmax[140]), velocidad de rampa lenta (cambio horario máximo al 25% de la capacidad máxima) y tiempos mínimos de actividad/inactividad prolongados (es decir, si la unidad se encuentra comisionada, esta debe permanecer encendida durante al menos 4 horas y si está apagada, debe permanecer apagada durante al menos 4 horas). Según se menciona, estos supuestos son consistentes con la práctica operativa general de las unidades térmicas en Turquía y, para efectos del análisis que desarrollan, se tuvieron en cuenta un conjunto de opciones de modernización que mejoran las velocidades de rampa, los tiempos de encendido /apagado y la Pmin, cuyos costos de modernización utilizados se definen por capacidad instalada según el tamaño de la unidad. Rangos de costos de inversión son definidos de la siguiente forma (en €/kW):

- Para unidades menores a 250 MW: 191.32 - 255.09 €/kW (224 - 296 USD/kW[141])
- Para unidades entre 250-600 MW: 120.55 - 160.74 €/kW (141 - 188 USD/kW)
- Para capacidad mayor a 600 MW: 110.54 - 147.38 €/kW (129 - 172 USD/kW)

Otras referencias al respecto que también modelan y estudian los efectos de la flexibilización definen el rango en torno a 100-500 €/kW[142] (117 - 585 USD/kW) (Pang, Chi, & Tian, 2023),

[138] Disponible en: CEA: Flexibilisation of Coal-Fired Power Plants
[139] Disponible en: SHURA Energy Transition Center: On the Way to Efficiently Supplying More Than Half of Turkey's Electricity from Renewables: Costs and Benefits of Options to Increase System Flexibility
[140] Pmin la potencia mínima de generación, Pmax la potencia máxima de generación.
[141] Conversión realizada con tasa de cambio promedio de 2018.
[142] Otras fuentes consideradas en la obtención del rango: Agora Energiewende: Flexible coal power generation, UNECE: Increase flexibility in coal-fired electricity generation, Agora Energiewende: Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants. En esta última se presentan varios ejemplos de proyectos de modernización a nivel internacional, se ha observado que la flexibilización puede conducir a reducciones significativas en la tasa mínima de funcionamiento estable (minimum stable firing rate), pasando del 25-30% al 10%. Por otro lado, en plantas que cuentan con dos molinos de carbón, al operar con solo uno, es posible reducir la potencia mínima requerida de aproximadamente un 23% a un 12.5%. Por ejemplo, en la planta de Bexbach (cuya potencia nominal era de 721 MW y su mínimo era de 170 MW, reduciéndose a 90 MW) y en la Unidad 7 de Heilbronn (con una potencia nominal de 800 MW, reduciendo su potencia mínima de operación de 200 MW a 100 MW). Otros ejemplos de flexibilización provienen de plantas que han actualizado sus sistemas de control combinada con mejoras en la ingeniería de la planta, donde en plantas como la central de lignito Weisweiler, se ha reducido el mínimo de operación a 170 MW y se ha aumentado su capacidad de rampa. Con la misma actualización, en la central eléctrica de lignito Neurath, se logró reducir el mínimo de 440 a 260 MW, y se mejoró la capacidad de rampa de 6 a 12 MW/min.

capturando la variabilidad contextual y específica de las distintas posibles inversiones y modificaciones disponibles a través de un rango más amplio.

En base a los resultados obtenidos del análisis costo/beneficio del embancamiento de unidades en el sistema, comprendiendo los costos de inversión, operación y mantenimiento que conlleva la habilitación de este estado en el parque de generación térmico, así como el rol que puede tener este factor en la adopción y continuo fomento a la integración de fuentes de generación ERV, una operación más económica del SEN y beneficios a consumidores finales, se procede a **evaluar y realizar una propuesta regulatoria** de posibles mecanismos para su materialización y consecuente remuneración. Esto, tomando en cuenta la experiencia internacional y los mecanismos de materialización considerados en la provisión de SSCC, como instrucción directa y/o mecanismos de licitación. Un resumen de la metodología utilizada para la mencionada evaluación se encuentra en la Figura 7.1.

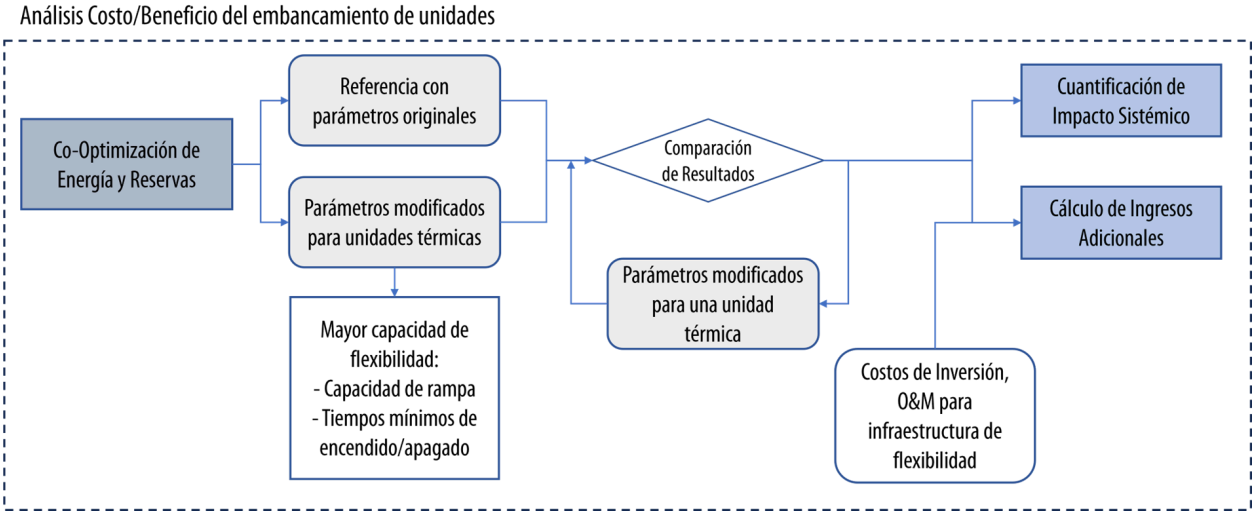

Figura 7.1. Diagrama asociado al procedimiento para el análisis del impacto del embancamiento de unidades[143].

En particular, el aumento en la capacidad de flexibilidad para entregar al sistema se materializa mediante la modificación (flexibilización) de los parámetros de capacidad de rampa y tiempos mínimos de encendido y apagado para centrales a carbón presentes en el sistema. A continuación, la Tabla 7.1 detalla las centrales modificadas, para las cuales se eliminan restricciones de rampa y se consideraron tiempos mínimos de encendido y apagado de 0 horas, considerando el cronograma de cierre de centrales térmicas a carbón elaborado en el PNCP del primer semestre de 2023[144].

[143] Se considera como parámetro a sensibilizar el tiempo mínimo de encendido/apagado en vez del tiempo de partida de cada unidad debido a que corresponde al parámetro informado por el CEN en sus procesos de programación de operación.
[144] Disponible en: CNE: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023

Tabla 7.1. Centrales de generación a carbón modificadas[145].

Central	Escenario	Pmax [MW]	Central	Escenario	Pmax [MW]
Angamos 1	2026	267.5	Guacolda 2	2026 y 2030	152
Angamos 2	2026	271.6	Guacolda 3	2026 y 2030	152
Campiche	2026	272	Guacolda 4	2026 y 2030	152
Nuevas Ventanas	2026	272	Guacolda 5	2026 y 2030	156.2
Cochrane 1	2026 y 2030	266	Nueva Tocopilla 1	2026 y 2030	140.6
Cochrane 2	2026 y 2030	266	Nueva Tocopilla 2	2026 y 2030	131.9
Guacolda 1	2026 y 2030	152	Santa María	2026 y 2030	370

7.2. Análisis de Resultados

En primera instancia, se considera la flexibilización del total de centrales de generación a carbón presentadas en la Tabla 7.1 previa, denominado **escenario de Embancamiento Total**[146]. En base a ello, la Tabla 7.2 muestra los resultados sistémicos asociados al embancamiento de todas estas unidades térmicas, tanto a nivel de costos como de su potencial impacto en pagos de la demanda. En particular, se presenta el costo total de programación y los pagos de la demanda. El primero corresponde a la suma de los costos asociados al UC, costos de las reservas y los del despacho de la generación hídrica. Por otro lado, el segundo corresponde a los costos pagados por el sector de consumo, definido como la energía demandada valorizada al costo marginal en el nodo, incrementado por el factor de pérdida.

Tal como es de esperar, se observa que el aumento en la flexibilidad del sistema **provoca una disminución en los costos totales de programación**, debido a la reducción de los costos asociados al UC que se ven principalmente influenciados por las decisiones de despacho de unidades térmicas. Respecto a los pagos de la demanda, se observa una **disminución aún mayor**, pues el aumento en la flexibilidad del sistema provoca no solo una mayor holgura en la disponibilidad de unidades, sino que también una disminución en la frecuencia de costos marginales altos asociados entre otros factores a restricciones de rampa, y tiempos mínimos de encendido y apagado.

[145] A 2026 operan 3021.8 MW flexibilizados y a 2030, 1938.7 MW flexibilizados. En gris centrales que son retiradas previo al año 2030.

[146] El nivel de flexibilización plausible de centrales a carbón, los costos asociados a dicha flexibilización, y los beneficios que puede traer consigo, resultan particularmente dependientes del contexto. Esto, tanto sistémico (i.e., la variabilidad con la que deben lidiar sistemas eléctricos), como a nivel de infraestructura y operación de cada central (Cochran, Lew, & Kumar, 2013), con lo que cualquier análisis prospectivo en este sentido requerirá de importantes supuestos. En base a la experiencia internacional, el nivel de flexibilización que se puede alcanzar varía en función factores como el tipo de combustible utilizado por la central, su antigüedad, la infraestructura de la planta (i.e., almacenamiento térmico, bombas de calor, etc.) y los procesos llevados a cabo a nivel operacional, permitiendo lograr diversos rangos de mejora (Electric Power Planning & Engineering Institute, 2018; IESR, 2020). En este contexto, se selecciona un escenario de Embancamiento Total, a modo ilustrativo del efecto que podría traer la habilitación de este estado en la operación del sistema, y con el propósito de comparar el efecto que tiene la flexibilización de todas las centrales o tan solo parte de estas, como se ha realizado en otros estudios (Ding et al., 2021).

Tabla 7.2. Montos promedio semanales asociados a la co-optimización de energía y reservas bajo escenarios de Embancamiento Total y Referencia (sin embancamiento).

Aspecto	Año	Referencia [miles de USD]	Embancamiento Total [miles de USD]	Diferencia Neta [miles de USD]	Diferencia Porcentual [%]	Ahorros Anuales por MW Flexibilizado [USD/MW][147]
Costos Totales Programación	2026	$90,883.30	$89,592.41	$1,290.89	-1.42%	$22,213.9
	2030	$64,919.63	$64,497.24	$422.39	-0.65%	$11,329.3
Pagos de la demanda	2026	$290,257.05	$280,318.06	$9,869.99	-3.42%	$171,032.9
	2030	$229,312.11	$226,955.55	$2,356.56	-1.03%	$63,207.9

En particular, respecto a la comparación del ahorro observado bajo el escenario de Embancamiento Total es importante definir que al ser un costo de inversión, para hacerlo comparable, se debe realizar una anualización de estos, distribuyendo el pago de la inversión en el horizonte de tiempo en el que se estima que la planta carbonera estará operativa. En primer lugar, al realizarse la adaptación de la central, la vida útil de esta incrementa entre 10 y 15 años, por lo que podrían seguir operando, sin embargo, si bien en términos de vida útil no sería retirada, debido al impacto ambiental y el plan de retiro podrían ser retiradas de operación, disminuyendo el periodo de funcionamiento y por ende aumentando considerablemente el costo anual asociado a la inversión. En el caso particular de este estudio, a través de la última columna de la Tabla 7.2, se observa que existen ahorros por MW flexibilizado. De esta manera, si se comparan estos con los costos de reconversión asociados a un rango bajo de estos, sería posible recuperar la inversión necesaria e incluso obtener beneficios netos. A modo de ejemplo, para los costos observados en las referencias expuestas anteriormente, si se considera un costo de 117 USD/kW, el costo anualizado[148] cambiaría drásticamente si se asume que la planta reconvertida podría durar 5, 10 o 15 años, alcanzando valores de $27,133; $16,145 o $12,656 USD/MW, respectivamente.

Si bien la operación de cada una de las centrales flexibilizadas bajo el escenario de Embancamiento Total cambia en mayor o menor medida, **no todas aportan lo mismo en términos de flexibilidad**, dado que no necesariamente las que más energía generan son las que más flexibilidad entregan. De esta manera, y para complementar el análisis del escenario de Embancamiento Total, en que todas la centrales carboneras son reconvertidas, se analiza cuánto varía la generación de cada central hora a hora (denominado en este caso *mileage*[149]), con el fin de identificar cuáles son las que más cambian su punto de operación y, por ende, las que aumentan en mayor proporción la flexibilidad que entregan producto de un mayor ciclaje. Luego, se considera un nuevo **escenario de Embancamiento Particular**, en el cual tan **solo una central es flexibilizada**. **Esto, con el propósito de tener una estimación superior de los potenciales ahorros anuales por MW flexibilizado**. Este análisis se presenta en la Tabla 7.3, en la que se identifica la central Santa María como la que provee mayor flexibilidad (en términos de mileage neto y de aumento porcentual) al ser flexibilizada, y cuya operación, adicionalmente, se extiende al menos hasta el año 2030.

[147] Para efectos comparativos, los ahorros son presentados a nivel anual, multiplicando el ahorro promedio por las 52 semanas.
[148] Anualizado con una tasa del 8%.
[149] En particular, *mileage* se define como la sumatoria del valor absoluto de la diferencia entre la energía que la planta en cuestión género en la hora *t+1* y la que generó en la hora t, para todas las horas contenidas en la ventana de optimización.

Tabla 7.3. Diferencia de *mileage* en las centrales de generación a carbón modificadas[150].

Central	Mileage [MW]		Diferencia Neta [MW]	Diferencia Porcentual [%]	Generación Total [MWh]		Diferencia Porcentual [%]
	Referencia	Embancamiento			Referencia	Embancamiento	
Angamos 1	25,106.1	25,106.1	0	0.0%	303,758.6	300,030.0	-1.2%
Angamos 2	13,913.6	13,913.6	0	0.0%	89,806.1	88,288.3	-1.7%
Campiche	8,430.5	19,378	10,947.5	129.9%	196,176.0	202,574.6	3.3%
Nuevas Ventanas	1,4142.1	15,191.1	1,049.1	7.4%	187,024.9	190,114.2	1.7%
Cochrane 1	34,251.9	36,277.7	2,025.8	5.9%	250,143.9	285,136.8	14.0%
Cochrane 2	29,883.1	31,651.2	1,768.1	5.9%	208,778.7	269,580.7	29.1%
Guacolda 1	9,286.8	9,348.6	61.8	0.7%	77,319.3	84,989.6	9.9%
Guacolda 2	3,422.1	7,729.9	4,307.8	125.9%	57,106.9	68,738.6	20.4%
Guacolda 3	15,856.5	21,972.9	6,116.4	38.6%	214,944.5	231,890.3	7.9%
Guacolda 4	23,846.8	29,219.8	5,373	22.5%	234,117.8	268,383.6	14.6%
Guacolda 5	22,583.9	26,285	3,701.1	16.4%	189,206.6	210,945.1	11.5%
Nueva Tocopilla 1	6,290.6	6,852.3	561.7	8.9%	53,452.6	85,239.5	59.5%
Nueva Tocopilla 2	4,922.7	4,959.2	36.5	0.7%	65,281.9	77,157.1	18.2%
Santa María	5,888.5	32,655.7	**26,767.2**	**454.6%**	1,197,538.0	1,183,931.3	-1.1%

En la misma Tabla 7.3 se evidencia que **no es suficiente analizar solamente los cambios en la generación total** en términos del valor y flexibilidad que podría aportar una central en particular. No necesariamente que se genere más implica que la central está operando de forma flexible, como es el caso evidente de la central Santa María, que generando un 1.1% menos que en el escenario de Referencia, aumenta en un 454.6% la variación hora a hora, o el caso de Nueva Tocopilla 1, que si bien es la que más varía la generación neta con un 59.5% más, solo incrementa un 8.9% la variación horaria.

Para mostrar el efecto del embancamiento gráficamente, en la Figura 7.2 y Figura 7.3 a continuación se muestra la generación de la central Santa María para las distintas semanas representativas de cada mes simuladas en los años 2026 y 2030, considerando el escenario de Referencia y Embancamiento Total. En estas es posible ver el efecto de la relajación de las restricciones asociadas a flexibilidad, en especial las de **rampa**, particularmente para las primeras y últimas 4 semanas (correspondientes a los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre), donde la **profundidad y frecuencia** del cambio en el pre-despacho aumentan considerablemente.

[150] Se destacan aquellas centrales con mayor diferencia porcentual. En gris centrales que son retiradas previo al año 2030.

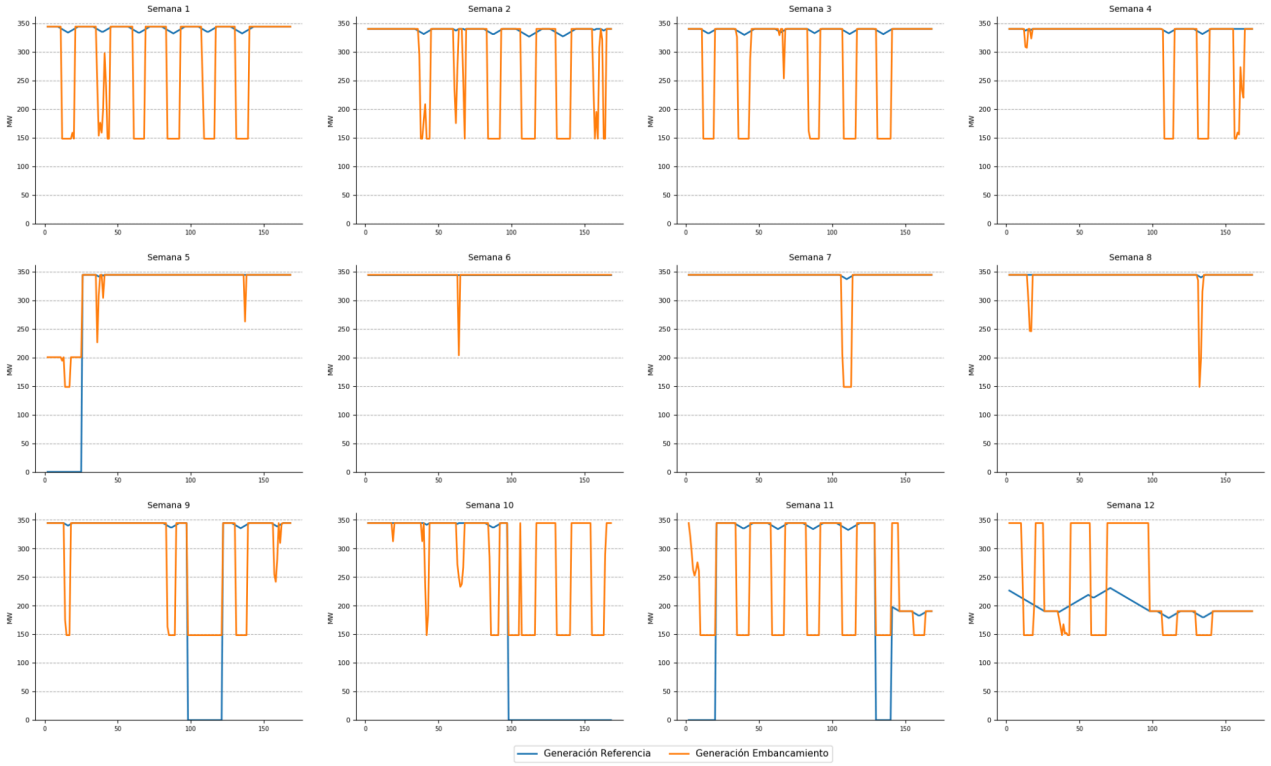

Figura 7.2. Generación de central Santa María para las distintas semanas simuladas para el año 2026, considerando el escenario de Referencia y Embancamiento Total.

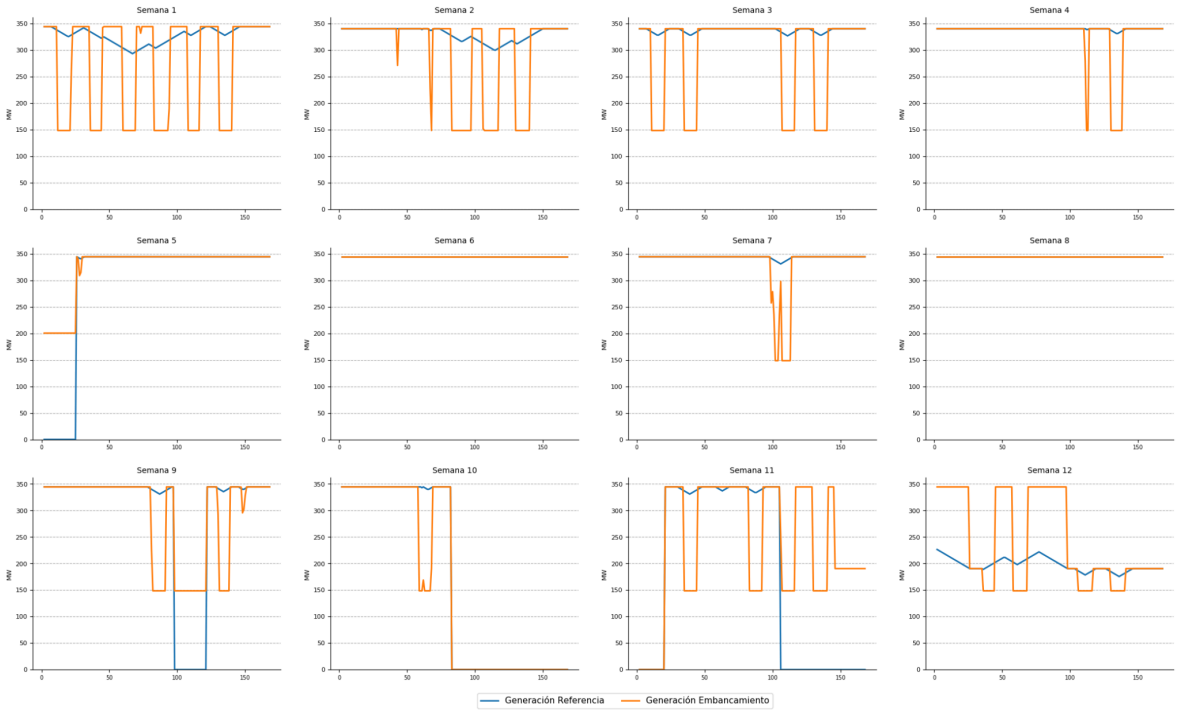

Figura 7.3. Generación de central Santa María para las distintas semanas simuladas para el año 2030, considerando el escenario de Referencia y Embancamiento Total.

Considerando lo anteriormente expuesto, **en el escenario de Embancamiento Particular se estudia el efecto de flexibilizar solamente la central Santa María,** con el objetivo de identificar el cambio en el beneficio por MW flexibilizado, lo que equivale a 370 MW flexibilizados tanto para 2026 como para 2030. En relación a este escenario, en la Tabla 7.4 se muestra el resumen de resultados obtenidos, en los que se compara el cambio porcentual de los costos totales de programación con respecto al escenario de referencia. El principal resultado que se observa es el **efecto positivo de flexibilizar una central** particular, considerando solamente aquella que **más aporta flexibilidad** al sistema al ser flexibilizada. Para complementar, se presenta la Tabla 7.5 de igual estructura que la 7.2 que permite comparar los resultados tanto a nivel de costos como pagos de la demanda para el caso de Embancamiento Particular.

Tabla 7.4. Resumen de la comparación asociadas a la co-optimización de energía y reservas bajo escenarios de Embancamiento Total y Embancamiento Particular.

Escenario	Año	Diferencia Porcentual de Costos Totales de Programación Respecto a Referencia [%]	Ahorros Anuales por MW Flexibilizado [USD/MW]
Embancamiento Total	2026	-1.42%	$22,213.9
	2030	-0.65%	$11,329.3
Embancamiento Particular	2026	-0.41%	$52,246
	2030	-0.39%	$35,665
Costos de Inversión Anualizados de Embancamiento [USD/MW][151]			$12,656 - $27,133

Tabla 7.5. Montos promedio semanales asociados a la co-optimización de energía y reservas bajo escenarios de Embancamiento Parcial y Referencia (sin embancamiento).

Aspecto	Año	Referencia [miles de USD]	Embancamiento Parcial [miles de USD]	Diferencia Neta [miles de USD]	Diferencia Porcentual [%]	Ahorros Anuales por MW Flexibilizado [USD/MW][152]
Costos Totales Programación	2026	$90,883.30	$90,511.55	$371.75	-0.41%	$52,245.7
	2030	$64,919.63	$64,665.86	$253.77	-0.39%	$35,665.0
Pagos de la demanda	2026	$290,257.05	$289,286.04	$971.01	-0.33%	$136,465.6
	2030	$229,312.11	$228,235.95	$1,076.16	-0.47%	$151,244.3

Basados en los resultados observados al simular el efecto de la flexibilización de las centrales a carbón, se observa que si bien **el beneficio neto de flexibilizar todas las centrales es mayor** en el escenario de Embancamiento Total que en el caso de Embancamiento Particular, los **ahorros por MW flexibilizado aumentan considerablemente en este último**. Más aún, bajo este último escenario, se aprecia que **existen beneficios** para el sistema asociados al embancamiento de capacidad de generación **comparables con los costos** (fundamentalmente de inversión) **requeridos para su habilitación.** Esto, considerando costos en un rango inferior según lo observado en la experiencia internacional. **Lo anterior podría**

[151] Se considera el rango de costos anualizado pagado a lo largo de una vida útil de 15 a 5 años, para el menor valor de los costos de inversión identificados en las referencias, es decir, para 117 USD/kW.
[152] Para efectos comparativos, los ahorros son presentados a nivel anual, multiplicando el ahorro promedio por las 52 semanas.

justificar la inversión en dichas adaptaciones de existir mecanismos de materialización que permitieran a los agentes, al menos, recuperar dichos costos.

Los resultados obtenidos dan cuenta del beneficio que tendría la flexibilización de capacidad de generación en el SEN, así como los desafíos asociados a una evaluación costo beneficio acabada del embancamiento de unidades en el sistema, en relación a una **serie de supuestos caso-específicos y simplificaciones** que deben ser tomados y **que también se aprecian en otros estudios realizados a nivel internacional**. En este contexto, **corresponde al CEN un análisis costo beneficio acabado** que considere, entre otros, la viabilidad de adaptación de las centrales existentes, la ubicación geográfica de los recursos posibles de flexibilizar, eventuales adaptaciones a implementar de las unidades existentes y sus costos asociados, expectativas de retiro dentro del proceso de descarbonización, entre otros.

7.3. Propuesta para la Habilitación del Estado de Embancamiento

En el Artículo 225° de la LGSE **se define a los SSCC como aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación** del sistema en los términos dispuestos en el Artículo 72°-1, particularmente: **preservando la seguridad del servicio** en el sistema eléctrico, **y garantizando la operación más económica** para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. En este contexto, la **regulación vigente asociada a la provisión de SSCC resulta en un marco de habilitación idóneo** para la prestación de atributos de flexibilidad al sistema. Luego, la habilitación del estado de embancamiento mediante la definición de un SSCC (lo que permitiría viabilizar las inversiones requeridas), **supondría fundamentalmente, la modificación del Informe de Definición de SSCC** (y emisión de una nueva Resolución Exenta asociada). Adicionalmente, existen una **serie de interrogantes que debieran ser abordadas previo a la definición de un SSCC como el descrito,** e.g., requerimientos del servicio, condiciones de provisión (por uno o varios agentes), condiciones de competencia, mecanismo de materialización del servicio, etc.

No obstante lo anterior, cabe destacar que **sería de esperar que la definición de un nuevo SSCC, en línea con las necesidades de flexibilidad del sistema, estuviese asociada a atributos**, y no directamente vinculado a una tecnología en particular (e.g., el embancamiento de unidades térmicas). En este contexto, es deber tanto del CEN, a través del Informe de Servicios Complementarios, como de la CNE, a través del la Resolución SSCC, el identificar, definir y cuantificar claramente los **atributos deseados y requeridos por el sistema** (e.g., rampa, inercia)**, para los cuales luego el embancamiento de unidades puede ser una respuesta eficiente[153].** Esto, por supuesto, sujeto a costos de inversión asociados y las estimaciones de plazos de retiro de centrales que limitarán los plazos de recuperación de dichas inversiones. En base a todo lo anterior, recalcar los **desafíos en términos de la viabilidad política que tendría el habilitar un producto asociado a una tecnología particular**, **más aún siendo el caso de una tecnología en retiro**, lo que podría ser percibido como contrario a la política pública vigente[154].

[153] Tal como se indica en el Artículo 10 del Reglamento de SSCC (DS113).
[154] Esto, aún cuando existan SSCC como aquel de CI, lo que responde en parte a la imperiosa necesidad de incentivar la participación de la demanda como recurso de flexibilidad del sistema.

8. Análisis Crítico del Esquema de Mercado Basado en Costos Auditados

La integración de nuevas tecnologías (e.g., ERV, ESS, la electrificación de consumos y participación de la demanda) **supone una serie de desafíos a la operación de los sistema eléctricos en que se ven insertas, aumentando los requerimientos de flexibilidad del sistema** al incorporar incertidumbre en el balance que debe existir en todo momento entre la demanda y la generación de energía eléctrica; y junto con lo anterior, 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.

En un **esquema de mercado basado en ofertas** (bid-based), común a la mayoría de los mercados eléctricos liberalizados, 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 en sistemas de referencia internacional en los Estados Unidos y Europa, entre otros. 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 auditación. 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.

Frente a un escenario de desarrollo 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, **el esquema de mercado basado en costos auditados actual en Chile, así como su implementación por parte del CEN, requieren de su revisión** con el propósito de asegurar los elementos de corto y largo plazo que incentiven las inversiones requeridas para una transición energética costo-efectiva y que no ponga en riesgo la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

En la presente sección se presenta un **análisis crítico del esquema de remuneración actual basado en costos auditados para el suministro de energía**, indicando sus **principales características e incentivos** que otorga a los agentes del mercado. Este tiene por objetivo **contrastar el mecanismo actual con respecto de propuestas de mercados también basados en costo**, pero con precio uniforme para el mercado de energía y reserva en base al uso de variables duales y pagos laterales, ajuste de posiciones de los agentes ante incertidumbre y esquemas de liquidación múltiple, de manera de **establecer de manera concluyente el mérito de efectuar un cambio de paradigma** en el mercado eléctrico actual.

En primer lugar, se presenta un **análisis crítico general del funcionamiento actual del mercado** de energía. En segundo lugar, y aún en base a costos auditados, se profundiza en **elementos críticos que resultan extensiones naturales al esquema actual de operación**

del mercado altamente centralizado, etapas de vinculación con costos auditados en energía, pero sin inconsistencias entre mercados de energía y SSCC, así como elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado en línea con las bases necesarias para una potencial transición a un mercado de ofertas. En tercer lugar, se discuten **elementos clave en la evaluación de un esquema basado en ofertas respecto de un esquema basado en costos**, rescatando elementos de valor de una operación altamente centralizada del SEN. Finalmente, las principales observaciones se sintetizan en un **análisis FODA del actual esquema de mercado**.

8.1. Funcionamiento Actual del Mercado de Energía

El mercado de energía en Chile se organiza en un **mercado spot de corto plazo con precio uniforme y precios nodales**, caracterizado por estar basado en un **esquema basado en costos auditados** de generación y una **valorización centralizada de los recursos hídricos**. Adicionalmente existe un mercado de SSCC, basado en ofertas y esquema *pay-as-bid* (no uniforme), el cual se compone de reservas de CF, cuyas asignaciones surgen de la co-optimización centralizada con el mercado de energía en la programación del DA.

Salvo la asignación vinculante de reservas, la **programación del DA no es vinculante** en cuanto a asignaciones de energía y precios de despeje del mercado, sino que tan sólo referencial. No obstante, esta define el comisionamiento de unidades del día (siguiente) de operación, así como también **define un listado de prioridad de colocación** en base a la cual se realiza el despacho de unidades y se calculan costos marginales en la OTR del sistema, resultando en un mercado de **una sola etapa de liquidación** (aquella en TR). Bajo este esquema, se **magnifica el impacto de las decisiones** de la OTR en los precios de este mercado, debido a la distancia temporal entre la programación del DA y la OTR.

De esta manera, existe un **bajo nivel de automatización** en las decisiones de operación, lo que genera **brechas** en la trazabilidad de elementos y resultados de este mercado. En particular, en lo referente a los modelos de programación utilizados y a las plataformas de información que se utilizan como insumo para la determinación de transferencias económicas. Además, el cálculo de costos marginales en función de costos variables y listados de prioridad de colocación, en vez de ser obtenidos de los propios modelos de programación y operación, **no permite internalizar el impacto de restricciones intertemporales**.

La operación centralizada basada en costos auditados, al considerar escenarios idealizados respecto al conocimiento de las estructuras de costos de los participantes, presenta rigidez e inconvenientes al momento de considerar nuevas tecnologías, como almacenamiento, recursos de generación distribuida o recursos de demanda, para los cuales resulta complejo determinar una estructura de costos particular. Por otro lado, **impide** que los agentes **gestionen su propio riesgo**, a diferencia de esquemas de mercados de ofertas u opciones de auto-despacho que así facilitan la integración de almacenamiento y otras tecnologías.

En línea con esto, los crecientes requerimientos de información, incertidumbre, complejas estructuras de costos y nuevas tecnologías con características muy distintas entre ellas, necesitan de **mercados flexibles** que sean adaptables a dichos requerimientos. Es así como no existe certeza de cómo el CEN incorporará nuevas tecnologías (e.g., ESS) en sus

procedimientos actuales, modelos de programación y, particularmente, en la OTR. Además, en la regulación actual el uso de listados de prioridad de colocación, en base a costos variables, **no reconoce el aporte a flexibilidad** que podrían entregar estas nuevas tecnologías.

La implementación de esquemas de **despacho en TR,** los cuales el CEN está abordando, permitirá generar condiciones habilitantes para integrar de mejor manera nuevos recursos de generación y almacenamiento. Similarmente, el uso de mercados con etapas vinculantes previas a la OTR e idealmente un mercado de ofertas son otras condiciones habilitantes que podrían ayudar a caracterizar y valorar **adecuadamente** atributos de flexibilidad de nuevas tecnologías.

8.2. Versión Mejorada del Mercado de Costos Auditados Actual

Aún bajo un esquema basado en costos auditados, existen diferentes elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del sistema y mercado eléctrico, así como elementos de diseño posibles de analizar en mayor detalle y **posibles de perfeccionar** como paso previo para un mercado de ofertas de precio y cantidad. Esto, **particularmente en lo referente al uso de herramientas y modelos** para la operación del sistema y mercado eléctrico, así como el **ajuste de posiciones** de los agentes ante incertidumbre **y esquemas de liquidación múltiple**.

8.2.1. Brechas de Herramientas y Modelos

Un primer elemento necesario para cualquier modificación al diseño de mercado es una actualización de diversas herramientas utilizadas por el CEN para la operación de un sistema con mayor diversidad de tecnologías, incertidumbre y variabilidad de corto plazo. Es importante notar que estas **actualizaciones son críticas y necesarias**, independiente del diseño de mercado. Incluso manteniendo un sistema con las reglas de mercado actuales, se hace necesario contar con herramientas actualizadas.

La integración de altos niveles de ERV genera efectos de variabilidad e incertidumbre en distintas escalas de tiempo, por lo que aproximaciones que se consideren en procesos, modelos y herramientas de planificación, programación y OTR, y que pueden surgir de razones de limitaciones de recursos humanos, tecnológicos y/o regulatorios, pueden tener impactos cada vez mayores en la operación eficiente del sistema a medida que aumenta la integración de generación variable y nuevas tecnologías que entregan flexibilidad al sistema, como se muestra en la Figura 8.1.

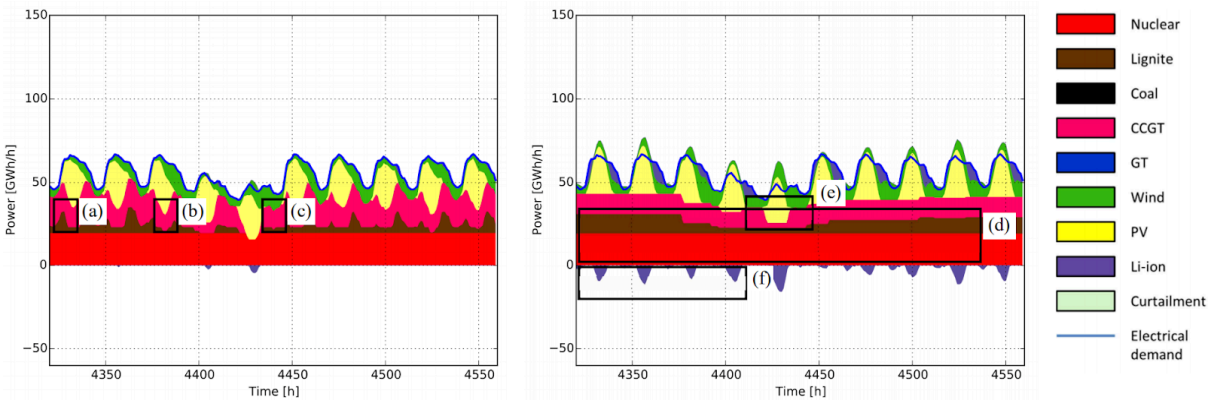

Figura 8.1. Comparación entre un despacho mediante orden de mérito simplificada (izq.) y mediante un modelo de unit-commitment y economic dispatch (der.) (Cebulla & Fichter, 2016).

Además, el **actual esquema de costos auditados**, donde se espera que el operador del sistema tenga visibilidad de la estructura de costos y restricciones operacionales frente a una gran diversidad de tecnologías, encuentra **inconvenientes de implementación y rigidez ante la integración de nuevas tecnologías**.

En un escenario ideal, donde es posible contar con información perfecta respecto a costos y elementos operacionales de las distintas tecnologías que componen el sistema, una operación centralizada asegura ser eficiente y además minimiza la necesidad de redespachos y acciones correctivas en TR, cuando se tienen correctos pronósticos de las condiciones en TR.

Sin embargo, en la práctica la operación se enfrenta a problemas reales de requerimientos de información y verificación para los procesos de operación, incertidumbre, estructuras de costos altamente complejas, un alto y creciente número de tecnologías con restricciones específicas, entre otros desafíos existentes. Dado lo anterior, **se vuelve necesario contar con estructuras de mercado flexibles que hagan más adaptable la integración de ESS y nuevas tecnologías**. En este contexto, las principales brechas identificadas se describen a continuación.

8.2.1.1. Planificación, Programación y Operación del SEN

Dentro de las principales brechas que se evidencian en los actuales modelos y herramientas utilizados para la planificación, programación y operación del SEN se cuentan:

Modelos de coordinación hidrotérmica, los que muestran una subestimación consistente del valor del agua (tratamiento de incertidumbre asociado a hidrologías históricas), así como también presentan una representación temporal (de baja granularidad y falta de orden cronológico) poco adaptable a nuevas tecnologías como almacenamiento, la que implica una gestión inter horaria de energía (falta de consideración de requerimientos de reserva)[155].

Proyecciones de generación variable y demanda utilizadas en los modelos, cuyas deficiencias decantan en diferencias relevantes entre la operación programada y real,

[155] Para más detalle ver sección 8.3.3.

requiriendo avanzar prontamente en la implementación de últimos lineamientos definidos en la Norma Técnica de Coordinación y Operación en relación al aumento en la frecuencia de publicación de pronósticos y el seguimiento de índices de desempeño/desvíos asociados.

Metodologías para la definición y cálculo de requerimientos de reservas, con enfoque particular en su impacto en costos de operación del sistema y uso real de dichas reservas. En este sentido, aspectos como vinculancia, el aumento en la granularidad de modelos, de frecuencia de la programación intradiaria (PID) y de actualización de pronósticos, entre otros, debieran favorecer una reducción de dichos requerimientos.

Respecto al **monitoreo de mercado y medidas de mitigación**, estos son poco dinámicos en relación a las situaciones en las que se podrían observar problemas de poder de mercado. En particular, se hace necesario entregar **mayores atribuciones para un monitoreo proactivo**, integrando la evaluación de condiciones de competencia **con ocasión de los mismos procesos de programación y operación del sistema**. Idealmente, al menos contar con la **evaluación de índices estáticos ya considerados** por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) y de amplia utilización en la experiencia internacional (e.g., MS, HHI, RSI-X), **con igual horizonte de evaluación y granularidad** de procesos de programación y operación del sistema, a propósito de los cuales se realiza la evaluación. En la misma línea, evaluar la **relevancia de incorporar dimensiones espaciales de desacople** en la evaluación de condiciones de competencia locales, a propósito de condiciones operacionales particulares o de carácter más estructurales (a evaluar al menos periódicamente dichas definiciones).

El **monitoreo** de condiciones de competencia a partir de índices estáticos como los antes descritos **debiera ser tanto para mercados de SSCC como de energía**. Esto, ya que cualquier noción de vinculancia del diseño debiera suponer al menos la posibilidad de realizar ofertas de capacidad (e.g., actualización de pronósticos y disponibilidad) para la gestión de riesgo de agentes.

8.2.1.2. Plataformas de Información

Se hace relevante una actualización y mejora de plataformas de información a disponibilidad de los actores del sector asociadas a los diversos procesos realizados por el CEN, CNE, MEN, y datos de la operación del SEN y sus mercados asociados, siguiendo las mejores prácticas internacionales. Esto, tomando en consideración la **calidad, consistencia, disponibilidad y accesibilidad** de la información presentada, así como **documentación complementaria** que facilite su comprensión y análisis.

Respecto a procesos en **materias regulatorias**, mejorar aspectos de la navegación de páginas web institucionales, infografías de procesos de modificación regulatoria, disponibilidad inequívoca de cuerpos legales, reglamentarios y normativos (vigentes y en procesos de cambio regulatorio), disponibilidad en archivos PDF (u otro) de documentos (en lugar de archivos escaneados), etc. De la misma forma, es de esperar que **procesos llevados a cabo por el CEN**, particularmente en relación a estudios, planificación, programación de largo, mediano y corto plazo, así como la OTR del sistema, contaran con una trazabilidad y documentación clara y actualizada (e.g., modelación matemática, supuestos y fuentes de información considerados en modelos y herramientas asociadas). Respecto a datos de la **operación y proyección del SEN y mercados asociados**, consideración de completitud,

mejoras y coordinación de información presentada en plataformas asociadas al MEN (e.g., PELP), CNE (e.g., Energía Abierta), y CEN (e.g., Infotecnica, página web, API, etc.).

8.2.1.3. Modelos de Despacho en Tiempo Real

El uso de **listados de prioridad de colocación** no permite asegurar una operación eficiente ni capturan de manera efectiva necesidades, costos y beneficios asociados a la flexibilidad, manejo de incertidumbre y elementos de nuevas tecnologías, lo que vuelve necesario transitar hacia el uso de **modelos de despacho en TR basados en co-optimización** de energía y reservas[156]. Lo anterior se puede asociar a los **avances en el proceso de la Programación Intradiaria (PID).**

Según lo expuesto por el propio CEN[157], el proceso de PID se asocia a la programación de la operación de mediano y corto plazo (PCP), **desplazando listados de prioridad de colocación** para el DE en TR, readaptando el programa mediante un proceso de co-optimización. No obstante lo anterior, finalizando su proceso de puesta en marcha blanca, **aún faltan definiciones** respecto de la **consideración de ofertas de SSCC u ofertas intradiarias de SSCC** en el proceso de co-optimización y **tratamiento de la vinculancia** en reasignaciones de energía y reservas. Actualmente se respetan los SSCC adjudicados por oferta y se recalculan las adjudicaciones directas. Además, aún hay incertidumbre respecto de la **frecuencia en la ejecución** del PID en régimen, ya que actualmente PID es gatillada por evento, sujeta a cambios relevantes que afecten el comisionamiento de unidades, y realizada solo en horario hábil, mientras que a fin del presente año 2023 se espera que la PID sea parte íntegra del rol del Centro de Despacho de Carga, con **posibilidad de realizarla** en horario 24/7.

En función del avance en el proceso antes descrito, la operación podría basarse en una PID recurrente y con frecuencia tal que minimice los períodos comprendidos entre la OTR y la última PID realizada. Luego, en la medida de que la PID no pueda aumentar su frecuencia a lo largo del día de operación, la OTR puede continuar basándose en **listados de prioridad de colocación actualizadas en función de la última PID realizada**. En el límite, un **modelo de DE podría alcanzar una frecuencia similar a la OTR** (aunque con simplificaciones adicionales, tal y como se simplifica la PID respecto de la programación del DA). De esta manera, **reemplazando por completo el uso de listados de prioridad de colocación**, en la medida que desviaciones entre un DE y el siguiente puedan ser resueltas por la activación de reservas y no se requiera de despachos adicionales entre dos DE en base a modelos.

El **aumento en la frecuencia en el uso de modelos** como el de la PID (y en el futuro un DE) supone **importantes requerimientos** en cuanto a recursos humanos y de herramientas por parte del CEN, así como la necesidad de agentes avanzar en la actualización de pronósticos y/u ofertas (y gestión de riesgos consecuente) con igual frecuencia.

---

[156] Una crítica detallada al uso de listados de prioridad de colocación ya fue expuesta en el estudio previo en referencia en (Vinken-Dictuc, 2021).

[157] El modelo de la PID cuenta con algoritmos de programación (MIP), función objetivo y restricciones iguales a la PCP del DA, contando con simplificaciones que permiten una reducción del tiempo de convergencia. Así, a partir de la PCP, y con la actualización de condiciones y variables de OTR, la **PID permite realizar una nueva co-optimización con información actualizada y horizonte reducido** en el día de operación, adaptando el parque generador a las condiciones de OTR, atendiendo eventos relevantes que puedan suponer cambios al comisionamiento de unidades del sistema. Disponible en: CEN: Webinar: Los avances de la nueva Programación Intradiaria

8.2.1.4. Cálculo de Costos Marginales y Co-optimización

Se requieren de 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**. En este contexto, explicitar el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación. De la misma forma, se vuelve necesaria una revisión de la **naturaleza de los modelos que afectan dichas variables duales,** en lo referente a restricciones (e.g., rampa), SSCC de flexibilidad, ventanas de optimización (e.g., horario, look-ahead) y otros elementos de modelación (e.g., granularidad, etapas intradiarias) deben ser evaluados en función de la evolución de los atributos del sistema eléctrico[158].

Respecto al tratamiento de costos no-convexos, la opción plausible de corto plazo es continuar con esquemas de **pagos laterales**, los cuales **bajo un esquema precio uniforme para energía y reservas debieran reducirse respecto a su relevancia actual en el mercado de SSCC**. Otras opciones para el manejo de costos no-convexos, asociados a la modificación de las señales marginales, requieren una mayor sofisticación computacional de los modelos de formación de precios, lo cual dadas las brechas actuales ya descritas, no serían factibles de implementar en el corto plazo[159]. En este contexto, una vez implementadas actualizaciones en herramientas de programación y operación del SEN, junto a modificaciones al diseño de mercado requeridas, se podría revisar la necesidad y factibilidad de modificar el esquema de pagos laterales.

8.2.1.5. Granularidad

La regulación debiera orientar de forma general el **aumento progresivo en la granularidad temporal de modelos y herramientas de cálculo de procesos** (e.g., 60, 30, 15 minutos, o inferior) asociados a la programación y operación del sistema (PLP, Pre-despacho, PID, etc.), a propósito de la integración masiva de fuentes ERV, el proceso de descarbonización, electrificación y participación de la demanda. La granularidad requerirá aumentar ante la creciente integración de nuevas tecnologías que requieran de una representación más detallada de **fenómenos que ocurren en escalas de minutos** (e.g., ERV, ESS), y que pueden afectar la operación tanto de mercados de energía como de SSCC, lo que debiera impactar positivamente la **operación eficiente** del sistema.

Asociado al punto anterior, también la **granularidad temporal de procesos de resolución del mercado (granularidad de ofertas por productos y señales de precio)** requerirá aumentar, con el propósito de otorgar la posibilidad a agentes de gestionar de mejor manera sus riesgos, además de **capturar y reconocer de mejor manera el valor de atributos y aportes a la flexibilidad** del sistema cuando costos marginales se asocian a las variables duales de modelos.

---

[158] Algunos atributos a considerar son: niveles de integración de fuentes ERV, generación distribuida, electromovilidad, mayores requerimientos de rampa del sistema, inercia, etc.

[159] Las características operativas de generadores convencionales poco flexibles provocan no convexidades en mercados eléctricos, lo que constituye una dificultad fundamental del diseño del mercado y supone la necesidad de definir pagos laterales. En general, no convexidades pueden deberse a indivisibilidades, costos fijos o rendimientos crecientes a escala, parámetros como costos en vacío, costos de encendido, y límites mínimos y máximos de generación. Un análisis detallado respecto al tratamiento de costos no-convexos ya fue expuesto en el estudio previo en referencia (Vinken-Dictuc, 2021). Para formulaciones particulares de convex hull ver (Schiro et al., 2015; Andrianesis et al., 2021).

El aumento en la granularidad no solo requiere del aumento en la granularidad de **inputs, outputs, y de procesos**, sino que también la necesidad de agentes por avanzar en la definición de **pronósticos y/u ofertas** (y gestión de riesgos consecuente) con igual nivel de granularidad.

8.2.2. Brechas del Esquema de Liquidación

Como fuera mencionado, el mecanismo actual de mercado considera **una sola etapa de liquidación** (aquella en TR), mientras que la **programación del DA no es vinculante** en cuanto a asignaciones de energía y precios de despeje del mercado, sino que tan sólo referencial. Lo anterior implica que el **mecanismo actual no permite a los agentes gestionar su riesgo** (e.g., mediante el ajuste de posiciones en etapas de liquidación previas a la OTR), **magnificando el impacto de las decisiones** de la OTR en los precios de este mercado. Decisiones que adicionalmente se basan en **listados de prioridad de colocación**, y no en base a modelos como sería de esperar, las que adicionalmente se utilizan para calcular los costos marginales de la operación del sistema.

En contraste al esquema actual de mercado, se ha propuesto implementar un esquema de **mercado de multietapas de liquidación de naturaleza vinculante**, con al menos una etapa del DA y una en TR, dejando abiertas a la posibilidad de etapas intradiarias, lo que supone el otorgar algún grado de libertad a agentes a través del **ajuste de posiciones** (e.g., mediante la actualización de **pronósticos**), permitiendo asignar **responsabilidades** respecto a costos de **desvíos** a los agentes que los provocan[160].

El concepto general de un esquema de tales características es el siguiente. En una etapa de liquidación anterior, los agentes realizan pronósticos de cantidad (Q) (e.g., ERV, ESS) que resultan en asignaciones (P,Q) producto de la resolución de un modelo de co-optimización correspondiente. Luego, en una etapa posterior, agentes ajustan pronósticos de cantidad (Q'), y nuevas asignaciones (P',Q') resultan de la resolución del modelo de co-optimización correspondiente, a partir de las cuales se definen desvíos y costos asociados así asignados a cada agente. En este contexto, cabe destacar que el **ajuste de posiciones de los agentes ante incertidumbre** supone otorgar **mayores libertades** a los agentes respecto de la **gestión propia de riesgos**. En este sentido, un esquema propiamente vinculante supondría que agentes realizan ofertas al menos por cantidad por energía (e.g., actualización de pronósticos o la elección de en qué etapa participar).

[160] En el estudio previo en (Vinken-Dictuc, 2021) se profundiza en otros aspectos asociados a esquemas de liquidación múltiple y el tratamiento de desvíos y causalidad.

De forma ilustrativa, el **concepto de vinculancia se ejemplifica de la siguiente manera[161]:**

Suponga el siguiente escenario de un **pronóstico sobrestimado** de la generación ERV.

Tabla 8.1. Escenario de pronóstico sobreestimado

	Programación del DA (Day Ahead)	Operación en TR (Real Time)	Remuneración bajo esq. actual (solo etapa TR) Q'*P'	Remuneración bajo esq. vinculante (con una etapa DA y una etapa TR) Q*P+(Q'-Q)*P'
Unidad Eólica (e.g., ERV)	50 MWh (Q)	30 MWh (Q')	30x60 =$1800 **Prom. $60/MWh**	50x30 + (30-50)x60 50x30 - 20x60=$300/30MWh **Prom. $10/MWh**
Unidad Térmica (e.g., despachable)	40 MWh (Q)	60 MWh (Q')	60x60 =$3600 **Prom. $60/MWh**	40x30 + (60-40)x60 40x30 +20x60=$2400/60MWh **Prom. $40/MWh**
Costo Marginal	**$30/MWh** (P)	**$60/MWh** (P')		**Prom. $30/MWh (Demanda)**

En este escenario, bajo un esquema de múltiples etapas:

- **La unidad térmica aumenta** sus remuneraciones promedio **respecto del DA**, pero menor al TR.
- **La unidad eólica disminuye** sus remuneraciones promedio respecto de ambas etapas **producto de su error en el pronóstico**.
- **La demanda se cubre en sus pagos** respecto al TR, asumiendo la unidad eólica los costos de desviación.

A pesar de pagar el mismo precio a toda la energía en los mercados DA y TR, un mercado de **liquidación múltiple paga un precio promedio más alto a la unidad de generación despachable** por la energía que proporciona durante la misma hora que la unidad eólica, dados los errores de pronóstico renovable. Adicionalmente **bajo el esquema de remuneración actual**, se puede destacar cómo frente a un escenario como el anteriormente presentado, una unidad eólica se vería beneficiada al verse expuesta a costos marginales de OTR mayores, producto de su propio error de pronóstico, **no contando con incentivos a una mejora de pronósticos** bajo dichas circunstancias.

Ahora suponga el siguiente escenario de un **pronóstico subestimado** de la generación ERV.

[161] Basado en (Wolak, 2021).

Tabla 8.2. Escenario de pronóstico subestimado

	Programación del día anterior (Day Ahead)	Operación en TR (Real Time)	Remuneración bajo esq. actual (solo etapa TR) Q'*P'	Remuneración bajo esq. vinculante (con una etapa del DA y una etapa de TR) Q*P+(Q'-Q)*P'
Unidad Eólica (e.g., ERV)	30 MWh (Q)	50 MWh (Q')	50x10 =$500 **Prom. $10/MWh**	30x30 + (50-30)x10 30x30 + 20x10 = $1100/50MWh **Prom. $22/MWh**
Unidad Térmica (e.g., despachable)	60 MWh (Q)	40 MWh (Q')	40x10 =$400 **Prom. $10/MWh**	60x30 + (40-60)x10 60x30 - 20x10 = $1600/40MWh **Prom. $40/MWh**
Costo Marginal	**$30/MWh** (P)	**$10/MWh** (P')		**Prom. $30/MWh (Demanda)**

En este escenario, bajo un esquema de múltiples etapas:

- **La unidad térmica aumenta** sus remuneraciones promedio respecto de ambas etapas **producto del error en el pronóstico renovable**.
- **La unidad eólica disminuye** sus remuneraciones promedio **respecto del DA**, **cubriendo su remuneración** respecto al TR.

La vinculancia permite una **asignación** directa de **costos de desvíos** (incentivando mejoras de pronósticos) y **resguarda** tanto a la generación como a la demanda **respecto de riesgos de la OTR**. Por otro lado, se puede destacar cómo frente a un escenario como el anteriormente presentado, **el esquema de remuneración actual** nuevamente **carece de incentivos para la mejora de pronósticos**, toda vez que la programación del DA no es vinculante en el mecanismo vigente.

La vinculancia y la corrección oportuna de pronósticos supone una **cobertura de riesgo** a los agentes de salir a *"comprar más caro"* o salir a *"vender más barato"* en etapas posteriores (e.g., OTR), respecto de lo previsto en etapas anteriores (e.g., el DA). Además, cabe destacar que las asignaciones **previas a la OTR son puramente financieras**, lo que da la posibilidad de participación de agentes igualmente puramente financieros.

La **dinámica** anteriormente descrita es **recursiva** en función del número de etapas vinculantes. Adicionalmente, la **asignación de costos de desvío y/o de activación de reserva** puede ser realizada en función de desvíos respecto a la programación del período anterior, en consideración de **bandas de tolerancia de desvíos**, en atención a características de variabilidad e incertidumbre propias de recursos ERV. Como base, costos de desvíos y/o activación de reservas fuera de una banda de tolerancia puede ser asumido por la demanda (actualmente es la demanda la que asume todo el riesgo en la OTR).

De forma ilustrativa, y con el propósito de dar cuenta del **valor potencial que podría tener la implementación de un esquema basado en múltiples etapas de naturaleza vinculante a nivel del SEN para la demanda**, se utiliza **información histórica** respecto a energía y costos marginales de la programación y operación real del sistema, en base a la cual se calculan pagos spot obtenidos bajo el **esquema actual** (considerando solo la realización en TR como única etapa de liquidación) y lo que hubiera sido una **implementación hipotética de un esquema vinculante** (considerando las posiciones fijadas en el DA y las desviaciones en TR).

De forma general, en función de las bases de datos publicadas por el CEN, del análisis **para el año 2021 se desprenden las siguientes observaciones**:

- Respecto al impacto que tendría la vinculancia para los **consumidores** a nivel sistémico, se observa de forma general una **reducción de los pagos y reducción de la volatilidad** de estos.

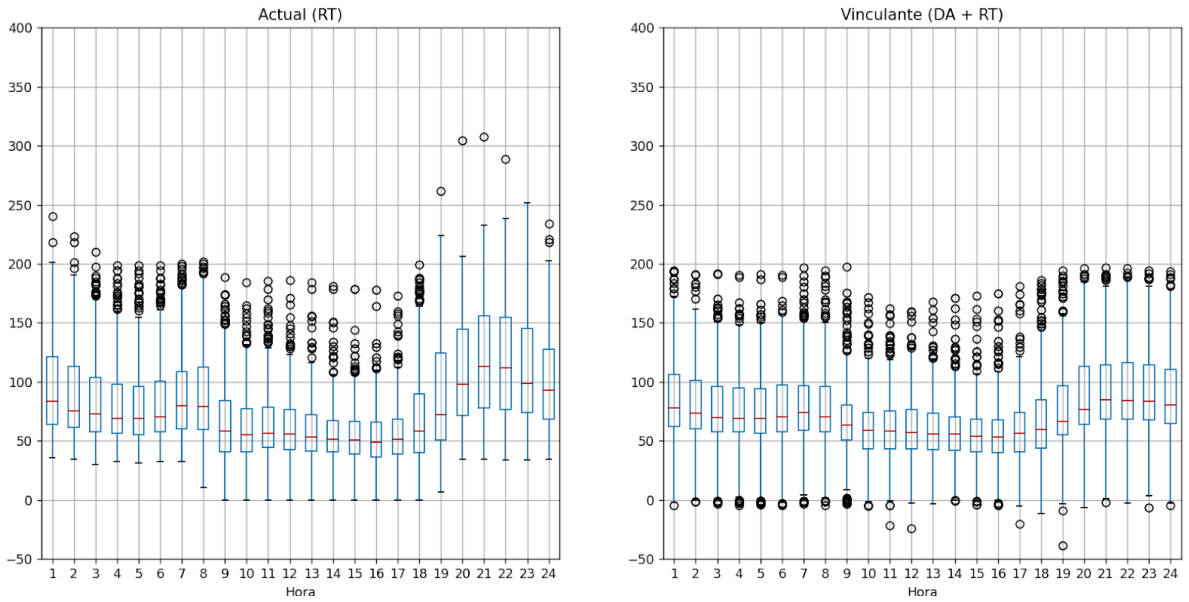

Figura 8.2. Pagos spot promedio horario del SEN en 2021 [USD/MWh] bajo esquema actual (izquierda) e hipotético esquema vinculante (derecha).

- Una posible interpretación de los resultados obtenidos hace alusión, por un lado, a la **responsabilidad frente a desvíos de los agentes**, reduciendo el impacto en el resto de los agentes; y por otro lado, a las condiciones en que se realiza la **programación del DA**, y cómo ésta **dista de la OTR del SEN**. En este contexto, es importante recalcar que al contar con una etapa vinculante, es de esperar que la programación se realice con buenos pronósticos, y que los agentes tengan por tanto la certeza que la liquidación (asignaciones y remuneraciones) del DA es vinculante, incentivando mejoras en pronósticos y el correcto mantenimiento de unidades.

- Por otro lado, y como es de esperar bajo un esquema vinculante, los ingresos/pagos se verían estabilizados y reducirían su volatilidad en la medida en que la programación del DA varía menos día a día que los resultados de la OTR. Esto se puede visualizar en las **diferencias entre costos marginales programados y reales**. En este sentido, el análisis permite recalcar la **relevancia de contar con información, mecanismos y herramientas adecuadas para calcular precios del DA y la OTR**.

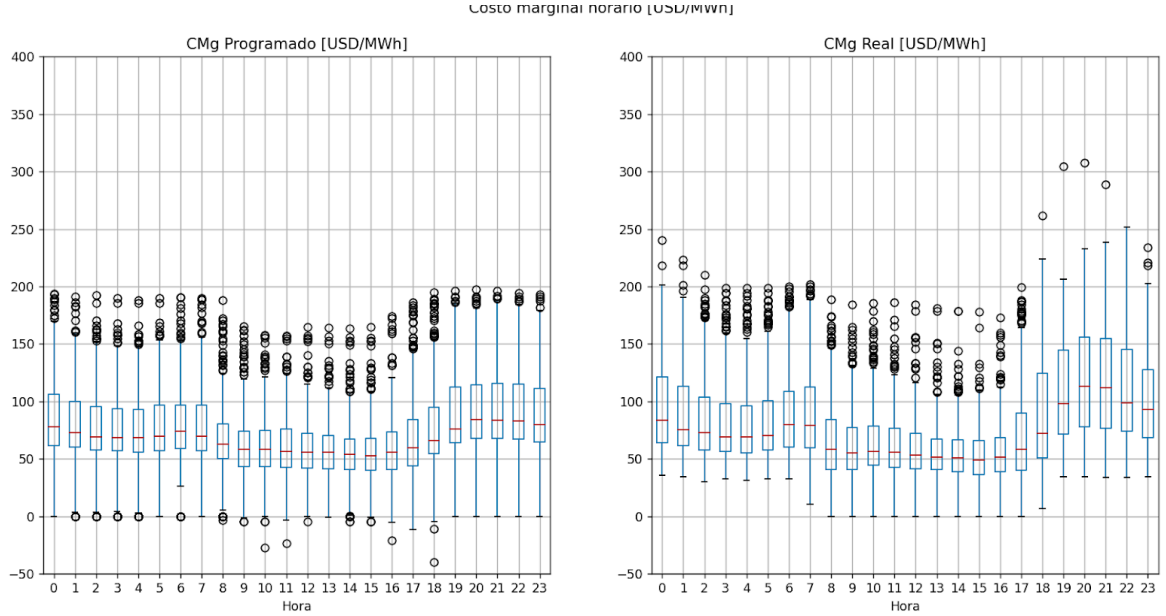

Figura 8.3. Costos marginales programados y reales horarios promedio del SEN en 2021.

8.3. Brechas de la Auditación de Costos

Un mercado mejorado de costos auditados supone una serie de avances significativos respecto del actual esquema de mercado cuyos desafíos y mérito justifican su propio análisis. No obstante, reconociendo estos **perfeccionamientos del actual mercado de suministro de energía como un paso previo para un mercado de ofertas de precio y cantidad**, a continuación se discuten **elementos críticos del esquema actual (o mejorado) de costos que justificarían la evaluación de una transición hacia un esquema basado en ofertas**, rescatando elementos de valor de una operación altamente centralizada del SEN.

8.3.1. Auditación de Costos e Integración de Nuevas Tecnologías

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**, lo que resulta particularmente relevante frente a las expectativas de integración de nuevas tecnologías, tales como ESS, la generación distribuida y respuesta de demanda, particularmente a través de la figura de agregadores. En este sentido, es de esperar que la integración de un mayor número de actores tendrá impactos positivos en las condiciones de competencia del mercado, así como en la operación eficiente del sistema en el corto a largo plazo. No obstante lo anterior, una diversidad de tecnologías puede involucrar desafíos respecto a la información asociadas a estas tecnologías en un mecanismo altamente centralizado.

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).

Los desafíos anteriormente descritos se pueden ver reflejados en las barreras que ha enfrentado la integración de tecnologías de almacenamiento en Chile a la fecha, destacando la recientemente anunciada licitación de almacenamiento que busca lograr una inversión de **2 mil millones de dólares de almacenamiento dentro de la región Atacama**. Lo anterior, mediante un proceso de licitación que se llevaría a cabo el año 2024 para así empezar su ejecución a partir del 2026. Dadas las proyecciones que plantea el plan, se busca el desarrollo de al menos 6.000 MW de almacenamiento en el SEN, de los cuales al menos **2.000 MW puedan ser desarrollados en 2030**. Entendiendo que este impulso inicial podría incentivar a que cambios necesarios en herramientas de operación y planificación puedan ejecutarse a la brevedad, se considera que esquemas de licitaciones para almacenamiento son una herramienta efectiva y habilitante para la integración de estas tecnologías.

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 auditación de costos altamente ad-hoc difíciles de implementar**. Esto resulta particularmente desafiante en el caso de tecnologías emergentes para las cuales no es posible auditar costos y/o que dichos costos son principalmente 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, como es el caso de ESS, así como la agregación de recursos distribuidos de energía. En este contexto, y reconociendo la magnitud del desafío, otras medidas de corto y mediano plazo que podrían incentivar la integración de almacenamiento tienen relación con mejoras en los procesos de programación y operación del sistema, junto con la definición de elementos en los mercados de energía y SSCC que reduzcan la incertidumbre asociada a la participación de estas tecnologías. Entre otros elementos, se destacan[162]:

- Definir y transparentar los **criterios o umbrales sobre los cuales será requerida la determinación del costo de oportunidad de ESS**, según lo mencionado en el Artículo 37 del Reglamento de Coordinación y Operación.
- Definir prontamente el **procedimiento a utilizar para el cálculo de costos de oportunidad de ESS**, de manera que estos logren internalizar correctamente el aporte a la flexibilidad y operación eficiente del sistema.

[162] Para mayor información, ver (Vinken-Dictuc, 2023).

- Disminuir **incertidumbre respecto del programa de inyecciones de ESS**, ya que actual reglamento y normativa de Coordinación y Operación supone serias interrogantes respecto a la aplicabilidad práctica de los procesos establecidos y la escalabilidad de estos en la medida de que aumente la integración de almacenamiento en el sistema.
- Definir prontamente el **procedimiento a utilizar para la determinación de costos variables**, para su incorporación dentro de **listados de prioridad de colocación**.
- Mejorar el conocimiento de los agentes respecto de las reglas del mercado de SSCC, por ejemplo detallando el tratamiento del almacenamiento en el modelo de co-optimización de energía y reservas utilizado para la programación (ver sección 6).
- **Clarificar si la aplicación de reglas generales de remuneración** por componentes de capacidad, activación y costos de oportunidad, **son extensibles a almacenamientos o se definirán procedimientos particulares**.
- Evaluar la necesidad y potencial de requerimiento de SSCC adicionales como rampas o CRF, que podrían tener una participación relevante de almacenamiento.

8.3.2. Desafíos del Ejercicio de Poder de Mercado y Operación Eficiente

En un mercado basado en ofertas, las empresas tienen la capacidad de elegir libremente dentro de sus curvas de oferta una combinación de precio y cantidad a ofertar, 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 (definido 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), 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[163].

Sin embargo, **no es seguro que un mercado basado en costos evite la posibilidad de que las empresas ejerzan dicho poder de mercado**, pudiendo su ejercicio incurrir en grandes costos en cualquier tipo de diseño. A pesar de la regulación de sus ofertas en base a parámetros auditados, las empresas aún pueden manipular estratégicamente sus costos de generación o la disponibilidad de sus plantas. 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[164]. 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. 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

[163] Mismo principio considerado en la aplicación de medidas de mitigación de ofertas y de poder de mercado (e.g., definición de precios máximos).
[164] Ver por ejemplo la sanción dictaminada contra la central Guacolda en relación a la auditación de sus parámetros de mínimos técnicos.

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 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., BESS) 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 con **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 contexto, **bajo supuestos de un mercado competitivo**, al comparar un esquema de mercado basado en ofertas con uno basado en costos, en que se realiza una **auditoría adecuada de estos costos** (i.e., se auditan de forma correcta los verdaderos costos de operación de tecnologías), **es de esperar que el resultado de operación del mercado de ofertas siempre tendrá costos mayores o iguales al mercado de costos auditados** (iguales cuando el mercado competitivo ideal revela los verdaderos costos de operación de las tecnologías). 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, 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[165].

[165] Disponible en: CAISO: Opinion on System Market Power Mitigation

8.3.3. Operación Centralizada de Recursos Hidráulicos de Embalse

La implementación de esquemas basados en ofertas no significa descartar elementos asociados a una visión basada en costos. Una **operación centralizada** puede facilitar la coordinación de los relevantes recursos hídricos en el SEN[166], donde la coordinación y determinación del valor del recurso **impacta y es parte integral de procesos de planificación, programación y OTR del sistema**, además de entregar señales de mercado de mediano plazo que impactan las decisiones de los agentes participantes.

Existen una serie de **desafíos relacionados al manejo estratégico de los recursos hidráulicos** que motivan que estos continúen bajo un esquema centralizado de energía. Esto es, la participación limitada (o incluso exclusión) de este tipo de recursos de la participación de un esquema de ofertas en precio y cantidad, al menos en etapas iniciales de implementación de mercado. Estas motivaciones se asocian a la **gestión interanual de energía embalsada** y **coordinación del uso de recursos en cuencas complejas**, así como al **potencial abuso de poder de mercado** y potenciales impactos en los resultados del mercado. Adicionalmente, se incorporan **brechas y necesidades respecto a modelos de coordinación hidrotérmica**.

El almacenamiento hidráulico con capacidad de regulación interanual históricamente ha tenido un rol clave como **fuente de generación flexible** del SEN, razón por la cual este se encuentra sujeto a la **gestión centralizada** y **determinación del valor del recurso** por parte del operador del sistema. Al respecto, el problema de coordinación hidrotérmica (CHT) de mediano plazo en el contexto del SEN es un problema altamente complejo y de suma relevancia para el correcto funcionamiento de la red eléctrica, lo que exige que cualquier herramienta utilizada deba contar con un **diseño a la medida** que responda a las características únicas en términos del mix de generación y red de transmisión, así como atributos particulares de nuestro sistema y realidad nacional (e.g., **convenios de riego**, cuencas complejas, geografía).

[166] En este contexto, cabe destacar como mercados en los Estados Unidos solo han integrado parcialmente el almacenamiento en sus modelos basados en ofertas, mientras que aún se debate si dichos recursos deberían participar simplemente a través de licitaciones y ofertas o proporcionando sus detalles técnicos al ISO. Por otro lado, cabe destacar la relevancia de la coordinación hidrotérmica llevada a cabo en Nueva Zelanda, donde el modelo de mediano-largo plazo permite analizar las ofertas de distintos actores. Esto porque, si bien, no hay restricciones de mercado que indiquen que las ofertas tienen que estar indexadas al valor del agua, si las ofertas distan mucho de los valores estimados por la herramienta entonces la Electricity Authority puede solicitar explicaciones sobre éstas.

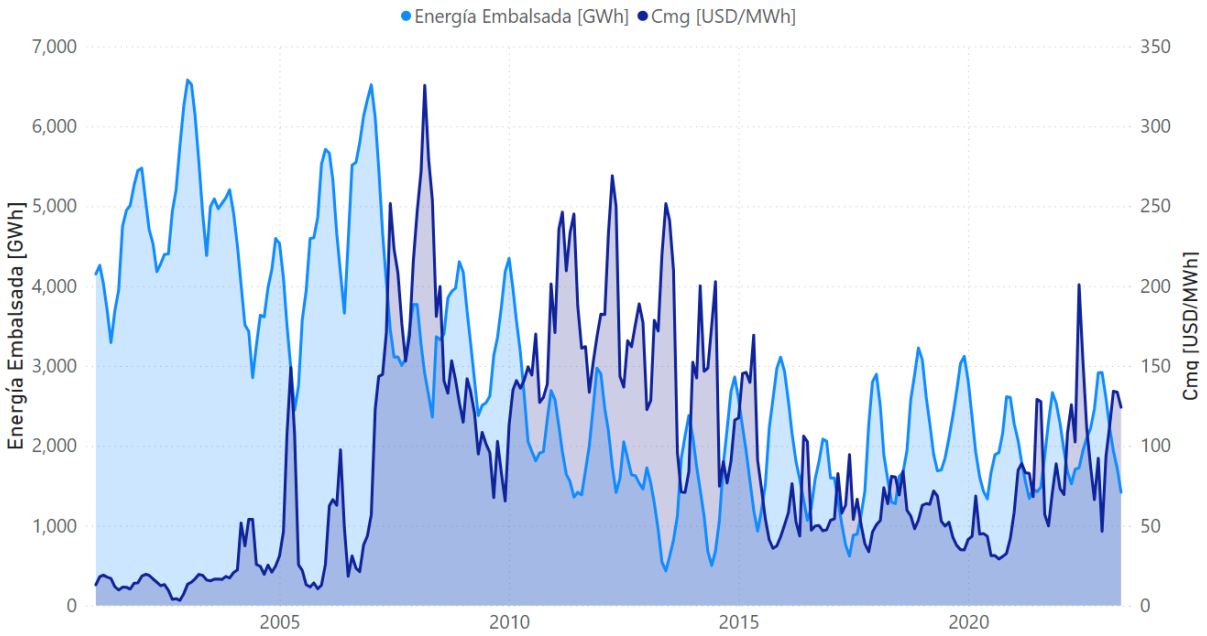

Figura 8.4. Evolución histórica de energía embalsada y costos marginales promedio de Alto Jahuel.

La **determinación del valor del recurso** y relevancia con que cuenta la capacidad de generación hidráulica en el SEN supone una **gestión de especial cuidado**, toda vez que esta **impacta directamente los resultados y costos marginales de operación** del sistema, como se puede apreciar en la Figura 8.4, proceso que se caracteriza por la necesidad de definición de una serie de supuestos y pronósticos de generación renovable y, particularmente, del recurso hidráulico.

Adicionalmente, la **coordinación del uso de recursos** en **cuencas complejas** (ver Figura 8.5) en que participan **diferentes agentes** y **demandas del recurso** hídrico diferentes a la generación de energía eléctrica (e.g., agricultura, ganadería, consumo, etc.) que deben ser satisfechas **dificultan un diseño de mercado basado en ofertas** bajo un esquema de mercado centralizado como el chileno. La valorización centralizada del recurso en embalses se relaciona directa y profundamente con el objetivo de satisfacer demandas del recurso agua y con la operación interrelacionada de las cuencas en su totalidad, lo que dificulta el diseño de un mercado que supone la posibilidad de permitir a diferentes agentes dentro de una misma cuenca realizar ofertas independientes (e.g., ofertas de centrales aguas abajo en una misma cuenca quedaría condicionada a las de unidades aguas arriba). Más aún, la **valorización** del recurso **corresponde fundamentalmente a costos de oportunidad** difíciles de auditar por parte de un actor externo, lo que se sumaría a los desafíos por parte del operador del sistema de evaluar ofertas por parte de recursos almacenados cuando estas se alejen de valores esperados por el operador del sistema.

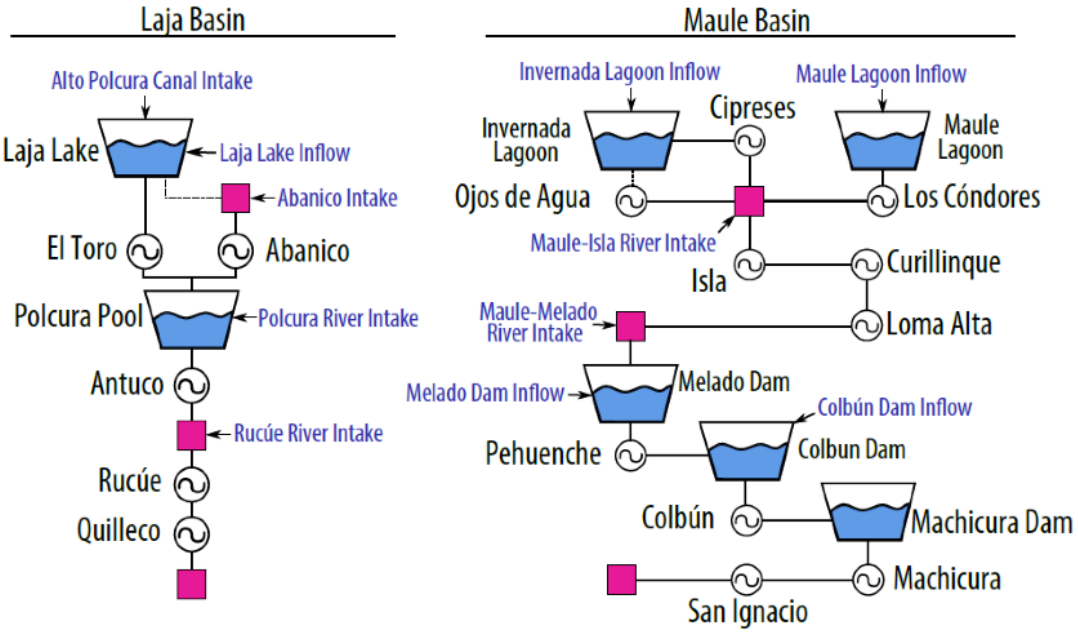

Figura 8.5. Red hidráulica en las dos cuencas más relevantes de Chile.

Por otro lado, asociado a potenciales condiciones de abuso de poder de mercado, en estudios previos desarrollados por el equipo consultor se analizó el impacto en condiciones de competencia del sistema cuando generación hidráulica se encuentra abierta a la participación dentro del mercado mediante ofertas (Vinken-Dictuc, 2021b). En base a los resultados obtenidos en dicho estudio, fue **posible no descartar la viabilidad de** implementación de un mecanismo de mercado basado en ofertas en Chile con **resultados competitivos**. Esto, particularmente **cuando importantes recursos hídricos tienen limitada su participación del mercado de ofertas de energía y su gestión sigue siendo determinada por el CEN**[167], resultando en una operación **coordinada centralizada** de estos recursos como la actual[168].

Central a la discusión respecto a los recursos hídricos se encuentran los modelos asociados a la gestión de estos recursos. Existen **brechas y necesidades respecto a modelos** de coordinación hidrotérmica utilizados en Chile, particularmente la herramienta de Planificación de Largo Plazo (PLP) utilizada por el CEN. Entre otros desafíos identificados por el equipo consultor se evidencian en la **subestimación consistente del valor del agua** y consecuente reducción de cotas de embalses y aumento de precios marginales máximos. Producto de lo anterior, surge el interés de contar con una **representación cronológica** para capturar las necesidades de flexibilidad de corto plazo del sistema, evaluando el impacto y relevancia de incorporar **nuevas fuentes de incertidumbre** y el impacto del cambio climático en los afluentes, así como la **modelación** del resto **de recursos** convencionales, renovables y nuevas tecnologías. Más aún, el cada vez mayor impacto de SSCC sobre la valorización del agua, vuelve relevante la **co-optimización de energía y reserva** para

[167] 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.

[168] Adicionalmente, el estudio destaca como factores fundamentales sobre los cuales es posible influir para el aseguramiento de condiciones de competencia del sistema, la reducción de indisponibilidades de corto plazo del sistema, el diseño de medidas de mitigación y monitoreo de mercado, y niveles de contratación a plazo de las principales firmas que cuenten con un potencial poder de mercado.

aumentar y asegurar la flexibilidad requerida por el sistema, lo que requerirá a su vez, de un **mayor** nivel de **granularidad temporal** de la herramienta, suficiente como para reflejar las diferentes necesidades de flexibilidad del sistema a lo largo del día. Otras oportunidades de mejora consideran el manejo de embalses mediante **métodos de gestión del riesgo**, la revisión de la **modelación de convenios** de riego **y eficiencia** de generación hidráulica, **encadenamiento de modelos** con diferente horizontes de planificación, y un **diseño modular, adaptable y transparente** de la herramienta.

En base a todo lo anteriormente expuesto, se destaca la operación centralizada de recursos de agua embalsada en el actual diseño de mercado basado en costos auditados. En este sentido, y **en consideración una posible transición del diseño de mercado** hacia un esquema basado en ofertas, **es de esperar** que la gestión de recursos hídricos **continúe bajo un esquema de coordinación centralizada** y su limitación a la participación de un esquema de ofertas, al menos **en etapas iniciales** de implementación y transición del diseño de mercado. No obstante lo anterior, es de esperar que la **evaluación** de la factibilidad y necesidad de incorporar estos recursos a un esquema de ofertas sea analizada con propiedad en etapas avanzadas de implementación, **en función del comportamiento del sistema y** la factibilidad de un **diseño de mercado apropiado**.

8.4. Análisis FODA del Esquema Actual de Remuneración

Finalmente, análisis anteriormente descrito se sintetiza en el desarrollo de un análisis **FODA** de fortalezas, oportunidades (análisis interno al diseño de mercado), debilidades y amenazas (análisis externo del entorno y el sistema) del actual esquema de remuneración, tomando en consideración aspectos que abarcan desde un punto de vista teórico hasta un análisis crítico de la ejecución práctica de este esquema por parte del CEN. Esto, **dadas las expectativas de desarrollo tecnológico** y participación de la demanda en el SEN.

De esta manera, se analiza el impacto del esquema actual en el tratamiento y asignación (causalidad) de costos asociados a desvíos, vertimientos de energía, tratamiento de pagos laterales, incentivos a la mejora de pronósticos, incertidumbre asociada a la casación del mercado spot en la OTR, auditabilidad de costos de tecnologías emergentes, limitaciones a la integración de nuevas tecnologías y agentes participantes limitaciones técnicas y computacionales en las metodologías actuales del esquema de remuneración, brechas y fuentes de error en la ejecución de estas metodologías, entre otros aspectos.

Tabla 8.3. Análisis FODA del esquema de remuneración actual basado en costos auditados para el suministro de energía.

Fortalezas	Oportunidades
• Esquemas de mercado basados en costos son los **más comunes en América Latína y bien establecidos**. • En principio, representa una **extensión natural del sistema de despacho en base a listados de prioridad de colocación tradicional utilizado en sistemas eléctricos verticalmente integrados** previos a la reestructuración de los mercados. • **Precio uniforme en energía**, lo que otorga rentas de eficiencia a unidades submarginales. • **Precios nodales**, que permiten otorgar a la señal de precios una componente de localización, internalizando efectos de la red de transmisión. • **Co-optimización de energía y reservas** asegura una programación eficiente del DA. • **Reglas del diseño actual** del mercado se encuentran **bien adoptadas e internalizadas** por tecnologías convencionales. • **Gestión centralizada de recursos de agua almacenada** facilita la coordinación de generación hidráulica en cuencas complejas. • **Desde el punto de vista del regulador**, la regulación y auditación de los costos de generación **supone eliminar el potencial ejercicio de poder de mercado** por parte de los principales actores del sistema[169]. • **Pagos laterales bien definidos** en el mercado de energía **para tecnologías convencionales**. • **Mercado de contratación** de mediano y largo plazo **establecido** favorece condiciones competitivas y complementa señales de cortísimo plazo.	• Un **mercado mejorado** basado en costos auditados **considera extensiones naturales al esquema actual** de operación del SEN, en línea con las bases necesarias para una potencial transición posterior a un mercado basado en ofertas. • En línea con el punto anterior, existen una serie de **elementos rescatables del actual diseño** de mercado (e.g., precio uniforme y nodales en energía, co-optimización de energía y reservas), **en línea con el diseño de sistemas de referencia** en los Estados Unidos. • En particular, se destaca el **avance en el proceso de la PID**, en línea con el desarrollo y adopción de procesos de programación y operación basados en modelos, desplazando el uso de listados de prioridad de colocación.
Debilidades	**Amenazas**
En relación a la existencia de una **etapa única de liquidación**: • Etapa única de liquidación **magnifica el impacto de la OTR** en los resultados del mercado/**incertidumbre asociada a la casación del mercado** spot en la OTR. • Supone una **mayor volatilidad de precios** de mercado. • **Impide la cobertura de riesgos** de los agentes respecto a la OTR del sistema (incertidumbre). • **No permite la asignación** de responsabilidades en términos **de costos asociados a desvíos** en la OTR respecto de la programación del DA (causalidad). • Junto con lo anterior, se **carece de incentivos a la mejora de pronósticos**. En relación al **uso de listados de prioridad de colocación** para la operación del sistema y cálculo de costos marginales en TR: • **No asegura una operación eficiente** del sistema.	• El **proceso de auditación de costos** de recursos cuyos principales componentes en su estructura de costos hacen relación a costos de oportunidad, **supondrá una carga administrativa cada vez mayor** sobre el CEN (incluso para una estimación básica de dichos costos). • Adicionalmente, el proceso anteriormente descrito supondrá un **aumento en las barreras de entrada de nuevas tecnologías y participantes**, particularmente en el caso de Agregadores. • Barreras de entrada supone un **aumento en la concentración de mercado**. • Bajo este esquema **agentes aún**

[169] 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).

• Junto con lo anterior, **se agrava el vertimiento de generación ERV**. • **No permite la internalización de atributos de flexibilidad** en los precios del mercado de corto plazo. • En función de **lo anterior, desincentiva la integración de tecnologías flexibles**. En relación al **esquema de costos auditados** en energía: • **Ineficiencias propias del proceso de regulación** (e.g., brechas de información en la auditación de costos, y presiones políticas sobre la gestión de embalses en sistemas basados en generación hidro). • Estructura de costos auditados **restringe la oportunidad de que los propios agentes gestionen sus riesgos/revelen sus verdaderas estructuras de costos** que podrían ser internalizadas en estructuras de ofertas. • En línea con el punto anterior, **requiere de procedimientos particulares para la determinación de costos de oportunidad de tecnologías emergentes** (e.g., ESS, DR), así como de la **gestión de condiciones de inflexibilidad** de unidades en base a gas. • **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 (brechas de información). • La **participación de la demanda**, así como la **integración de nuevas tecnologías y actores** (e.g., ESS, Agregadores) **resultan especialmente complejas** de integrar en un esquema de costos auditados en términos de la definición de costos marginales y su posterior auditación. • **Pagos laterales requieren su definición en el caso de nuevas tecnologías**, particularmente desafiante en la definición y cálculo de costos de oportunidad de ESS. • **Limitaciones técnicas y computacionales en las metodologías actuales** del esquema de remuneración.	**pueden intentar elevar sus costos regulados de producción** (o modificar sus parámetros técnicos y/o de disponibilidad) considerados finalmente en el proceso de despacho (desincentivo a la mejora de pronósticos).

Frente a los **desafíos propios del esquema de mercado basado en costos auditados implementado en la actualidad** es que un **esquema de mercado basado en ofertas podría adaptarse de mejor manera a los desafíos futuros del sistema y mercado eléctrico chileno**. Razón por la cual 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. En este contexto, cabe destacar que 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, observándose **desafíos en temas de monitoreo y mitigación** de poder de mercado, la **formación de señales de precio y de incentivo a inversiones**, y aún en la **integración de nuevas tecnologías**.

No obstante lo anterior, la **implementación** de esquemas basados en ofertas **no significa descartar elementos asociados a una visión basada en costos**. 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 (lo cual puede facilitar la coordinación de recursos relevantes en el SEN), basado en un cálculo del valor del agua centralizado, con un esquema de mercado basado en ofertas.

Por otro lado, la aplicación de **un esquema con una secuencia de mercados no requiere, en el corto plazo, modificar la operación completa en base a costos auditados del mercado de energía**. Una alternativa es lo implementado en sistemas como el mexicano, experiencia descrita en el informe previo de referencia, donde se abre la posibilidad que los agentes puedan ofertar cantidades, manteniendo bandas en torno a costos auditados para las componentes de precio de ofertas. En este contexto, y **desde el análisis crítico y cualitativo, resulta meritorio un cambio de paradigma en la implementación actual del esquema de mercado basado en costos auditados por una versión mejorada del mismo.** Esto, mediante un mercado altamente centralizado, etapas de vinculación con costos auditados en energía, pero sin inconsistencias entre el mercado de energía y el SSCC, así como elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado en línea con las bases necesarias para una potencial transición a mercado de ofertas.

9. Evaluación de la Implementación de Perfeccionamiento del Mercado Actual

A partir del análisis crítico del actual diseño de mercado y revisión de la experiencia internacional, se procede a **diseñar una propuesta conceptual y metodológica** (uso de un modelo matemático) que permita evaluar los beneficios y costos asociados a la implementación de **perfeccionamientos del actual mercado de suministro de energía basado en costos auditados** y como paso previo para un mercado de ofertas de precio y cantidad, considerando además del mercado de energía, los mercados de SSCC y de potencia. Lo anterior, contemplando el **efecto de los pronósticos de energías, ajuste de posiciones de los agentes ante incertidumbre y esquemas de liquidación múltiple**.

Para abordar el análisis de costos y beneficios antes mencionado, se considera la realización de simulaciones utilizando **herramientas computacionales desarrolladas por el equipo consultor** para los mercados de Energía y SSCC, y que permiten ilustrar el impacto que distintas **dimensiones del diseño de mercado y operación del sistema** podrían tener en los incentivos que observan las tecnologías que componen el sistema. Esta herramienta, también **utilizada en el Estudio 2021**[170], corresponde a un modelo que co-optimiza energía y reservas, **capaz de emular tanto la programación del DA como la OTR del SEN** bajo supuestos como el **uso de listados de prioridad de colocación** (miopes) como herramienta para el despacho de unidades. Lo anterior, siguiendo supuestos similares a los utilizados por el CEN, considerando restricciones de la red hídrica, representación de la red de transmisión, disponibilidad de combustibles, asignación de SSCC, variación de generación renovable, gestión intertemporal de almacenamiento y restricciones operacionales relevantes.

Esta herramienta, permite incorporar un elevado nivel de detalle operacional, incluyendo fenómenos inter-horarios de la operación dentro de los resultados, tales como capacidad de rampa de las unidades de generación, tiempos mínimos de encendido y apagado, almacenamiento de energía, entre otros. En este sentido, se destaca la **flexibilidad de la herramienta**, siendo posible la **evaluación de distintos esquemas de diseño de mercado**, lo que permite considerar, por ejemplo, **múltiples etapas de liquidación vinculantes**, evaluación de **diferentes esquemas de remuneración** (*pay-as-bid* o *pay-as-clear*) de productos de SSCC, **internalización y remuneración de pagos laterales en señales de mercado**, modificación de posiciones/pronósticos de generación de agentes, ofertas por parte de agentes, entre otros.

9.1. Propuesta Conceptual y Metodológica

En función de lo anterior, se propone el **análisis** de los esquemas de diseño y operación de mercados actuales y propuestos, **en base a su desempeño frente a desvíos (incertidumbre) de la OTR del sistema respecto a etapas de programación o liquidación previas**. En este contexto, se propone **emular la programación y operación del SEN, así como instancias de liquidación correspondientes**, tanto para el **esquema actual** de operación del SEN, así como el **esquema mejorado de costos auditados** como el propuesto, poniendo particular énfasis

[170] En particular, el modelo cuenta con una representación idéntica a la utilizada por el CEN en sus procesos de programación de la operación del SEN. Para mayor información ver Anexo A, donde además se presenta la formulación del problema que resuelve el modelo matemático.

en el impacto que tiene la consideración de etapas de liquidación múltiples vinculantes sobre la operación y remuneraciones del sistema.

En términos generales, el esquema mejorado de costos auditados propuesto en el estudio previo (Vinken-Dictuc, 2021) considera extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN, mediante un mercado altamente centralizado, etapas de vinculación con costos auditados en energía, pero sin inconsistencias entre el mercado de energía y el SSCC, así como elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado en línea con las bases necesarias para una potencial transición a mercado de ofertas. En el esquema propuesto, los precios y cantidades despejadas del **mercado del DA** son **vinculantes**, es decir, fijan una posición financiera. De manera similar, en el caso de considerar **mercados intradiarios**, estos son similares al mercado del DA con posibilidad de **actualizar** pronósticos, información de retiros e inyecciones y ofertas de SSCC. Luego, los precios y cantidades despejadas en esta etapa también son **vinculantes** respecto a las etapas siguientes. Finalmente, el **mercado en TR** considera información actualizada de pronósticos y un DE con operación detallada basado en la co-optimización de energía y reservas. De esta manera, se consideran precios uniformes en TR para energía y reserva basados en modelos de DE, lo que elimina el uso de listas de mérito. Un resumen con las características del esquema mejorado de costos auditados con respecto al esquema de mercado actual se presenta en la Tabla 9.1 a continuación.

Tabla 9.1. Resumen de las características del esquema mejorado de costos auditados.

Esquema de Liquidación Múltiple	Formación de Precios	Cantidad y Objetivos de las Etapas	Información de los Agentes	Restricciones y Modificación de las Posiciones
Esquema Actual	Precio uniforme para energía en base a **listados de prioridad de colocación** y **precio diferenciado** (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: **DA no vinculante** y en TR (despacho en base a **listados de prioridad de colocación**).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	El esquema actual **no es vinculante**. Los **agentes no** toman posiciones ni **gestionan sus riesgos**.
Esquema Mejorado de Costos Auditados	**Precio uniforme** para energía y reservas en base al uso de **variables duales** y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: DA **vinculante** y en TR. **Adicionalmente podría tener etapas intradiarias.**	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. **Pronósticos de ER**, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Esquema **vinculante**. Los **agentes** pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.

Luego, en función de los resultados obtenidos y sensibilidades realizadas, se **evalúa y analiza el impacto** de los lineamientos del modelo, particularmente aquellos relacionados con la utilización de modelos de despacho con ventanas de optimización, **sobre los costos de operación** del sistema, así como **sobre los vertimientos de energía** en el sistema; y la implementación de un esquema de liquidación múltiple, sobre las remuneraciones percibidas por los agentes, con enfoque particular en los que a pesar de cambios en el uso de herramientas de programación y operación, sigan incurriendo en vertimientos de energía[171].

[171] En este punto cabe destacar que no es de esperar que un esquema de vinculación múltiple reduzca los vertimientos de generación de energía renovable por sí mismo, toda vez que esta corresponde a una

De la misma forma, se analizará el impacto sobre las remuneraciones percibidas por los agentes, así como también **efectos en los pagos laterales**.

Un diagrama que detalla la emulación de la programación y operación del sistema propuesta se presenta a continuación, en la Figura 9.1. De forma periódica, y a propósito de diferentes etapas de liquidación u OTR, agentes ajustan sus pronósticos (E', E'', E'''), cuyos errores es de esperar tienden a disminuir conforme se aproxima la OTR del sistema. Por su parte, el operador del sistema incorpora dichos pronósticos en sus diferentes procesos de programación y operación del sistema eléctrico, impactando el comisionamiento y despacho de unidades según el problema de co-optimización resuelto por el operador en cada instante temporal y ventana de optimización considerada, lo que es de esperar que repercuta en menores costos de operación totales del sistema en el caso de un esquema mejorado de costos, en contraste con el esquema actual, fundamentalmente basado en un comisionamiento de unidades del DA y despacho míope (solo para la hora en curso) de unidades en base a listados de prioridad de colocación. Por lo demás, bajo el esquema mejorado de costos y múltiples etapas de liquidación vinculantes, es de esperar que agentes sean capaces de ajustar sus posiciones, cubriéndose de incertidumbre en la OTR del sistema, a diferencia del esquema actual de mercado, en que las remuneraciones de agentes quedan expuestas a los resultados de la OTR del sistema.

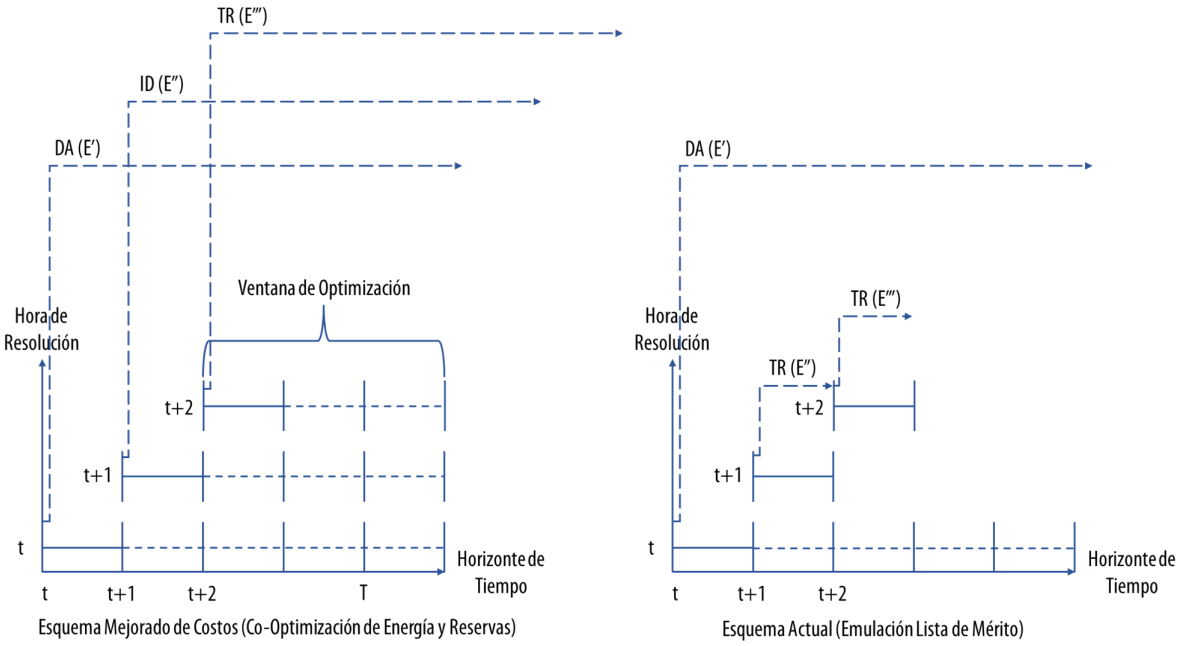

Figura 9.1. Diagrama de la emulación de la programación y operación propuesta del SEN.

capa financiera que en el contexto de este estudio hace alusión a un esquema de liquidación múltiple. No obstante, es de esperar que un esquema de liquidación de múltiples etapas contribuya a incentivar una mejora en la calidad de los pronósticos, y con ello, resulta esperable una reducción de vertimientos de energía producto de mejores políticas de operación resultantes de modelos de programación y operación del sistema. Por lo demás, es posible que se incurra en vertimientos de energía incluso al considerar el uso de modelos y ventanas de optimización en la OTR del sistema, debido a las condiciones de integración de generación renovable y limitaciones del resto del parque de generación y sistema de transmisión.

La Tabla 9.2 a continuación presenta los **esquemas de simulación específicos** considerados, así como **características particulares de etapas de programación** del DA **y despacho** en TR del sistema.

Tabla 9.2. Esquemas de simulación específicos.

<table>
<tr><th rowspan="2">Esquema</th><th colspan="5">Etapas/Horizonte de Simulación</th></tr>
<tr><th>Día Anterior (DA)</th><th colspan="4">Tiempo Real (TR) en hora t (*)</th></tr>
<tr><td>Esquema Actual (EA)</td><td rowspan="3">UC de DA con horizonte semanal [7 días] y pronósticos de demanda y ERV. Co-optimización de energía y reservas.</td><td>DE con horizonte [t] [1 hr.] y realización de demanda y ERV para hora t. Optimización solo de energía (Emulación listados de prioridad de colocación[172]). Reservas asignadas en DA son respetadas. Respeta UC de DA.</td><td>TR 1 (En base a UC de DA)</td><td>...</td><td>TR 168 (En base a UC de DA)</td></tr>
<tr><td>Esquema Vinculante (EV1)</td><td>DE con horizonte [t] [1 hr.] y realización de demanda y ERV para hora t. Co-optimización de energía y reservas. Respeta UC de DA.</td><td>TR 1 (En base a UC de DA)</td><td>...</td><td>TR 168 (En base a UC de DA)</td></tr>
<tr><td>Esquema Vinculante y Ventana de Opt. (EV2)</td><td>DE con horizonte (ventana de optimización) [t,T] [12 hrs.], realización en hora t y pronósticos actualizados de demanda y ERV para horizonte [t+1,T]. Co-optimización de energía y reservas. Respeta UC de DA.</td><td>TR 1 (En base a UC de DA)</td><td>...</td><td>TR 168 (En base a UC de DA)</td></tr>
</table>

(*) Respeta las condiciones de borde de la última hora de operación en TR (t-1).

Las simulaciones se basan en 12 semanas representativas de resolución horaria escogidas a partir de la información programada y real publicada por el CEN para el año 2022, según se detalla en la Tabla 9.3. Luego, para cada una de estas 12 semanas representativas se realiza el siguiente procedimiento:

- Se simula la **programación del DA** con horizonte semanal para cada día de la semana en función de los pronósticos de demanda y/o generación renovable disponibles al momento de la programación. Esta información se basa en los programas de operación[173] publicados por el CEN correspondientes a las semanas representativas.
- Se actualizan los pronósticos de demanda y de ERV (i.e., solar y eólica) para todo el horizonte semanal analizado. La generación de estos pronósticos actualizados se basa en información real de la demanda[174] y generación renovable[175], junto con métricas de desvíos publicadas por el CEN.

[172] Notar que la emulación del esquema actual de operación basado en supuestos como el uso de listados de prioridad de colocación como herramienta para el despacho de unidades no necesariamente refleja de forma directa la operación llevada a cabo por el CEN, e.g., en relación a heurísticas que pueda utilizar el CEN en la OTR en base a su experiencia en la operación del sistema.
[173] Disponible en: CEN: Programas de Operación
[174] Disponible en: CEN: Demanda Real
[175] Disponible en: CEN: Generación Real

- Se **simula el despacho del sistema**, considerando los pronósticos actualizados de demanda y generación renovable, en base a cada esquema específico:
    - **EA:** Se simula el despacho considerando listados de prioridad de colocación para energía, manteniendo la asignación de reservas del DA.
    - **EV1:** Se considera un redespacho que mira solo la hora siguiente y co-optimiza energía y reservas.
    - **EV2:** Se considera un redespacho que mira las 12 horas siguientes y co-optimiza energía y reservas.

Tabla 9.3. Semanas representativas utilizadas[176].

Mes	Día 1 de la semana	Mes	Día 1 de la semana
Enero	04-01-22	Julio	05-07-22
Febrero	01-02-22	Agosto	02-08-22
Marzo	01-03-22	Septiembre	06-09-22
Abril	05-04-22	Octubre	04-10-22
Mayo	03-05-22	Noviembre	01-11-22
Junio	07-06-22	Diciembre	06-12-22

9.2. Fuentes de Información y Supuestos del Escenario Base

A partir del esquema metodológico presentado en la sección anterior, se efectúan **simulaciones del modelo propuesto** al año 2026 y 2030, considerando el **Escenario Base** de perspectiva de desarrollo del SEN analizado y presentado a propósito del desarrollo del objetivo específico 1 en la sección 5 del presente estudio, el cual considera los supuestos del proceso PNCP 1-2023. De esta manera se busca presentar resultados detallados de la operación del mercado, que contemplen restricciones de corto plazo, en un contexto de descarbonización, alta penetración renovable (y variabilidad en sus pronósticos) e incorporación masiva de sistemas de gestión temporal de la energía (e.g., almacenamiento).

A continuación se presentan los principales supuestos que se considerarán en las simulaciones de la operación del sistema.

9.2.1. Supuestos Asociados a Perfiles de Demanda de energía, SSCC y Disponibilidad de Centrales de Generación

Los perfiles de demanda y de disponibilidad renovable se basan en la información pública disponible por el CEN y utilizada para sus procesos de programación de la operación durante el año 2022. Respecto a los perfiles horarios de demanda de servicios de CF, estos también se obtuvieron desde las bases de datos de la programación utilizadas por el CEN durante el año 2022.

En particular respecto a la disponibilidad de centrales despachables, se considera el perfil de disponibilidad real que presentaron durante la operación del sistema en el año 2022, de forma tal que los costos marginales representen dichos fenómenos de corto plazo. Estos

[176] Las semanas representativas dan inicio los días martes y se construyen en función de la información pública disponible. El día de inicio se relaciona con el hecho de que, semanalmente, el CEN realiza el primer proceso de programación de la operación los días lunes para la operación de los días martes (el último proceso de programación de la operación se realiza los días viernes, para la operación de los días sábados, domingos y lunes).

perfiles de disponibilidad indican la capacidad de generación de las centrales respecto a su potencia máxima, permitiendo generar perfiles de generación para todas las centrales existentes, al multiplicar su factor de disponibilidad[177] por su potencia máxima (i.e., se derratea la potencia máxima de la central por su factor de disponibilidad).

Para centrales nuevas o futuras, se consideró un perfil de disponibilidad en función del promedio de la tecnología correspondiente para cada zona.

Respecto a la información hídrica, se utilizó la información de hidrologías y valores del agua utilizadas por el CEN durante la programación de la operación del año 2022. De esta forma, cada una de las semanas representativas utiliza los afluentes y valores del agua de su semana homóloga del año 2022. No obstante, con el objetivo de que los valores del agua reflejen de forma adecuada los cambios de los precios de combustibles (proyectados en años posteriores a 2022), se realizó un ajuste a dichos valores dado por la división entre el costo variable ponderado del parque térmico[178] en el año de interés y el costo variable ponderado del parque térmico en el año 2022, como se muestra en la siguiente expresión.

$$Factor\ Ajuste_{año} = \frac{\Sigma_{g \in G_{año}^{Térmico}} CV_{g,año}^{promedio} \cdot P_g^{max}}{\Sigma_{g \in G_{año}^{Térmico}} P_g^{max}}$$

9.2.2. Supuestos Asociados a la Proyección de Demanda de Energía y SSCC

La proyección de demanda corresponde a aquella utilizada por la CNE en su estudio "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023"[179]. Los valores de demanda anual allí presentados, se utilizan para definir un factor de escalamiento en base al cual ajustar los perfiles de demanda horaria previamente mencionados, de manera tal que se refleje este crecimiento esperado. De esta manera la forma del perfil de demanda se mantiene en cada año, pero varía su magnitud y área bajo la curva.

Respecto a la proyección de demanda de servicios de CF, se asume que la demanda de CPF se mantiene constante respecto al requerimiento horario de 2022, fundamentalmente bajo el supuesto de que la capacidad máxima por evento de desconexión y los niveles de inercia del sistema se mantengan relativamente similares a los actuales[180]. Por otro lado, la demanda horaria de servicios de CSF y CTF se escala de manera proporcional a los aumentos en

[177] De esta manera, el factor de disponibilidad es un número entre 0 y 1 que multiplica la potencia máxima de una central con el objetivo de dar cuenta de la capacidad máxima realmente disponible. Así por ejemplo, una central solar tendrá un factor de disponibilidad igual a 0 durante las horas de noche y mayor a 0 durante las horas de día. Asimismo, una central térmica limitada al 80% de su capacidad máxima tendrá un factor 0.8.

[178] Calculado como el promedio ponderado de los costos variables por la capacidad máxima de cada central.

[179] Disponible en: CNE: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023

[180] No obstante, destacar que esto podría variar considerando el proceso de descarbonización y licitación de condensadores síncronos del SEN.

capacidad de generación ERV[181] (i.e., aumentan en igual porcentaje), de tal manera de que reflejen mayores requerimientos de balance ante un parque de generación con mayores participaciones de generación ERV.

9.2.3. Supuestos Asociados a Combustibles

Los costos de combustibles iniciales y sus proyecciones al resto del horizonte de estudio se basan en aquellas utilizadas por la CNE en su estudio "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023". Las proyecciones consideran solo costos de gas, carbón y diésel, mientras que el resto de precios de combustibles (biomasa, biogás, etc) se asumen constantes en el horizonte de estudio. A modo de ilustración, en la Tabla 9.4 se presentan los precios promedio por tipo de combustible a finales de 2022, y en la Tabla 9.5 se muestran los factores de modulación que ponderan los costos de combustible iniciales para obtener los costos de combustible de cada central en cada año simulado.

Tabla 9.4. Precios promedio por tipo de combustible a finales de 2022.

Combustible	Unidad	Precio [USD/unidad]	Precio [USD/MWh]
Diésel	ton	1,367.77	364.38
Carbón	ton	375.79	138.24
Gas	dam3	475.41	113.47

Tabla 9.5. Factores de modulación de combustibles horizonte 2023-2033.

Año	Diésel	Carbón	Gas
2023	1.00	1.00	1.00
2024	1.085	0.986	0.956
2025	1.106	0.987	0.932
2026	1.132	0.986	0.929
2027	1.161	0.970	0.942
2028	1.186	0.972	0.966
2029	1.198	0.973	0.982
2030	1.221	0.975	0.995
2031	1.246	0.975	1.007
2032	1.264	0.976	1.012
2033	1.278	0.979	1.021

Respecto de la disponibilidad de combustibles se considera solo la disponibilidad para el gas natural, utilizando la información dispuesta en el mismo informe precio nudo. Dicha disponibilidad (en m3) considera acuerdos de suministro ya suscritos por empresas de generación. Lo anterior corresponde a una limitación de combustible impuesta hasta abril del año 2025, fecha en la cual se asume la disponibilidad de los últimos 12 meses hasta abril del año 2027. Posterior al año 2027 se asume disponibilidad según la capacidad máxima de regasificación considerada en el mismo informe, la cual corresponde a 15 Mm3/día en el caso del terminal Quintero y a 5.5 Mm3/día en el caso del terminal Mejillones. No obstante, al

[181] El ajuste corresponde a escalar el vector horario del requerimiento por el crecimiento en MW instalados de capacidad solar y eólica respecto a la capacidad instalada de las mismas tecnologías en el año 2022.

extrapolar dichas capacidades diarias a una disponibilidad semanal, se observa una limitante menos estricta que la disponibilidad semanal observada en el periodo previo al año 2025.

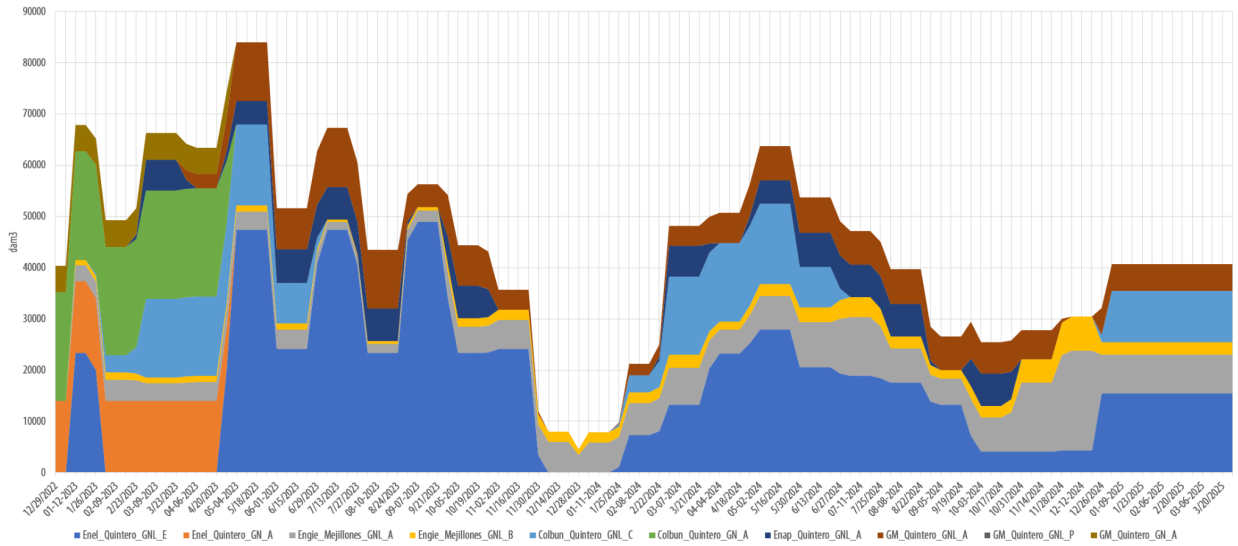

Figura 9.2. Disponibilidad de gas natural en el horizonte 2023-2025.

9.2.4. Supuestos Asociados al Parque de Generación y Transmisión

Para efectos de la etapa de operación se considera la misma resolución utilizada por el CEN en el proceso diario de Programación de la Operación, lo que para el inicio del horizonte corresponde a alrededor de 824 centrales de generación (considerando simplificaciones respecto a las configuraciones de centrales térmicas), 210 barras y 300 líneas que en general representan el sistema de transmisión de las líneas de alto voltaje (≥ 220 kV), pero que de todas formas contiene algunas subestaciones desde los 66 kV, 100 kV, 110 kV y 154 kV. Esta representación más detallada del SEN permite obtener resultados más afines con los obtenidos en el proceso de programación y la operación real del sistema, al considerar particularidades del sistema de transmisión o fenómenos horarios que usualmente son simplificados en modelos de largo o mediano plazo.

El parque generador inicial se constituye a partir de la información utilizada por el CEN para el proceso de programación diaria de la operación, actualizado al 31 de diciembre de 2022. Esta capacidad se va ajustando año a año, según la información dispuesta en el "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023", el cual considera: i) la entrada de proyectos de generación declarados en construcción[182], ii) la conexión comprometida de centrales de generación, iii) el retiro programado de centrales a carbón y iv) plan de expansión de la generación calculado en el mismo informe para el período 2027-2033. En base a todo este conjunto de supuestos, en la Figura 9.3 se muestra la capacidad de generación entrante/saliente en cada año. De la misma forma, en la Tabla 9.6 se muestra la capacidad instalada total por tecnología en el año 2026 y 2030.

[182] Disponible en: CNE: Tablas de Declaración en Construcción Noviembre 2022

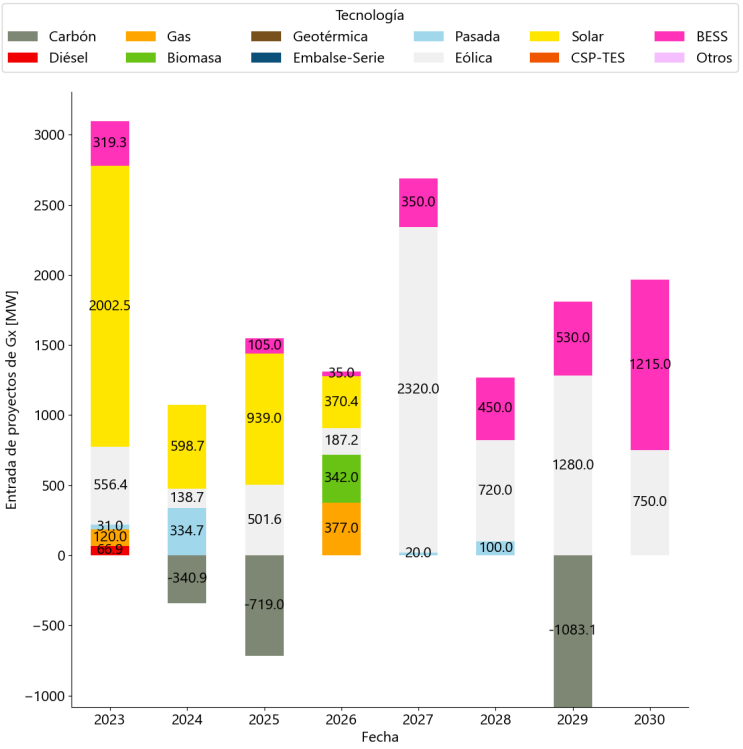

Figura 9.3. Proyectos de generación entrantes y salientes en cada año del horizonte 2023-2030 para el Escenario Base [MW].

Tabla 9.6. Capacidad instalada de generación en el año 2026 y 2030 [MW].

Tecnología	2026	2030
Carbón	3,042	1,959
Diésel	6,264	6,264
Gas	2,135	2,135
Biomasa	977	977
Geotérmica	70	70
Embalse-Serie	6,836	6,836
Pasada	925	1,045
Eólica	5,544	10,614
Solar	11,231	11,231
CSP-TES	110	110
BESS	424	2,969
Otros	26.5	27
Total	37,585	44,237

Respecto a las capacidades para la prestación de servicios de CF de cada central en operación al año 2022, se considera la capacidad reportada y utilizada en los procesos de programación de la operación del año 2022. Para el caso de centrales nuevas, se utiliza la capacidad máxima de reservas promedio porcentual por tecnología, calculada como el promedio de la proporción entre la capacidad máxima de reservas de las centrales existentes y su potencia

máxima de generación. Para el caso de BESS que entran en operación durante el horizonte de estudio, se asume su potencia máxima como límite superior para la provisión de servicios de CPF, CSF y CTF. Es importante destacar que este tipo de centrales puede prestar servicios de CF, ya sea como activo de generación (aumentando o disminuyendo su despacho) o como demanda flexible (aumentando o disminuyendo su potencia de carga).

Respecto al plan de obras del sistema de transmisión, se considera el programa de obras de transmisión en construcción, el cual se basa en aquel utilizado en el "Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo"[183]. El detalle de esta información se encuentra disponible en la Tabla 9.7. Cabe destacar que el plan de obras utilizado considera la **puesta en servicio del Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre[184], para mayo de 2029**.

Tabla 9.7. Proyectos de transmisión en construcción horizonte 2023-2029.

Proyecto	Fecha estimada de interconexión	Responsable
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	ene-23	Consorcio Saesa - Chilquinta
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	ene-23	Consorcio Ferrovial
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	abr-23	Interchile
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	nov-23	Transelec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	dic-23	Transelec
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	Transelec
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	abr-24	Transelec
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	dic-24	Transelec; Pacific Hydro Punta Sierra
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	ene-25	Transelec
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transelec
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	jun-25	Transelec; Kelti; Sociedad Austral de Transmisión Troncal; Zaldívar Transmisión; TSGF
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	jun-25	Transelec; Besalco Transmisión; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel; Edelnor Transmisión
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	may-29	Consorcio Yallique

[183] Disponible en: CNE: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023
[184] Para esta línea se considera una capacidad bipolar nominal 3.000 MW (2 x 1.500 MW). Disponible en: CEN: Lanzamiento Licitación Internacional Línea HVDC: Características Generales del Proyecto

9.3. Escenarios de Realización de Incertidumbre (Desvíos)

Las simulaciones se basan en 12 semanas representativas de resolución horaria escogidas a partir de la información programada y real publicada por el CEN para el año 2022. Tal como se presenta en la sección 9.1, el esquema se basa en la simulación de la programación del DA y de la posterior OTR. Cabe destacar que la OTR considera una actualización de los pronósticos de demanda y disponibilidad de recurso solar y eólico, generando desvíos de la programación que deben ser resueltos en TR bajo distintos esquemas de redespacho con y sin vinculancia.

A continuación se describe el proceso para la generación de estos pronósticos actualizados de demanda y generación solar y eólica que se utilizan para la OTR.

9.3.1. Desvíos de Generación ERV

Para la información asociada a simulaciones de la programación de la operación (DA) se utiliza un **perfil de disponibilidad ERV programada.** Esta información se basa en los **programas de operación**[185] publicados por el CEN correspondientes a las semanas representativas.

Por otro lado, para la OTR se utiliza un **perfil de disponibilidad ERV real-sintética,** el cual considera el uso de la información disponible respecto a:

(1) Pronóstico centralizado de generación publicado por el CEN[186].
(2) Vertimientos[187].
(3) Generación real (inyecciones de energía al sistema, las que no consideran vertimientos)[188].

En particular, en planillas asociadas a (1) se publica el MAPE para un **subconjunto de unidades del sistema** y, desde Octubre 2022, también se publica la disponibilidad horaria para el mismo subconjunto de unidades: aproximadamente 50 unidades solares (equivalentes a 3.71 GW en diciembre 2022 de un total de 408 unidades y 8.11 GW consideradas en las simulaciones a 2023); y 38 unidades eólicas (equivalentes a 3.59 GW en diciembre 2022 de un total de 55 unidades y 4.45 GW consideradas en las simulaciones a 2023).

Por otro lado, las planillas asociadas a (2) publican el vertimiento horario para un **subconjunto de unidades** del sistema (aprox. 50 unidades solares y 38 eólicas), lo cual sumado a la generación real disponible en (3) da cuenta de la disponibilidad real del recurso ERV de estas unidades.

[185] Disponible en: CEN: Programas de Operación
[186] Disponible en: CEN: Pronóstico Centralizado de Generación
[187] Disponible en: CEN: Reducciones ERV 2022
[188] Disponible en: CEN: Generación Real

La **metodología** para la generación de desvíos depende de la información disponible para cada central en particular. Así:

1. **Unidades con Información Disponible Respecto a Vertimientos**

Para unidades **solares y eólicas dentro del subconjunto** de unidades (2) (aquellas para las cuales **se cuenta** con información de vertimientos reales) ($g \in G$) se considera como disponibilidad real ajustada, la suma entre la generación real (3) y el vertimiento (2) de la central, ajustado según el **MAPE del generador** (1) provisto por el CEN en caso de estar disponible.

$$Disp_real_ajustada = \frac{MAPE_cen_{gen}}{MAPE_calculado} * Disp_real_calculada$$

Donde:

$$Disp_real_calculada = Gen_real + Vertimiento$$

$$MAPE_calculado = \frac{\Sigma_H |(Gen_real + Vertimiento) - Disp_prog)|}{H} / Cap_total$$

Este cálculo se realiza individualmente para cada unidad **del subconjunto** ($g \in G$) (aquellas para las cuales **se cuenta** con información de vertimientos reales). De no estar disponible el MAPE específico de la central provisto por el CEN ($MAPE_cen$), se considera el MAPE promedio de la tecnología respectiva.

Cabe destacar que el cálculo del MAPE no considera las horas donde tanto la generación programada como real son iguales a 0.

2. **Unidades sin Información Disponible Respecto a Vertimientos**

Para unidades **fuera de este subconjunto** (aquellas para las cuales **no se cuenta** con información de vertimientos reales) ($g \notin G$), la metodología se diferencia según la tecnología en cuestión:

- Para **centrales solares**, se considera que se desvían en la **misma proporción que el promedio de las centrales solares** con información disponible (dentro del subconjunto $g \in G$), ubicadas en la **misma región**.

  Es decir, se considera como disponibilidad real para estas unidades, el promedio ponderado de disponibilidades reales ajustadas y calculadas de unidades solares para las cuales se contaba con información disponible.

  Cabe destacar que por la naturaleza de los desvíos solares, no se considera aleatoriedad en la elaboración de sus desvíos.

- Para **centrales eólicas**:

  - **Considerando** los desvíos porcentuales de las unidades con **información disponible** (dentro del subconjunto $g \in G$) se determina una curva de

frecuencia acumulada para cada una de las 24 horas. De esta manera, **se puede obtener la probabilidad de desviarse un X% en cada hora simulada**, como se bosqueja en la siguiente figura.

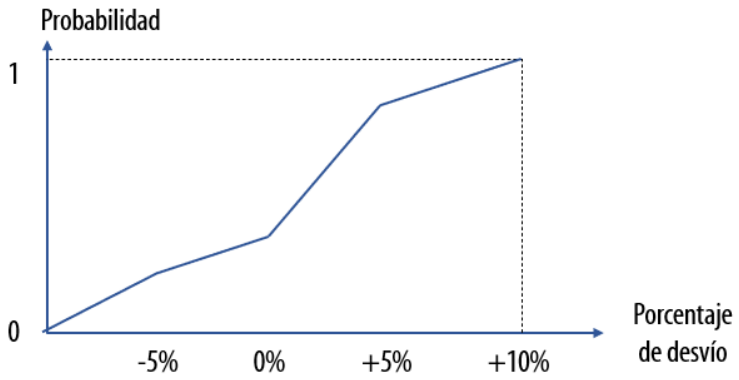

Figura 9.4. Probabilidad de desvío.

- Para cada hora, a partir de la curva de frecuencia acumulada de la hora correspondiente, se generan perfiles aleatorios para cada unidad fuera del subconjunto $g \notin G$. Lo anterior se realiza generando un número aleatorio entre 0 y 1 para luego verificar su correspondencia a porcentaje de desvío en la curva correspondiente.

- Cabe destacar que **por la naturaleza de los desvíos eólicos es que se considera aleatoriedad en la elaboración de sus desvíos**.

- En este caso no se dividen las unidades por región para que la curva de frecuencia acumulada considere un mayor volumen de datos.

Una vez definidos los perfiles de desvío de unidades solares y eólicas fuera del subconjunto, **estos se ajustan para que el MAPE** del pronóstico de todas las unidades solares y eólicas **coincida con el MAPE horario promedio de las centrales de la misma tecnología** que están dentro del subconjunto. Así, el perfil se pondera de manera que se cumpla la siguiente ecuación:

$$MAPE_cen_{tec} = \frac{\Sigma_{H,g\in G}|(Disp_real - Disp_prog)| + \Sigma_{H,g\notin G}|(\alpha * Disp_real - Disp_prog)|}{H} / Cap_total$$

9.3.2. Desvíos de Demanda

Para la información asociada a simulaciones de la programación de la operación (DA) se utiliza un **perfil de demanda programada** basado en los **programas de operación**[189] publicados por el CEN correspondientes a las semanas representativas.

Por otro lado, para la OTR se utiliza un **perfil de demanda real-sintética**. La información del **consumo real** del sistema se obtiene de los Balances de Transferencias Económicas de Energía[190] provistos por el CEN, un mes después del mes de valorización, los que cuentan con

[189] Disponible en: CEN: Programas de Operación
[190] Disponible en: CEN: Antecedentes de cálculo para las Transferencias Económicas

niveles de demanda en línea con los programados y se desagregan por región. De esta manera, **la demanda se desvía de distinta manera según la región a la que pertenece la barra**.

La demanda total de cada semana se ajusta al MAPE publicado por el CEN[191] para el mes correspondiente a la semana, de manera equivalente al ajuste realizado en generación. Lo anterior de manera de mantener el perfil de demanda real pero con un MAPE coincidente al publicado.

$$MAPE_cen = \frac{\Sigma_H |(\alpha * Demanda_real - Demanda_prog)|}{H} / Demanda_prog$$

Tabla 9.8. MAPE objetivo considerado para cada mes según información del año 2022.

Mes	MAPE	Mes	MAPE	Mes	MAPE
Enero	2.6	Mayo	2.6	Septiembre	2.4
Febrero	1.8	Junio	2.4	Octubre	1.7
Marzo	2.0	Julio	2.4	Noviembre	1.6
Abril	2.8	Agosto	2.3	Diciembre	1.6

9.3.3. Resultados de la generación de desvíos

A partir de lo expuesto se obtienen perfiles de desvíos distintos para cada unidad solar y eólica y para cada barra. A continuación se muestran los resultados obtenidos de manera agregada, con el fin de observar la disponibilidad total de energía solar y eólica considerada tanto en la programación como en TR, así como también la demanda programada y real que se considera en las simulaciones.

[191] Disponible en: CEN: Pronóstico Centralizado de Demanda

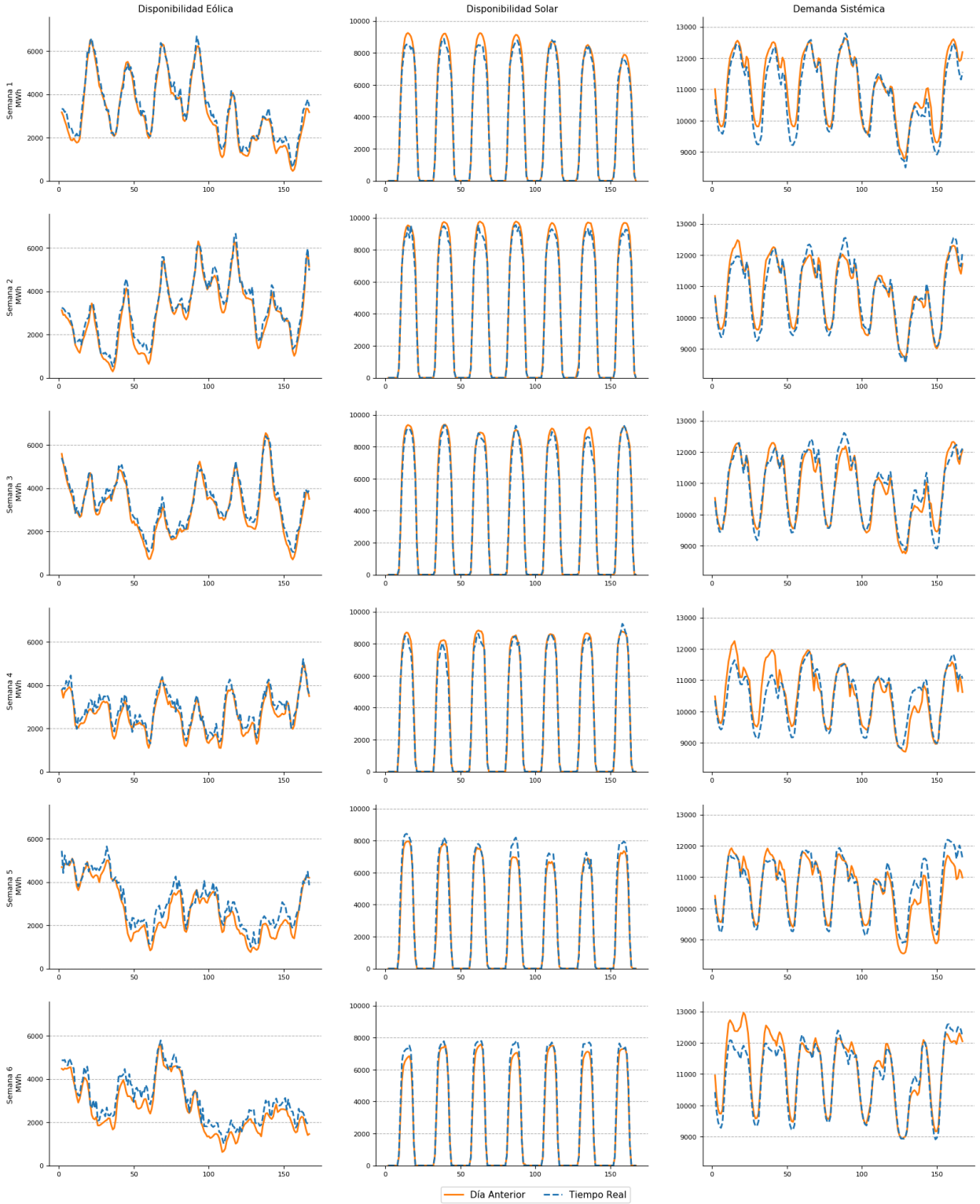

Figura 9.5. Disponibilidad total de energía solar y eólica y demanda considerada para la programación del DA y OTR para las semanas representativas entre enero y junio del año 2030.

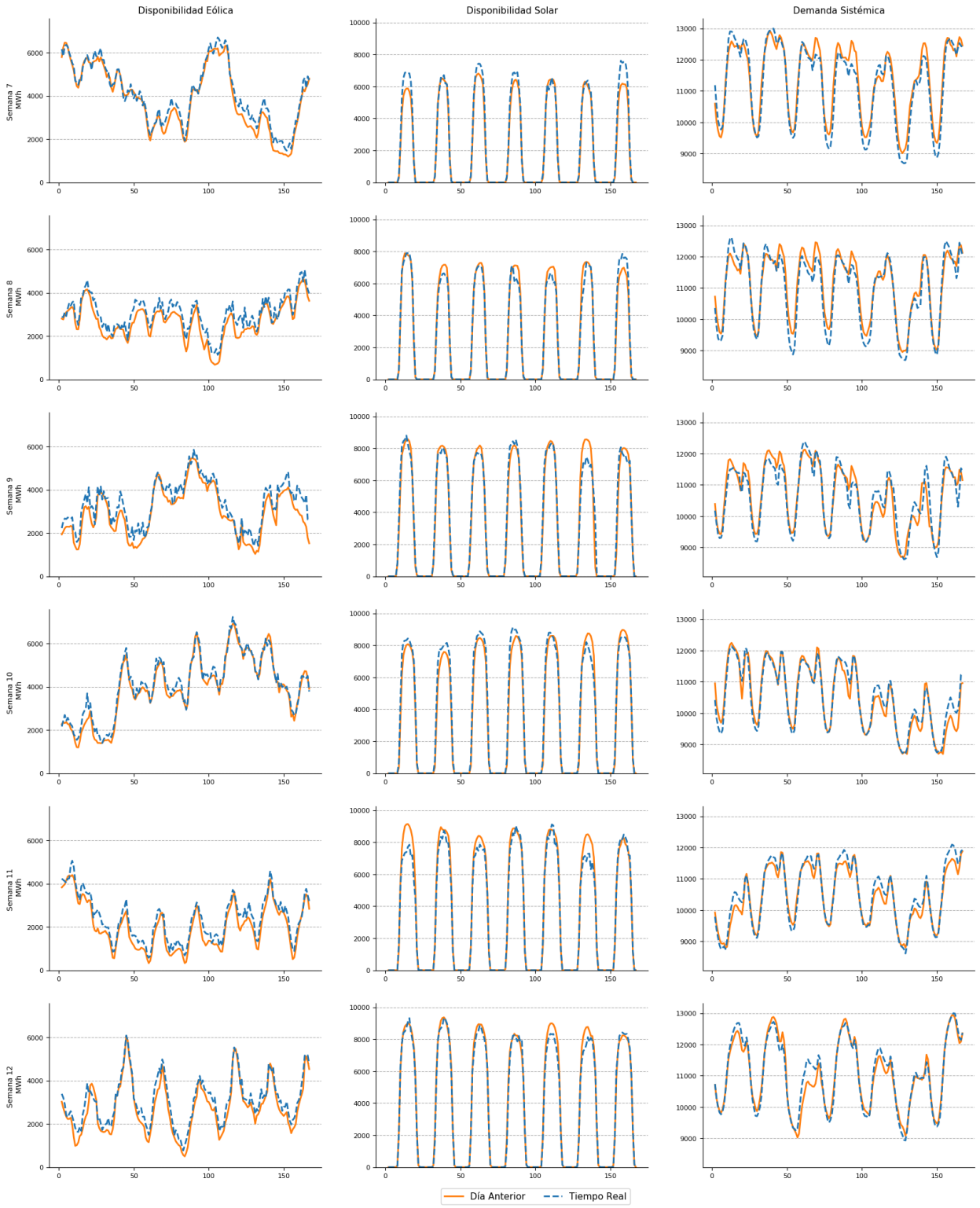

Figura 9.6. Disponibilidad total de energía solar y eólica y demanda considerada para la programación del DA y OTR para las semanas representativas entre julio y diciembre del año 2030.

9.4. Sensibilidades

Adicionalmente, se desarrollan sensibilidades que tienen por objetivo evaluar los beneficios y costos asociados al perfeccionamientos del mercado actual bajo distintas proyecciones de desarrollo del SEN en términos de: (i) un **mayor/menor grado de ingreso de ESS** al sistema; (ii) la implementación de una estrategia de **descarbonización acelerada/atrasada**., (iii) u otros escenarios que adquieran especial relevancia bajo el uso de modelos de optimización y esquemas vinculantes.

Así, por ejemplo, un **mayor/menor grado de ingreso de ESS**, bajo el supuesto de un uso centralizado de dichos ESS, repercutirá en una menor/mayor variabilidad de la demanda neta del sistema, lo cual disminuirá/aumentará las diferencias entre los esquemas con y sin vinculación, y entre la consideración o no de ventanas de optimización en la OTR.

Similarmente, un **escenario de descarbonización acelerada** podría magnificar el impacto de la consideración de etapas vinculantes y operación con modelos y ventanas de optimización al asumir que el parque de generación reemplazará dicha generación térmica retirada principalmente por fuentes variables de tipo eólico y solar.

Además, se desarrollan sensibilidades respecto al **escenario de desarrollo del SEN**, tomando en consideración **los escenarios determinados en el Plan de Expansión de la Transmisión 2022** (actualmente, en estado de Informe Técnico Final[192]), los cuales se presentan en la Tabla 9.9 a continuación. En particular, resulta relevante analizar escenarios con niveles distintos de instalación de almacenamiento, como lo son el **Escenario A y E**.

Tabla 9.9. Comparación de Escenarios PET 2022.

Elemento	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Demanda	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
Costos Combustible	Media	Alta	Baja	Baja	Alta
Costos Inversión	Baja	Baja	Media	Alta	Baja
Entrada BESS[193]	**2027**	**2026**	**2027**	**2027**	**2027**
Total BESS instalado al año 2026 [MW]	0	558 Carnot	0	0	0
Total BESS instalado al año 2030 [MW]	3,446 BESS	2,175 (BESS, Bombeo y Carnot)	1,973 BESS	2,200 BESS	3,451 BESS
Total BESS instalado al año 2042 [MW]	4,701 BESS	4,789 (BESS, Bombeo y Carnot) + 1.126 CSP	6,544 + 220 CSP	5,447 BESS	10,885 BESS
Total Capacidad Nueva al año 2042 [MW]	**14,516**	32,916	26,012	17,232	**40,392**
Descarbonización	Alta	Baja	Alta	Media	Media

[192] Disponible en: CNE: Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022
[193] Dada la fecha de entrada de almacenamiento, escenarios al 2026 podrían ser poco relevantes.

De esta manera, a continuación se presenta el resumen de escenarios y sensibilidades considerados:

Tabla 9.10. Tabla resumen de sensibilidades analizadas.

Tipo Escenario	Año de Análisis	Características
Base (PNCP 1_2023)	2026/2030	• Perfiles de Demanda Sintéticos • **Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión**[194]
PET-A	2026/2030	• Perfiles de Demanda Sintéticos • Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión • Considera modificaciones en los escenarios del Plan de Expansión de la Transmisión (**PET_Esc-1**) • Demanda Baja, Costos Medios, Descarb. Alta, 4.7 GW BESS
PET-E	2026/2030	• Perfiles de Demanda Sintéticos • Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión • Considera modificaciones en los escenarios del Plan de Expansión de la Transmisión (**PET_Esc-5**) • Demanda Alta, Costos Altos, Descarb. Media, 10.9 GW BESS
BESS Acelerado (+BESS)	2030	• Perfiles de Demanda Sintéticos • Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión • **Considera modificaciones sobre los escenarios base.** • **Considera un incremento de 500 MW en la oferta de BESS al año 2030.** Este número se calcula adelantando los ESS que contiene el PNCP en los años 2031, 2032 y 2033, y redondeando a la siguiente centena. • Modificación sobre el Escenario Base 2030 en términos de capacidad BESS.
Impulso a la Descarbonización (+BESS +Descarb.)	2030	• Perfiles de Demanda Sintéticos • Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión • **Considera modificaciones sobre los escenarios base.** • **Considera un incremento de 500 MW en la oferta de BESS al año 2030.** Este número se calcula adelantando los ESS que contiene el PNCP en los años 2031, 2032 y 2033, y redondeando a la siguiente centena. (Es decir, este caso se debe comparar con la sensibilidad F para ver el efecto descarbonización). • **Considera además el retiro de a lo menos dos carboneras adicionales a las contempladas en el PNCP, al año 2030.** Dichas unidades adicionales se escogen en función de los resultados de la operación de la Sensibilidad BESS Acelerado (de manera que sean unidades cuyo retiro tiene un impacto real en la operación del sistema). • Modificación sobre el Escenario Base 2030 en términos de capacidad BESS y retiro de las dos centrales a carbón que más generan a 2030 [MWh] en Sensibilidad BESS Acelerado.

[194] Se entiende por "Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión" aquellos perfiles generados según la metodología descrita para Disponibilidad ERV real-sintética.

Ajuste de los Pronósticos:
 	
(A: Ajuste ERV)
(B: Ajuste ERV y Demanda)
	2030	• Perfiles de Demanda Sintéticos
		• Perfiles Renovables cuya disponibilidad no incorpore componentes de la congestión
		• Considera modificaciones sobre los escenarios base.
		• Considera una modificación en el nivel de certeza de los pronósticos de los perfiles renovables.
		• Se considerarán 2 sensibilidades de disminución en el error de pronóstico:
		  ○ **A:** Reducción a la **mitad del MAPE** utilizado para generar los **pronósticos ERV** en el caso base.
		  ○ **B:** Reducción a la **mitad del MAPE** utilizado para generar los **pronósticos ERV y de demanda** en el caso base.

9.4.1. Supuestos de escenarios PET 2022

Estas sensibilidades toman en consideración **los escenarios determinados en el Plan de Expansión de la Transmisión 2022** (actualmente, en estado de Informe Técnico Final[195]), los cuales se presentan en la Tabla 9.11 a continuación. En particular, se consideran los escenarios **PET-A** y **PET-E**, correspondientes respectivamente a los escenarios 1 y 5 de la PET 2022.

Tabla 9.11. Comparación de Escenarios PET 2022.

Elemento	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Demanda	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
Costos Combustible	Media	Alta	Baja	Baja	Alta
Costos Inversión	Baja	Baja	Media	Alta	Baja
Entrada BESS[196]	**2027**	**2026**	**2027**	**2027**	**2027**
Total BESS instalado al año 2026 [MW]	0	558 Carnot	0	0	0
Total BESS instalado al año 2030 [MW]	3,446 BESS	2,175 (BESS, Bombeo y Carnot)	1,973 BESS	2,200 BESS	3,451 BESS
Total BESS [MW]	4,701 BESS	4,789 (BESS, Bombeo y Carnot) + 1.126 CSP	6,544 + 220 CSP	5,447 BESS	10,885 BESS
Total Capacidad Nueva [MW]	**14,516**	32,916	26,012	17,232	**40,392**
Descarbonización	Alta	Baja	Alta	Media	Media

9.4.1.1. Parque de Generación y Transmisión

Las evolución del parque de generación y transmisión utilizada en el proceso de la PET considera las obras de transmisión decretadas en planes de expansión anteriores, los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la CNE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo con lo señalado en la letra d. del artículo 78 del Reglamento de Planificación.

[195] Disponible en: CNE: Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022
[196] Dada la fecha de entrada de almacenamiento, escenarios al 2026 podrían ser poco relevantes.

En particular para efectos de este estudio, se incorpora el cronograma de entrada y salida de generación, almacenamiento y transmisión en función de las bases de datos y análisis del Informe Técnico Final del Plan de Expansión de la Transmisión 2022[197], en el cual se entrega información técnica detallada que permite el adecuado modelamiento de esta infraestructura en el modelo utilizado en el desarrollo de este estudio. Cabe destacar que en base a esta información se considera la **puesta en servicio del Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre[198], para mayo de 2029** y del **Proyecto HVDC Alto Jahuel - Nueva Charrú**a para **Febrero 2030**, ambos con una capacidad de transporte de 3000 MW.

La Figura 9.7 muestra cronológicamente la entrada y salida de generación y almacenamiento considerada para los Escenarios A y E de la PET, donde destaca la mayor inversión en generación del Escenario E a causa de un mayor crecimiento de demanda, mientras que en el Escenario A se observa un retiro más acelerado de centrales a carbón, bajo el objetivo de una descarbonización al año 2030.

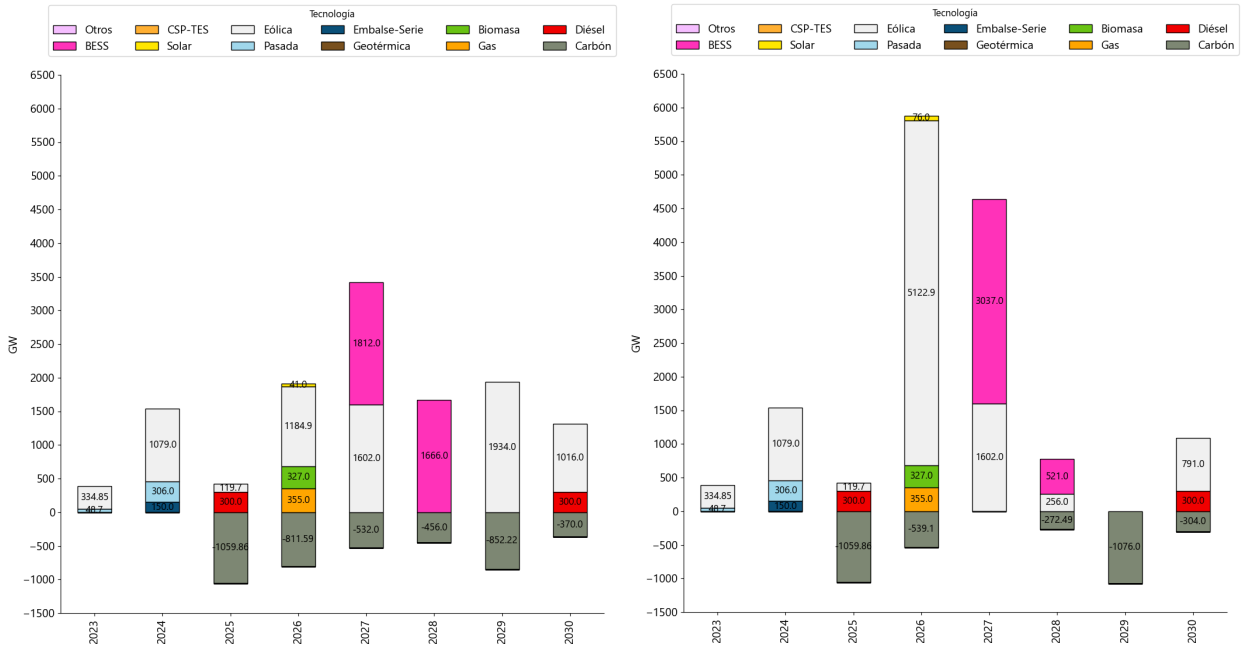

Figura 9.7. Proyectos de generación y almacenamiento entrantes y salientes en cada año del horizonte 2023-2030 para el Escenario A de la PET (izquierda) y Escenario E de la PET (derecha).

Respecto a la salida de centrales a carbón, la Tabla 9.12 muestra de manera detallada las centrales y su fecha de salida, de manera tal que para aquellas centrales sin fecha no se considera su salida del sistema. Adicionalmente, la Figura 9.8 muestra la evolución de la capacidad instalada de carbón en el sistema para el Escenario Base y los escenarios de la PET bajo estudio, donde se aprecia la descarbonización al año 2030 prevista en el Escenario A y que tanto el Escenario Base como Escenario E consideran que aún existen centrales de esta tecnología al año 2030.

[197] Disponible en: CNE: SharePoint

[198] Para esta línea se considera una capacidad bipolar nominal 3.000 MW (2 x 1.500 MW). Disponible en: CEN: Lanzamiento Licitación Internacional Línea HVDC: Características Generales del Proyecto.

Tabla 9.12. Cronograma considerado para el cierre y reconversión de centrales térmicas a carbón.

Central	Capacidad [MW]	Retiro	Fecha Retiro	Fecha Retiro PET E1	Fecha Retiro PET E5
Ventanas 1	120	Retirada	2021	Retirada	Retirada
Bocamina	130	Retirada	2021	Retirada	Retirada
Tocopilla U12	87	Retirada	2019	Retirada	Retirada
Tocopilla U13	86	Retirada	2019	Retirada	Retirada
Tocopilla U14	136	Retirada	2022	Retirada	Retirada
Tocopilla U15	132	Retirada	2022	Retirada	Retirada
Tarapacá	158	Retirada	2020	Retirada	Retirada
Bocamina II	350	Retirada	2022	Retirada	Retirada
Ventanas 2	220	Retirada	2022	Retirada	Retirada
Mejillones 1	166	Comprometido	Dic - 2024	Dic - 2024	Dic - 2024
Mejillones 2	175	Comprometido	Dic - 2024	Dic - 2024	Dic - 2024
Andina	177	Reconversión	Dic - 2024	Dic - 2024	Dic - 2024
Hornitos	165	Reconversión	Dic - 2024	Dic - 2024	Dic - 2024
IEM	377	Reconversión	Dic - 2024	Dic - 2024	Dic - 2024
Angamos 1	268	Comprometido	Abr - 2029	Dic - 2025	Dic - 2025
Angamos 2	272	Comprometido	Abr - 2029	Dic - 2025	Dic - 2025
Campiche	272	Comprometido	Abr - 2029	Dic - 2028	Dic - 2028
Nueva Ventanas	272	Comprometido	Abr - 2029	Dic - 2028	Dic - 2028
Norgener 1	141	*	*	**Dic - 2025**	**Dic - 2027**
Norgener 2	132	*	*	**Dic - 2025**	**Dic - 2027**
Cochrane 1	266	*	*	**Dic - 2026**	**Dic - 2028**
Cochrane 2	266	*	*	**Dic - 2026**	**Dic - 2028**
Guacolda 1	152	*	*	**Dic - 2027**	**Dic - 2029**
Guacolda 2	152	*	*	**Dic - 2027**	**Dic - 2029**
Guacolda 3	152	*	*	Dic - 2027	Dic - 2030
Guacolda 4	152	*	*	Dic - 2028	Dic - 2031
Guacolda 5	156	*	*	Dic - 2028	Dic - 2032
Santa María	370	*	*	Dic - 2029	Dic - 2034

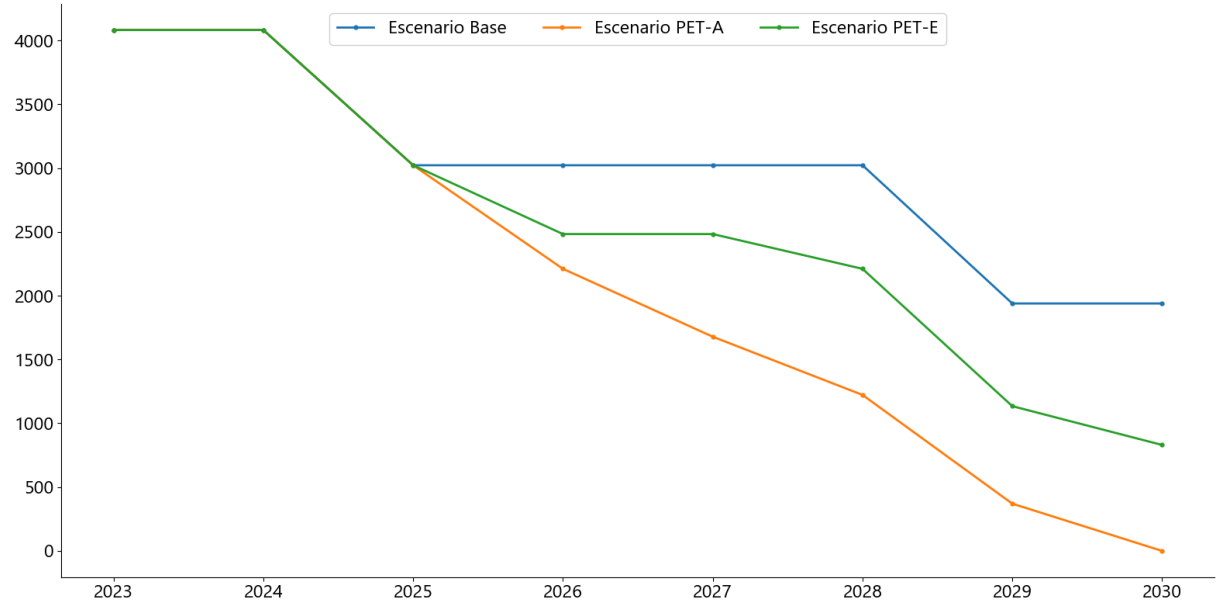

Figura 9.8. Capacidad instalada de centrales a carbón durante el horizonte bajo estudio [MW].

9.4.1.2. Desvíos ERV y Demanda

Tal como se presenta en la sección 9.1, la metodología se basa en la simulación de la programación del DA y de la posterior OTR, donde esta última considera una actualización de los pronósticos de demanda y disponibilidad de recurso solar y eólico, generando desvíos de la programación que deben ser resueltos en TR.

En particular, para el caso de la demanda se utilizan los mismos perfiles de desvíos generados para el Escenario Base, por lo tanto, la demanda se desvía en la misma dirección y porcentaje de la demanda de la programación, manteniendo así el MAPE asociado a estos desvíos.

De manera equivalente, la disponibilidad en TR de generación ERV utiliza los desvíos generados en el Escenario Base para aquellos generadores solares y eólicos existentes en ambos escenarios. Para generadores presente en la PET que no estaban considerados en el Escenario Base, i.e. generadores nuevos, se generan desvíos en función de la metodología presentada en la sección 9.3.1 para unidades sin información disponible respecto a vertimientos.

9.4.1.3. Proyección de Demanda

La proyección de demanda utilizada en los escenarios de la PET se construye a partir de la metodología definida en los literales b. y c. del artículo 78 del Reglamento de Planificación para el proceso de planificación de la transmisión. Así, para los primeros años del horizonte de planificación, se utiliza la proyección de demanda contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del proceso de planificación, mientras que para los siguientes años, se realiza un ejercicio de extensión de dicha información a partir de los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.

De esta manera, los escenarios de la PET 2022 utilizan la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041[199] para los primeros años del horizonte. En particular, en los escenarios de demanda baja, se utiliza esta información durante los primeros ocho años, mientras que en los escenarios de demanda media y alta solo se utiliza durante los cuatro primeros años. Luego, para los siguientes años, se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP.

Finalmente, la demanda considerada en los análisis de la PET se muestra en la Tabla 9.13. Para efectos de este estudio, los valores de demanda anual allí presentados, se utilizan para definir un factor de escalamiento que permite ajustar los perfiles de demanda horaria del Escenario Base, de manera tal que se refleje este crecimiento esperado. De esta manera la forma del perfil de demanda se mantiene en cada año, pero varía su magnitud y área bajo la curva.

Tabla 9.13. Proyección de demanda de los escenarios de la PET 2022 y del Escenario Base.

Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]	Factor Baja	Factor Media	Factor Alta	Factor Escenario Base
2023	80,121	80,121	80,121	1	1	1	1
2024	83,588	83,588	83,588	1.043	1.043	1.043	1.043
2025	86,456	87,869	89,913	1.079	1.097	1.122	1.079
2026	**88,332**	**89,061**	**90,989**	**1.102**	**1.112**	**1.136**	**1.102**
2027	90,147	90,613	92,551	1.125	1.131	1.155	1.125
2028	91,235	91,508	93,977	1.139	1.142	1.173	1.139
2029	91,531	92,803	96,334	1.142	1.158	1.202	1.165
2030	**92,537**	**93,774**	**98,737**	**1.155**	**1.170**	**1.232**	**1.187**
2031	94,489	95,806	103,975	1.179	1.196	1.298	1.191
2032	96,586	98,070	109,837	1.206	1.224	1.371	1.217
2033	98,741	101,861	114,336	1.232	1.271	1.427	1.246

9.4.1.4. Proyección de Combustibles

Las proyecciones de precios de combustibles utilizadas en la PET 2022 se construyen considerando la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo, correspondiente al primer semestre de 2022, para los primeros años del horizonte de análisis hasta el 2025. Luego, a partir del año 2026 las proyecciones se basan en las tasas de crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles. Las siguientes tablas muestran el factor utilizado para la proyección del costo generación a gas, carbón y diésel utilizado en la PET 2022 y en el Escenario Base de este estudio.

[199] Disponible en: CNE: Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 SEN y Sistemas Medianos

Tabla 9.14. Factores de modulación de combustible gas para los escenarios de la PET2022 y del Escenario Base.

Año	Factor Alto	Factor Medio	Factor Bajo	Factor Escenario Base
2023	1.000	1.000	1.000	1.000
2024	0.972	0.972	0.972	0.956
2025	0.984	0.984	0.984	0.932
2026	1.007	0.999	0.988	0.929
2027	1.021	1.007	0.990	0.942
2028	1.042	1.026	1.007	0.966
2029	1.060	1.042	1.022	0.982
2030	1.069	1.050	1.028	0.995
2031	1.074	1.052	1.027	1.007
2032	1.085	1.061	1.033	1.012
2033	1.097	1.070	1.039	1.021

Tabla 9.15. Factores de modulación de combustible diesel para los escenarios de la PET 2022 y del Escenario Base.

Año	Factor Alto	Factor Medio	Factor Bajo	Factor Escenario Base
2023	1.000	1.000	1.000	1.000
2024	1.063	1.063	1.063	1.085
2025	1.114	1.114	1.114	1.106
2026	1.162	1.142	1.151	1.132
2027	1.203	1.169	1.168	1.161
2028	1.247	1.200	1.185	1.186
2029	1.283	1.221	1.202	1.198
2030	1.317	1.244	1.228	1.221
2031	1.342	1.261	1.249	1.246
2032	1.375	1.284	1.275	1.264
2033	1.394	1.300	1.290	1.278

Tabla 9.16. Factores de modulación de combustible carbón para los escenarios de la PET 2022 y del Escenario Base.

Año	Factor Alto	Factor Medio	Factor Bajo	Factor Escenario Base
2023	1.000	1.000	1.000	1.000
2024	0.998	0.998	0.998	0.986
2025	1.006	1.006	1.006	0.987
2026	1.004	0.999	0.991	0.986
2027	1.008	1.001	0.984	0.970
2028	1.002	0.988	0.964	0.972
2029	0.997	0.980	0.964	0.973
2030	0.994	0.974	0.966	0.975
2031	1.001	0.981	0.974	0.975
2032	1.004	0.984	0.975	0.976
2033	1.002	0.982	0.975	0.979

9.4.2. Supuestos de escenarios Impulso BESS y Descarbonización

Para la construcción del **escenario de integración de BESS acelerado** se toma como referencia el parque generador y perfiles asociados al Escenario Base y se considera un incremento de 500 MW en la oferta de BESS al año 2030. Para esto se adelantan los ESS que contiene el "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023" para los años 2031, 2032 y 2033, los cuales suman un total de 421 MW que se redondea a la siguiente centena mediante un aumento del 20% en la capacidad de cada proyecto.

Tabla 9.17. Proyectos de almacenamiento considerados en el "Informe Técnico definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023" entre los años 2031 y 2033.

Nombre Central	Fecha puesta en servicio	Capacidad [MW] /Autonomía [h] original	Capacidad [MW] /Autonomía [h] considerada	Punto de Conexión
Alm. San Bernardo 01	ene-31	35/4	42/4	San Bernardo 110
Alm. San Antonio	ene-31	40/4	48/4	San Antonio 110
Alm. Rancagua 03	ene-31	20/4	24/4	Rancagua 154
Alm. Kimal 220 3	ene-31	100/4	120/4	Kimal 220
Alm. Los Changos 220 1	ene-31	100/4	120/4	Los Changos 220
Alm. Pozo Almonte 220 2	ene-31	40/4	48/4	Pozo Almonte 220
Almn. Escondida 220 1	ene-31	40/4	48/4	Escondida 220
Alm. San Bernardo 02	ene-32	10/4	12/4	San Bernardo 110
Alm. La Florida 01	ene-32	12/4	14/4	Florida 110
Alm. Rancagua 04	ene-33	20/4	24/4	Rancagua 154
Total		417/4	500/4	

A partir de los resultados del escenario de integración de BESS acelerado, se analizó el uso de centrales a carbón resultante a nivel de programación para las distintas semanas representativas bajo estudio, tal como se presenta en la Tabla 9.18. De esta manera, se determinó que las 2 centrales a carbón de mayor uso en este escenario corresponden a la unidad **Santa María y Guacolda 4**. Luego, el escenario de **Impulso a la Descarbonización** considera el retiro de estas 2 centrales mencionadas junto con el incremento de 500 MW en la oferta de BESS al año 2030, mencionado previamente para la construcción del escenario de integración de BESS acelerado.

Tabla 9.18. Resultados de generación programada del carbón considerando el escenario anterior para 12 semanas representativas[200].

Central	Potencia Generada Promedio [MW]	Potencia Generada Promedio [% respecto a Pmax]	Cantidad de Semanas con Pg>0
Cochrane 1	19.0	7.1%	4
Cochrane 2	16.2	6.1%	4
Guacolda 1	0.9	0.6%	1
Guacolda 2	1.05	0.7%	1
Guacolda 3	40.2	26.5%	8
Guacolda 4	**47.5**	**31.2%**	**9**
Guacolda 5	31.2	19.9%	7
Nueva Tocopilla 1	0.0	0.0%	0
Nueva Tocopilla 2	0.0	0.0%	0
Santa María	**291.4**	**78.7%**	**12**

9.4.3. Supuestos de escenarios de Ajuste de Pronósticos

Los escenarios de ajuste de pronósticos consideran un menor desvío en TR respecto al Escenario Base, con el fin de representar una mejora en la calidad de los pronósticos utilizados para la programación del DA. De esta manera, se consideran los siguientes dos escenarios:

- **Ajuste ERV:** Se mantienen los desvíos de demanda del Escenario Base mientras los desvíos en los pronósticos ERV se ajustan a la mitad del MAPE del Escenario Base.
- **Ajuste ERV y Demanda:** Tanto los desvíos de demanda como los desvíos en pronósticos ERV se ajustan a la mitad del MAPE del Escenario Base.

[200] Se considera una semana representativa para cada mes.

10. Resultados de Etapas Vinculantes y Uso de Modelos

Las tablas a continuación dan cuenta de los resultados obtenidos para semanas representativas de escenarios de desarrollo del SEN, considerando desviaciones de la demanda y de generación ERV (eólica y solar), con el fin de evaluar el impacto del uso de modelos y esquemas vinculantes en la OTR[201]. En particular, el análisis cuantitativo presentado en esta sección corresponde solo al mercado de energía. Por lo demás, se debe recalcar que los resultados cuantitativos obtenidos en el desarrollo del presente estudio son dependientes de los supuestos de modelación e información descritos en el informe, por lo que no deben necesariamente entenderse como pronósticos frente a futuras realizaciones del mercado.

10.1. Escenario Base

La Tabla 10.1 a continuación presenta los costos totales semanales promedio de programación y operación del sistema para cada esquema bajo el horizonte de evaluación del Escenario Base. En particular, se observan **costos similares de operación respecto al Esquema Actual (listados de prioridad de colocación) cuando se utilizan esquemas basados en modelos (co-optimización), así como reducciones de costos cuando se consideran ventanas de optimización**. Es posible apreciar como los costos de operación se reducen al realizar una **co-optimización con un mayor horizonte** durante la OTR, representado a través del esquema EV2. En particular, al considerar una **ventana de optimización** los costos se reducen, producto de una operación (despacho de unidades) hora a hora que considera las limitaciones futuras (dentro de la ventana), de rampa, encendido y apagado de unidades, y variaciones de la demanda y generación ERV en función de mejores pronósticos disponibles. La implementación práctica de un esquema con ventana de optimización es una cota optimista de operación del sistema, cuya realización dependerá de la efectividad de herramientas de pronósticos de corto plazo para las variables inciertas.

Tabla 10.1. Costos totales semanales promedio de programación y operación del sistema bajo cada esquema para los distintos casos del Escenario Base (en miles de USD) y diferencia porcentual (%) respecto al Esquema Actual.

Año	Programación del DA	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2026	$56,989.6	$55,326.1	$54,484.9 **-1.52%**	$53,903.8 **-2.57%**
2030	$46,753.3	$44,093.2	$44,805.1 **1.61%**	$44,086.0 **-0.02%**

[201] Cabe recordar que para cada escenario se simulan 12 semanas representativas, para cada una de las cuales se considera la simulación de: (i) 1 DA de horizonte semanal donde se determinan asignaciones de energía y reserva para la programación; (ii) 168 DE con horizonte de 1 hora optimizando solo energía ante los desvíos del TR (Esquema Actual); (iii) 168 DE con horizonte de 1 hora optimizando energía y reservas ante los desvíos del TR (Esquema Vinculante 1); y (iv) 168 DE con horizonte de 12 horas optimizando energía y reservas ante los desvíos del TR (Esquema Vinculante 2). Luego, la consideración de 10 escenarios bajo esta metodología entrega un total de 10*12*(1+168+168+168) = 60,600 simulaciones: 120 simulaciones con horizonte de 168 horas, 20,160 simulaciones con horizonte de 12 horas y 40,320 simulaciones con horizonte de 1 hora. Además, para estas simulaciones se consideró un gap de optimalidad de 1%.

10.1.1. Pagos de la Demanda y Remuneraciones

Cabe destacar que el cálculo de remuneraciones por energía y pagos de la demanda en el caso de esquemas vinculantes considera una primera instancia de liquidación con la generación (o consumo) programada y el costo marginal programado correspondiente. Luego, en TR se le suma la desviación de la generación (o consumo) real respecto a la programación, valorizada al costo marginal real obtenido en el despacho. Así, la desviación en TR puede provocar un aumento o disminución respecto al cálculo realizado en la programación. Por ejemplo, para efectos del cálculo de remuneraciones, se considera la siguiente expresión:

$$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + (Pg^{TR} - Pg^{DA}) \cdot CMg^{TR}$$

Por otro lado, los ingresos por energía (o pagos de la demanda) en el esquema de remuneración actual quedan determinados solo por la generación (o consumo) real y el costo marginal real al momento del despacho. De esta manera, el cálculo de remuneraciones considera la siguiente expresión:

$$Pg^{TR} \cdot CMg^{TR}$$

La Tabla 10.2 a continuación presenta los pagos semanales promedio de la demanda por provisión de energía para cada esquema bajo el horizonte de evaluación del Escenario Base. En particular, se observa que las **simulaciones muestran una reducción de los pagos de demanda por concepto de provisión de energía (i.e., sin considerar pagos laterales) cuando se considera un esquema de etapas vinculantes**.

Tabla 10.2. **Pagos semanales promedio de la demanda** por provisión de energía bajo cada esquema (en miles de USD) y diferencia porcentual (%) respecto al Esquema Actual.

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Año	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2026	Total por Etapa	$228,937.7	$243,415.7	$203.7	$161.7
	Total Esquema	-	$243,415.7	$229,141.4 **-5.9%**	$229,099.5 **-5.9%**
2030	Total por Etapa	$232,721.8	$243,056.6	$1,333.0	$1,084.8
	Total Esquema	-	$243,056.6	$234,054.8 **-3.7%**	$233,806.6 **-3.8%**

Por otro lado, la Tabla 10.3 presenta las remuneraciones totales semanales promedio para cada esquema bajo el horizonte de evaluación del Escenario Base. De forma homóloga al caso de pagos de la demanda, se observa que existe una **disminución en la remuneración total del sistema cuando se consideran esquemas con etapas vinculantes en ambos años bajo estudio**, lo cual guarda relación con los costos marginales que se generan producto de la operación bajo cada uno de los esquemas y de una diferente asignación de tecnologías que surge de la co-optimización en TR. Mayor detalle respecto a los incentivos sobre los agentes bajo cada esquema se presenta en la sección 10.5.

Tabla 10.3. **Remuneración total semanal promedio** bajo cada esquema [MMUSD].

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Año	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2026	Total por Etapa	$199.89	$217.18	-$1.45	-$1.51
	Total Esquema	-	$217.18	$198.44	$198.38
2030	Total por Etapa	$198.73	$205.41	-$2.22	-$2.20
	Total Esquema	-	$205.41	$196.51	$196.53

En este punto, cabe destacar que la **diferencia existente entre la magnitud de pagos de la demanda, respecto de remuneraciones a los agentes, se debe a limitaciones del sistema de transmisión y desacoples entre puntos de inyección y retiro**. Lo anterior se traduce en costos marginales iguales o mayores en barras de retiro (pagos de la demanda) que en barras de inyección (remuneraciones). Esto se puede constatar al analizar la Figura 10.1 y Figura 10.2 a continuación, las que presentan los costos marginales promedio ponderados para inyecciones y retiros para los diferentes esquemas bajo el Escenario Base, para años 2026 y 2030, respectivamente.

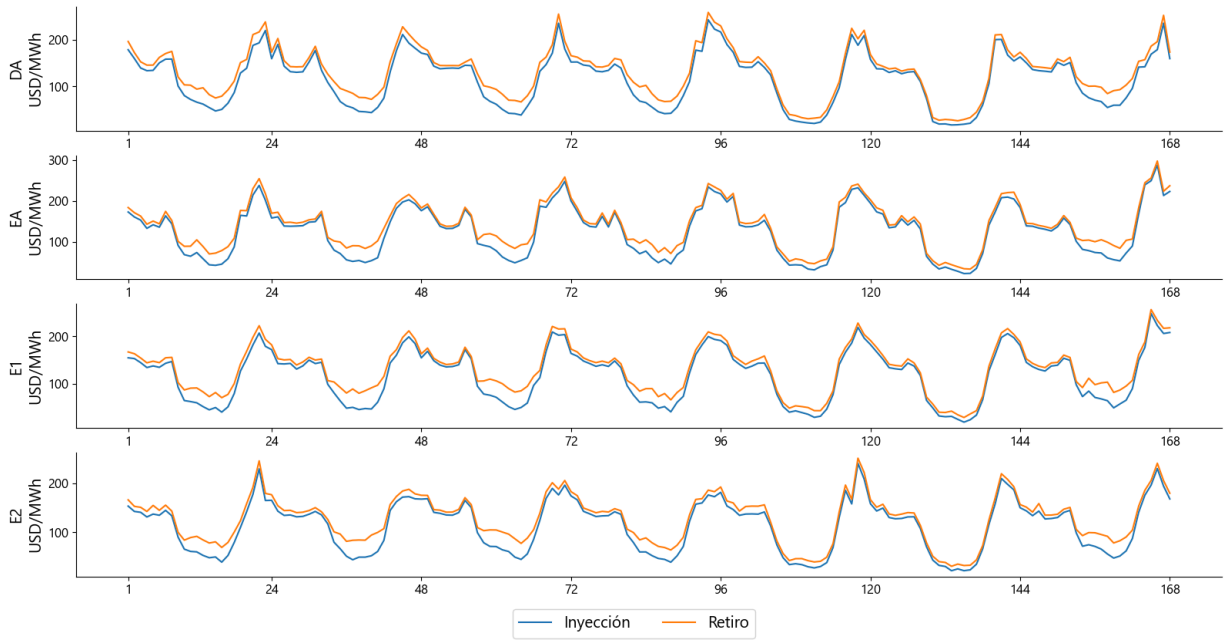

Figura 10.1. Costos marginales promedio ponderado para inyecciones y retiros por esquema para 2026.

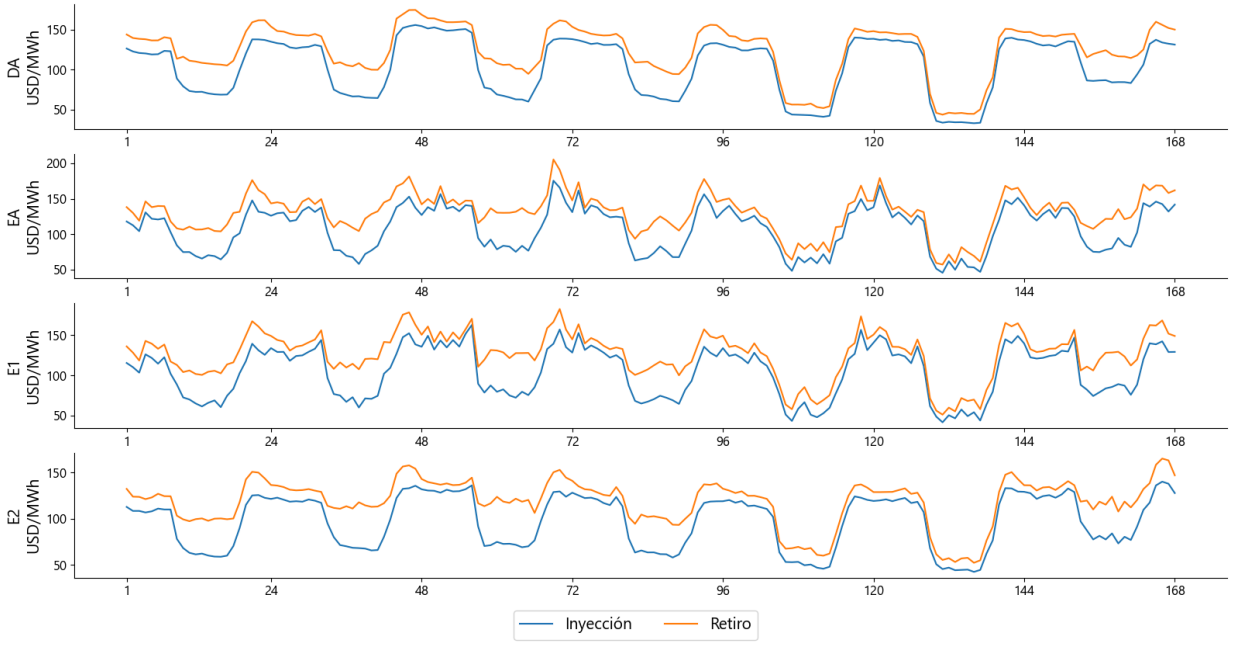

Figura 10.2. Costos marginales promedio ponderado para inyecciones y retiros por esquema para 2030.

Las Figuras 10.3 a 10.10 a continuación presentan un mayor detalle respecto a los pagos de la demanda y remuneraciones a nivel semanal. Al respecto, es posible observar que **esquemas vinculantes cubren tanto a retiros como inyecciones de incertidumbres de la OTR del sistema**, asociadas a desviaciones en la demanda y generación ERV respecto a pronósticos disponibles a propósito de la programación del DA.

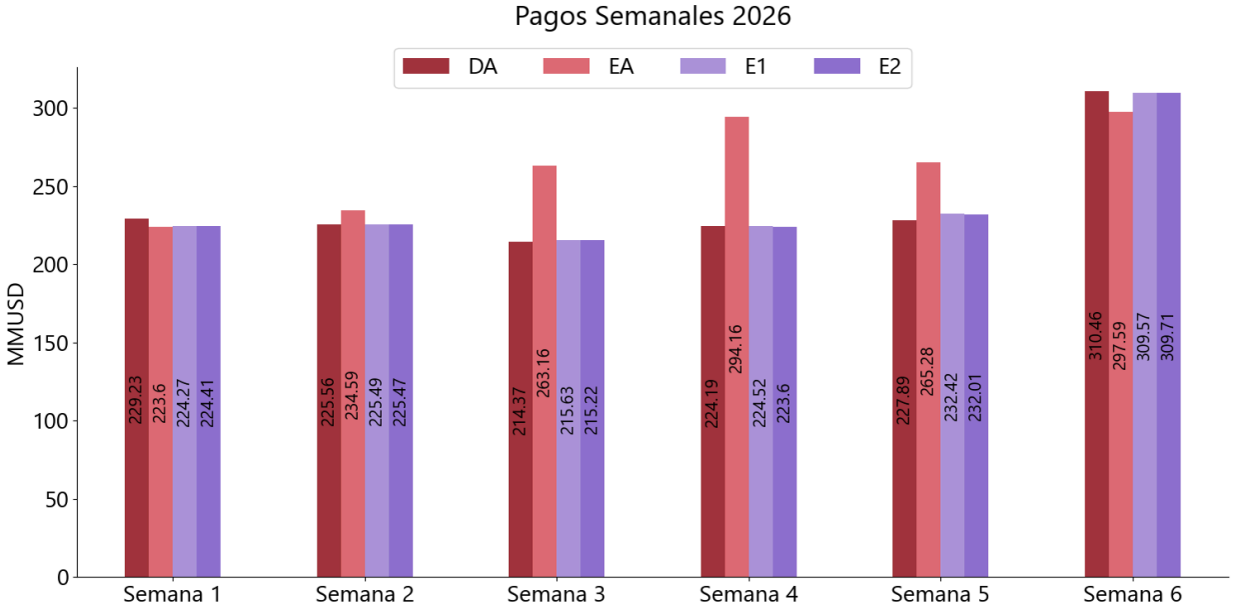

Figura 10.3. Pagos semanales totales de la demanda en 2026.

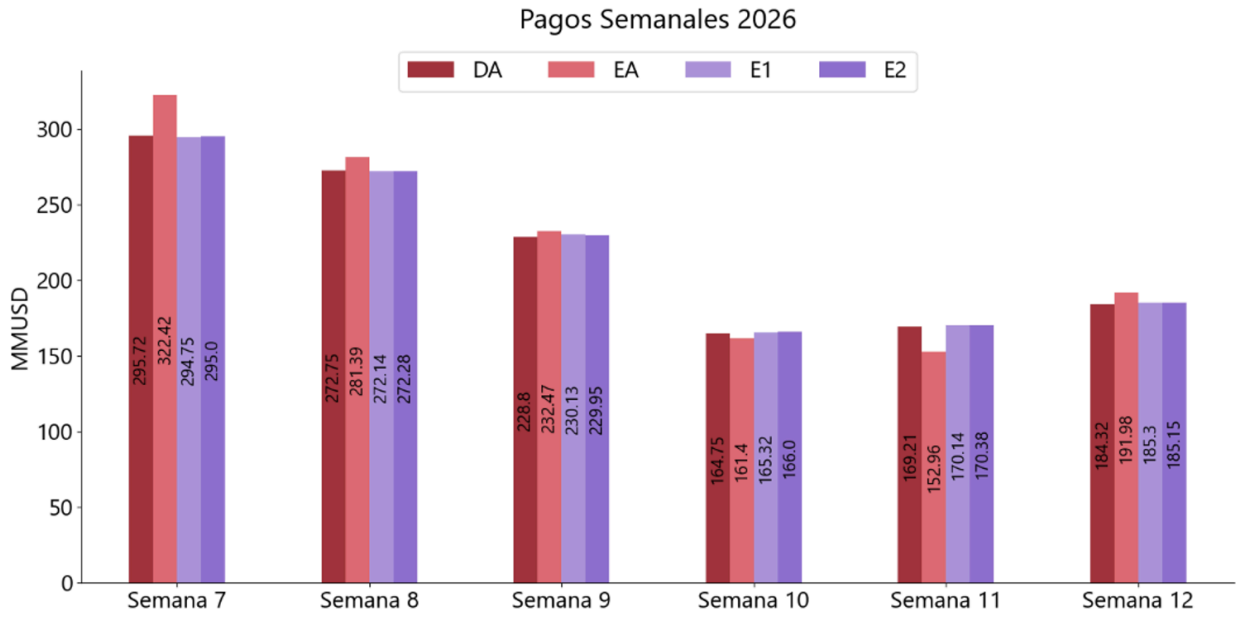

Figura 10.4. Pagos semanales totales de la demanda en 2026.

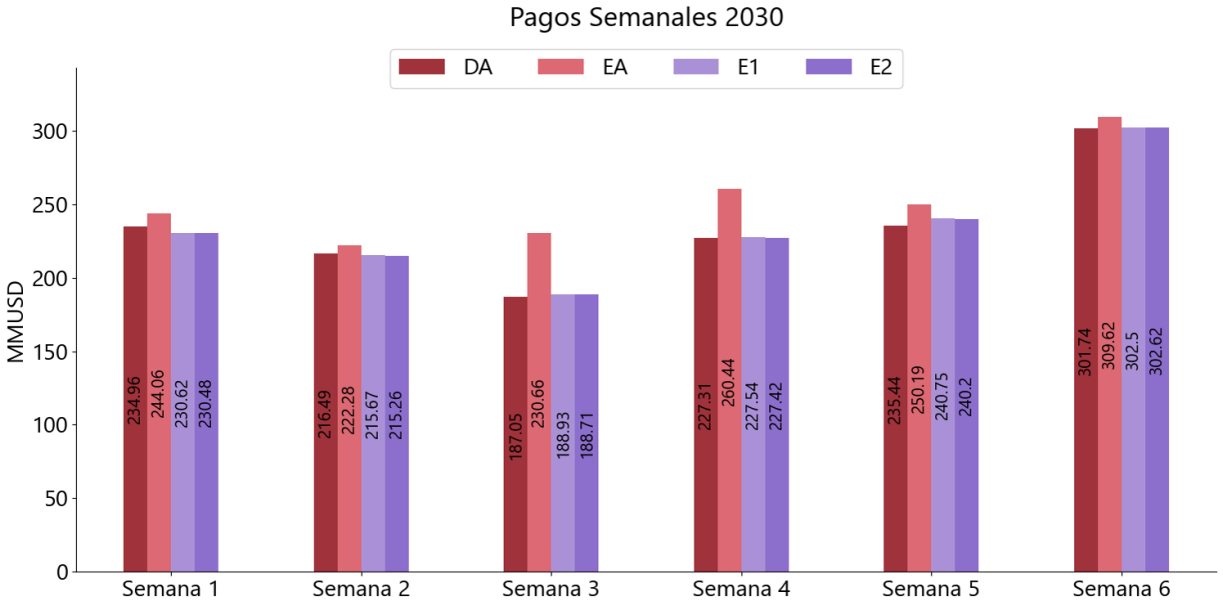

Figura 10.5. Pagos semanales totales de la demanda en 2030.

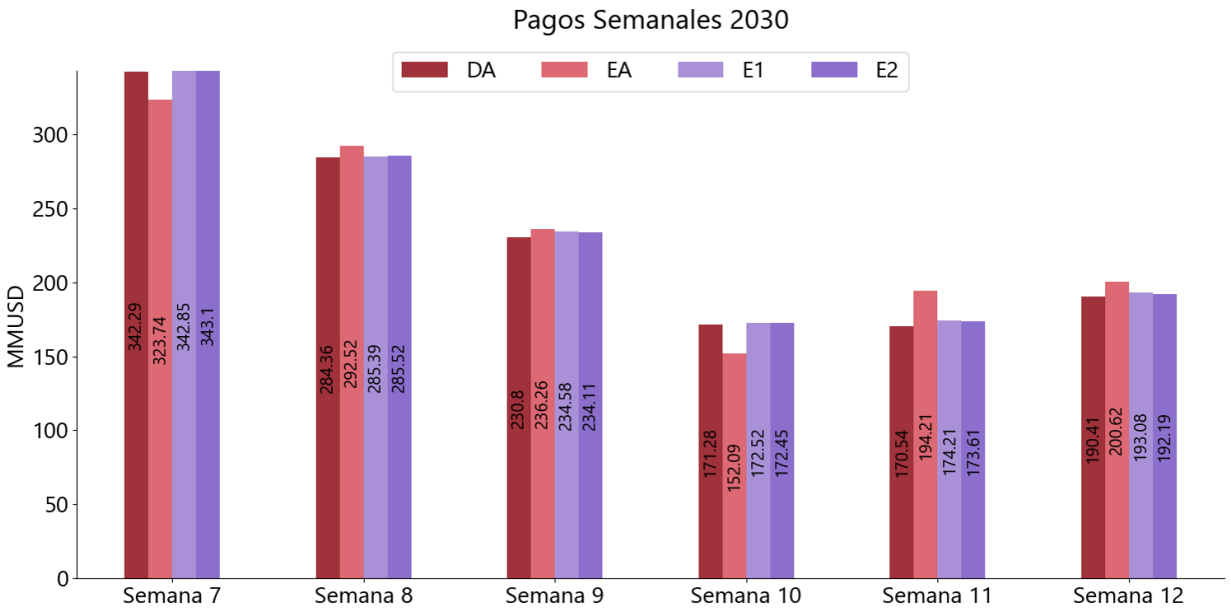

Figura 10.6. Pagos semanales totales de la demanda en 2030.

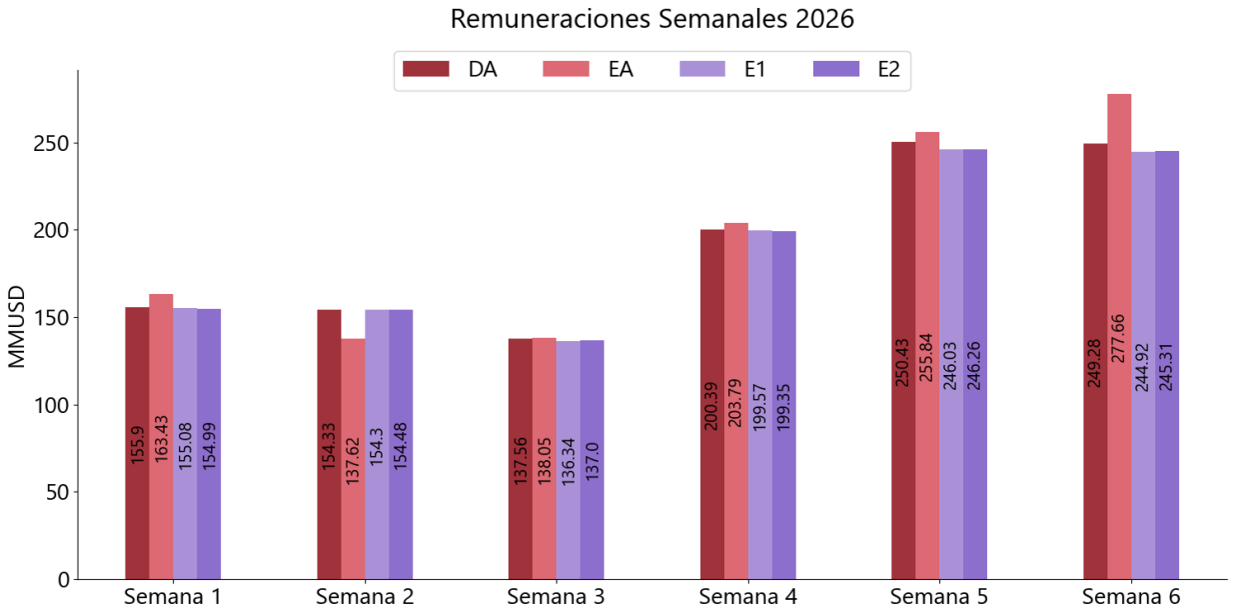

Figura 10.7. Remuneraciones semanales totales en 2026.

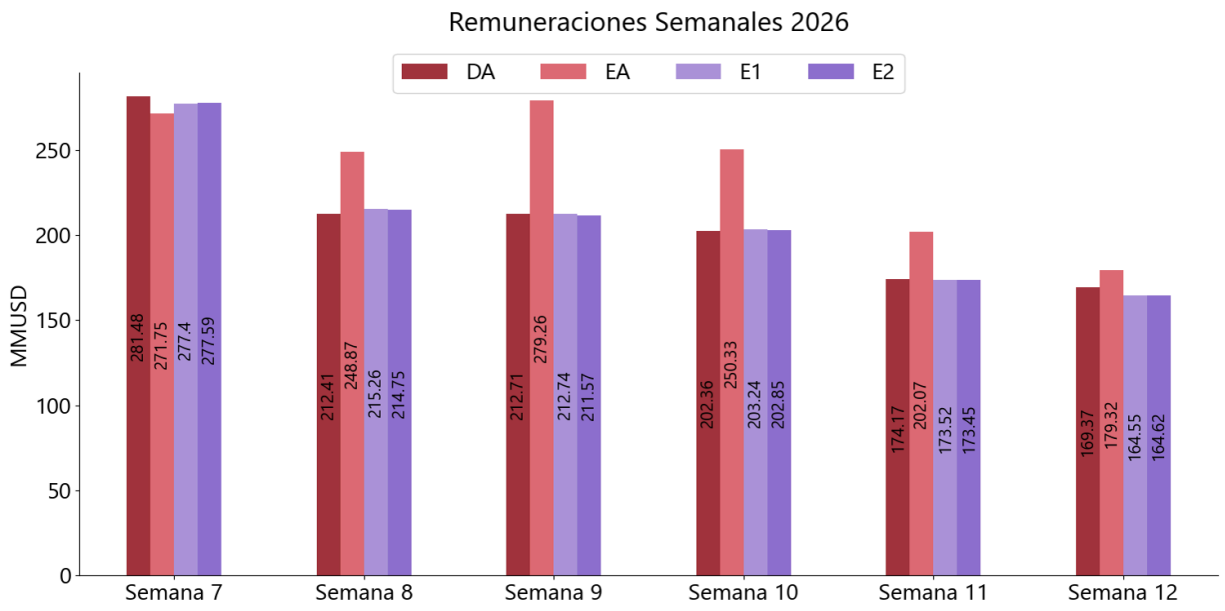

Figura 10.8. Remuneraciones semanales totales en 2026.

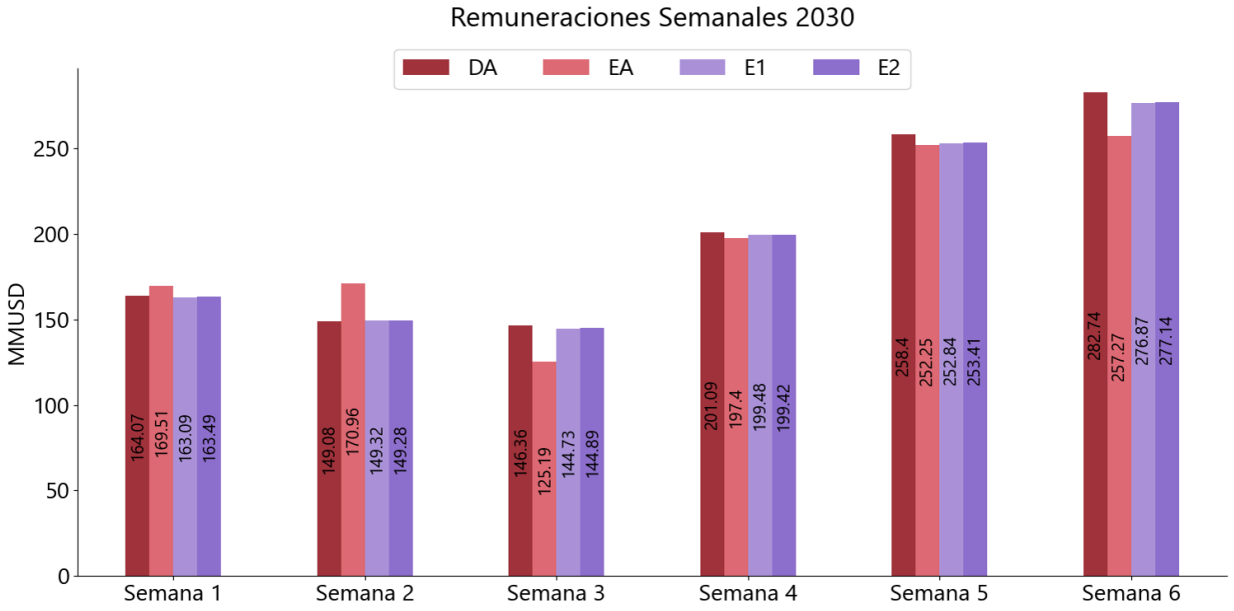

Figura 10.9. Remuneraciones semanales totales en 2030.

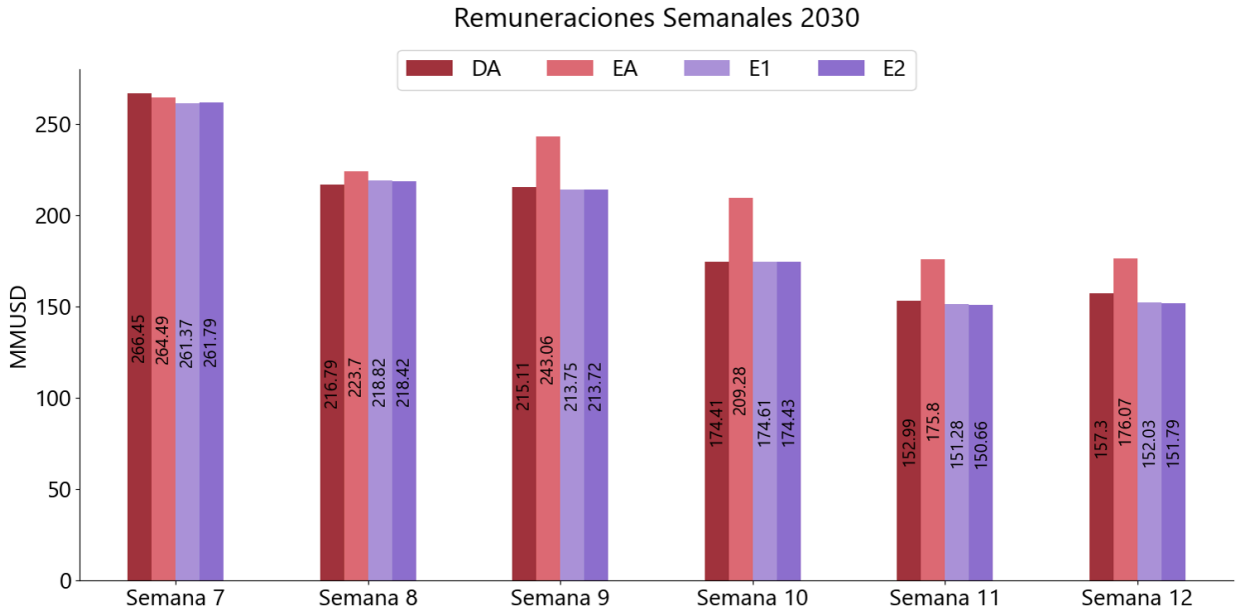

Figura 10.10. Remuneraciones semanales totales en 2030.

Finalmente, la Tabla 10.4 y 10.5 a continuación presentan en detalle las remuneraciones semanales totales promedio por tecnología y diferenciado por zona para tecnologías particulares de interés. En particular, la Tabla 10.4 da cuenta del impacto de la consideración de esquemas vinculantes en las remuneraciones a nivel de tecnología, donde se puede observar que las **mayores variaciones respecto al Esquema Actual ocurren en tecnologías que generan desvíos y en aquellas tecnologías que entregan flexibilidad al sistema**. Adicionalmente, es relevante destacar que en el Esquema Actual, estas tecnologías presentan mayor exposición económica frente a desvíos que ocurren en TR respecto a la programación del DA. De esta manera, las remuneraciones obtenidas bajo esquemas vinculantes son más cercanas a los resultados del DA, disminuyendo así la incertidumbre que pudieran enfrentar respecto a sus ingresos.

Tabla 10.4. **Remuneración semanal total promedio** por tecnología bajo cada esquema (en miles de USD).

Año	2030			2026		
Tecnología	**EA**	**E1**	**E2**	**EA**	**E1**	**E2**
Gas	$52,643.5	$52,236.5	$51,700.2	$69,239.2	$64,429.5	$63,919.9
Eólicas	**$47,431.9**	**$45,142.6**	**$45,090.4**	$33,108.7	$28,324.2	$28,337.0
Solares	**$34,681.1**	**$28,575.6**	**$28,837.6**	$24,458.8	$21,221.5	$21,218.2
Embalses	**$24,362.0**	**$23,833.2**	**$23,581.4**	$35,793.5	$34,825.8	$34,389.5
Hídricas	$18,745.0	$18,744.2	$18,734.3	$22,524.5	$21,403.4	$21,403.8
BESS	**$11,468.3**	**$12,347.5**	**$12,432.4**	$2,780.6	$2,656.9	$2,756.5
Biomasa	$8,307.3	$8,229.2	$8,407.9	$10,106.7	$9,415.3	$9,654.7
Carbón	$4,688.5	$4,181.3	$4,602.5	$13,942.9	$11,950.0	$12,858.9
CSP	$1,144.8	$1,125.9	$1,126.0	$1,490.0	$1,356.6	$1,361.7
Geotérmica	$789.1	$762.1	$760.8	$844.8	$769.6	$767.7
Biogás	$693.1	$680.2	$679.7	$785.3	$728.3	$725.9
Diesel	$264.5	$464.5	$390.4	$1,893.6	$1,153.8	$781.5
Otros	$195.7	$193.5	$193.5	$214.8	$202.9	$202.9
Total	$205,414.7	$196,516.3	$196,537.0	$217,183.4	$198,437.9	$198,378.1

Tabla 10.5. **Remuneración semanal total promedio** por tecnología y zona bajo cada esquema (en miles de USD).

Año		2030			2026		
Tecnología	**Zona**	**EA**	**E1**	**E2**	**EA**	**E1**	**E2**
Gas	Norte	$19,169.2	$18,971.4	$18,871.3	**$25,625.7**	**$23,589.4**	**$23,542.2**
	Centro	**$33,474.3**	**$33,265.1**	**$32,828.9**	**$43,613.5**	**$40,840.1**	**$40,377.7**
Eólicas	Norte	**$11,622.1**	**$11,053.6**	**$11,141.5**	**$5,361.5**	**$4,740.3**	**$4,759.6**
	Centro	**$32,795.7**	**$31,308.0**	**$31,206.7**	**$23,794.1**	**$20,510.9**	**$20,502.4**
	Sur	$3,014.1	$2,781.0	$2,742.2	$3,953.1	$3,073.0	$3,075.0
Solares	Norte	**$15,486.5**	**$12,066.2**	**$12,289.5**	**$9,105.6**	**$7,020.5**	**$7,022.2**
	Centro	**$19,161.5**	**$16,478.3**	**$16,517.6**	**$15,286.6**	**$14,149.6**	**$14,143.6**
	Sur	$33.1	$31.1	$30.5	$66.6	$51.5	$52.4
Embalses	Norte	**$23,396.0**	**$22,853.4**	**$22,573.5**	**$33,167.3**	**$32,413.0**	**$32,026.6**
	Centro	$966.0	$979.8	$1,007.9	$2,626.2	$2,412.8	$2,362.9
Hídricas	Norte	$16,393.3	$16,367.0	$16,364.0	$18,090.5	$17,738.6	$17,738.0
	Centro	$2,129.8	$2,125.8	$2,120.6	**$4,127.0**	**$3,387.6**	**$3,388.6**
	Sur	$221.9	$251.4	$249.7	$306.9	$277.2	$277.2
BESS	Norte	**$8,110.9**	**$8,769.7**	**$8,729.4**	$2,331.4	$2,145.2	$2,196.9
	Centro	$3,357.4	$3,577.8	$3,703.0	$449.2	$511.7	$559.6
Carbón	Norte	$1,024.2	$933.1	$1,062.8	$5,094.1	$4,653.6	$4,700.9
	Centro	$3,664.3	$3,248.3	$3,539.7	**$8,848.7**	**$7,296.4**	**$8,158.0**
Diesel	Norte	$95.9	$53.7	$0.0	**$1,180.7**	**$557.9**	**$330.2**
	Centro	$154.8	$393.4	$373.9	$579.1	$527.9	$395.2
	Sur	$13.8	$17.5	$16.5	$133.8	$68.0	$56.1

10.1.2. Costos Marginales

En la Tabla 10.6 a continuación se presentan los costos marginales promedio semanales en la barra de referencia Alto Jahuel bajo cada esquema y año bajo estudio del Escenario Base. Estos dan cuenta de las diferencias entre los costos marginales observados en la programación del DA y aquellos resultado de la OTR del sistema en base al Esquema Actual en función de listados de prioridad de colocación, la co-optimización de energía y reservas, y la consideración de ventanas de optimización. De esta forma, es posible contrastar estos resultados con las reducciones de pagos de la demanda bajo esquemas vinculantes respecto del esquema actual y junto a ello constatar el **valor del uso de modelos en relación a la operación eficiente del sistema**. Bajo esquemas vinculantes, los pagos son ponderados en su mayor parte por los costos marginales del DA, los que consideran la co-optimización de energía y reservas y pronósticos para todo el horizonte de operación. Adicionalmente, el uso de modelos permite contar con costos marginales en la OTR asociados a un despacho eficiente de unidades. Bajo el Esquema Actual, por otro lado, no tan solo no existe una cobertura de riesgos respecto a la OTR, producto de una única etapa de liquidación, sino que la OTR basada en listados de prioridad de colocación no permite un despacho eficiente de unidades, resultando en costos marginales promedio y máximos mayores.

Tabla 10.6. Costo marginal horario promedio semanal en Alto Jahuel bajo cada esquema (USD/MWh) y diferencia porcentual (%) respecto a costos marginales del DA.

Concepto		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Año	Métrica	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2026	Promedio	$122.8	$134.2 **+9.3%**	$125.9 **+2.5%**	$120.8 **-1.6%**
	Min	$21.1	$29.8	$25.9	$24.9
	Max	$251.8	$295.0	$251.3	$250.2
2030	Promedio	$117.4	$120.7 **+2.8%**	$116.9 **-0.4%**	$110.1 **-6.2%**
	Min	$40.3	$54.0	$43.2	$48.2
	Max	$160.3	$195.9	$168.7	$154.7

Lo anterior puede observarse gráficamente en la Figura 10.11 y 10.12 a continuación, las que presentan los costos marginales de la barra de referencia Alto Jahuel bajo los distintos esquemas evaluados en los años 2026 y 2030, respectivamente. En particular, es posible observar cómo los costos marginales asociados a una operación basada en listados de prioridad de colocación resultan en peaks de costos con mayor frecuencia respecto al resto de esquemas. Mientras, bajo esquemas vinculantes basados en el uso de modelos, y particularmente cuando se consideran ventas de optimización, costos marginales tienden a ser más estables y de menor magnitud.

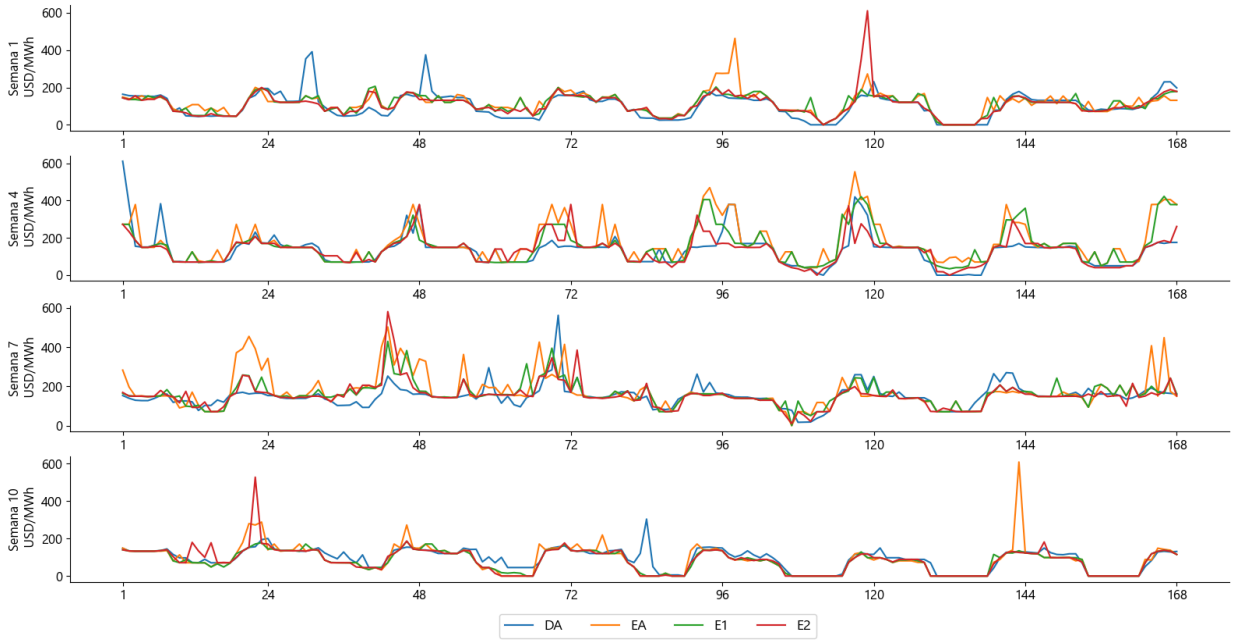

Figura 10.11. Costo marginal Alto Jahuel bajo los distintos esquemas en 2026.

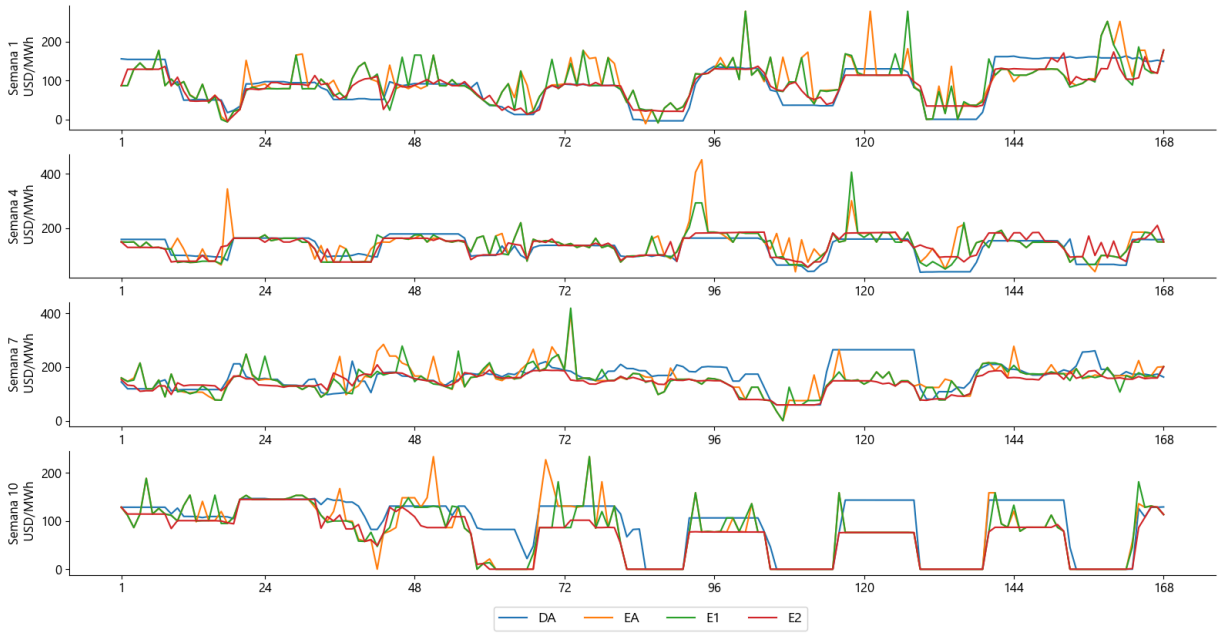

Figura 10.12. Costo marginal Alto Jahuel bajo los distintos esquemas en 2030.

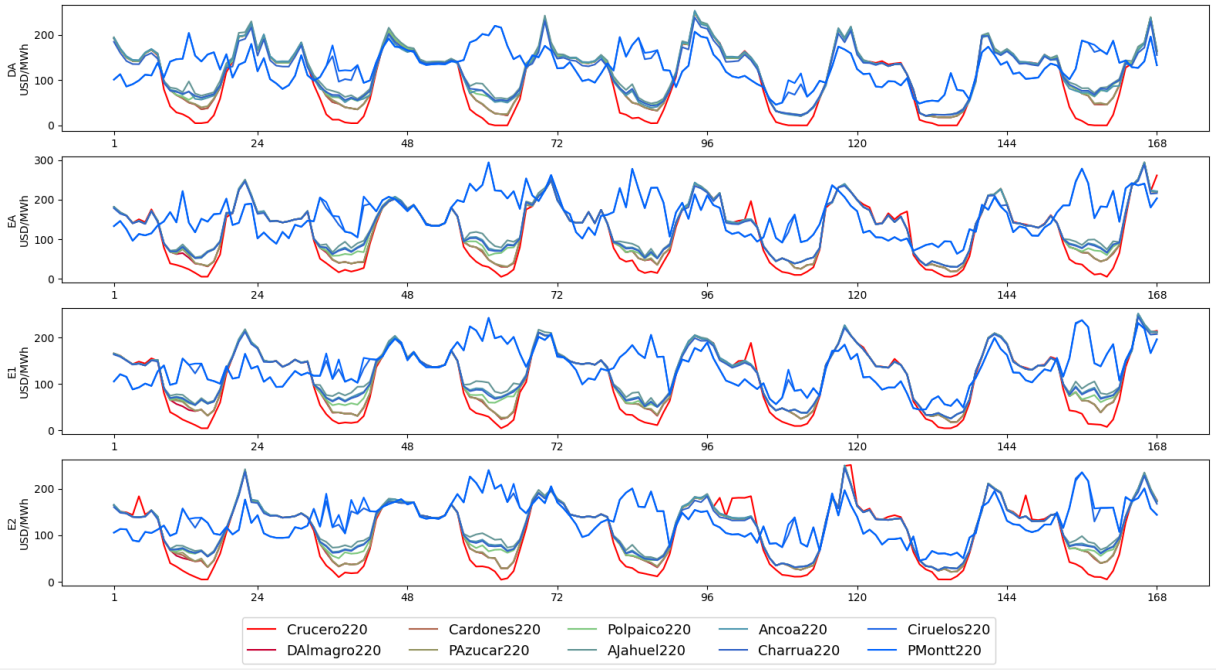

Figura 10.13. Costo marginal promedio en 2026 para las principales barras del país.

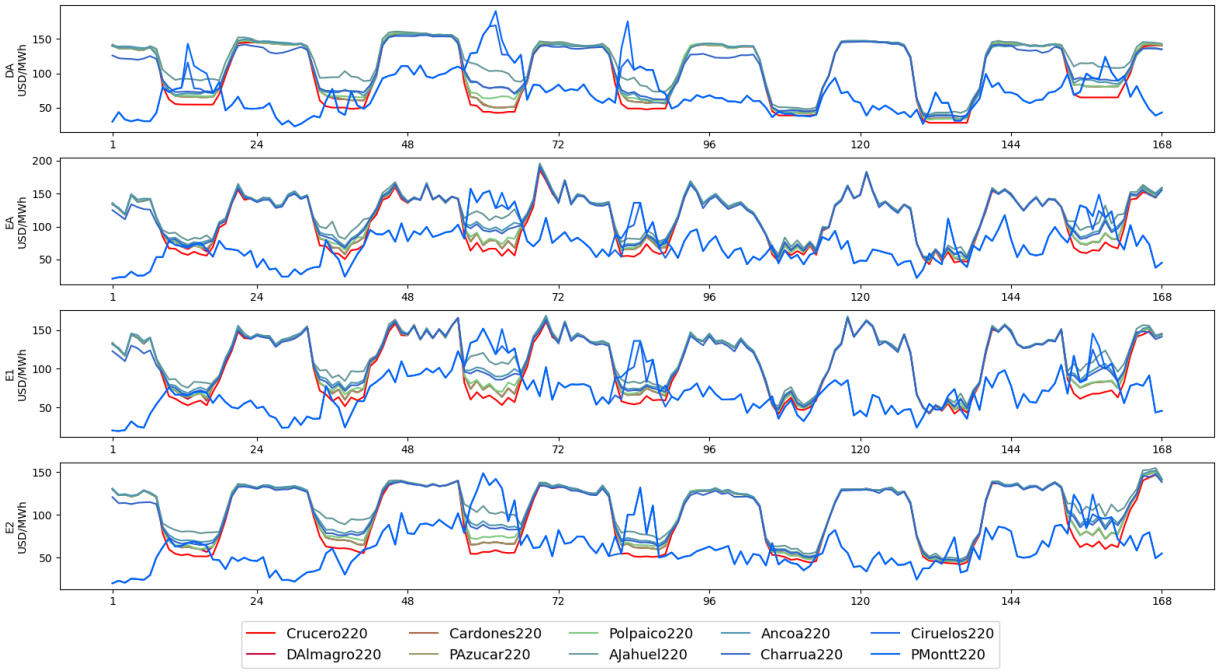

Figura 10.14. Costo marginal promedio en 2030 para las principales barras del país.

10.1.3. Impactos sobre Vertimientos de Energía

La Tabla 10.7 a continuación presenta los vertimientos totales semanales de generación ERV (i.e., eólica y solar) para cada esquema y año bajo análisis. En particular, se presenta la Disponibilidad DA como la suma de la energía total disponible[202] considerada en la programación del DA y la Disponibilidad TR como la suma de la energía total disponible considerada en TR, las cuales son distintas debido a los desvíos ERV considerados como parte de la metodología. Luego, se presenta la suma del vertimiento resultante en cada esquema de remuneración y su proporción respecto a la energía que estaba disponible en TR.

A partir de los resultados obtenidos, es posible apreciar que bajo supuestos considerados vertimientos totales de energía aumentan frente a una mayor capacidad de generación ERV. No obstante, **los vertimientos de energía resultan menores en la medida que el uso de modelos de co-optimización y ventanas de optimización permiten una mayor integración de generación renovable de bajo costo.**

En relación a lo anterior, es relevante destacar que para la implementación de estos esquemas se requiere de herramientas de pronósticos efectivas que permitan capturar la disponibilidad de recursos variables en las próximas horas. Cabe destacar que vertimientos de energía no se ven impactados (al menos directamente) por consideración de vinculancia, al ser ésta tan solo una capa financiera. No obstante, de manera directa, la **vinculancia incentiva un mejor desarrollo de pronósticos y/o el uso de medidas adicionales que reduzcan la incertidumbre de estos recursos** (i.e., almacenamiento). Por lo tanto, esquemas vinculantes también **debiesen generar condiciones para una mayor utilización del recurso renovable**.

Tabla 10.7. Resumen de vertimientos totales semanales de generación eólica y solar para cada esquema.

Tecnología	Eólica		Solar		Total ERV	
Escenario	**2026**	**2030**	**2026**	**2030**	**2026**	**2030**
Disponibilidad DA [GWh]	255.67	499.47	518.98	531.85	774.7	1,031.3
Disponibilidad TR [GWh]	280.81	548.10	515.42	528.33	796.2	1,076.4
Vertimiento EA [MWh]	7,305.5	29,728.6	26,837.1	10,629.7	34,142.6	40,358.3
	2.60%	**5.42%**	**5.21%**	**2.01%**	**4.29%**	**3.75%**
Vertimiento EV1 [MWh]	7,072.9	29,254.1	26,309.6	10,719.4	33,382.5	39,973.5
	2.52%	**5.34%**	**5.10%**	**2.03%**	**4.19%**	**3.71%**
Vertimiento EV2 [MWh]	6,800.4	27,653.6	27,067.6	9,412.7	33,867.9	37,066.4
	2.42%	**5.05%**	**5.25%**	**1.78%**	**4.25%**	**3.44%**

[202] Se entiende energía total disponible como la suma para todas las horas de la capacidad máxima de la central ponderada por su respectivo factor de planta horario.

10.1.4. Impactos sobre Pagos Laterales

La Tabla 10.8 y 10.9 a continuación presentan el impacto de los diferentes esquemas bajo análisis sobre los pagos laterales promedio de unidades térmicas asociados a energía por concepto de compensación por operación fuera de mérito y compensación de costos de encendido y apagado cuando estos no son cubiertos por las rentas percibidas por los agentes en el mercado de energía. En particular, es posible apreciar cómo la **consideración de esquemas vinculantes provoca un aumento en los pagos laterales asociados a energía del sistema.** No obstante, cabe destacar que la magnitud de estos pagos laterales es significativamente menor a los pagos totales del sistema presentados en la sección 10.1.1, por lo que **no debiesen impactar de manera significativa en los pagos totales de la demanda por conceptos de energía**, manteniéndose una reducción en la magnitud de estos pagos a medida que se consideran esquemas de etapas vinculantes.

Adicionalmente, es posible apreciar cómo **pagos laterales son mayores cuando se calculan de manera horaria,** mientras que **pagos laterales son menores cuando se considera un cálculo semanal** (equivalente en este caso al cálculo mensual que se realiza actualmente).

Tabla 10.8. Pagos laterales promedio semanales asociados a energía bajo cada esquema calculados con **resolución semanal** (en miles de USD).

Año	Concepto	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2026	Pagos Laterales	68.1	579.4	269.8
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.03%**	**0.25%**	**0.12%**
2030	Pagos Laterales	20.7	403.0	188.9
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.17%**	**0.08%**

Tabla 10.9. Pagos laterales promedio semanales asociados a energía bajo cada esquema calculados con **resolución horaria** (en miles de USD).

Año	Concepto	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2026	Pagos Laterales	1,363.0	3,418.1	3,137.2
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.56%**	**1.49%**	**1.37%**
2030	Pagos Laterales	351.3	2,611.1	1,576.3
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.14%**	**1.12%**	**0.67%**

10.2. Escenarios PET 2022

A continuación se presentan los resultados asociados a escenarios de desarrollo del SEN construidos a partir del Escenario A y Escenario E de la PET 2022, evaluando el impacto del uso de modelos y esquemas vinculantes en la OTR al año 2030 y 2026, considerando el uso de 12 semanas representativas junto con desviaciones de demanda y de generación ERV (i.e., eólica y solar).

Cabe destacar que la implementación de estos escenarios considera modificaciones respecto al Escenario Base que impactan en las proyecciones de demanda, proyecciones de costo de combustible, composición del parque de generación y transmisión. De esta manera, existe un cambio relevante en la capacidad instalada del sistema, tecnologías que componen el parque y su ubicación geográfica. Tal como se explica en la sección 9.4.1, los desvíos en TR se mantienen para las centrales ERV en común con el Escenario Base, y se generan nuevos desvíos para las nuevas centrales. Mientras, para la demanda se mantiene el porcentaje del desvío y solo varía su magnitud, manteniendo así el MAPE asociado.

10.2.1. Escenarios al año 2030

Al año 2030, el Escenario A de la PET 2022 muestra costos marginales promedio similares al Escenario Base a nivel de programación de la operación en el DA. Sin embargo, la menor demanda asociada a este escenario resulta en una disminución en los pagos de la demanda y en las remuneraciones.

Por otro lado, el Escenario E, si bien presenta un mayor consumo y costos de combustible, su mayor integración de ESS complementada con el uso de generación a carbón, provoca una disminución en los costos marginales respecto al Escenario Base. De esta manera, los pagos de la demanda y remuneraciones disminuyen respecto al Escenario Base, pero en menor medida en comparación al Escenario A.

Como se puede apreciar, modificaciones en **supuestos de escenarios**, proyecciones de demanda, parque de generación, desviaciones de la generación renovable variable, entre otros, **producen que desviaciones en la OTR resulten en costos marginales menores a aquellos programados en el DA** (notar que para otros supuestos, lo contrario también puede ocurrir, es decir, desviaciones en la OTR pueden resultar en costos marginales mayores a los programados en el DA).

Así, se observa que en ambos escenarios los desvíos en TR considerados para estos escenarios provocan costos marginales reales menores a los de programación. De esta manera, se genera un cambio relevante a nivel de pagos y remuneraciones entre el DA y la OTR para el Esquema Actual, mientras que esta diferencia se reduce ante el uso de esquemas vinculantes. Luego, se evidencia el **valor de esquemas vinculantes al reducir el impacto económico de desvíos entre la programación y OTR del sistema**, otorgando cobertura a los agentes en el mercado del DA. Adicionalmente, se destaca la **consistencia de los resultados obtenidos, en términos del valor del uso de modelos en la operación eficiente del sistema**, lo que se traduce en costos marginales menores en la OTR.

Tabla 10.10. **Pagos semanales promedio de la demanda** por provisión de energía bajo cada esquema y escenario (en miles de USD) y diferencia porcentual (%) respecto al EA

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	Total por Etapa	$232,721.8	$243,056.6	$1,333.0	$1,084.8
	Total Esquema	-	$243,056.6	$234,054.8 **-3.7%**	$233,806.6 **-3.8%**
2030 Escenario A (E1)	Total por Etapa	$204,914.1	$187,214.5	$0,535.3	$0,550.8
	Total Esquema	-	$187,214.5	$205,449.4 **+9.7%**	$205,464.9 **+9.7%**
2030 Escenario E (E5)	Total por Etapa	$224,745.1	$223,399.1	$1,628.7	$1,689.6
	Total Esquema	-	$223,399.1	$226,373.8 **+1.3%**	$226,434.7 **+1.4%**

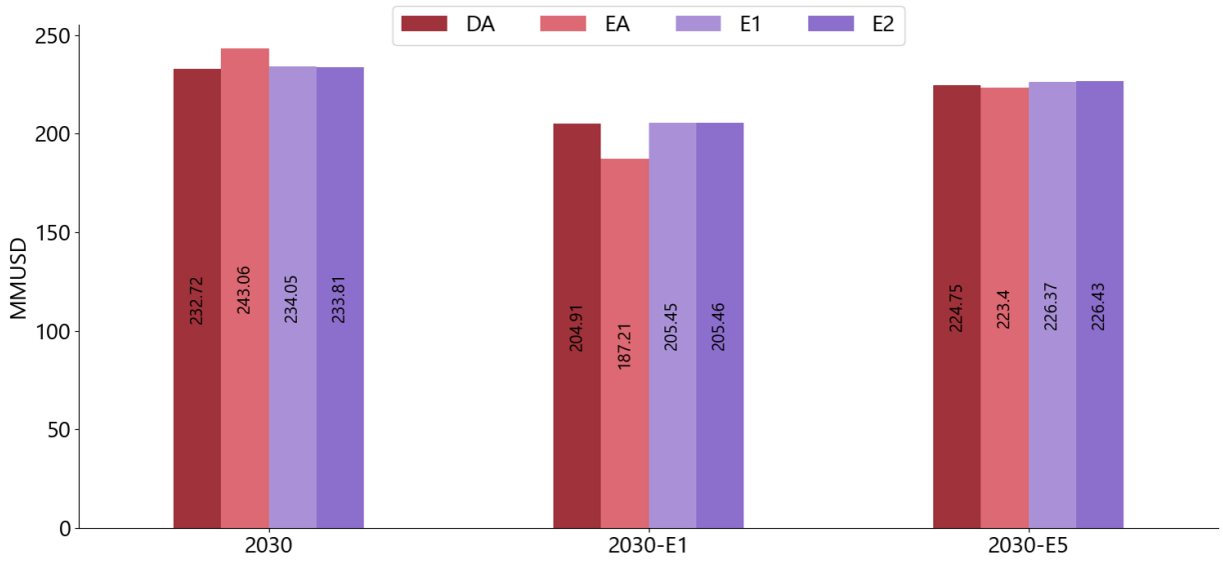

Figura 10.15. Pagos totales semanales de la demanda.

Tabla 10.11. **Remuneración total semanal promedio** bajo cada esquema [MMUSD].

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	Total por Etapa	$198.73	$205.41	-$2.22	-$2.20
	Total Esquema	-	$205.41	$196.51	$196.53
2030 Escenario A (E1)	Total por Etapa	$165.59	$153.25	-$2.12	-$2.07
	Total Esquema	-	$153.25	$163.47	$163.52
2030 Escenario E (E5)	Total por Etapa	$169.25	$166.81	-$2.51	-$2.35
	Total Esquema	-	$166.81	$166.74	$166.90

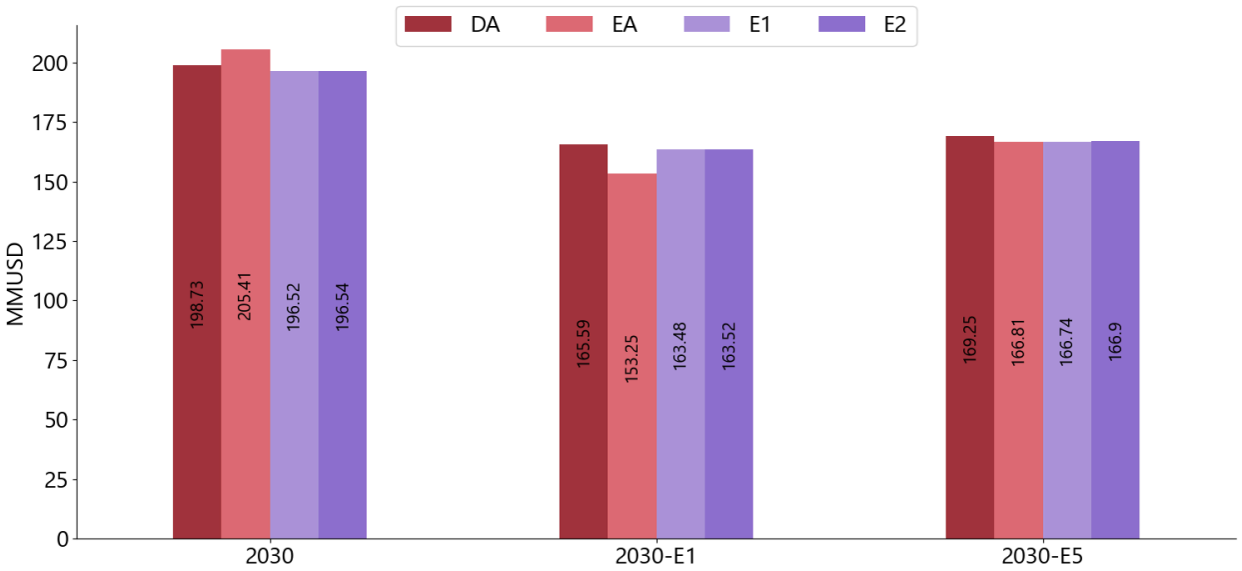

Figura 10.16. Remuneraciones totales semanales.

Tabla 10.12. Costo marginal promedio semanal en Alto Jahuel bajo cada esquema y escenario (en miles de USD/MWh) y diferencia porcentual (%) respecto a costos marginales del DA.

Escenario	**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	$117.4	$120.7	$116.9	$110.1
	-	**+2.8%**	**-0.4%**	**-6.2%**
2030 Escenario A (E1)	$117.1	$102.8	$100.2	$95.0
	-	**-12.2%**	**-14.4%**	**-18.9%**
2030 Escenario E (E5)	$109.6	$106.2	$102.6	$95.9
	-	**-3.1%**	**-6.4%**	**-12.5%**

Los **vertimientos de energía muestran un aumento relevante en Escenarios A y E, producto del masivo ingreso de generación ERV**. Por lo demás, los resultados son consistentes con lo expuesto en relación al Escenario Base, demostrando el **valor del uso de modelos, y particularmente el uso de ventanas de optimización en el aprovechamiento de recursos renovables** de bajo costo.

Tabla 10.13. Resumen de vertimientos totales semanales de generación eólica y solar para cada esquema.

Tecnología	Eólica			Solar			Total ERV		
Escenario	2030 Base	2030 Escenario A	2030 Escenario E	2030 Base	2030 Escenario A	2030 Escenario E	2030 Base	2030 Escenario A	2030 Escenario E
Disp. DA [GWh]	499.47	586.31	686.90	531.85	680.27	681.59	1,031.3	1,266.6	1,368.5
Disp. TR [GWh]	548.10	628.42	734.82	528.33	654.45	655.52	1,076.4	1,282.9	1,390.3
Vertimiento EA [MWh]	29,728.6	37,337.8	66,372.7	10,629.7	59,811.4	54,258.4	40,358.3	97,149.2	120,631.0
	5.42%	**5.94%**	**9.03%**	**2.01%**	**9.14%**	**8.28%**	**3.75%**	**7.57%**	**8.68%**
Vertimiento EV1 [MWh]	29,254.1	37,001.5	66,022.4	10,719.4	59,248.3	53,980.5	39,973.5	96,249.8	120,002.9
	5.34%	**5.89%**	**8.98%**	**2.03%**	**9.05%**	**8.23%**	**3.71%**	**7.50%**	**8.63%**
Vertimiento EV2 [MWh]	27653.6	38,534.1	67,218.5	9,412.7	57,457.3	51,215.9	37,066.4	95,991.4	118,434.4
	5.05%	**6.13%**	**9.15%**	**1.78%**	**8.78%**	**7.81%**	**3.44%**	**7.48%**	**8.52%**

Finalmente, y de manera similar al Escenario Base, los pagos laterales aumentan con el uso de esquemas vinculantes, particularmente en el caso en que no se consideran ventanas de optimización. No obstante, este aumento no modifica de manera significativa los pagos totales de la demanda por conceptos de energía.

Tabla 10.14. Pagos laterales promedio semanales asociados a energía bajo cada esquema calculados con **resolución semanal** (en miles de USD).

Escenario	Concepto	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2030 Base	Pagos Laterales	20.7	403.0	188.9
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.17%**	**0.08%**
2030 Escenario A (E1)	Pagos Laterales	21.6	34.9	13.1
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.02%**	**0.01%**
2030 Escenario E (E5)	Pagos Laterales	28.8	153.5	50.3
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.07%**	**0.02%**

10.2.2. Escenarios al año 2026

Al año 2026, se observa que el Escenario E resulta ser el de menores costos marginales, producto del ingreso de más de 5 GW de capacidad eólica considerado para ese año, como se muestra en la sección 9.4.1. En general, se observan resultados similares a los obtenidos para el año 2030, donde los esquemas vinculantes se encargan de establecer montos de remuneración y pagos de la demanda más similares a los observados en la programación, reduciendo el impacto de desvíos que se producen bajo el Esquema Actual. Luego, se reafirma el **valor de esquemas vinculantes al reducir el impacto económico de desvíos** entre la programación y OTR del sistema, así como la consistencia de los resultados obtenidos, en términos del **valor del uso de modelos en la operación eficiente del sistema**.

Tabla 10.15. **Pagos semanales promedio de la demanda** por provisión de energía bajo cada esquema y escenario (en miles de USD) y diferencia porcentual (%) respecto al EA.

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2026 Base	Total por Etapa	$228,937.7	$243,415.7	$203.7	$161.7
	Total Esquema	-	$243,415.7	$229,141.4 **-5.9%**	$229,099.5 **-5.9%**
2026 Escenario A	Total por Etapa	$203,839.6	$210,136.6	-$162.3	-$167.0
	Total Esquema	-	$210,136.6	$203,677.3 **-3.1%**	$203,672.6 **-3.1%**
2026 Escenario E	Total por Etapa	$190,679.4	$187,223.5	$689.0	$831.6
	Total Esquema	-	$187,223.5	$191,368.4 **+2.2%**	$191,511.0 **+2.3%**

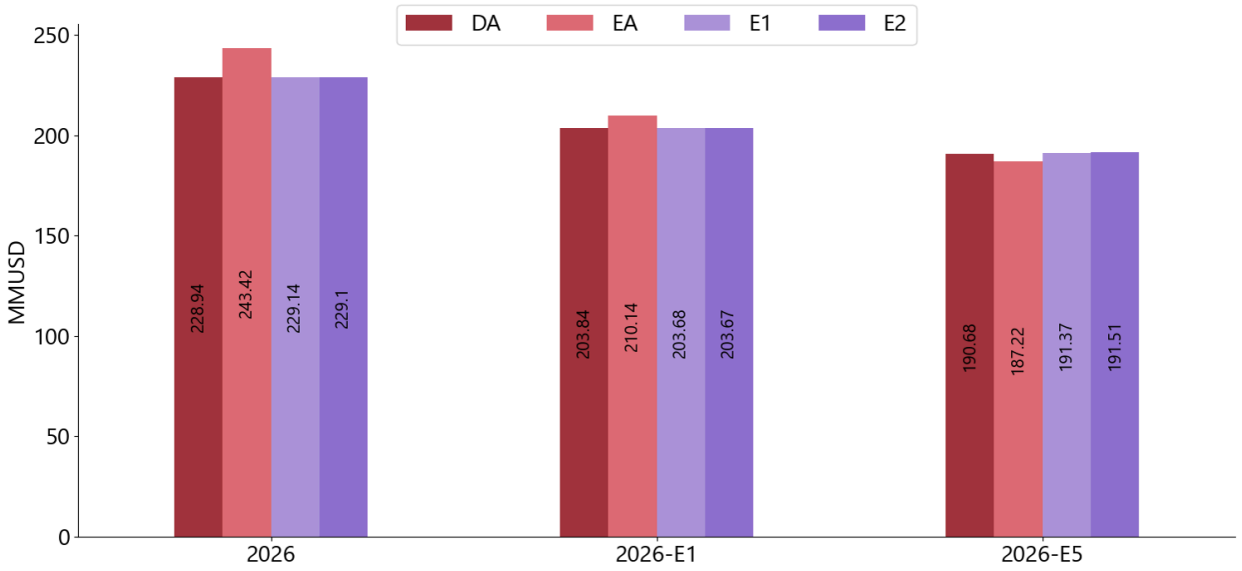

Figura 10.17. Pagos totales semanales de la demanda.

Tabla 10.16. **Remuneración total semanal promedio** bajo cada esquema [MMUSD].

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2026 Base	Total por Etapa	$199.89	$217.18	-$1.45	-$1.51
	Total Esquema	-	$217.18	$198.44	$198.38
2026 Escenario A	Total por Etapa	$173.57	$180.89	-$1.84	-$1.87
	Total Esquema	-	$180.89	$171.73	$171.70
2026 Escenario E	Total por Etapa	$156.87	$151.82	-$1.88	-$1.75
	Total Esquema	-	$151.82	$154.99	$155.12

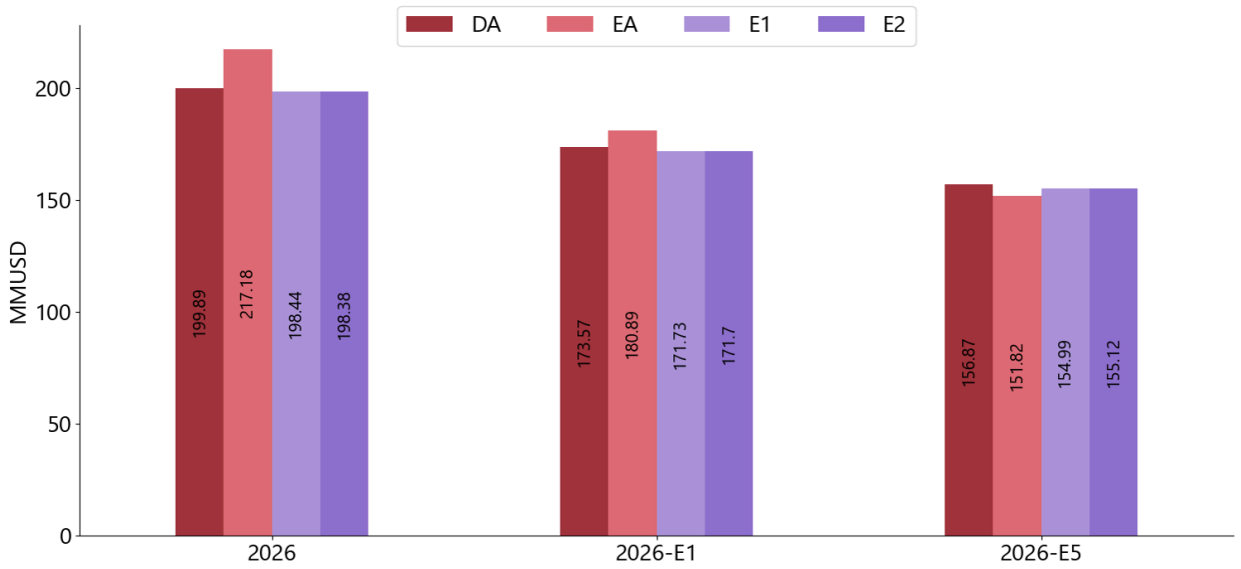

Figura 10.18. Remuneraciones totales semanales.

Tabla 10.17. Costo marginal promedio semanal en Alto Jahuel bajo cada esquema y escenario (en miles de USD/MWh) y diferencia porcentual (%) respecto a costos marginales del DA.

Escenario	**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2026 Base	$122.8	$134.2	$125.9	$120.8
	-	**+9.3%**	**+2.5%**	**-1.6%**
2026 Escenario A	$111.8	$117.7	$112.3	$109.3
	-	**+5.3%**	**+0.4%**	**-2.2%**
2026 Escenario E	$100.2	$97.1	$92.9	$91.8
	-	**-3.1%**	**-7.3%**	**-8.4%**

A nivel vertimientos no se observan diferencias significativas entre los esquemas evaluados. Sin embargo, tanto el Escenario A como el Escenario E presentan altos niveles de vertimientos solar, debido a que en ambos casos la entrada de niveles relevantes de ESS, los que permiten gestionar de mejor forma esta energía vertida, ocurre a partir del año 2027. Por lo demás, aún cuando se observan **resultados consistentes respecto al valor en el uso de modelos** para la gestión de recursos renovables de bajo costo, estos presentan un **impacto limitado al no disponer el sistema con ESS**.

Tabla 10.18. Resumen de vertimientos totales semanales de generación eólica y solar para cada esquema.

Tecnología	Eólica			Solar			Total ERV		
Escenario	2026 Base	2026 Escenario A	2026 Escenario E	2026 Base	2026 Escenario A	2026 Escenario E	2026 Base	2026 Escenario A	2026 Escenario E
Disp. DA [GWh]	255.67	356.70	544.04	518.98	680.27	681.59	774.7	1,037.0	1,225.6
Disp. TR [GWh]	280.81	383.80	584.94	515.42	654.45	655.52	796.2	1,038.3	1,240.5
Vertimiento EA [MWh]	7,305.5	16,494.5	60,640.5	26,837.1	149,993.2	162,226.2	34,142.6	166,487.7	222,866.7
	2.60%	**4.30%**	**10.37%**	**5.21%**	**22.92%**	**24.75%**	**4.29%**	**16.04%**	**17.97%**
Vertimiento EV1 [MWh]	7,072.9	16,045.3	59,984.4	26,309.6	149,179.1	161,411.1	33,382.5	165,224.4	221,395.5
	2.52%	**4.18%**	**10.25%**	**5.10%**	**22.79%**	**24.62%**	**4.19%**	**15.91%**	**17.85%**
Vertimiento EV2 [MWh]	6,800.4	15,941.5	61,740.4	27,067.6	149,258.9	160,482.6	33,867.9	165,200.4	222,223.0
	2.42%	**4.15%**	**10.55%**	**5.25%**	**22.81%**	**24.48%**	**4.25%**	**15.91%**	**17.91%**

Similarmente, los pagos laterales muestran la misma tendencia que el Escenario Base, con montos poco significativos respecto a los pagos totales de la demanda por conceptos de energía.

Tabla 10.19. Pagos laterales promedio semanales asociados a energía bajo cada esquema calculados con **resolución semanal** (en miles de USD).

Escenario	Concepto	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2026 Base	Pagos Laterales	68.1	579.4	269.8
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.03%**	**0.25%**	**0.12%**
2026 Escenario A	Pagos Laterales	78.2	442.7	318.7
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.04%**	**0.22%**	**0.16%**
2026 Escenario E	Pagos Laterales	115.7	103.9	115.0
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.06%**	**0.05%**	**0.06%**

10.3. Escenario Impulso BESS y Descarbonización

A continuación se presentan los resultados asociados a escenarios de mayor integración de BESS y de impulso a la descarbonización construidos a partir del Escenario Base, en donde se evalúa el impacto del uso de modelos y esquemas vinculantes en la OTR, considerando el uso de 12 semanas representativas junto con desviaciones de demanda y de generación ERV (i.e., eólica y solar).

Cabe destacar que el escenario de mayor integración BESS (**2030+BESS**) considera un incremento de 500 MW de almacenamiento al año 2030 respecto al Escenario Base. Luego, a partir de los resultados de ese escenario se identificaron las 2 centrales a carbón con mayor uso, dando lugar al escenario de impulso a la descarbonización (**2030+BESS+Descarb.**) que considera tanto el aumento de 500 MW de almacenamiento, como el retiro de las centrales Santa María y Guacolda 4. Al no existir variaciones en el parque de generación ERV o demanda, los desvíos en TR son equivalentes a los considerados en el Escenario Base.

A nivel de costos marginales de programación, no se observa un cambio significativo en el escenario de mayor integración BESS respecto al Escenario Base, mientras que al retirar las 2 centrales a carbón se observa un aumento en los costos programados ya que esta energía termina siendo reemplazada por centrales de mayor costo. Cabe destacar que, si bien se observa una disminución en el costo marginal promedio, el escenario sin carbón presenta una mayor variación en el rango de estos costos, al tener un mayor número de horas con costo marginal cero y otras con costos marginales altos, correspondiente a las horas donde la energía que entregaba el carbón ahora es entregada por unidades térmicas de alto costo. A su vez, se observa cómo los distintos escenarios, con distintos parques de generación, responden de distinta manera a desviaciones en la OTR. Así, la mayor flexibilidad asociada al parque generador con menor presencia de carbón provoca un menor costo marginal promedio en TR respecto al DA, a diferencia del aumento observado en los escenarios 2030 Base y 2030+BESS en respuesta a los desvíos considerados en las simulaciones.

Lo anterior repercute directamente tanto en pagos como remuneraciones asociadas a cada escenario. Notar además que las reducciones en costos marginales, si bien disminuyen las remuneraciones y pagos bajo el esquema actual, no implican necesariamente menores remuneraciones o pagos bajo esquemas vinculantes. Esto, dado que resultados bajo esquemas vinculantes dependen de las señales resultantes del DA, y buscan entregar estabilidad respecto a esa etapa. De esta manera se mantiene el fenómeno observado en los escenarios anteriores respecto al **valor de los esquemas vinculantes para disminuir los impactos en pagos y remuneraciones de desvíos en la OTR**, respecto al Esquema Actual.

Tabla 10.20. Costo marginal promedio semanal en Alto Jahuel bajo cada esquema y escenario (en miles de USD/MWh) y diferencia porcentual (%) respecto a costos marginales del DA.

Escenario	Programación del DA	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	$117.4	$120.7	$116.9	$110.1
	-	**+2.8%**	**-0.4%**	**-6.2%**
2030 +BESS	$117.5	$121.6	$116.8	$110.3
	-	**+3.5%**	**-0.6%**	**-6.1%**
2030 +BESS +Descarb.	$125.9	$117.4	$114.8	$108.3
	-	**-6.8%**	**-8.8%**	**-14.0%**

Tabla 10.21. **Pagos semanales promedio de la demanda** por provisión de energía bajo cada esquema y escenario (en miles de USD) y diferencia porcentual (%) respecto al EA.

Esquema		Programación del DA	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	Total por Etapa	$232,721.8	$243,056.6	$1,333.0	$1,084.8
	Total Esquema	-	$243,056.6	$234,054.8 **-3.7%**	$233,806.6 **-3.8%**
2030 +BESS	Total por Etapa	$233,766.3	$243,056.6	$1,333.0	$1,084.8
	Total Esquema	-	$243,056.6	$235,099.3 **-3.3%**	$234,851.1 **-3.4%**
2030 +BESS +Descarb.	Total por Etapa	$245,805.7	$237,024.8	$1,366.3	$1,143.0
	Total Esquema	-	$237,024.8	$247,172.0 **+4.3%**	$246,948.7 **+4.2%**

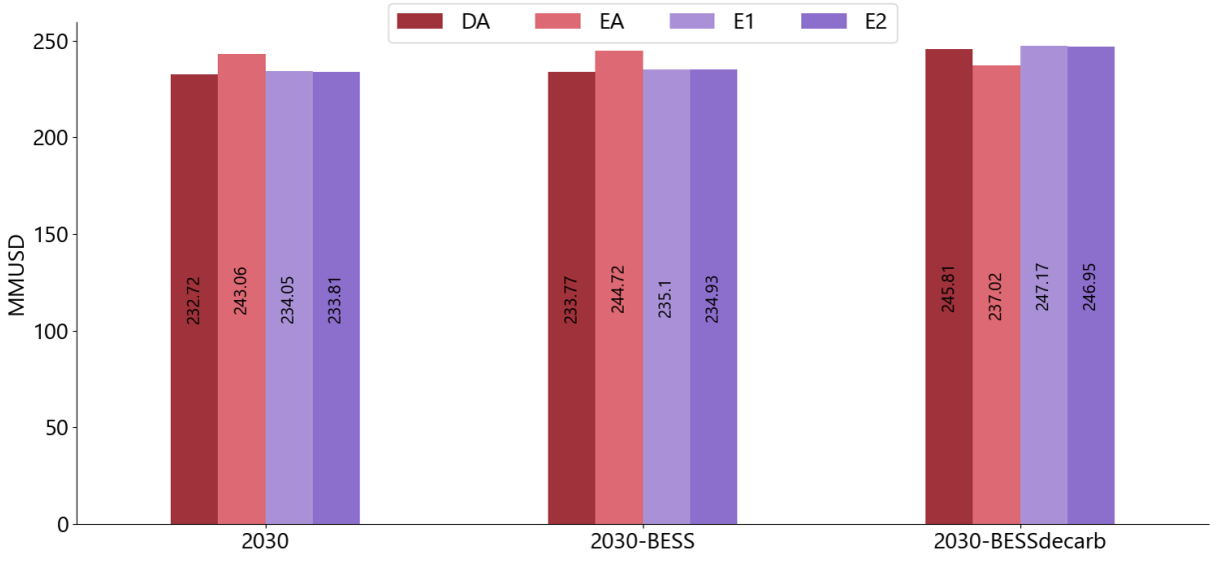

Figura 10.19. Pagos totales semanales de la demanda.

Tabla 10.22. **Remuneración total semanal promedio** bajo cada esquema [MMUSD].

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	Total por Etapa	$198.73	$205.41	-$2.22	-$2.20
	Total Esquema	-	$205.41	$196.51	$196.53
2030 +BESS	Total por Etapa	$201.62	$208.95	-$2.26	-$2.07
	Total Esquema	-	$208.95	$199.36	$199.55
2030 +BESS +Descarb.	Total por Etapa	$213.72	$200.56	-$2.25	-$2.15
	Total Esquema	-	$200.56	$211.47	$211.57

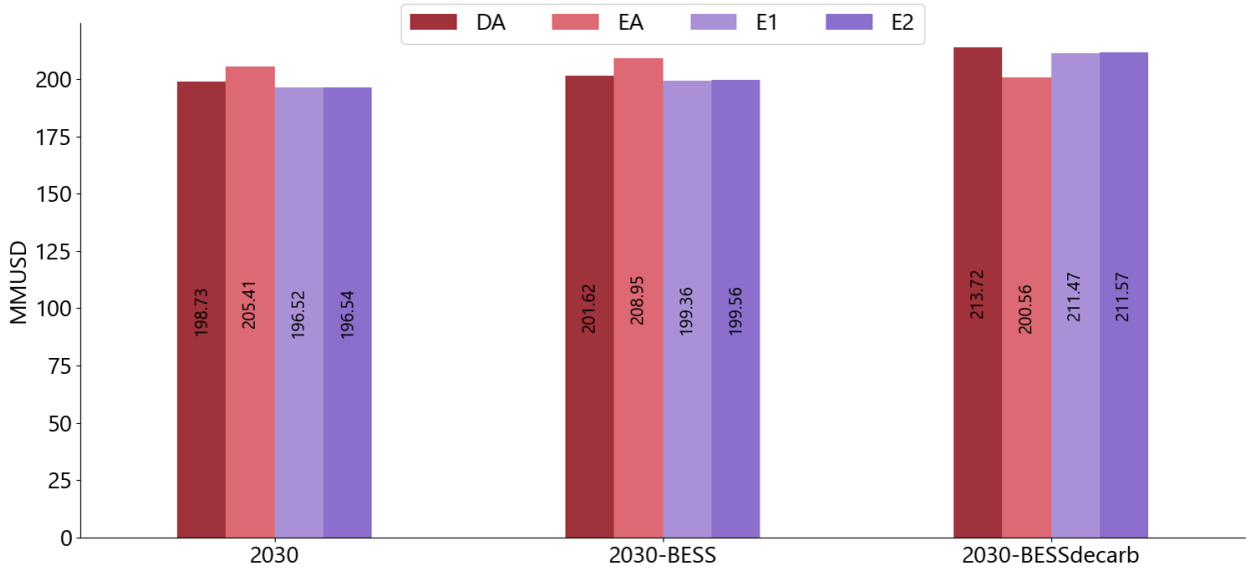

Figura 10.20. Remuneraciones totales semanales.

Resultados son consistentes con lo expuesto en relación al Escenario Base, demostrando el **valor del uso de modelos, y particularmente el uso de ventanas de optimización en el aprovechamiento de recursos renovables** de bajo costo. Más aún, se observa una **reducción en los niveles de vertimiento** para los escenarios analizados, la cual está **asociada a una mayor integración de ESS** que permiten gestionar de mejor manera la generación ERV.

Tabla 10.23. Resumen de vertimientos totales semanales de generación eólica y solar para cada esquema.

Tecnología	Eólica			Solar			Total ERV		
Escenario	**2030 Base**	**2030 +BESS**	**2030 +BESS +Descarb.**	**2030 Base**	**2030 +BESS**	**2030 +BESS +Descarb.**	**2030 Base**	**2030 +BESS**	**2030 +BESS +Descarb.**
Disp. DA [GWh]	499.47	499.47	499.47	531.85	531.85	531.85	1,031.3	1,031.3	1,031.3
Disp. TR [GWh]	548.10	548.10	548.10	528.33	528.33	528.33	1,076.4	1,076.4	1,076.4
Vertimiento EA [MWh]	29,728.6	28,585.6	28,621.9	10,629.7	9,528.3	9,487.1	40,358.3	3,8113.9	38,108.9
	5.42%	**5.22%**	**5.22%**	**2.01%**	**1.80%**	**1.80%**	**3.75%**	**3.54%**	**3.54%**
Vertimiento EV1 [MWh]	29,254.1	28,505.8	28,512.3	10,719.4	9,484.4	9,475.2	39,973.5	37,990.2	37,987.5
	5.34%	**5.20%**	**5.20%**	**2.03%**	**1.80%**	**1.79%**	**3.71%**	**3.53%**	**3.53%**
Vertimiento EV2 [MWh]	27,653.6	26,415.4	26,573.5	9,412.7	8,316.5	8,441.2	37,066.4	34,731.9	35,014.7
	5.05%	**4.82%**	**4.85%**	**1.78%**	**1.57%**	**1.60%**	**3.44%**	**3.23%**	**3.25%**

Los pagos laterales para el escenario de mayor integración BESS muestran la misma tendencia que el Escenario Base, mientras que el escenario con impulso a la descarbonización muestra una reducción relevante de los pagos laterales bajo los esquemas vinculantes ante la ausencia de estas centrales a carbón de alto uso. De todas formas, se destaca que los montos permanecen siendo poco significativos respecto a los pagos totales de la demanda por conceptos de energía.

Cabe destacar que los resultados de pagos laterales recibidos por unidades térmicas están directamente relacionados con los resultados de remuneraciones. Así, en el Escenario 2030 y 2030+BESS, donde las remuneraciones bajo el esquema actual son mayores que en ambos esquemas vinculantes, se observa que disminuyen los pagos laterales necesarios para que las unidades térmicas recuperen sus costos. Por otro lado, en el Escenario 2030+BESS+Descarb. las remuneraciones bajo el esquema actual son menores que en los esquemas vinculantes, por lo que se observa un aumento en los pagos laterales necesarios para que estas unidades recuperen sus costos. En línea con lo anterior, notar que las diferencias en remuneraciones entre los distinto esquemas provienen de las diferencias que ocurren entre la programación y tiempo real, donde las condiciones de desvíos y supuestos considerados en estas simulaciones, provocan una disminución en el costo marginal real respecto a lo programado ante la ausencia de centrales a carbón.

Tabla 10.24. Pagos laterales promedio semanales asociados a energía bajo cada esquema calculados con **resolución semanal** (en miles de USD).

Escenario	Concepto	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2030 Base	Pagos Laterales	20.7	403.0	188.9
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.17%**	**0.08%**
2030 +BESS	Pagos Laterales	47.4	412.2	205.5
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.02%**	**0.18%**	**0.09%**
2030 +BESS +Descarb.	Pagos Laterales	162.9	54.5	11.9
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.07%**	**0.02%**	**0.005%**

10.4. Escenario Ajuste de Pronósticos

A continuación se presentan los resultados asociados a escenarios de menor desvío en TR respecto al Escenario Base, en donde se evalúa el impacto del uso de modelos y esquemas vinculantes en la OTR, considerando el uso de 12 semanas representativas junto con desviaciones de demanda y de generación ERV (i.e., eólica y solar).

En particular, estos escenarios no consideran modificaciones en elementos que cambien la programación del DA, manteniéndose el mismo parque generador y consumo que el Escenario Base. Luego, las modificaciones se realizan en términos de los desvíos en TR asociados a la disponibilidad ERV y la demanda, de tal manera de representar una mejor calidad en los pronósticos. De esta manera, se considera un escenario donde se mantienen los desvíos de demanda del Escenario Base y se ajustan los desvíos en los pronósticos ERV a la mitad del MAPE del Escenario Base (**2030 Ajuste ERV**). Luego, se considera un escenario donde ambos pronósticos, disponibilidad ERV y demanda, son ajustados a la mitad del MAPE del Escenario Base (**2030 Ajuste ERV y Demanda**).

Debido a que a nivel de programación no existen cambios entre estos escenarios, costos marginales del DA son equivalentes entre estos, produciéndose diferencias en el costo marginal en TR que dependen de las decisiones de despacho resultantes para abordar cada desvío. Los resultados son consistentes en dar cuenta del **valor de los esquemas vinculantes para disminuir los impactos en pagos y remuneraciones de desvíos en la OTR**, respecto al Esquema Actual. Adicionalmente, y como es de esperar, se destaca el **valor del uso de modelos en la operación eficiente del sistema**, obteniéndose costos marginales promedio menores a los obtenidos cuando la operación se basa en listados de prioridad de colocación, aún bajo escenarios en los que se cuenta con desvíos menores de demanda y generación ERV.

Tabla 10.25. Costo marginal promedio semanal en Alto Jahuel bajo cada esquema y escenario (en miles de USD/MWh) y diferencia porcentual (%) respecto a costos marginales del DA.

Escenario	Programación del DA	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	$117.4	$120.7	$116.9	$110.1
	-	**+2.8%**	**-0.4%**	**-6.2%**
2030 Ajuste ERV	$117.4	$126.4	$123.1	$114.7
	-	**+7.7%**	**+4.9%**	**-2.3%**
2030 Ajuste ERV y Demanda	$117.4	$130.3	$125.9	$116.2
	-	**+11.0%**	**+7.2%**	**-1.0%**

Tabla 10.26. **Pagos semanales promedio de la demanda** por provisión de energía bajo cada esquema y escenario (en miles de USD) y diferencia porcentual (%) respecto al EA.

Esquema		Programación del DA	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	Total por Etapa	$232,721.8	$243,056.6	$1,333.0	$1,084.8
	Total Esquema	-	$243,056.6	$234,054.8 **-3.7%**	$233,806.6 **-3.8%**
2030 Ajuste ERV	Total por Etapa	$232,721.8	$252,169.0	$1,422.7	$1,057.3
	Total Esquema	-	$252,169.0	$234,144.5 **-7.1%**	$233,779.1 **-7.3%**
2030 Ajuste ERV y Demanda	Total por Etapa	$232,721.8	$251,326.2	-$0,668.2	-$0,737.0
	Total Esquema	-	$251,326.2	$232,053.6 **-7.7%**	$231,984.8 **-7.7%**

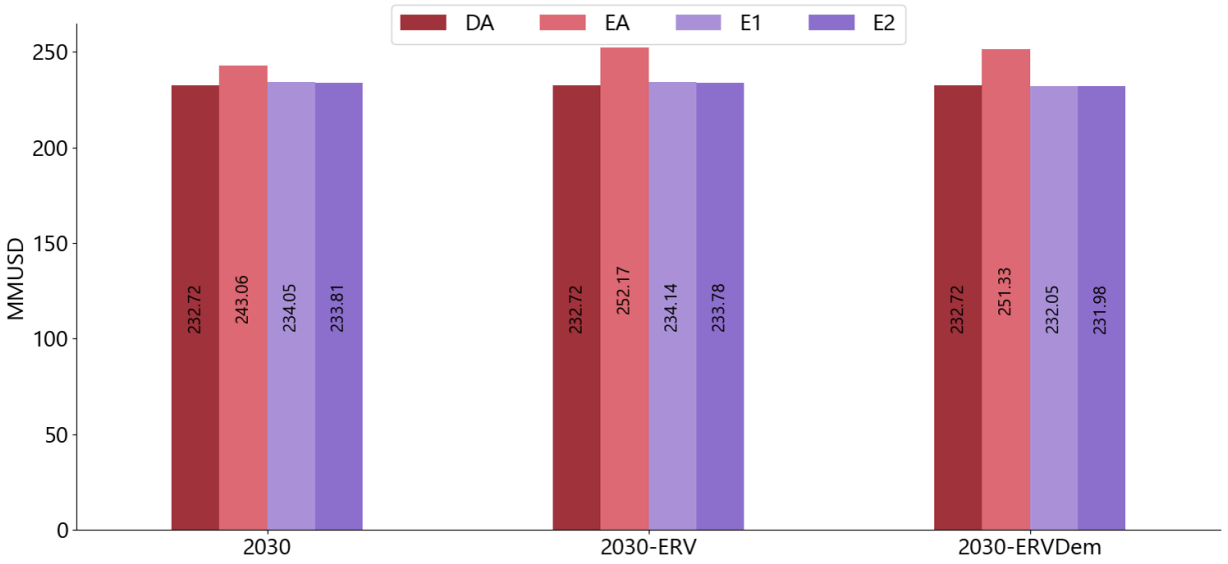

Figura 10.21. Pagos totales semanales de la demanda.

Tabla 10.27. **Remuneración total semanal promedio** bajo cada esquema [MMUSD].

Esquema		**Programación del DA**	**Esquema Actual (EA)**	**Esquema Vinculante (EV1)**	**Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)**
Escenario	Etapa	DA	Tiempo Real	Tiempo Real	Tiempo Real
2030 Base	Total por Etapa	$198.73	$205.41	-$2.22	-$2.20
	Total Esquema	-	$205.41	$196.51	$196.53
2030 Ajuste ERV	Total por Etapa	$198.73	$213.51	-$1.95	-$2.13
	Total Esquema	-	$213.51	$196.78	$196.60
2030 Ajuste ERV y Demanda	Total por Etapa	$198.73	$218.74	-$1.32	-$1.27
	Total Esquema	-	$218.74	$197.41	$197.46

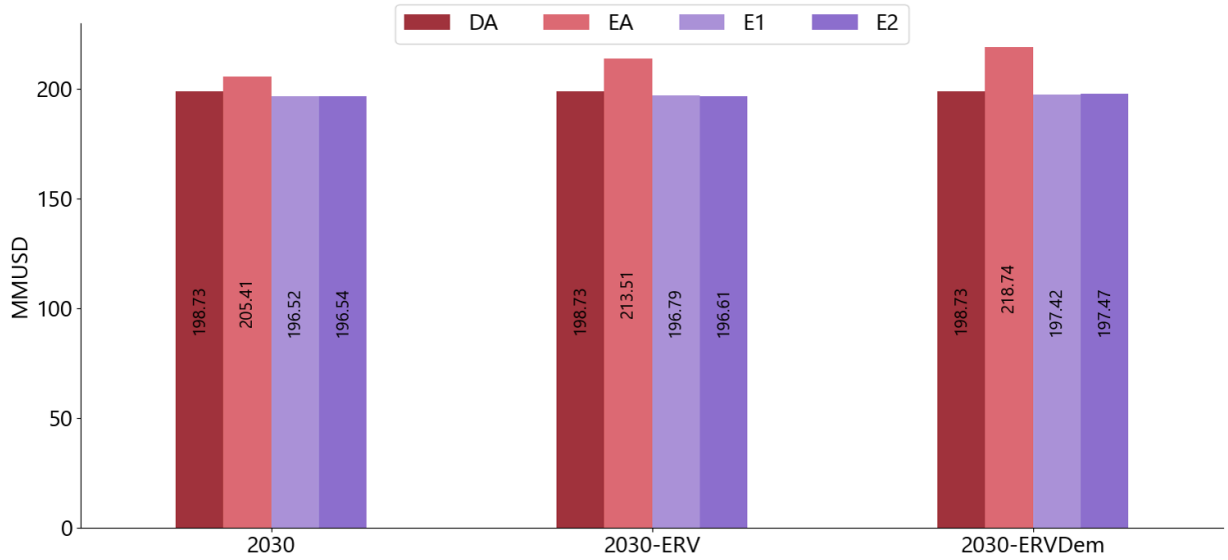

Figura 10.22. Remuneraciones totales semanales.

Resultados son consistentes con lo expuesto en relación al Escenario Base, demostrando el **valor del uso de modelos, y particularmente el uso de ventanas de optimización en el aprovechamiento de recursos renovables** de bajo costo.

Tabla 10.28. Resumen de vertimientos totales semanales de generación eólica y solar para cada esquema.

Tecnología	Eólica			Solar			Total ERV		
Escenario	2030 Base	2030 Ajuste ERV	2030 Ajuste ERV y Demanda	2030 Base	2030 Ajuste ERV	2030 Ajuste ERV y Demanda	2030 Base	2030 Ajuste ERV	2030 Ajuste ERV y Demanda
Disp. DA [GWh]	499.47	499.47	499.47	531.85	531.85	531.85	1,031.3	1,031.3	1,031.3
Disp. TR [GWh]	548.10	523.79	523.79	528.33	530.09	530.09	1,076.4	1,053.9	1,053.9
Vertimiento EA [MWh]	29,728.6	27,950.9	29,512.4	10,629.7	12,086.3	12,666.7	40,358.3	40,037.2	42,179.1
	5.42%	**5.34%**	**5.63%**	**2.01%**	**2.28%**	**2.39%**	**3.75%**	**3.80%**	**4.00%**
Vertimiento EV1 [MWh]	29,254.1	27,967.1	29,503.8	10,719.4	12,074.5	12,429.5	39,973.5	40,041.7	41,933.3
	5.34%	**5.34%**	**5.63%**	**2.03%**	**2.28%**	**2.34%**	**3.71%**	**3.80%**	**3.98%**
Vertimiento EV2 [MWh]	27,653.6	26,848.8	28,886.8	9,412.7	11,347.2	11,754.5	37,066.4	38,196.0	40,641.3
	5.05%	**5.13%**	**5.52%**	**1.78%**	**2.14%**	**2.22%**	**3.44%**	**3.62%**	**3.86%**

Finalmente, los pagos laterales muestran la misma tendencia que en el Escenario Base, aumentando bajo la consideración de esquemas vinculantes pero con valores poco significativos respecto a los pagos totales de la demanda por conceptos de energía.

Tabla 10.29. Pagos laterales promedio semanales asociados a energía bajo cada esquema calculados con **resolución semanal** (en miles de USD).

Escenario	Concepto	Esquema Actual (EA)	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana Opt. (EV2)
2030 Base	Pagos Laterales	20.7	403.0	188.9
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.17%**	**0.08%**
2030 Ajuste ERV	Pagos Laterales	14.3	603.0	281.1
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.01%**	**0.26%**	**0.12%**
2030 Ajuste ERV y Demanda	Pagos Laterales	46.7	713.4	268.1
	% respecto a Pagos de la Demanda	**0.02%**	**0.31%**	**0.12%**

10.5. Incentivos sobre los Agentes

A diferencia del esquema actual de mercado basado en una **única etapa de liquidación** a propósito de la OTR, **bajo esquemas de naturaleza vinculante se asignan responsabilidades en relación a costos de desvíos** respecto de posiciones en etapas vinculantes previas. De esta forma, se tiene que los esquemas de remuneración de un generador (homólogo al caso de la demanda), son las siguientes:

Esquemas Vinculantes (EV)	Esquema Actual (EA)
$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + (Pg^{TR} - Pg^{DA}) \cdot CMg^{TR}$	$Pg^{TR} \cdot CMg^{TR}$

Bajo **esquemas vinculantes**, los **agentes cuentan con incentivos directos para la mejora de pronósticos tanto de generación como de demanda**. Esto, **con el propósito de cubrir sus posiciones respecto de la incertidumbre de la OTR** del sistema.

Por otro lado, es posible la comparación entre remuneraciones recibidas bajo el esquema actual y esquemas vinculantes bajo diferentes escenarios de desvíos y relación de costos marginales programados en el DA y en la OTR, mediante la comparación de ambas expresiones algebraicas.

Al abrir el paréntesis en la expresión de la izquierda, tenemos que:

Esquemas Vinculantes (EV)	Esquema Actual (EA)
$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + Pg^{TR} \cdot CMg^{TR} - Pg^{DA} \cdot CMg^{TR}$	$Pg^{TR} \cdot CMg^{TR}$

Luego, al restar la expresión $(Pg^{TR} \cdot CMg^{TR} - Pg^{DA} \cdot CMg^{TR})$ a ambos lados, es posible facilitar la comparación relativa de ambos ingresos en función del costo marginal del DA y TR, obteniendo que:

Esquemas Vinculantes (EV)	Esquema Actual (EA)
$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA}$	$Pg^{DA} \cdot CMg^{TR}$

Luego, la comparación entre las remuneraciones de un generador (homólogo al caso de la demanda) bajo un esquema vinculante y el esquema actual, son las siguientes:

Tabla 10.30. Comparación de remuneraciones de un generador (homólogo al caso de la demanda) bajo un esquema vinculante y el esquema actual.

Escenario	$Pg^{DA} > Pg^{TR}$	$Pg^{DA} = Pg^{TR}$	$Pg^{DA} < Pg^{TR}$
$CMg^{DA} > CMg^{TR}$	$EV > EA$ *"generador vendió caro y salió a comprar barato"*	$EV > EA$	$EV > EA$ *"generador salió a vender barato"*
$CMg^{DA} = CMg^{TR}$	$EV = EA$ *"generador vendió y salió a comprar al mismo precio"*	$EV = EA$	$EV = EA$ *"generador salió a vender al mismo precio del DA"*
$CMg^{DA} < CMg^{TR}$	$EV < EA$ *"generador vendió barato y salió a comprar más caro"*	$EV < EA$	$EV < EA$ *"generador salió a vender más caro"*

A partir de este análisis, es posible notar que la **relación entre remuneraciones de la generación y pagos en el caso de la demanda bajo esquemas vinculantes y el esquema actual** se asocian directamente a la **relación entre costos marginales del DA y aquellos resultados de la OTR** del sistema. Esto, independiente de los desvíos en que incurre el agente.

Por un lado, un generador se vería beneficiado por un esquema vinculante (respecto al esquema actual) en la medida que los costos marginales del DA sean mayores a aquellos en TR. Por otro lado, un consumo se vería beneficiado por un esquema vinculante (respecto al esquema actual) en la medida que costos marginales del DA sean menores a aquellos en TR. De esta manera, un esquema vinculante (respecto al esquema actual), supone una mayor atención a los resultados de la programación y OTR y particularmente en las **diferencias entre costos marginales programados y reales**. En este sentido, esquemas vinculantes exigirán de parte del CEN una mejora en **mecanismos y herramientas adecuadas para la programación, operación, y cálculo de precios**.

10.6. Principales Observaciones

A partir del análisis cuantitativo realizado se desprenden los siguientes puntos:

- Los **resultados respecto al valor del uso de modelos y esquemas vinculantes en la OTR son consistentes** entre los escenarios analizados.
- Por un lado, en términos del **valor de modelos y ventanas de optimización**, se observa una **operación eficiente del sistema**, la que resulta en **menores costos de operación y costos marginales promedio**.
- Por otro lado, en términos del **valor de esquemas vinculantes**, se observa una **estabilidad de pagos y remuneraciones**, al otorgar **cobertura** en la programación del DA respecto a **incertidumbre de la OTR** asociada a desvíos en la demanda y generación ERV.
- **Esquemas vinculantes basados en el uso de modelos resultan de forma consistente en mayores pagos laterales** respecto al actual esquema basado en el uso de listados de prioridad de colocación, lo cual se puede asociar a una reducción de costos marginales asociados a la OTR cuando esta se basa en modelos. Adicionalmente, se destaca la **reducción de pagos laterales totales bajo un escenario de impulso a la descarbonización**, asociado a la reducción de generación térmica poco flexible.
- Cabe destacar que vertimientos de energía no se ven impactados (al menos directamente) por consideración de vinculancia, al ser ésta tan solo una capa financiera. No obstante, de manera directa, la **vinculancia incentiva un mejor desarrollo de pronósticos y/o el uso de medidas adicionales que reduzcan la incertidumbre de estos recursos** (i.e., almacenamiento). Por lo tanto, esquemas vinculantes también **debiesen generar condiciones para una mayor utilización del recurso renovable**.

11. Análisis de Bandas de Tolerancia

El hecho de tener una secuencia de mercados múltiples facilita la asignación de los costos de re-despacho, pues permite cuantificar las diferencias que ocurren entre cada etapa del mercado. 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 TR. 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 DA, **un agente renovable** requiere hacer un pronóstico con 1 día de antelación. Si la estructura de mercado no considera etapas intradiarias de ajuste, este agente **podría verse bajo la responsabilidad de hacerse cargo de los costos de activación asociados al desvío**. **Sin embargo**, la razón para tener una estructura del DA es, entre otras razones, por **unidades poco flexibles** que necesitan de dichas escalas de tiempo para cumplir con sus requerimientos técnicos de operación, por lo que se podría argumentar, que **también tienen responsabilidad en el impacto del desvío**. 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. 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**. En este contexto, el uso de **bandas de tolerancia permite ayudar en la asignación de costos** en función de desvíos respecto a la programación del período anterior. De esta manera, sólo aquellos desvíos que ocurran **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.

11.1. Consideraciones Generales de la Metodología

En particular, el estudio busca desarrollar una **metodología que permita establecer** valores y parámetros para la conformación de **bandas de tolerancia** asociadas al margen de error de pronósticos de energías renovables particularmente, y **que permitan asignar responsabilidades respecto de los desvíos** de los pronósticos, y que a su vez sean consistente en **proveer los incentivos adecuados para** que los agentes de mercado desarrollen **mejores pronósticos** de su generación (o integren tecnologías adicionales para reducir su incertidumbre y variabilidad)..

Un proceso de determinación de bandas de tolerancia podría considerar su **diferenciación por tecnología y capacidad instalada de la central**, bandas con **distintos tipos de penalidades en función de la magnitud de desvíos**, **reducción progresiva y diferenciada**

de dicha banda en función de tecnología y capacidad instalada de centrales, **antelación de la última posición de ajuste del agente** (e.g., si el pronóstico se actualiza en la etapa del DA, intradiaria u otra[203]), zonas geográficas, estacionalidad, si la desviación es de subestimación o de sobrestimación[204], entre otros aspectos.

Así mismo, cualquier metodología debiera considerar en su evaluación el **tratamiento de desvíos por debajo y por sobre diferentes niveles de tolerancia**, también en función de la magnitud y prolongación de desvíos. Por ejemplo, desvíos menores y de carácter intra horarios (e.g., en torno a tiempos de activación y recuperación de reservas) es de esperar que se asocien a la activación de reservas, mientras que desvíos de mayor magnitud y prolongación en el tiempo pueden significar un cambio en las posiciones de los agentes en el mercado y etapa de liquidación correspondiente. En este sentido, la metodología también debiera determinar la **asignación de costos acorde al nivel de mercado, de energía y/o SSCC impactado por el desvío, tanto en términos de la definición de estos costos** (e.g., multas determinadas administrativamente o asociadas al proceso de liquidación del mercado, como por ejemplo un porcentaje del costo del desvío) **como agentes que deben asumir dichos costos** (e.g., agentes que incurren en los desvíos, la propia demanda). Algunos de los aspectos antes mencionados se reflejan en el diagrama a continuación, el que da cuenta de diferentes aspectos que podría considerar la definición de bandas de tolerancia y asignación de desvíos.

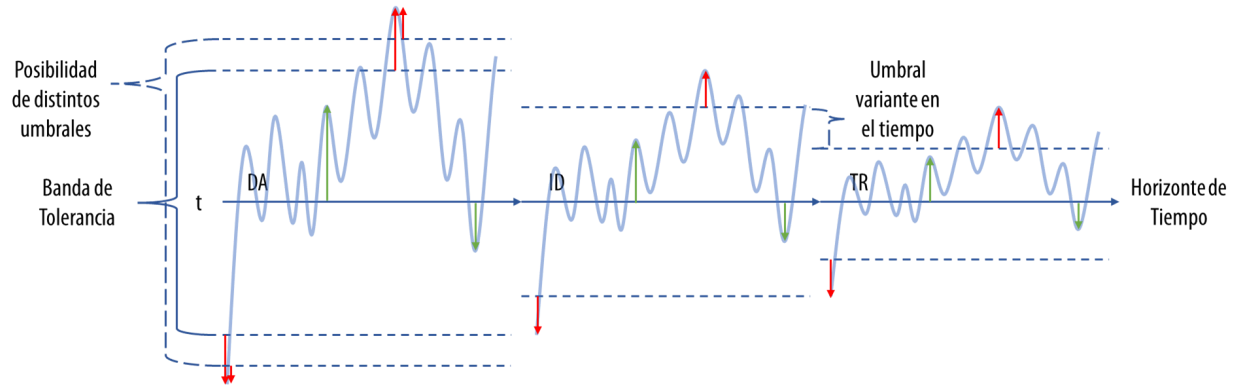

Figura 11.1. Representación de bandas de tolerancia diferenciadas y tratamiento de desvíos.

En particular, la metodología debiese suponer la determinación de **umbrales de errores de pronósticos** particulares para, al menos, generación ERV solar y eólica. La metodología debiera considerar la **diferenciación** de umbrales de error de pronóstico para **diferentes zonas geográficas del SEN** (e.g., norte y centro-sur), y para **diferentes periodos a lo largo del año** (e.g., estacionales), **caracterizando la tendencia de subestimación o sobrestimación** de dichos errores de pronóstico. A su vez, esta podría considerar la **magnitud y evolución de**

[203] Por ejemplo, a propósito de últimos lineamientos definidos por el regulador en el borrador asociado al Capítulo de la Programación de la Operación de la Norma de Coordinación y Operación (la que respecto al tratamiento de pronósticos contempla, entre otros elementos, un **aumento en la frecuencia de publicación de pronósticos**, índices de desempeño/desvíos, como Error de Raíz Cuadrática Media (RMSE), Error Absoluto Medio (MAE) y Sesgo (Bias), al igual que errores máximos admisibles.

[204] Por ejemplo, mientras que la sub-generación por fuera de una banda de tolerancia podría asociarse a cargos por desvíos; la sobre-generación por fuera de una banda de tolerancia podría asociarse a una remuneración menor a la recibida de haber sido despachada en dicho nivel de generación.

dichos niveles de error de pronósticos previo a la OTR (i.e., evolución del error del pronóstico 24, 12, 6, 4, 1 hora previa a la realización de la OTR).

11.2. Metodología

La metodología para establecer valores y parámetros para las bandas de tolerancia tiene como principal elemento la consideración del objetivo a cumplir con la medida. De esta manera, la **metodología no requiere estimar valores y parámetros estáticos, sino que debe ser vista más como una política con umbrales que se adaptan** ya sea a condiciones operacionales y/o objetivos de política pública.

Es relevante considerar en primer lugar la información básica requerida. En particular, esta información tiene que ver con errores medios de pronósticos para variables aleatorias de interés, tales como disponibilidad de recursos renovables, desviación de demanda eléctrica, y todas las **variables que permitan modelar lo que sería un desvío de naturaleza "sistémica"**, el cual es difícil de asignar a un agente en particular, o es inherente a la naturaleza propia de dicho agente (e.g., error medio de pronósticos con 1 día de antelación). De igual manera, las bandas **no necesariamente tendrán umbrales fijos** en distintas etapas de vinculación. Por ejemplo, una etapa el DA podría tener bandas más holgadas que en etapas intradiarias o más cercanas a la OTR.

Finalmente, respecto a los **objetivos** es importante recalcar el origen de las bandas: ciertos desvíos pueden ser difíciles de asignar a agentes específicos y/o son de origen sistémico por ejemplo debido a la necesidad de satisfacer criterios para una operación segura del sistema. En dicho caso, asignar todo el costo de desvío a un agente cuyo desvío no es resultado de un mal pronóstico, para el caso eólico o solar, o alguna falla, para el caso de centrales convencionales puede no estar del todo justificado. En dichos escenarios, se requiere definir ciertos umbrales los cuales en una primera aproximación pueden estar alineados con los errores usuales de pronósticos asociados a energía solar o eólica. Por lo tanto, cualquier desvío mayor a lo que sería un pronóstico efectivo debiese ser de responsabilidad de ese generador. Sin embargo, también es posible justificar una **tolerancia cero a los desvíos** (i.e., banda de tolerancia igual a cero) en el supuesto que los desvíos generados por centrales eólicas o solares, incluso con el mejor pronóstico posible, son un costo adicional para la operación del sistema. Luego, es necesario que dichos costos no sean socializados sino asignados a quienes los están generando. El no contar con una banda de tolerancia va a generar incentivos para que dichas tecnologías mejoren sus pronósticos, o incluso eliminen la incertidumbre asociada mediante la hibridación de sus plantas utilizando ESS.

Es por eso que la metodología se basa en **cuantificar el impacto en los agentes participantes de considerar distintos umbrales para las bandas.** De esta forma, se puede analizar el **impacto económico** que pueden tener para distintas tecnologías el uso de bandas con mayor o menor umbral. La elección de umbrales para ser implementados debe considerar dicho impacto económico y, en nuestra opinión, en una **primera instancia** los errores esperados inherentes a las variables aleatorias asociadas por ejemplo a los recursos solares y eólicos.

11.3. Implementación de la Metodología Propuesta

En particular, a partir de los resultados obtenidos en secciones anteriores respecto a la simulación de esquemas vinculantes y OTR del sistema en base a modelos, se realizan **análisis ex-post de simulaciones considerando bandas de referencia**, las que permiten analizar el nivel de reasignaciones de costos de desviaciones a ser socializadas por la demanda. Esto, para diferentes niveles de tolerancia asociados por ejemplo a márgenes de error de los pronósticos de generación ERV.

De esta manera, **como una primera implementación de la metodología propuesta**, se realiza un barrido para diferentes niveles de tolerancia para errores de pronóstico de generación ERV solar y eólica[205]. En particular **se analiza el desvío entre la energía generada en TR respecto de la energía programada**. Luego, este desvío se divide en aquellos desvíos que están dentro de la banda de tolerancia y fuera de la banda de tolerancia, como se representa en la siguiente ecuación:

$$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + (Pg^{TR} - Pg^{DA}) \cdot CMg^{TR}$$
$$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + (d_{in} + d_{out}) \cdot CMg^{TR}$$

Así, los desvíos negativos se componen de una porción dentro de la banda de tolerancia y una fuera de la banda de tolerancia. La parte fuera de la banda provoca un costo por desviación (sub-generación) que es asumido por la generación y se calcula de la siguiente forma:

$$d_{in} < 0;\ d_{out} < 0$$
$$(d_{out}) \cdot CMg^{TR}$$

Por otro lado, los desvíos positivos también se componen de una porción dentro de la banda y fuera de la banda. La parte dentro de la banda genera una remuneración por desviación (sobre-generación) la cual es recibida por la generación de manera adicional a los ingresos comprometidos en la programación.

$$d_{in} > 0;\ d_{out} > 0$$
$$(d_{in}) \cdot CMg^{TR}$$

De esta manera, la remuneración total está dada por la siguiente ecuación:

$$d_{in} > 0;\ d_{out} < 0$$
$$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + (d_{in} + d_{out}) \cdot CMg^{TR}$$

Para desvíos negativos/positivos, los impactos de las desviaciones dentro/fuera de las bandas se socializan mediante algún esquema, como por ejemplo a prorrata de retiros, para compensar posibles pérdidas en centrales despachables que debieron ser reasignadas para acomodar la diferencia en generación variable u otras desviaciones.

[205] Los umbrales de tolerancia se encuentran en línea con niveles de errores de pronósticos de generación ERV (i.e., solar y eólica) del CEN. Disponible en: CEN: Pronósticos

Luego, es posible definir un parámetro $\alpha \in [0,1]$ en función del cual definir la banda de tolerancia, según se describe gráficamente en la Figura 11.2 a continuación. Así, un parámetro α corresponde a un nivel de tolerancia α para desvíos negativos (sobre dicho umbral, costos de desvíos son asumidos por el agente), y un nivel $(1 - \alpha)$ para desvíos positivos (bajo dicho umbral, beneficios de desvíos son recibidos por el agente).

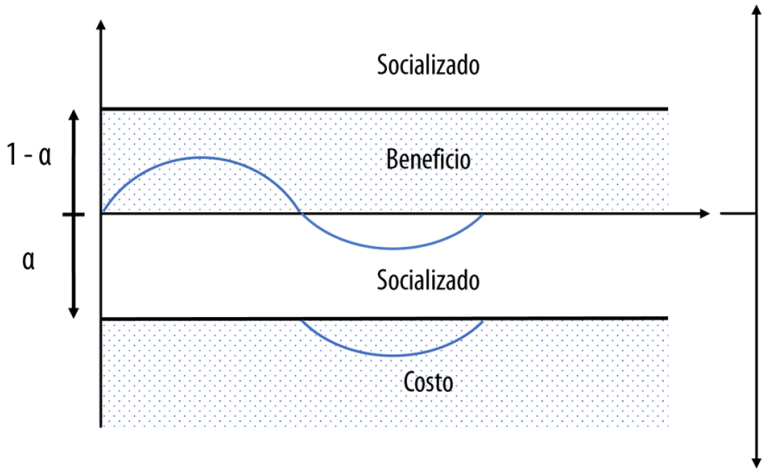

Figura 11.2. Bandas de tolerancia en función del parámetro alpha.

11.4. Resultados del Análisis de Bandas de Tolerancia

En las Tablas 11.1 a 11.4 a continuación se puede apreciar el impacto del parámetro α para la definición de la banda de tolerancia en las remuneraciones de generación solar y eólica, respectivamente. Las tablas muestran resultados consistentes con lo descrito anteriormente. **Un parámetro $\alpha = 0\%$ supone un escenario sin tolerancia, en donde la totalidad de desvíos se traducen en beneficios/costos para el agente**, mientras que un parámetro $\alpha = 100\%$, resulta en que la totalidad de impactos de desvíos son socializados, y por tanto, no hay impacto en las remuneraciones en TR[206].

[206] Destacar que bajo este escenario (alpha igual a 100%) se pierde la lógica de la banda, y por tanto, carece de sentido bajo un esquema vinculante.

Tabla 11.1. Impacto del umbral de tolerancia en remuneraciones para **generación solar** bajo ambos esquemas para el año 2030[207].

Alpha [% respecto a P max]	E1			E2		
	Remuneración TR (E1)	Remuneración Total (DA+E1)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia	Remuneración TR (E2)	Remuneración Total (DA+E2)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia
100%	**0.00**	28,351.59	-0.8%	**0.00**	28,351.59	-1.7%
99%	32.88	28,384.47	-0.7%	30.13	28,381.72	-1.6%
95%	382.10	28,733.69	0.6%	360.39	28,711.98	-0.4%
90%	966.79	29,318.39	2.6%	918.94	29,270.53	1.5%
75%	2,214.02	30,565.62	7.0%	2,134.13	30,485.73	5.7%
50%	3,355.27	31,706.87	11.0%	3,245.39	31,596.98	9.6%
25%	2,751.33	31,102.92	8.8%	2,807.92	31,159.51	8.1%
10%	1,061.75	29,413.35	2.9%	1,267.57	29,619.17	2.7%
5%	525.72	28,877.31	1.1%	769.76	29,121.36	1.0%
1%	244.18	28,595.77	0.1%	505.76	28,857.35	0.1%
0% (Referencia sin Tolerancia)	223.99	28,575.58	**0.0%**	486.00	28,837.60	**0.0%**

Tabla 11.2. Impacto del umbral de tolerancia en remuneraciones para **generación eólica** bajo ambos esquemas para el año 2030[208].

Alpha [% respecto a P max]	E1			E2		
	Remuneración TR (E1)	Remuneración Total (DA+E1)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia	Remuneración TR (E2)	Remuneración Total (DA+E2)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia
100%	**0.00**	40,128.71	-11.1%	**0.00**	40,128.71	-11.0%
99%	40.44	40,169.14	-11.0%	37.75	40,166.45	-10.9%
95%	705.11	40,833.82	-9.5%	659.97	40,788.68	-9.5%
90%	2,181.08	42,309.78	-6.3%	2,039.90	42,168.60	-6.5%
75%	7,093.56	47,222.26	4.6%	6,664.60	46,793.30	3.8%
50%	10,829.21	50,957.91	12.9%	10,199.37	50,328.08	11.6%
25%	9,934.94	50,063.65	10.9%	9,449.81	49,578.51	10.0%
10%	6,951.16	47,079.86	4.3%	6,752.34	46,881.05	4.0%
5%	5,748.79	45,877.50	1.6%	5,646.65	45,775.36	1.5%
1%	5,024.67	45,153.38	0.0%	4,970.61	45,099.32	0.0%
0% (Referencia sin Tolerancia)	5,013.89	45,142.59	**0.0%**	4,961.67	45,090.38	**0.0%**

[207] En el Anexo C. Umbral de Tolerancia se incorpora el detalle respecto a la generación de energía y remuneraciones asociadas dentro y fuera de bandas.
[208] En el Anexo C. Umbral de Tolerancia se incorpora el detalle respecto a la generación de energía y remuneraciones asociadas dentro y fuera de bandas.

Tabla 11.3. Impacto del umbral de tolerancia en remuneraciones para **generación solar** bajo ambos esquemas para el año 2026.

Alpha [% respecto a P max]	E1			E2		
	Remuneración TR (E1)	Remuneración Total (DA+E1)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia	Remuneración TR (E2)	Remuneración Total (DA+E2)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia
100%	**0.00**	20,429.36	-4.0%	**0.00**	20,429.36	-3.9%
99%	29.97	20,459.33	-3.8%	29.80	20,459.16	-3.8%
95%	352.55	20,781.91	-2.3%	338.31	20,767.67	-2.3%
90%	872.84	21,302.20	0.1%	844.17	21,273.53	0.0%
75%	1,978.71	22,408.07	5.3%	1,929.42	22,358.78	5.1%
50%	2,988.20	23,417.56	10.1%	2,934.29	23,363.65	9.9%
25%	2,691.18	23,120.54	8.7%	2,644.67	23,074.03	8.5%
10%	1,537.59	21,966.95	3.3%	1,511.96	21,941.32	3.2%
5%	1,108.90	21,538.26	1.3%	1,096.75	21,526.10	1.2%
1%	856.58	21,285.94	0.1%	853.90	21,283.26	0.1%
0% (Referencia sin Tolerancia)	841.09	21,270.45	**0.0%**	837.72	21,267.07	**0.0%**

Tabla 11.4. Impacto del umbral de tolerancia en remuneraciones para **generación eólica** bajo ambos esquemas para el año 2026.

Alpha [% respecto a P max]	E1			E2		
	Remuneración TR (E1)	Remuneración Total (DA+E1)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia	Remuneración TR (E2)	Remuneración Total (DA+E2)	Diferencia respecto a Total sin Tolerancia
100%	0.00	25,542.37	-10.1%	0.00	25,542.37	-10.1%
99%	24.27	25,566.64	-10.0%	23.69	25,566.06	-10.0%
95%	450.58	25,992.96	-8.5%	435.89	25,978.26	-8.6%
90%	1,369.20	26,911.58	-5.3%	1,330.18	26,872.55	-5.4%
75%	4,410.99	29,953.36	5.5%	4,280.04	29,822.41	4.9%
50%	6,609.86	32,152.24	13.2%	6,436.96	31,979.33	12.5%
25%	5,952.06	31,494.43	10.9%	5,817.90	31,360.27	10.4%
10%	4,020.29	29,562.66	4.1%	3,989.25	29,531.62	3.9%
5%	3,280.43	28,822.80	1.5%	3,282.59	28,824.96	1.4%
1%	2,853.09	28,395.46	0.0%	2,867.71	28,410.08	0.0%
0% (Referencia sin Tolerancia)	2,861.97	28,404.35	**0.0%**	2,874.67	28,417.05	**0.0%**

12. Mérito del Cambio de Paradigma

A partir del análisis crítico realizado sobre los mecanismos actuales de energía y SSCC, el análisis cualitativo y cuantitativo asociado a desafíos, costos y beneficios que tendría para el sistema la transición hacia un diseño de mercado de costos mejorado, es posible **sintetizar** la comparación entre los **mercados chilenos actuales** de energía y SSCC, **con respecto de las propuestas de mercados** antes mencionadas, en la siguiente tabla comparativa.

Tabla 12.1. Síntesis comparativa entre mercados chilenos actuales y propuestos.

Factor de Comparación	Esquema Actual de Mercado	Esquema Vinculante (EV1)	Esquema Vinculante y Ventana de Opt. (EV2)
Requerimientos técnicos de implementación sobre el CEN y sobre diferentes actores del sistema.	**Escenario actual**, condicionado por capacidades y recursos humanos y de herramientas y modelos actuales.	**Requerimientos mayores**, al requerir del uso de modelos para la OTR del sistema.	**Requerimientos máximos**, según frecuencia y complejidad de modelos considerados.
Incertidumbre sobre remuneraciones en etapas de liquidación del mercado	**Máxima incertidumbre**, remuneraciones sujetas a etapa única de liquidación en TR.	**Incertidumbre reducida**, al considerar etapas de liquidación vinculantes previas a la OTR.	**Mínima incertidumbre**, al adicionalmente considerar ventanas de optimización con pronósticos actualizados.
Incentivos de inversión eficiente en tecnologías flexibles	Incentivos **reducidos** a participación de tecnologías flexibles en mercados de SSCC, mejora de pronósticos, tecnologías que reduzcan incertidumbre.	Vinculación y esquemas precio uniforme mejoran incentivos a inversión en tecnologías flexibles.	Vinculación, esquemas precio uniforme y uso de ventanas de optimización permiten internalizar de mejor manera en precios atributos de flexibilidad. Lo cual genera mejores señales de inversión en tecnologías necesarias para integración de ERV y descarbonización.
Costos totales de operación del sistema y niveles de **vertimiento** de energía	**Escenario actual**, condicionado por límites técnicos de parque de generación y sistema de transmisión[209].	**Menores al escenario actual**, **co-optimización** permite aprovechar recursos disponibles.	**Aún menores al escenario actual**, co-optimización y **ventana de optimización** permiten aprovechar aún más recursos disponibles.
Asignación de responsabilidades de desvíos *condicionado por bandas de tolerancia	Esquema actual **no atribuye** responsabilidades.	Vinculancia **atribuye** responsabilidades.	Vinculancia **atribuye** responsabilidades.

[209] Escenarios particulares de desvíos (e.g., favorables de sobre-generación ERV) pueden resultar en costos de operación/niveles de vertimiento menores cuando coinciden con una operación míope que da espacios para la integración de mayor ERV en la OTR.

Incentivos a la **mejora de pronósticos** de generación *condicionado por bandas de tolerancia	Esquema actual **no genera incentivos** al no atribuir responsabilidades de desvíos (vinculancia).	**Incentivos aún mayores a la mejora** (única etapa de cobertura en DA) y consecuente **tendencia a una reducción de costos de operación y vertimientos** de energía.	**Incentivos a la mejora** (etapas de cobertura adicionales cuando considera etapas intradiarias) y consecuente **tendencia a una reducción de costos de operación y vertimientos** de energía.

Adicionalmente, los **resultados son consistente con lo dispuesto en el Artículo 72°-1**.- Principios de la Coordinación de la Operación, del Título II BIS: De la Coordinación y operación del SEN, de la LGSE, en el que se destaca que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberán coordinarse con el fin de: **preservar la seguridad del servicio** en el sistema eléctrico; y **garantizar la operación más económica** para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

Por un lado, en función de los resultados previamente obtenidos, es posible notar cómo los **costos de operación del sistema debieran tender a minimizarse** en la medida que la operación se base en **modelos de co-optimización y ventanas (horizontes) de optimización** permiten un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles de generación del sistema. Esto, producto de objetivos de reducción de costos de operación según la definición de la propia función objetivo de problemas de optimización asociados. Esto es de esperar cobre cada vez mayor relevancia, en la medida que el SEN avance en el proceso de descarbonización, y una cada vez mayor integración de recursos ERV, volviendo cada vez más exigente la gestión de recursos flexibles del sistema. Por otro lado, la **consideración de etapas vinculantes** en los esquemas evaluados supone la **asignación de responsabilidades** a agentes sobre los costos de desvíos que estos mismos generan, **incentivando** de forma directa un **mejora en pronósticos** con el propósito de cubrirse de incertidumbre de la OTR del sistema, lo que a su vez **debiera aportar de igual manera a la reducción de costos de operación** del sistema mediante el incentivo ya sea a mejores pronósticos y/o reducción de variabilidad e incertidumbre.

En este contexto, y tanto desde el análisis crítico y cualitativo, como cuantitativo, en base a resultados obtenidos de simulaciones computacionales, es posible aseverar que **resulta meritorio un cambio de paradigma** en la implementación actual del esquema de mercado basado en costos auditados por una **versión mejorada del mismo** que considere etapas vinculantes, co-optimización con precios uniformes en energía y reservas y una OTR con mayores niveles de sofisticación mediante el uso de modelos tanto para el despacho como para el cálculo de costos marginales.

13. Eficiencia Asociada a la Participación con Ofertas de Distintas Tecnologías

A continuación se presenta la metodología desarrollada con el objetivo de identificar las tecnologías que, desde un punto de vista sistémico y considerando un mercado de transición basado en costos, **podría ser eficiente que comiencen a participar con ofertas tanto en precio como en cantidad**, y considerando a su vez eventuales situaciones donde podría ejercerse poder de mercado por alguno de los actores del sistema.

La metodología considera un mercado basado en costos que incluye los lineamientos detallados a propósito del desarrollo del objetivo específico 2, tomando en consideración potenciales efectos en el mercado de corto plazo. En este contexto, cabe destacar que para la realización de simulaciones descritas por la metodología se utiliza el modelo de optimización detallado en los objetivos anteriores del estudio, el cual resuelve el pre-despacho considerando la co-optimización de energía y reservas, junto con una serie de restricciones operacionales relevantes para representar fenómenos interhorarios o de corto plazo, así como la representación de la red de transmisión y parque de generación, en línea con aquella utilizada por el CEN en su proceso de programación de la operación del sistema. Respecto a los datos de entrada utilizados para estas simulaciones, se consideran las semanas representativas descritas en los objetivos anteriores del estudio, enfocando el análisis en los potenciales impactos al año 2030. Estás semanas representativas consideran información de corto plazo y parámetros técnicos de los programas de operación publicados por el CEN y supuestos de proyecciones de largo plazo considerados en el Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo del 1er semestre de 2023.

13.1. Metodología Propuesta

Al momento de identificar cuáles tecnologías podrían ser más eficientes que comiencen a participar con ofertas, resulta relevante destacar que **existen tecnologías y/o firmas que** debido a sus características (e.g., tamaño, estructura de costos, etc.) **no tienen capacidad de ejercer poder de mercado**, lo que se traduce en que su participación con ofertas no debiese afectar en la operación eficiente del sistema. Así, **resulta deseable que aquellas tecnologías** que no tienen la capacidad de afectar (de forma relevante) la operación del sistema, **sean las primeras en participar** mediante la realización de ofertas.

A partir de lo anterior, se considera la aplicación de **métricas para la medición del poder de mercado de las tecnologías**. Esto, **aún cuando métricas de medición del poder de mercado suponen ser aplicadas en función de las firmas** (las que se supone pueden contar con potenciales incentivos de hacer ejercicio de poder de mercado), y no por tecnología (dado que podrían existir diferentes firmas con capacidad instalada de una misma tecnología). No obstante, y con el objetivo de responder a las interrogantes planteadas por el estudio, **se plantea al menos el análisis tanto a nivel de tecnología como de firmas**, siendo relevante destacar que **cualquier tipo de priorización estará ligada a la capacidad** (proporción) de dicha tecnología en relación a la capacidad de generación instalada del parque, a la estructura de costos de la tecnología dentro de la curva de oferta del sistema, y **al nivel de concentración de dicha tecnología entre los agentes que la componen**. Lo anterior, con el propósito de identificar el impacto que tiene la participación de cierta tecnología mediante ofertas en el resultado de la operación del sistema, y así establecer

tecnologías que podrían participar de manera temprana en el establecimiento de un mercado de ofertas de precio y cantidad de manera eficiente.

De esta manera, **se propone que la metodología** para la identificación de tecnologías **considere el análisis de esquemas y mecanismos de monitoreo del grado de competencia**. Al respecto, en un estudio previo desarrollado por el equipo de trabajo para el Banco Mundial y el MEN (Vinken-Dictuc, 2021b), se propuso e implementó una metodología de evaluación de condiciones de competencia para el SEN basada en múltiples dimensiones, la que contempló la cuantificación de indicadores diferenciados por el nivel de consideración de las características operacionales del sistema eléctrico. Tendiendo como referencia dicha metodología, se propone que en el contexto del presente estudio la **metodología** para la evaluación del ranking para la apertura a ofertas por actores de mercado **se base en 4 pilares, los que en conjunto permiten** para cada tecnología del sistema, **estimar el impacto que tendría un comportamiento estratégico de parte de agentes que la componen en los costos totales de operación del sistema**. Los pilares que fundamentan la metodología son ilustrados en la Figura 13.1, cuya explicación en términos generales se presenta a continuación:

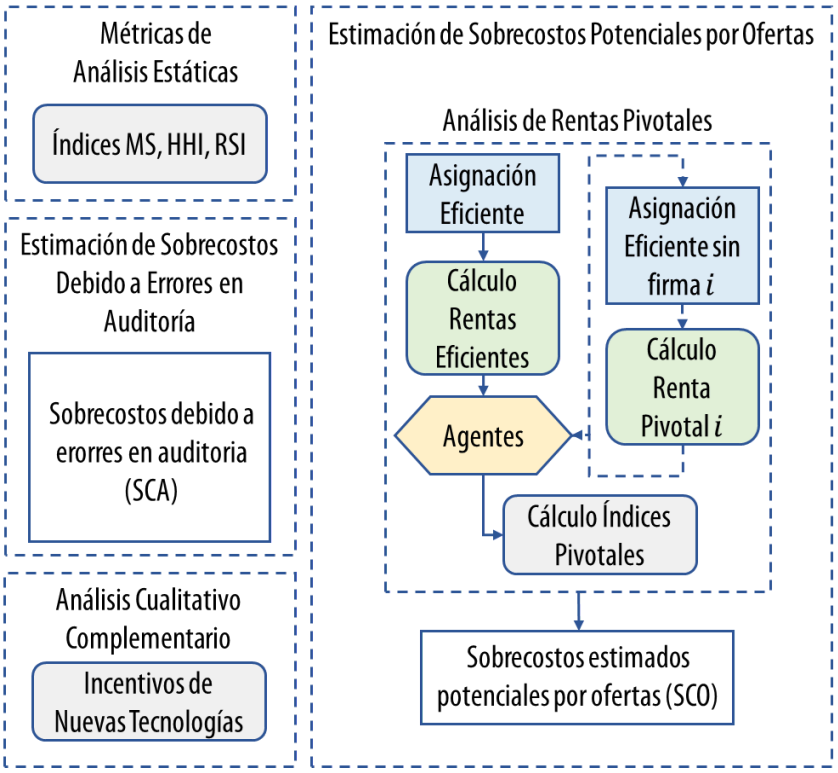

Figura 13.1. Diagrama metodológico general para la evaluación de la apertura a ofertas por actores de mercado.

13.1.1. Estimación de Sobrecostos Debido a Errores en Auditoría (SCA)

La metodología considerada para la estimación de SCA se describe a continuación:

1. **Escenario Auditoría CEN:** Se **asume un escenario basado en la operación actual**, donde ninguna tecnología realiza ofertas y existe una operación centralizada **con expectativas de sobrecostos producto de errores inherentes al proceso de auditoría** de costos. Este escenario permite estimar los Costos Eficientes.

2. **Escenario Benchmark:** Se **construye un escenario benchmark** con costos auditados "ideales" (a partir de la modificación de parámetros considerados en el Escenario Auditoría CEN, para los cuales se suponen existen fuentes de error inherentes al proceso de auditoría de costos). Luego, se considera que este escenario permite estimar los Costos Eficientes "Ideales".

3. **Sobrecosto Asociado al Proceso de Auditoría (SCA):** Se calcula el impacto de los errores inherentes al proceso de auditoría en los costos del sistema. Esto, comparando los costos de operación del Escenario Auditoría CEN, basado en los parámetros auditados utilizados en la operación actual, respecto al Escenario Benchmark.

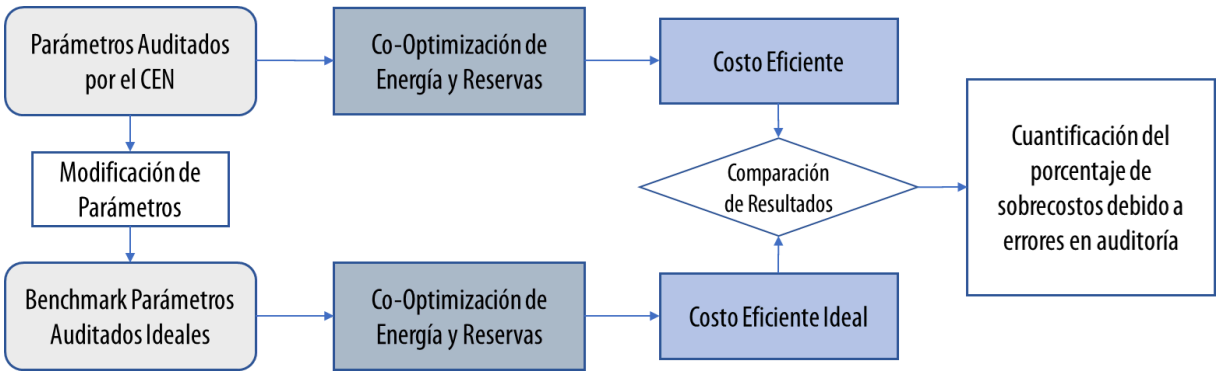

Figura 13.2. Diagrama del procedimiento para la estimación de benchmarks con sobrecostos producto de errores en el proceso de auditoría de costos.

13.1.2. Métricas de Análisis Estáticas

Se considera el **cálculo de métricas de análisis** utilizadas ampliamente en la experiencia internacional de referencia, a partir de cuyo cálculo es posible realizar primeras estimaciones respecto del impacto que tendría el comportamiento estratégico de una tecnología o firma en particular, en los costos totales de operación del sistema. En particular, se consideran los siguientes índices estáticos:

Participación de mercado o Market Share (MS): Expresado directamente como el porcentaje de participación de mercado de una tecnología y/o 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 al actor en cuestión.

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

Índice Herfindahl-Hirschman (HHI): En relación al cálculo de índices de MS, el índice 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 actores del mercado, según se presenta en la expresión a continuación.

$$HHI = \Sigma_j^N (MS_j)^2$$

Índice de suministro residual o Residual Supply Index (RSI): Finalmente, el índice RSI mide el porcentaje de la demanda que puede ser satisfecha sin considerar la capacidad de los i mayores actores, permitiendo analizar posibles complementariedades entre los actores más relevantes, en relación a los niveles de demanda del sistema. Lo anterior queda expresado en la fórmula a continuación.

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

A partir de lo anterior, la metodología asociada al cálculo y análisis de índices estáticos se describe a continuación:

1. **Cálculo de Métricas de Análisis Estáticas:** Se calculan índices MS, HHI y RSI para principales firmas del sistema.

2. **Determinación de Tuplas Tecnología-Firma para la Estimación de Sobrecostos Potenciales por Ofertas:** Se define el criterio de selección de tuplas tecnología-firma a ser consideradas en el análisis de rentas pivotales, descrito a continuación. El criterio se basa en la capacidad instalada de tuplas tecnología-firma (i.e., la capacidad instalada de la tecnología t asociada a la firma i) y su relevancia respecto a la capacidad instalada del sistema.

13.1.3. Estimación de Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO)

El análisis de rentas pivotales permite la determinación de las rentas económicas de un actor (en el contexto de este estudio, tuplas tecnología-firma), en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos. En este análisis, las rentas pivotales de un actor estarán dadas por la diferencia en los costos del sistema cuando dicho actor 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 actores, 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** del actor i se definen por la expresión a continuación.

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

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 $c_{i,R}(R_i)$ se considera igual a los costos de desgaste representativos por tecnología.

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 un actor para manipular los precios. Las **Rentas Pivotales de Eficiencia** $\pi_{i,E}$ se definen como aquellas que obtendría un actor i en caso de ser remunerada a precio uniforme e información completa, según la expresión a continuación, donde p corresponde al vector de precios sombra del problema resuelto por el operador del sistema y q al vector de cantidades asociadas (e.g., energía y reservas):

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

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** $\pi_{i,PM}$[210]. Luego, es posible analizar por separado ambos tipos de rentas, para lo cual se definen los índices expuestos a continuación, que comparan la magnitud de las rentas de un actor específico 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 RP_i y $RPPM_i$ bajos indicarán un impacto potencial menor del actor de participar en ofertas, pues estos reflejan (porcentualmente) el impacto potencial que tendría la no-participación del agente del mercado (i.e., lo que puede ser entendido como la retención física/económica total de sus activos de generación y/o almacenamiento), en relación a los costos totales eficientes de operación del sistema.

- **Índice de Rentas Pivotales (RP):** $$RP_i = \frac{\pi_i}{C(*)}$$
- **Índice de Rentas Pivotales de Poder de Mercado (RPPM):** $$RPPM_i = \frac{\pi_{i,PM}}{C(*)}$$

El proceso de cálculo de rentas pivotales se encuentra en la Figura 13.3, a partir del cual se determinan, para tuplas tecnología-firma t, i: (i) Rentas Pivotales; (ii) Rentas Pivotales de

[210] Algunos ejemplos que ilustran la aplicación e interpretación de las rentas pivotales se presentan en el Anexo D. Ilustración de Rentas Pivotales.

Eficiencia; (iii) Rentas Pivotales de Poder de Mercado; (iv) Índices de Rentas Pivotales ($RP_{t,i}$); e (v) Índices de Rentas Pivotales de Poder de Mercado ($RPPM_{t,i}$).

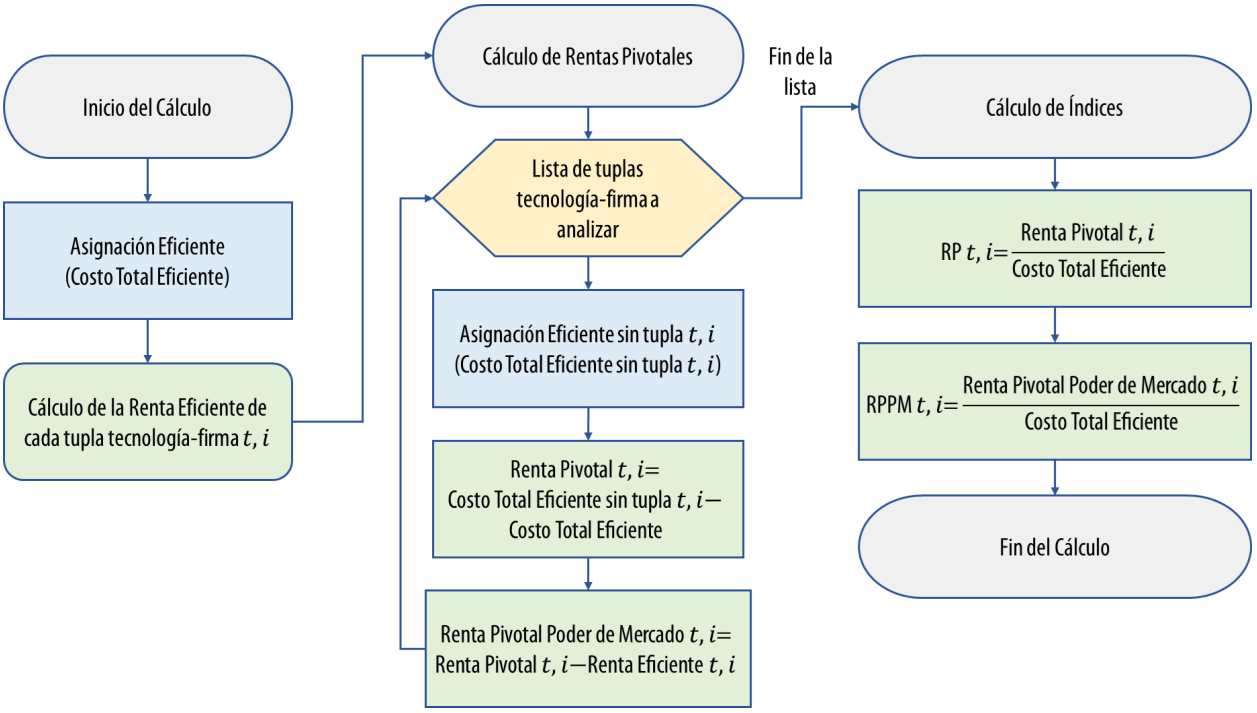

Figura 13.3 Diagrama detallado del proceso de cálculo de rentas pivotales.

En particular, porcentualmente respecto del costo total, **se comparan índices de Rentas Pivotales de Poder de Mercado (RPPM) obtenidos para tuplas tecnología-firma, entendidos como los sobrecostos potenciales por ofertas (SCO), con sobrecostos asociados al proceso propio de auditación (SCA)**. En este contexto, cabe destacar que el valor de referencia de SCA no debe ser entendido como un umbral estricto, sino más bien como una **referencia que permite la comparación entre estimaciones de sobrecostos de diferente naturaleza**.

Con todo lo anterior, la metodología considerada para la estimación de sobrecostos potenciales por ofertas (SCO) se describe a continuación:

1. **Análisis de Pivotalidad por Tupla Tecnología-Firma:** A partir del Escenario Benchmark de costos auditados ideales, se realiza un barrido por las distintas tecnologías que componen el sistema.
    - Para cada una de estas tecnologías se realiza un barrido por los principales agentes que componen esta tecnología en términos de capacidad instalada.
    - Se realiza el análisis de rentas pivotales para el respectivo agente de la tecnología correspondiente (i.e, para cada tupla tecnología-firma), con el fin de obtener el impacto en los costos totales asociado al ejercicio de poder de mercado por parte de este agente a través de sus ofertas.
    - Se calculan **índices de RP y RPPM** de la tupla como la diferencia en los costos sistémicos respecto al Escenario Benchmark.

- **Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO):** Se cuantifica el potencial impacto en los costos sistémicos de que cada tecnología empiece a ofertar como la suma de la pivotalidad de los respectivos agentes. De esta manera, para cada tecnología se obtiene el **potencial sobrecosto por empezar a ofertar (SCO)**.

En este punto, cabe destacar que la metodología propuesta correspondiente al cálculo de sobrecostos y análisis de pivotalidad considera tan solo la programación de la operación, pues ésta es suficiente para evaluar aspectos de condiciones de competencia del mercado. En este sentido, cabe también mencionar que la OTR del sistema se encuentra sujeta a condiciones operacionales específicas, y frente a las cuales sería de esperar que los agentes del sistema contaran con una menor capacidad de ejercicio de poder de mercado respecto del mercado del DA. Esto, producto de posiciones ya asignadas en el DA, mientras que eventos específicos que gatillen condiciones no competitivas podrían resultar a su vez en la activación de mecanismos de mitigación del mercado.

13.1.4. Análisis Cualitativo Complementario y Definición del Ranking de Tecnologías

A partir del análisis de resultados previos, **se elaborará un ranking de tecnologías que podrían verse estimuladas para participar tempranamente en este esquema de transición propuesto**. En primera instancia, un **ranking preliminar** se construye mediante un ordenamiento cuantitativo en función de potenciales sobrecostos por empezar a ofertar (SCO) de tuplas tecnología-firma (en base a índices RPPM). Luego, este ranking preliminar natural que surja del ordenamiento de índices de rentas pivotales **se contrasta con resultados cuantitativos previos y complementa con análisis cualitativos**, asociados a elementos que condicionan dichos resultados (e.g., economías de escala en el desarrollo de tecnología, capacidad instalada, concentración de firmas, etc.) y que refuerzan la definición del ranking de tecnologías propuesto.

13.2. Estimación de Sobrecostos Debido a Errores en Auditoría

Resulta esperable que, bajo supuestos de un mercado competitivo, al comparar un esquema de mercado basado en ofertas con uno basado en costos, en que se realiza una auditoría adecuada de estos costos (i.e., se auditan de forma correcta los verdaderos costos de operación de tecnologías), el resultado de operación del mercado de ofertas, en el mejor de los casos, obtendrá costos similares a este caso *ideal* de costos auditados, el cual se considera la solución eficiente.

Por otro lado, el proceso de auditoría de costos conlleva errores de información inherentes al proceso y que es de esperar resultan en "sobrecostos" respecto de un esquema de mercado de costos ideal que revela los verdaderos costos de operación de las tecnologías. Entre otros factores que pueden afectar los procesos de auditación del sistema se consideran, supuestos en procesos de auditoría (e.g., de carácter conservador, puntos de operación específicos, etc.), **sobrestimación de mínimos técnicos, alteración de precios de combustibles declarados**, entre otros costos reportados (e.g., **sobrecostos de servicios de descarga en muelles de combustibles**), algunas de las cuales ya se han observado en Chile, con procesos que han involucrado al CEN, la SEC, la Fiscalía Nacional Económica, y empresas privadas del sector. Adicionalmente, como se ha presentado en secciones previas del informe, existen diversas tecnologías para las cuales errores en proceso de auditación son inherentes debido a posibles

asimetrías de información existentes o incluso tecnologías donde es infactible auditar haciendo necesario el uso de metodologías ad-hoc altamente discrecionales para la definición de un costo auditado.

De esta manera, se espera que la participación de tecnologías de manera eficiente y competitiva en un mercado de ofertas resulte, desde un punto de vista sistémico, en una mejora para las condiciones de participación de tecnologías relevantes en la transición energética y por ende una reducción de costos totales respecto a un caso realista de costos auditados. Es decir, que los sobrecostos potenciales asociados a la participación de la tecnología mediante ofertas sean menores que los sobrecostos asociados a errores inherentes al proceso de auditoría de costos.

Luego, resulta relevante estimar los órdenes de magnitud de estos sobrecostos asociados a errores inherentes al proceso de auditoría de costos y parámetros técnicos de operación. Así, es posible estimar rangos de magnitud para estos sobrecostos en base a la modificación de costos y parámetros técnicos del parque generador bajo supuestos plausibles de error en el proceso de auditoría, para luego contrastar los costos totales de operación respectivos con los costos de operación que se obtienen al utilizar la información actualmente auditado por el CEN, cuyo procedimiento se ilustra en la Figura 13.4 a continuación.

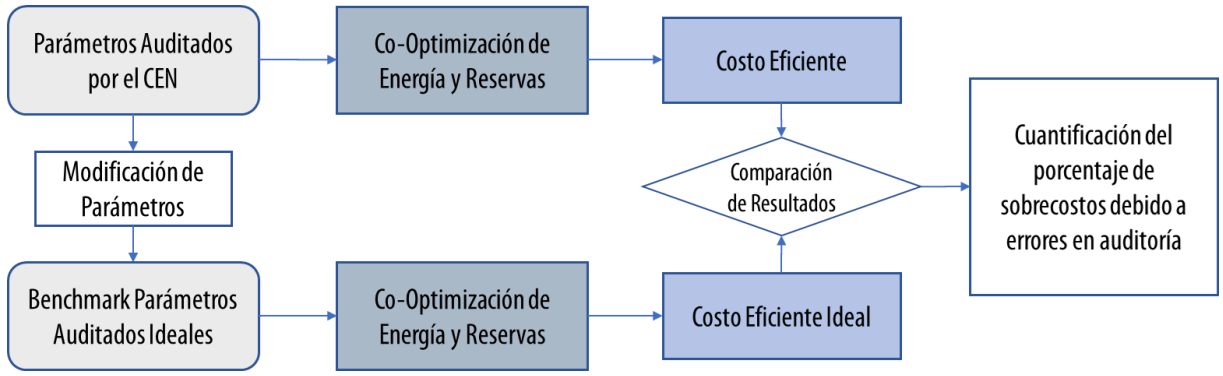

Figura 13.4. Diagrama del procedimiento para la estimación de benchmarks con sobrecostos producto de errores en el proceso de auditoría de costos.

Mientras que el Escenario Auditoría CEN se basa en los parámetros actualmente auditados por el CEN, para construir el Escenario Benchmark con costos auditados ideales, se considerarán los siguientes 2 casos de supuestos de fuentes de error inherentes al proceso de auditoría de costos y parámetros de operación:

- **Benchmark Caso 1:** Supone la corrección de errores en auditoría de parámetros de operación.
  - Mínimo técnico de centrales se reducen en un 10% respecto al parámetro auditado por el CEN.
  - Rampas de centrales aumentadas en un 10% respecto al parámetro auditado por el CEN.
- **Benchmark Caso 2:** Supone la corrección de errores en auditoría de costos.
  - Costos variables de centrales reducidos en un 10% respecto al parámetro auditado por el CEN.

En particular, se escoge una variación en un 10% en parámetros sujetos a auditación, en específico, mínimos técnicos, restricciones de rampa y costos variables de centrales. El **rango se condice con bandas utilizadas en otros sistemas de referencia internacional para la determinación de precios de referencia basados en costos**, también correspondientes al 10% (Lin et al., 2022) (e.g., banda de tolerancia de ofertas del 10% respecto a costos marginales (variables) auditados de centrales en diseño propuesto para el sistema eléctrico mexicano (McRae, 2019))[211].

De esta manera, bajo consideraciones de supuestos razonables de error o sobrestimación en procesos de auditación, es posible obtener estimaciones de lo que sería el costo eficiente ideal, y comparar este respecto al costo eficiente de referencia. Es de esperar, por tanto, que resultados de Escenarios Benchmarks de parámetros auditados ideales resulten en costos totales de operación menores a aquellos resultantes cuando se consideran los parámetros auditados por el CEN en la actualidad en el Escenario Auditoría CEN. Luego, y a partir de la comparación de ambos niveles de costos, es posible cuantificar porcentajes de **sobrecostos asociados al proceso propio de auditación (SCA)**.

Cabe destacar que para el cálculo de los costos totales de operación del sistema se utiliza el modelo de optimización[212] detallado en los objetivos específicos anteriores del estudio, el cual resuelve el pre-despacho considerando la co-optimización de energía y reservas, junto con una serie de restricciones operacionales relevantes para representar fenómenos interhorarios o de corto plazo, así como la representación de la red de transmisión y parque de generación, en línea con aquella utilizada por el CEN en su proceso de programación de la operación del sistema. Respecto a los datos de entrada utilizados para estas simulaciones, se consideran las semanas representativas descritas en los objetivos específicos anteriores del estudio, **enfocando el análisis en los potenciales impactos al año 2030**. Estás semanas representativas consideran información de corto plazo y parámetros técnicos de los programas de operación publicados por el CEN y supuestos de proyecciones de largo plazo considerados en el Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo del 1er semestre de 2023.

Con todo lo anterior, a partir de la implementación de la metodología descrita, la Tabla 13.1 a continuación presenta la **estimación de sobrecostos debido a errores en auditoría (SCA)** para cada Escenario Benchmark definido, tanto en valores absolutos, en miles de USD, como valores porcentuales, para cada semana representativa al año 2030[213].

A partir de los resultados obtenidos, es posible observar cómo **expectativas de error asociadas al proceso de auditoría de costos variables resulta en SCA mayores** respecto a cuando se estima dicho parámetros bajo supuestos de error en parámetros de operación (mínimos técnicos y rampas). Luego, se considerará un SCA del 6.3% como umbral de referencia para estimaciones de SCO (sobrecostos potenciales por ofertas) para tecnologías y/o agentes. Notar que este **rango se condice con bandas utilizadas en otros sistemas de**

[211] Mayor información respecto a precios de referencia basados en costos disponible en: USAID Energy Program: How to Monitor Electricity Market Financial Settlements y Synapse: LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power, and Value for Consumers

[212] Debido a la magnitud de estos sobrecostos, y de forma tal que diferencias entre escenarios no sean asociadas al gap de optimalidad, para estas simulaciones se consideró un gap de optimalidad de 0.1%.

[213] En función de la metodología propuesta, la Tabla 13.1 contempló un total de 36 simulaciones semanales de la programación de la operación del SEN, 12 semanas representativas correspondientes a 2030 para Escenarios Auditoría CEN, Benchmark Caso 1 y Benchmark Caso 2.

referencia internacional para la determinación de precios de referencia basados en costos, también correspondientes al 10%[214].

Tabla 13.1. Estimación de sobrecostos debido a errores en auditoría para cada escenario (valores absolutos en miles de USD y valores porcentuales).

Semana	Costo Eficiente	Costo Eficiente Ideal		Sobrecostos Debido a Errores en Auditoría (SCA)			
	Auditoría CEN	Benchmark Caso 1	Benchmark Caso 2	Benchmark Caso 1 (Parámetros)		Benchmark Caso 2 (Costos Variables)	
1	59,565.9	59,177.7	56,800.3	388.2	0.7%	2,765.6	**4.6%**
2	56,455.2	56,041.8	53,392.3	413.4	0.7%	3,063.0	5.4%
3	54,534.3	54,464.8	50,866.7	69.5	0.1%	3,667.6	6.7%
4	63,554.2	63,449.8	59,127.1	104.5	0.2%	4,427.1	7.0%
5	70,794.7	70,718.4	6,6114.5	76.3	0.1%	4,680.2	6.6%
6	100,439.1	100,367.1	93,521.3	72.0	0.1%	6,917.8	6.9%
7	84,049.0	84,042.6	78,193.5	6.4	0.0%	5,855.5	7.0%
8	82,066.2	81,681.8	76,073.6	384.5	0.5%	5,992.6	7.3%
9	60,796.6	60,752.5	56,829.9	44.0	0.1%	3,966.7	6.5%
10	43,672.4	43,525.6	41,228.8	146.8	0.3%	2,443.6	5.6%
11	50,349.1	50,278.2	47,716.3	70.9	0.1%	2,632.7	5.2%
12	52,927.4	52,576.3	50,505.2	351.1	0.7%	2,422.2	4.6%
Promedio	64,933.7	64,756.4	60,864.1	177.3	0.3%	4,069.5	**6.3%**

13.3. Métricas de Análisis Estáticas

A continuación se presentan los resultados asociados al cálculo de métricas de análisis estáticas de poder de mercado, las cuales permiten realizar primeras estimaciones respecto del impacto que tendría el comportamiento estratégico de una tecnología o firma en particular, en los costos totales de operación del sistema. Cabe destacar que para efecto de estos cálculos, éstos se realizan con resolución horaria con el fin de considerar la capacidad efectivamente disponible en cada hora del sistema, por lo que la potencia máxima de cada central se ve modificada en función de su factor de planta o posibles indisponibilidades.

La Figura 13.5 muestra la capacidad promedio disponible por tecnología en el sistema, junto con la demanda promedio anual y el market share respectivo. A partir de esta se puede observar que las tecnologías más relevantes del sistema en términos de capacidad al año 2030 corresponden a embalses, eólicas, solares y almacenamiento. Tanto estas fuentes de generación variable como el almacenamiento adquieren relevancia en el sistema debido a que prácticamente la totalidad de la capacidad entrante al sistema durante los próximos años, según los supuestos considerados, corresponde a este tipo de tecnologías, superando de esta manera a la capacidad de generación en base a combustibles fósiles.

[214] Mayor información respecto a precios de referencia basados en costos disponible en: USAID Energy Program: How to Monitor Electricity Market Financial Settlements y Synapse: LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power, and Value for Consumers

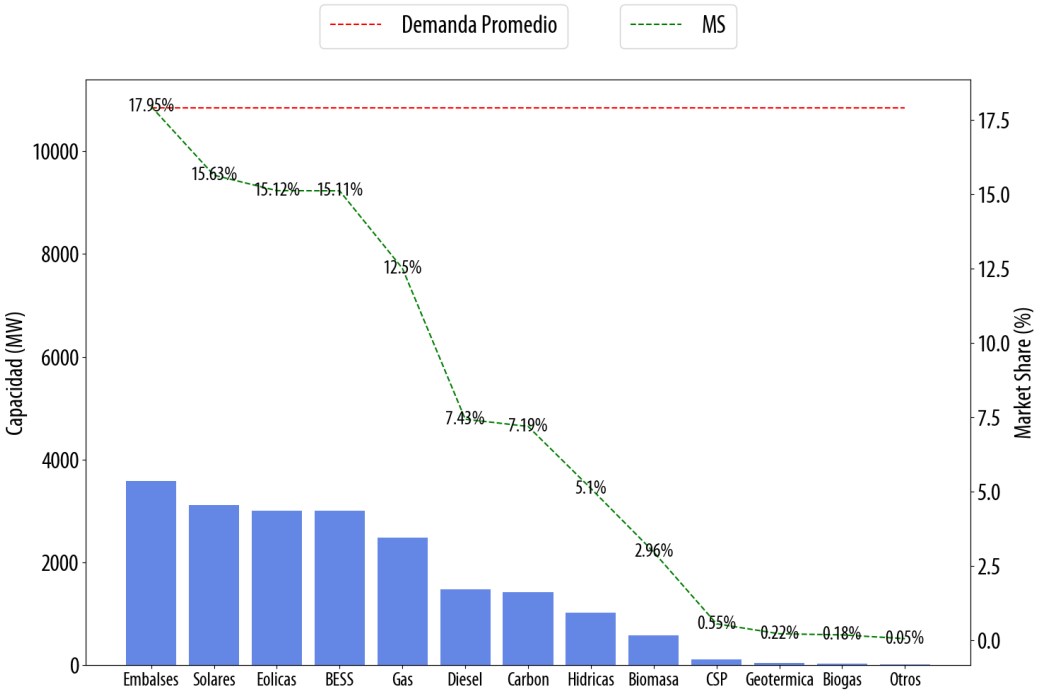

Figura 13.5. Capacidad y Market Share por tecnología frente a la demanda promedio.

Por otro lado, la Figura 13.6 muestra estas mismas métricas a nivel de empresas, donde se observa que las cuatro principales empresas del sistema alcanzan alrededor de un 46% de la capacidad disponible. Cabe destacar que existe una capacidad importante asociada a la entrada de nuevas centrales, por lo que la distribución de estas nuevas unidades entre las empresas existentes o nuevas firmas se vuelve relevante para efectos de la concentración del mercado.

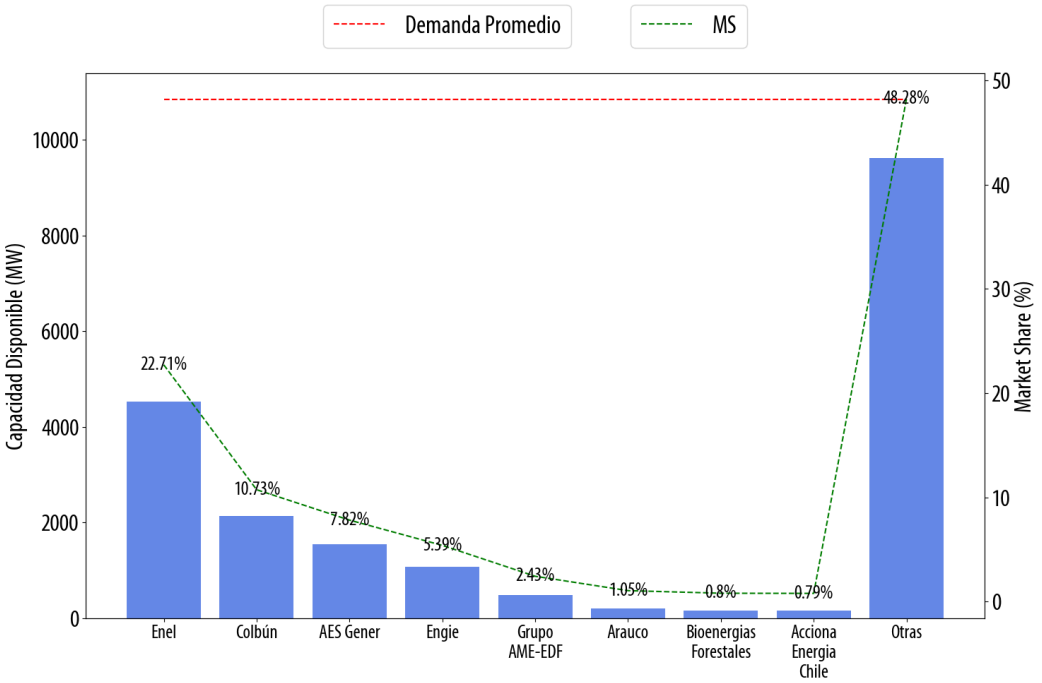

Figura 13.6. Capacidad y Market Share por empresa frente a la demanda promedio.

En la Figura 13.7 se presenta la curva de duración del índice HHI del sistema, calculado en base al market share horario para cada una de las semanas representativas consideradas en el desarrollo de este estudio. A partir de esto se obtiene un valor promedio de 751.97, lo que da cuenta de un mercado poco concentrado y está en el rango de valores razonables para este indicador considerando sus limitaciones de cálculo[215].

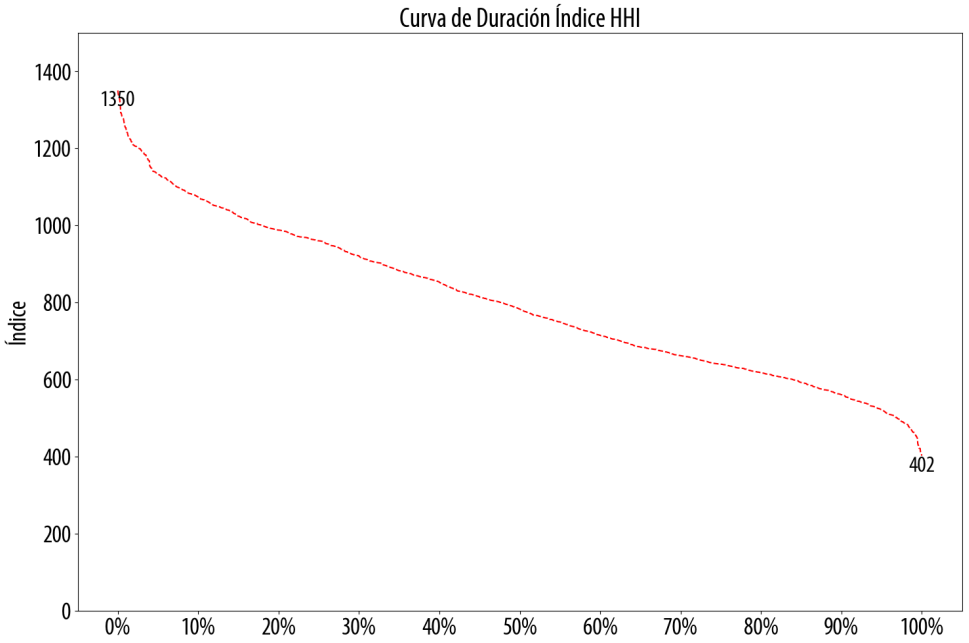

Figura 13.7. Curva de duración del índice HHI por empresa para las semanas representativas consideradas.

Adicionalmente, la Tabla 13.2 muestra el índice HHI promedio calculado para cada tecnología, con el fin de mostrar los **niveles de concentración de mercado entre los agentes dentro una misma tecnología**. De esta manera es posible observar una **concentración relevante en unidades de embalses y unidades de generación en base a combustibles fósiles**. Esto indica que existen pocos agentes que cuentan con capacidad de generación de estas tecnología, o bien, existen algunos agentes que concentran una gran parte de la tecnología correspondiente.

Tabla 13.2. Índice HHI promedio por tecnología[216].

Tecnología	Índice HHI	Market Share
Embalses	**5,492**	**17.9%**
Solares (1)	278 / 2,260	15.6%
BESS (1)	377 / 8,156	15.1%
Eólicas (1)	241 / 4,790	15.1%

[215] En la experiencia internacional y literatura académica especializada se ha destacado como un umbral de mercado poco competitivo un HHI mayor a 1.800. Disponible en: U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission: Merger Guidelines

[216] (1) Se presentan índices HHI dada una proporción de participación de firmas igual a la actual (a la izquierda), y el caso extremo en que toda la nueva capacidad instalada en dicha tecnología pertenece a una sola firma (a la derecha).
(2) Expectativas de desarrollo del SEN no consideran la integración de nueva capacidad de la tecnología al año 2030.

Tecnología	Índice HHI	Market Share
Gas	**2,226**	**12.5%**
Diesel	**2,715**	**7.4%**
Carbón	**6,242**	**7.2%**
Hídricas	722	5.1%
Biomasa	**2,919**	**3.0%**
CSP (2)	10,000	0.6%
Geotérmica (2)	10,000	0.2%
Biogás	5,079	0.2%

Luego, la Tabla 13.3 muestra el RSI promedio durante el año de análisis y la Figura 13.8 muestra la curva del RSI a nivel horario para las semanas representativas analizadas. A partir de esto, es posible observar que el sistema es capaz de cumplir con la demanda del sistema ante la ausencia del agente más grande del sistema, por lo que los principales actores son incapaces de comprometer la suficiencia del suministro por sí mismos. Sin embargo, los índices RSI-2 y RSI-3 muestran que ante la ausencia de las principales 2 y 3 firmas, respectivamente, se alcanzan niveles por debajo del 100% durante una parte relevante dentro del horizonte de evaluación.

Tabla 13.3. Resumen Índices RSI Obtenidos.

Índice	Firmas Excluidas	Valor Promedio
RSI-0	Ninguna	183.8%
RSI-1	Enel Generación	141.9%
RSI-2	Enel Generación y Colbún	122.2%
RSI-3	Enel Generación, Colbún y AES Gener	109.9%

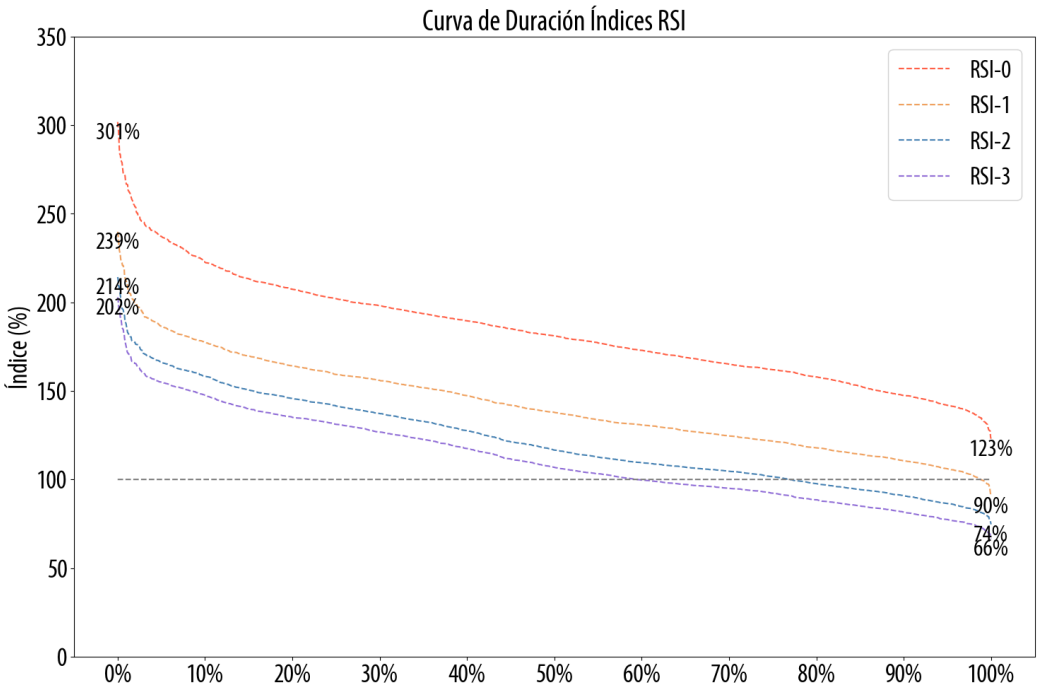

Figura 13.8. Curvas de duración del índice RSI para las semanas representativas consideradas.

A partir del análisis anterior, **se define un conjunto de tuplas compuestas por una tecnología y firma**, para las cuales se realiza la metodología propuesta en la sección 13.1.3. En particular, para cada tecnología, se analizan los agentes cuya capacidad instalada sea superior al 0.5% respecto al sistema, o bien, el agente más grande de esa tecnología cuando este criterio no se cumpla. Así, **se asume que la pivotalidad de los agentes con menor capacidad no resulta relevante** para las condiciones de competencia del sistema.

Respecto a la entrada de nuevas unidades solares, eólicas y de almacenamiento, se consideran los siguientes escenarios respecto a su potencial impacto en las condiciones de competencia del sistema:

- **Nueva Desconcentrada:** Muestra el impacto de que las centrales nuevas pertenezcan a distintos propietarios. En particular, analizando el impacto del agente (central de generación o almacenamiento) más grande dentro de este subconjunto.

- **Nuevas Concentradas:** Muestra el impacto de que las centrales nuevas pertenezcan a un mismo propietario. En este sentido, el cálculo asume que se trata de un mismo propietario distinto a los agentes ya existentes en el sistema[217].

A partir de lo anterior, a continuación la Tabla 13.4 muestra el detalle de las tuplas tecnología-firma analizadas. Para cada tecnología, la potencia indicada para Nueva Desconcentrada corresponde a la capacidad de la central nueva más grande; en el caso de Nueva Concentrada, la potencia indicada corresponde a la suma de las capacidades de nuevas centrales.

[217] En caso de que nueva capacidad se asociara a un propietario ya existente, sería de esperar que aumentara su pivotalidad.

Tabla 13.4. Detalle de empresas analizadas para cada tecnología[218].

Tecnología	Empresa	Capacidad Instalada [MW]	Relación Capacidad Sistema [%]
Embalses	Enel Generación	3,135	7.0%
	Colbun	1,391	3.1%
Hídricas Serie y Pasada	Aes Gener	802	1.8%
	Enel Generación	374	0.8%
	Tinguiririca Energía	318	0.7%
	Colbun	246	0.5%
Solares	Enel Generación	1,443	3.2%
	Acciona Energía Chile	453	1.0%
	Engie	298	0.7%
	Nueva Desconcentrada	380	0.8%
	Nuevas Concentradas	3,911	8.7%
Eólicas	Enel Generación	786	1.8%
	Aela Generación	494	1.1%
	Ibereólica	399	0.9%
	Norvind	315	0.7%
	Nueva Desconcentrada	300	0.7%
	Nuevas Concentradas	6,454	14.4%
Diesel	Enel Generación	2,065	4.6%
	Prime Energía	659	1.5%
	Inkia Energy Chile	412	0.9%
	Generadora Metropolitana	710	1.6%
	Colbun	1,262	2.8%
	Enlasa	283	0.6%
Gas	Enel Generación	1,014	2.3%
	Colbun	999	2.2%
	Engie	1,028	2.3%
	Generadora Metropolitana	339	0.8%
	Tamakaya Energía	538	1.2%
Carbón	Aes Gener	1,569	3.5%
	Colbun	370	0.8%
ESS	Nueva Desconcentrada	150	0.3%
	Nuevas Concentradas	3,004	6.7%
Biomasa	Arauco	346	0.8%
	Engie	342	0.8%
	Bioenergías Forestales	146	0.3%
Biogás	KDM Energía	20	0.0%
CSP	Atacama Generación	110	0.2%
Geotérmica	Geotérmica del Norte	70	0.2%
Total Capacidad Instalada Sistema		44,870	100%

[218] Simulaciones pivotales consideran unidades duales en su combustible primario.

13.4. Estimación de Sobrecostos Potenciales por Ofertas

A continuación se detallan los resultados de la aplicación de la metodología presentada[219], lo que permite estimar el potencial que tienen los principales agentes de cada tecnología para ejercer poder de mercado y el impacto que esto podría tener en los costos totales del sistema. De esta manera se busca identificar las principales tecnologías que se verían favorecidas por una transición hacia un esquema basado en ofertas de precio y cantidad de energía. Lo anterior, mediante el análisis de los potenciales ingresos que perciben estas tecnologías en un escenario sin ofertas y operación basada en costos auditados, respecto al escenario en que participan ofertando y a las potenciales rentas que podría obtener mediante el ejercicio de poder de mercado.

A continuación, la Tabla 13.5 muestra los costos asociados a la operación centralizada del sistema, la cual actúa como referencia en el cálculo de pivotalidad de agentes. En particular, los costos corresponden al costo semanal promedio que se obtiene de la simulación de las 12 semanas representativas consideradas en este estudio. Asimismo, se indican los resultados asociados a la estimación de sobrecostos razonables debido a errores en auditoría (SCA) obtenidos previamente (ver sección 13.2).

Tabla 13.5. Detalle de costos de referencia asociados a la operación centralizada y la estimación de sobrecostos[220].

Escenario	Costo Promedio Semanal [Miles de USD]	Relación respecto a Referencia [%]
Referencia Operación Centralizada	64,472	-
SCA Caso 1	177.3	0.28%
SCA Caso 2	4,069.5	6.32%

Luego, la Tabla 13.6 muestra el detalle de los resultados de rentas pivotales y de rentas pivotales de poder de mercado obtenidos a partir de la aplicación de la metodología propuesta[221]. **Si bien varios agentes muestran rentas pivotales relevantes, en su mayoría corresponden a rentas de eficiencia**. Luego, las **mayores rentas de poder de mercado** se obtienen para la **participación de Enel Generación mediante sus centrales hidráulicas de embalse**. Adicionalmente, se destacan las rentas de poder de mercado de centrales solares y eólicas nuevas, bajo el supuesto de que estas pertenezcan a una única firma.

[219] Para estas simulaciones se considera la relajación de variable binarias, por lo que no hay un gap de optimalidad asociado.
[220] Los resultados del caso de Referencia Operación Centralizada consideran simulaciones relajadas en términos de variables binarias del problema de UC. Lo anterior, producto de que la intensidad computacional de simulaciones asociadas a la metodología de análisis de rentas pivotales, y con el objetivo de tener un costo promedio semanal referencial comparable (i.e., también con variables binarias relajadas). Esto, a diferencia de los resultados presentados en la Tabla 13.1 precedente, para los cuales se consideraron variables binarias (no relajadas).
[221] En función de la metodología propuesta para el análisis de pivotalidad, la Tabla 13.6 contempló 468 simulaciones semanales de la programación de la operación del SEN (12 semanas de 2030 x (38 tuplas tecnología-empresa + semana base)).

Tabla 13.6. Detalle de resultados para cada empresa y tecnología analizada.

Tecnología	Empresa	Renta Pivotal		Renta Pivotal de Poder de Mercado (SCO)		Mayor a SCA Caso 1	Mayor a SCA Caso 2
		[Miles de USD]	[%]	[Miles de USD]	[%]		
Embalses	Enel Generación	14,723	22.9%	7,159	11.1%	Si	**Si**
	Colbun	7,079	11.0%	3,534	5.5%	Si	No
Hídricas Serie y Pasada	Aes Gener	2,601	4.0%	142	0.2%	No	No
	Enel Generación	2,635	4.1%	157	0.2%	No	No
	Tinguiririca Energía	2,656	4.1%	504	0.8%	Si	No
	Colbun	1,040	1.6%	8	0.0%	No	No
Solares	Enel Generación	3,602	5.6%	488	0.8%	Si	No
	Acciona Energía Chile	1,392	2.2%	77	0.1%	No	No
	Engie	837	1.3%	34	0.1%	No	No
	Nueva Desconcentrada	1,298	2.0%	87	0.1%	No	No
	Nuevas Concentradas	14,098	21.9%	5,119	8.0%	Si	**Si**
Eólicas	Enel Generación	3,083	4.8%	89	0.1%	No	No
	Aela Generación	2,004	3.1%	44	0.1%	No	No
	Ibereólica	2,189	3.4%	53	0.1%	No	No
	Norvind	850	1.3%	15	0.0%	No	No
	Nueva Desconcentrada	1,663	2.6%	54	0.1%	No	No
	Nuevas Concentradas	32,179	50.0%	9,033	14.0%	Si	**Si**
Diesel	Enel Generación	0	0.0%	0	0.0%	No	No
	Prime Energía	4	0.0%	0	0.0%	No	No
	Inkia Energy Chile	0	0.0%	0	0.0%	No	No
	Generadora Metropolitana	0	0.0%	0	0.0%	No	No
	Colbun	0	0.0%	0	0.0%	No	No
	Enlasa	102	0.2%	100	0.2%	No	No
Gas	Enel Generación	5,573	8.7%	989	1.5%	Si	No
	Colbun	5,445	8.5%	1,000	1.6%	Si	No
	Engie	6,150	9.6%	1,066	1.7%	Si	No
	Generadora Metropolitana	2,036	3.2%	191	0.3%	Si	No
	Tamakaya Energía	876	1.4%	190	0.3%	Si	No
Carbón	Aes Gener	769	1.2%	230	0.4%	Si	No
	Colbun	2,045	3.2%	0	0.0%	No	No

Tecnología	Empresa	Renta Pivotal		Renta Pivotal de Poder de Mercado (SCO)		Mayor a SCA Caso 1	Mayor a SCA Caso 2
		[Miles de USD]	[%]	[Miles de USD]	[%]		
Almacenamiento	Nueva Desconcentrada	339	0.5%	0	0.0%	No	No
	Nuevas Concentradas	12,966	20.1%	1,808	2.8%	Si	No
Biomasa	Arauco	4,450	6.9%	1,154	1.8%	Si	No
	Engie	95	0.1%	14	0.0%	No	No
	Bioenergías Forestales	1,054	1.6%	8	0.0%	No	No
Biogás	KDM Energía	306	0.5%	1	0.0%	No	No
CSP	Atacama Generación	1,052	1.6%	7	0.0%	No	No
Geotérmica	Geotérmica del Norte	697	1.1%	4	0.0%	No	No

Adicionalmente, la Tabla 13.7 a continuación muestra los resultados de rentas pivotales por tecnología, mientras que la Figura 13.9 muestra el detalle para tuplas tecnología-firma. Para calcular la renta pivotal por tecnología, se suma las rentas pivotales de cada empresa evaluada de la tecnología correspondiente, asumiendo que por tamaño, el resto de las empresas de esa tecnología tienen pivotalidad igual a cero. En particular, **se destacan las rentas pivotales de poder de mercado asociadas a la generación hidráulica de embalses**, **dando cuenta del impacto que podría generar la participación en ofertas de firmas que participan de dicha tecnología**, y que se encuentran en niveles por sobre el SCA de referencia.

Tabla 13.7. Pivotalidad por tecnología[222].

Tecnología	Suma Rentas Pivotales	Máximo Rentas Pivotales	Suma Rentas Pivotales de Poder de Mercado	Máximo Rentas Pivotales de Poder de Mercado
Embalses	33.9%	22.9%	**16.6%**	**11.1%**
Hídricas Serie y Pasada	13.9%	4.1%	1.3%	0.8%
Solares	11.1%	21.9%	1.1%	8.0%
Eólicas	15.2%	50.0%	0.4%	14.0%
Diesel	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Gas	31.2%	9.6%	5.3%	1.7%
Carbón	4.4%	3.2%	0.4%	0.4%
Almacenamiento	0.5%	20.1%	0.0%	2.8%
Biomasa	8.7%	6.9%	1.8%	1.8%
Biogás	0.5%	0.5%	0.0%	0.0%
CSP	1.6%	1.6%	0.0%	0.0%
Geotérmica	1.1%	1.1%	0.0%	0.0%

[222] En el caso de generación solar, eólica y ESS, columnas de suma de rentas consideran el supuesto de centrales nuevas desconcentradas, mientras que columnas de máximas rentas consideran el supuesto de centrales nuevas concentradas en una misma firma.

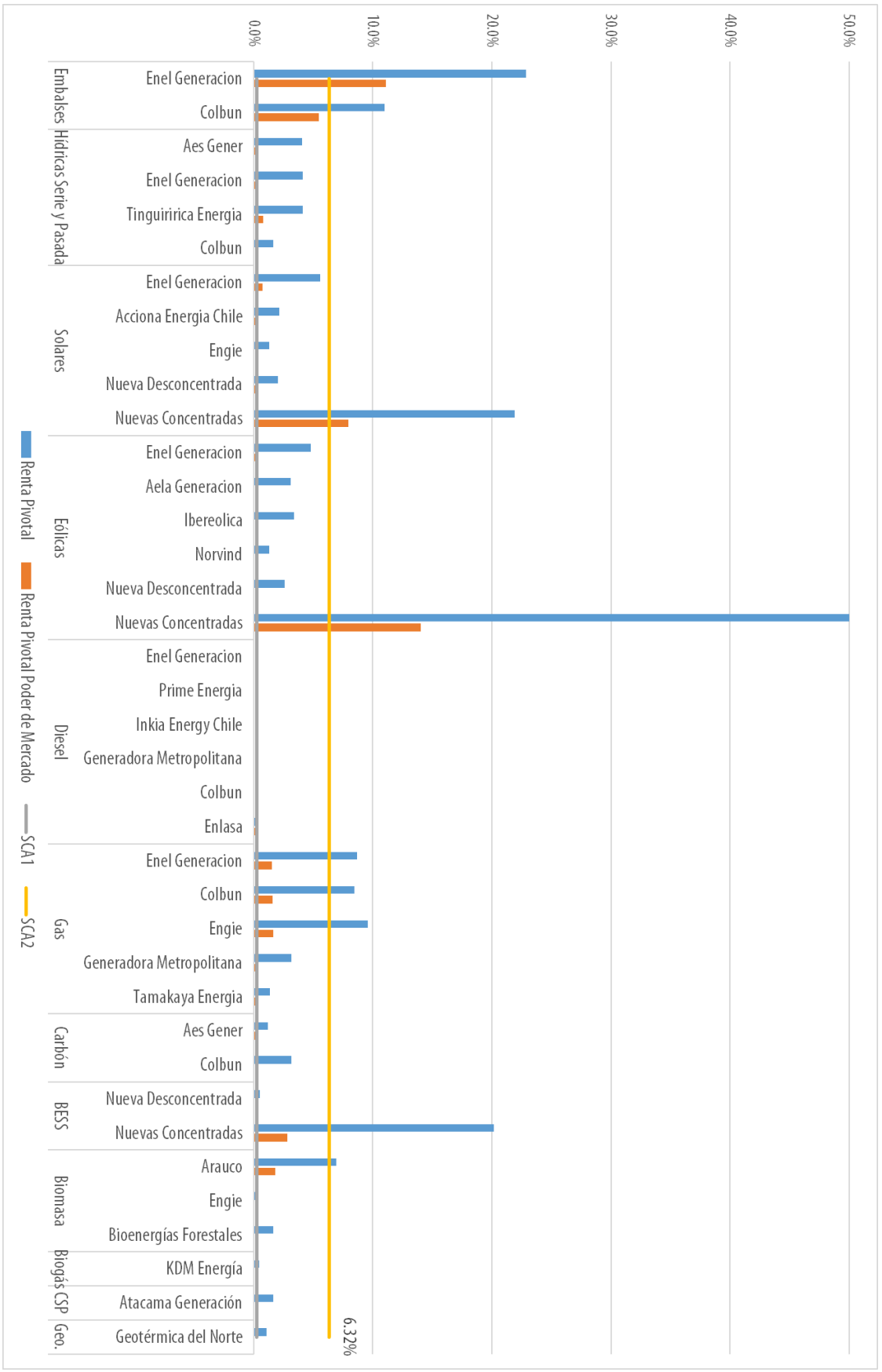

Figura 13.9. Resultados de rentas pivotales para cada empresa y tecnología analizada.

13.5. Análisis Cualitativo Complementario

Los resultados previos se **complementan con análisis cualitativos de factores a tomar en consideración en la definición del ranking de tecnologías** a proponer, los que permiten contrastar los resultados anteriormente obtenidos y **profundizar en los incentivos para la participación de nuevas tecnologías**, tales como almacenamiento y respuesta de la demanda, **relevantes para efectos de la transición energética y las necesidades de flexibilidad del sistema**.

13.5.1. Concentración de la Tecnología

Los riesgos de ejercicio de poder de mercado producto de la participación en ofertas de una tecnología particular estarán directamente relacionados a la capacidad (proporción) de dicha tecnología en relación a la capacidad de generación instalada del parque, a la estructura de costos de la tecnología dentro de la curva de oferta del sistema, y **al nivel de concentración de dicha tecnología entre los agentes que la componen**.

En este sentido, existen diversos factores que pueden explicar el nivel de concentración de propiedad de una tecnología en particular, entre los que se pueden destacar la **existencia de economías de escalas**, las que de forma general resultan en el desarrollo de un menor número de centrales de generación de mayor capacidad de generación, desarrolladas por un número menor de firmas, resultando en una **mayor concentración** de la tecnología. Esto se puede apreciar claramente en el desarrollo de **tecnologías convencionales térmicas, y particularmente hidráulicas de embalse**, como es el caso en Chile, tecnología de madurez temprana en el desarrollo del sistema y cuyas economías de escala se asocian adicionalmente a condiciones geográficas particulares de cuencas hídricas.

En este contexto, es posible destacar que dicho fenómeno también se puede apreciar a nivel internacional en el desarrollo de grandes complejos de **generación geotérmica** (históricamente asociados a procesos de inversión conjunta público-privada), típicamente concentrados en un grupo reducidos de firmas (e.g., ver caso en Chile, donde existe tan solo una central de este tipo). No obstante, cabe destacar que la **participación con ofertas de la tecnología de generación geotérmica no supone riesgos para la operación eficiente del sistema en Chile**, debido a la reducida capacidad instalada en relación al resto del parque de generación del SEN.

Por otro lado, es posible destacar el desarrollo de nuevas **tecnologías de generación, almacenamiento, y recursos distribuidos en general, de carácter modular**, y cuya integración supone el desarrollo de un mayor número de centrales de menor capacidad, por un número mayor de firmas, resultando en una **menor concentración** de la tecnología.

En función de lo anteriormente señalado, la Tabla 13.8 a continuación presenta un ranking de prioridad para la participación mediante oferta de tecnologías. Esto, en función de la concentración de la tecnología, lo que es posible contrastar con índices HHI por tecnología presentados anteriormente (ver sección 13.3).

Tabla 13.8. Ranking de prioridad para la participación mediante oferta de tecnologías en función de la concentración de la tecnología.

Ranking	Tecnologías	Comentario
1	Respuesta de demanda, ESS, híbridos, generación solar, eólica, minihidro, etc.	Tecnologías modulares
2	Generación térmica fósil	Tecnologías con economías de escala
3	**Generación hidráulica de embalse**, geotérmica	Tecnologías con aún mayores economías de escala

En este contexto, es menester destacar las condiciones especiales de operación y remuneración de pequeños medios de generación, los que bajo la regulación vigente se encuentran habilitados de optar por un esquema de **operación en autodespacho y remuneración a precio estabilizado**. Luego, sería de esperar que en el contexto de un mercado de liquidación múltiple basado en ofertas, centrales de generación sujetas a dichas condiciones no pudieran participar del mercado de ofertas. Es decir, estas debieran mantener el esquema vigente; o bien, optar por participar del mercado como cualquier otro medio de generación de gran escala.

13.5.2. Coordinación del Recurso

Existen tecnologías que por su naturaleza y contexto de desarrollo pueden resultar en **desafíos adicionales a la operación centralizada** del sistema, como lo es el caso de **recursos de generación hidráulica asociados a principales cuencas hidrográficas** del SEN. Como fuera mencionado en secciones anteriores, existen una serie de **desafíos relacionados al manejo estratégico de los recursos hidráulicos** que motivan que estos continúen bajo un esquema centralizado de energía, los que se pueden asociar a la **gestión interanual de energía embalsada** y **coordinación del uso de recursos en cuencas complejas** (ver Figura 13.10 a continuación) en que participan **diferentes agentes** y **demandas del recurso** hídrico diferentes a la generación de energía eléctrica (e.g., agricultura, ganadería, consumo, etc.) las que deben ser satisfechas y **dificultan un diseño de mercado basado en ofertas** bajo un esquema de mercado centralizado como el chileno. Cabe destacar que esta **particularidad del SEN impacta justamente a tecnologías** de generación hidráulicas de embalse, series y pasadas **asociadas a cuencas hidrográficas compartidas**. Coincidentemente, **no existen centrales de generación hidráulica de embalse que no se asocien a estas cuencas**.

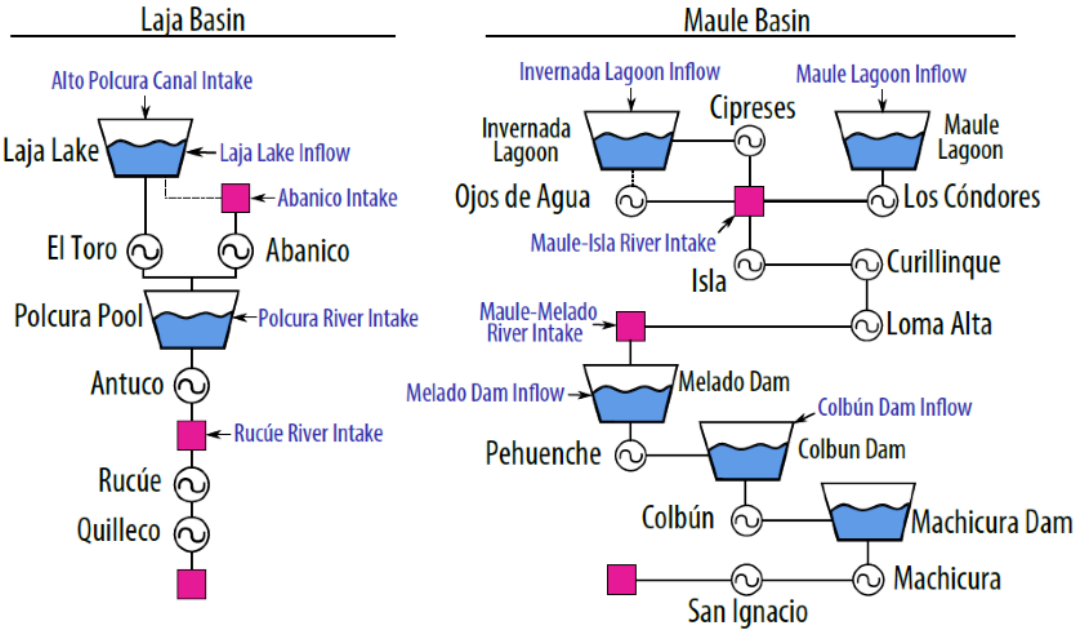

Figura 13.10. Red hidráulica en las dos cuencas más relevantes de Chile.

En función de lo anteriormente señalado, la Tabla 13.9 a continuación presenta un ranking de prioridad para la participación mediante oferta de tecnologías. Esto, en función de los desafíos que supone para la coordinación de un mercado centralizado.}

Tabla 13.9. Ranking de prioridad para la participación mediante oferta de tecnologías en función de los requerimientos y desafíos para la coordinación de un mercado centralizado.

Ranking	Tecnologías	Comentario
1	Resto de tecnologías	Gestión del recurso requiere bajos niveles de centralización
2	**Generación hidráulica de embalse, series y pasada**	**Generación hidráulica asociada a cuencas hidrográficas compartidas**

13.5.3. Auditación de Costos e Incentivos para Nuevas Tecnologías

A diferencia de un esquema de mercado basado en ofertas por parte de los agentes, un esquema basado en costos auditados podría dificultar la integración de nuevas tecnologías debido a la **necesidad del diseño de procedimientos de auditación 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 y/o corresponden fundamentalmente a 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. Esto se puede evidenciar en el tratamiento actual definido para los **BESS**, el cual considera un esquema para asignar de manera administrativa un costo variable mediante un proceso de difícil implementación, basado en la definición de ventanas de valorización, costo de energía para cargar y descargar, etc. De la misma forma, la aún falta de determinación respecto a cómo ESS serán operados y remunerados por su participación en la provisión de reservas de SSCC. Más aún, un esquema de costos auditados supondrá desafíos aún mayores para **sistemas de agregación de recursos distribuidos y particularmente agregadores de demanda**, toda vez que, además

de una estructura de costos que fundamentalmente se basa en costos de oportunidad, corresponden a tecnologías en etapas aún iniciales de desarrollo tecnológico y no maduras.

En este contexto, y a partir de lo discutido en esta y secciones previas, es posible precisar los **incentivos para la participación en un mercado de ofertas de nuevas tecnologías**, como la respuesta de demanda y ESS. En concreto, un **esquema de mercado de liquidación múltiple competitivo basado en ofertas supone la posibilidad de que sean los propios agentes los que gestionen sus riesgos** mediante sus ofertas por precio y cantidad, **y que sea mediante estas ofertas que revelen sus verdaderas estructuras de costos**. Esto, en contraposición a un esquema de costos auditados, en donde su operación y reconocimiento de costos asociados dependería de procesos administrativos determinados por el regulador y/o el operador del sistema. Lo anterior es **particularmente relevante en el caso de nuevas tecnologías, cuyas estructuras de costo responden fundamentalmente a costos de oportunidad**, particularmente difíciles de auditar, para las cuales un esquema de costos auditado supone barreras adicionales para su integración.

Por otro lado, se destaca el tratamiento de tecnologías asociadas a cuencas hidrográficas del SEN, caracterizadas por un almacenamiento hidráulico con capacidad de regulación interanual que históricamente ha tenido un rol clave como **fuente de generación flexible** del SEN, razón por la cual este se encuentra sujeto a la **gestión centralizada** y **determinación del valor del recurso** por parte del CEN. Al respecto, el problema de coordinación hidrotérmica (CHT) de mediano plazo en el contexto del SEN es un problema altamente complejo y de suma relevancia para el correcto funcionamiento de la red eléctrica, lo que exige que cualquier herramienta utilizada deba contar con un **diseño a la medida** que responda a las características únicas en términos del mix de generación y red de transmisión, así como atributos particulares de nuestro sistema y realidad nacional (e.g., **convenios de riego**, cuencas complejas, geografía).

La **determinación del valor del recurso** y relevancia con que cuenta la capacidad de generación hidráulica en el SEN supone una **gestión de especial cuidado**, toda vez que esta **impacta directamente los resultados y costos marginales de operación** del sistema, proceso que se caracteriza por la necesidad de definición de una serie de supuestos y pronósticos de generación renovable y, particularmente, del recurso hidráulico. La valorización centralizada del recurso en embalses se relaciona directa y profundamente con el objetivo de satisfacer demandas del recurso agua y con la operación interrelacionada de las cuencas en su totalidad, lo que dificulta el diseño de un mercado que supone la posibilidad de permitir a diferentes agentes dentro de una misma cuenca realizar ofertas independientes (e.g., ofertas de centrales aguas abajo en una misma cuenca quedaría condicionada a las de unidades aguas arriba). Más aún, la **valorización** del recurso **corresponde fundamentalmente a costos de oportunidad hoy para el sistema** difíciles de estimar por parte de uno (o varios) actores privados, lo que se sumaría a los desafíos por parte del operador del sistema de evaluar ofertas por parte de recursos almacenados cuando estas se alejen de valores esperados por el operador del sistema.

En función de lo anteriormente señalado, la Tabla 13.10 a continuación presenta un ranking de prioridad para la participación mediante oferta de tecnologías. Esto, en función de los desafíos que supone la auditación de costos de la tecnología por parte del operador del sistema, particularmente en aquellos casos donde estos corresponden a costos de

oportunidad, así como otros costos diferentes a costos de combustibles, asociados a condiciones operacionales y/o comerciales específicas (e.g., costos adicionales asociados a un mayor ciclaje).

Tabla 13.10. Ranking de prioridad para la participación mediante oferta de tecnologías en función de los requerimientos y desafíos que supone la auditación de costos de la tecnología por parte del operador del sistema.

Ranking	Tecnologías	Comentario
1	Respuesta de demanda	Requiere de auditación de costos de oportunidad. Tecnología emergente y aún en definición.
2	Sistemas de almacenamiento de energía e híbridos	Requiere auditación de costos de oportunidad. Algunos costos son posibles de auditar (e.g., asociados a inversión, desgaste, etc.).
3	Resto de tecnologías	Procesos de auditación conocidos.
4	**Generación hidráulica de embalse, series y pasada**	**Generación hidráulica asociada a cuencas hidrográficas compartidas.** Proceso de coordinación hidrotérmica ya internalizado por el CEN que adicionalmente supone desafíos para ser asumido por actores privados.

13.6. Ranking de Tecnologías para Iniciar su Participación con Ofertas

En función de la metodología aplicada, resultados cuantitativos y análisis cualitativos complementarios, se propone el siguiente **ranking de tecnologías que podrían verse estimuladas para participar tempranamente en este esquema de mercado de transición propuesto**, presentado en la Tabla 13.11 a continuación. En particular, se recomienda la apertura a ofertas inicialmente a tecnologías emergentes (i.e, respuesta de demanda, ESS e híbridas), junto a la apertura al resto de tecnologías de generación renovable y térmicas en función del establecimiento de medidas de mitigación y monitoreo acordes. Finalmente, apertura a ofertas de tecnologías de generación asociadas a cuencas hidrográficas compartidas (e.g., hidráulicas de embalses, series y pasada), se recomienda sea evaluada en etapas avanzadas de implementación.

Tabla 13.11. Ranking de prioridad propuesto de tecnologías para la participación mediante ofertas.

Ranking	Tecnologías	Comentario
1	Respuesta de demanda, ESS e híbridos	• Tecnologías modulares que tienden a una **menor concentración**. • Tecnologías emergentes y aún en definición, las que requieren de auditación de costos fundamentalmente de oportunidad.
2	Resto de tecnologías	• Procesos de auditación conocidos, los que permiten **medidas de mitigación y monitoreo efectivas**.
3	**Generación hidráulica de embalse, series y pasada** (asociadas a cuencas hidrográficas compartidas)	• Generación **hidráulica asociada a cuencas hidrográficas compartidas.** • Tecnologías con amplias economías de escala que tienden a una **mayor concentración y participación dentro del mix de generación**. • **Proceso de coordinación** hidrotérmica ya internalizado por el CEN que adicionalmente **supone desafíos para ser asumido por actores privados**. • **Rentas pivotales de poder de mercado** relevantes.

En base a todo lo anteriormente expuesto, se destaca la **relevancia de que tecnologías emergentes** como ESS (incluye centrales híbridas) y tecnologías de respuesta de demanda, **puedan verse habilitadas para participar en ofertas de energía, cuya integración supondrá el desarrollo y operación eficiente del SEN**. Adicionalmente, se destaca la conveniencia de continuar con una operación centralizada de recursos de agua embalsada como en el actual diseño de mercado basado en costos auditados. En este sentido, y **en consideración de una posible transición del diseño de mercado** hacia un esquema basado en ofertas, **es de esperar** que la gestión de recursos hídricos **continúe bajo un esquema de coordinación centralizada** y su limitación a la participación de un esquema de ofertas, al menos **en etapas iniciales** de implementación y transición del diseño de mercado. No obstante lo anterior, es de esperar que la **evaluación** de la factibilidad y necesidad de incorporar estos recursos a un esquema de ofertas sea analizada con propiedad en etapas avanzadas de implementación, **en función del comportamiento del sistema y** la factibilidad de un **diseño de mercado apropiado**.

Finalmente, cabe mencionar que la **metodología considera la habilitación total de una tecnología cuando esta es habilitada para participar en un mercado basado en ofertas**. Esto, sin establecer una limitación de capacidad (en MW) para la participación de tecnologías particulares. Cabe destacar los desafíos para la implementación práctica y no discriminatoria de un mercado basado en ofertas en los que solo cierta capacidad (u otra agrupación) de una tecnología particular podría participar del mercado. Una limitación en términos de MW para la participación de un mercado de ofertas cobra mayor sentido cuando dicha limitación se asocia a una firma en particular (la que con mayor capacidad disponible para ofertar podría contar con mayores capacidades de ejercer poder de mercado), en cuyo sentido cobra relevancia la definición de una medida de mitigación acorde (e.g., se limita a cierta capacidad en MW la capacidad de ofertar de una firma cuando dicha capacidad excede cierto porcentaje de la capacidad disponible del parque generador).

13.7. Impactos en Pagos Laterales y Artículo 72°-1 de la LGSE

La integración de tecnologías emergentes como ESS y DR mediante ofertas debiese resultar en una reducción de pagos laterales, producto de que, al corresponder a tecnologías flexibles, no incorporan al sistema no convexidades (típicamente asociadas a generación térmica convencional) que originan la necesidad de pagos laterales[223]. En este sentido, la propuesta **resulta consistente con lo dispuesto en el Artículo 72°-1**.- Principios de la Coordinación de la Operación, del Título II BIS: De la Coordinación y operación del SEN, de la LGSE, en el que se destaca que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberán coordinarse con el fin de: **preservar la seguridad del servicio** en el sistema eléctrico; y **garantizar la operación más económica** para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

13.8. Mitigación de Poder de Mercado para Distintas Tecnologías

Finalmente, a propósito de los resultados obtenidos de la aplicación de las métricas de monitoreo de poder de mercado que indican el potencial de ejercicio de poder de mercado por parte de ciertos agentes, **se indican potenciales mecanismos de mitigación de posibles abusos de poder de mercado** de los agentes cuando las condiciones de mercado no son las adecuadas. Al respecto, y de forma general, es posible distinguir **esquemas de mitigación ex-ante y ex-post** de ofertas, las cuales se detallan a continuación.

13.8.1. Esquemas de Mitigación ex-ante de Ofertas

Estos esquemas hacen alusión a aquellos que **a partir de diferentes métricas y análisis previo de ofertas** buscan determinar si un agente está haciendo un uso potencial de poder de mercado estructural o circunstancial, dadas condiciones operacionales particulares. Al respecto, y de forma general, es posible distinguir **esquemas "estáticos" de corto, mediano y largo plazo, y "dinámicos" de corto plazo**, los cuales se detallan a continuación.

13.8.1.1. Esquemas de Monitoreo y Mitigación Estáticos

Basados en el análisis básico de métricas de monitoreo de condiciones de competencia y medidas de mitigación del tipo **precios máximos**, similar al esquema actual de monitoreo y mitigación de ofertas en el mercado de SSCC; así como la determinación de **bandas de holgura de ofertas respecto a precios de referencia** (basados por ejemplo en parámetros auditados), como se ha apreciado en la experiencia internacional. Por ejemplo, CENACE en México limitaba todas las ofertas del mercado del DA 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[224].

---

[223] Las características operativas de generadores convencionales poco flexibles provocan no convexidades en mercados eléctricos, lo que constituye una dificultad fundamental del diseño del mercado y supone la necesidad de definir pagos laterales. En general, no convexidades pueden deberse a indivisibilidades, costos fijos o rendimientos crecientes a escala, parámetros como costos en vacío, costos de encendido, y límites mínimos y máximos de generación.

[224] Sin embargo, cabe destacar los desafíos que vive actualmente el sistema y mercado eléctrico mexicano dadas las últimas reformas adoptadas por parte del Gobierno mexicano.
Mayor información disponible en: Reuters: Mexico ups ante for control of power market with Iberdrola deal

Por otro lado, se destaca el caso del sistema eléctrico de Texas (ERCOT), marcado por una participación masiva de fuentes de generación eólica, y que cuenta con una gama de reglas ex-ante de participación orientadas a la protección frente al abuso de poder de mercado. ERCOT impuso una restricción del 20% en las **cuotas de mercado** de los participantes como parte de la reestructuración de la industria y la aplicación de un límite inferior del 5% en las cuotas de mercado, por debajo del cual las empresas no se consideran capaces de ejercer poder de mercado. ERCOT también limita los precios en su mercado de despacho para generadores que están sujetos a restricciones no competitivas, lo que define mediante un **índice HHI** superior a 2.000 para aquellos generadores en el lado de importación de una congestión de transmisión.

13.8.1.2. Esquemas de Monitoreo y Mitigación Dinámicos

Particularmente, **mecanismos de mitigación del poder de mercado local** de ofertas. La relevancia de este tipo de mecanismos surge a partir de condiciones operacionales particularmente adversas del sistema en las que uno o múltiples agentes del mercado mayorista obtienen (o poseen) un poder de mercado considerable de manera local. Lo que resulta particularmente relevante en el caso chileno dadas las condiciones de desacople vividas en el SEN. Un mecanismo de mitigación de poder de mercado local (**Local Market Power Mitigation (LMPM) Mechanism**) consiste 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 ofertas 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). En particular, el mecanismo 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 particular, se destaca la experiencia de sistemas de los Estados Unidos, en cuyos mercados operados en base al concepto de **Locational Marginal Pricing (LMP)**, similares al esquema chileno de costos marginales nodales, un mecanismo LMPM que proporcione una mitigación eficaz de las ofertas de los participantes es un componente particularmente necesario. El uso de mecanismos LMPM 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, e.g., NYISO, ISO-NE y IESO Ontario (Corredor et al., 2020). Por lo demás, en la aplicación más amplia de mecanismos de LMPM, 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 (e.g., ver caso de CENACE en México).

13.8.2. Esquemas de Mitigación ex-post de Ofertas

Estos esquemas hacen alusión a aquellos que a partir de un **análisis ex-post de los resultados del mercado**, buscan identificar comportamientos poco competitivos que hayan resultado en alteración de resultados competitivos.

Al respecto, cabe mencionar el caso de Reino Unido. En 2012 Ofgem introdujo una **Transmission Constraint Licence Condition (TCLC)** para abordar las preocupaciones de los generadores que explotan los períodos de congestión (restricciones) de transmisión. La

restricción central del TCLC es que *"el titular de la licencia no debe obtener un beneficio excesivo de la generación de electricidad en relación con un Período de Restricción de Transmisión"*. Sin embargo, Ofgem afirma que el propósito de la condición no es evitar que los generadores en el lado de la importación de congestiones de transmisión vinculantes cobren precios altos. Más bien, la prohibición se refiere a la manipulación de las cantidades resultantes. Ofgem afirma que *"el TCLC no prohíbe ofertas excesivamente altas durante las congestiones de importación en ausencia de manipulación de resultados. La razón de esto es que (en ausencia de manipulación de resultados) tales peaks de precios pueden ser un fiel reflejo de la escasez de generación y, por lo tanto, un incentivo de inversión razonable"*. Esto, a diferencia de los enfoques adoptados en sistemas de los Estados Unidos, en los que se busca mitigar las ofertas ex-ante. En contraste, el TCLC establece el comportamiento esperado de los participantes y luego buscaría enjuiciar a los generadores por incumplimiento de las condiciones de la licencia (Kemp, Forrest, & Frangos, 2018). Otra experiencia internacional de referencia a destacar corresponde a las denominadas **Undesirable Trading Situation (UTS)** de Nueva Zelanda, a partir de las cuales se analizan medidas de corrección y de sanción pertinentes. Una UTS corresponde a un **acontecimiento extraordinario que amenaza o puede amenazar la confianza o la integridad del mercado mayorista de la electricidad y que no puede ser resuelta bajo la normativa**. Las disposiciones normativas obligan a intentar corregir tales situaciones y restablecer el funcionamiento normal del mercado de la electricidad lo antes posible. Por ejemplo, suspendiendo requisitos normativos o imponiendo nuevos requisitos a los participantes del mercado[225].

13.8.3. Consideraciones Adicionales

Finalmente, cabe mencionar una serie de **elementos relevantes a la hora de evaluar el diseño de medidas preventivas de mitigación de poder mercado**, entre las que se destacan: la implementabilidad de mecanismos y consideración de unidades de monitoreo independientes; la consideración de precios de referencia para ofertas mitigadas; la evaluación de la posibilidad de ofertar precios negativos; y condiciones bajo las cuales es posible evitar el uso de medidas de mitigación.

13.8.3.1. Implementabilidad del Mecanismo

Se vuelve a recalcar la **relevancia de medidas complementarias** que guíen una correcta ejecución del mercado, por ejemplo mediante el uso de **unidades de monitoreo de mercado independientes** al CEN, así como la **evaluación de herramientas disponibles** para la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) del mismo. En este contexto, el diseño de cualquier mecanismo de mitigación requiere la evaluación de su implementabilidad, dada la **experiencia y procedimientos actuales llevados a cabo por el regulador y el CEN** en términos del proceso de auditación de información asociada a características técnicas y de costos de unidades de generación, la implementación de precios máximos en el mercado de SSCC y monitoreo del mercado en general, así como de los procesos actuales de programación y operación del sistema, y sus avances en la implementación de programaciones intradiarias[226].

[225] Mayor información disponible en: Electricity Authority: Undesirable trading situations y HoustonKemp: International review of market power mitigation measures in electricity markets.
[226] Mayor información disponible en: CEN: Webinar: Los avances de la nueva Programación Intradiaria

13.8.3.2. Precios de Referencia para Ofertas Mitigadas

El precio de referencia para ofertas mitigadas se puede basar para el caso de unidades convencionales en el **uso de esquemas de costos auditados como el actualmente utilizado**. Bajo un diseño de mercado como el propuesto, es de esperar que agentes competitivos deberían ofertar sus costos variables. Por lo tanto, un **benchmark competitivo** sería precisamente utilizar costos variables de referencia. Ciertamente el desafío de este esquema recae en tecnologías donde no es posible auditar costos y/o que dichos costos son principalmente costos de oportunidad, como es el caso de la respuesta de demanda y el almacenamiento de energía. En dichos casos, el análisis de esquemas de formación de ofertas bajo el supuesto de un mercado competitivo, a través del problema de optimización que enfrentan los distintos agentes, puede servir como referencia para ofertas mitigadas.

A modo de referencia, bajo el esquema LMPM implementado en CAISO, éste considera un método de descomposición del Locational Marginal Price (LMP) a partir del cual es capaz de identificar si este contiene componentes de congestión no competitivas, lo que indicaría el potencial de poder de mercado local, en cuyo caso las ofertas se encuentran sujetas a mitigación. En dicho caso, las ofertas correspondientes son 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[227]. De forma similar, en PJM se considera la validación de ofertas en base a precios de referencia basados en la auditación de información bajo ciertas condiciones de participación.

13.8.3.3. Evaluación de la Posibilidad de Ofertar Precios Negativos

En la misma línea de lo que serían ofertas nulas, precios negativos suponen mayores posibilidades de adjudicación en un esquema de ofertas. Sin embargo lo anterior, cabe señalar que **la ocurrencia de precios negativos de equilibrio** (considerando el caso de mercados de precio uniforme) como resultado de mercado **no resulta necesariamente como una consecuencia directa de** la oferta o adjudicación de **ofertas de precio negativas**, haciendo falta la concurrencia de otros factores como bajos niveles de demanda y altos niveles de suministro (típicamente del tipo ERV de costo cero)[228].

En este contexto, corresponde al regulador evaluar posibles incentivos y potenciales impactos de ofertar precios negativos en un mercado de ofertas en el caso eléctrico chileno, en consideración de las perspectivas de desarrollo y desafíos técnicos futuros del SEN (i.e., congestiones de transmisión, mínimos técnicos, requerimientos de rampa frente a integración ERV, etc.).

13.8.3.4. Condiciones Bajo las Cuales es Posible Evitar el Uso de Medidas de Mitigación

Es posible identificar casos en que, ya sea por incentivos o conducta de los agentes, por el impacto que las firmas pueden tener en los resultados de las ofertas, u otro aspecto, es posible evitar (o al menos reducir) el uso de medidas de mitigación de poder de mercado local. Esto, ya sea para todos o solo algunos de los agentes de mercado, a nivel local o del SEN como un todo, **manteniendo así íntegramente las ofertas** de los agentes del mercado

[227] Mayor información respecto del mecanismo de LMPM implementado en CAISO se encuentra disponible en: CAISO: Commitment Cost and Default Energy Bid Enhancements, y CAISO: Local Market Power Mitigation Enhancements

[228] Disponible en: FSR: Negative prices for electricity

eléctrico. Lo anterior, fundamentalmente en función de una serie de características cualitativas y resultados cuantitativos favorables de métricas de monitoreo de condiciones de competencia de corto, mediano y largo plazo. Entre otras, estas podrían considerar:

- **Índices Estáticos:** Al menos, Market Share (MS), Herfindahl-Hirschman Index (HHI) y Residual Supply Index (RSI), los que debido a su simpleza y sencillez de implementación se espera pudieran ser adoptados por el regulador y el CEN sin mayores requerimientos computacionales o humanos.

- **Análisis de Rentas Pivotales:** Esto, para un número reducido de firmas del mercado, aquellas que en base a otras métricas más sencillas (como por ejemplo Market Share), se determina que son potenciales candidatas a contar con algún nivel de poder de mercado relevante a monitorear con mayor detalle.

En este contexto, cabe **recalcar** que existen una serie de dimensiones (e.g., contingencias operacionales de corto plazo, asimetrías de información, etc.) que no necesariamente serán capturadas por mecanismos de monitoreo de mercado estructurales o de corto plazo, por lo que **medidas de mitigación de poder de mercado adicionales tales como un precio máximo alto seguirán siendo extremadamente importantes y necesarias.** En la práctica, el resultado de la aplicación de una metodología integral de monitoreo y evaluación de condiciones de competencia en su conjunto permite formalmente solamente **descartar la existencia de condiciones de competencia**[229]. En este contexto, cobran relevancia la determinación de bandas de holgura de ofertas respecto a precios de referencia (basados por ejemplo en parámetros auditados), así como precios máximos lo suficientemente mayores a ofertas esperadas (i.e., cuyas expectativas de activación sean reducidas).

[229] El uso de esos términos se refiere al hecho que cualquier hipótesis se puede descartar o no descartar, pero dada las brechas naturales de modelos, información y supuestos utilizados en los análisis nunca es posible confirmarlas. Lo anterior está relacionado con el método de falsación empírica desarrollado por Karl Popper en su trabajo "La Lógica de la Investigación Científica". Un ejemplo de lo anterior son test estadísticos en econometría donde las hipótesis al superar el test se declaran como "no se puede rechazar" y si no lo superan la hipótesis "se rechaza".

14. Propuesta Conceptual de Transición

Tomando en consideración las brechas actuales en los mercados mayoristas de energía, la propuesta conceptual de transición considera la implementación, primeramente, de un mercado de transición basado en costos mejorado; y posteriormente, un mercado de ofertas tanto por energía como SSCC. En este contexto, **es posible ir abordando los cambios que requiere este proceso de manera consistente y coherente**. De forma general, las etapas de transición tienen como atributos principales los descritos a continuación:

- **Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado:** Considera un mercado altamente centralizado basado en **costos auditados en energía** considerando un esquema de múltiples etapas de **naturaleza vinculante**, pero **sin inconsistencias** entre mercados de energía y SSCC en lo referente a la remuneración pay-as-clear en energía (precio uniforme) y pay-as-bid en SSCC (precio ofertado). Lo anterior requiere fundamentalmente de una **mejora de modelos y herramientas** para la operación del SEN, las cuales **son críticas**, independiente del diseño específico del mercado de transición.

- **Mercado Basado en Ofertas:** Considera una transición hacia un **esquema** de múltiples etapas de naturaleza vinculante **basado en ofertas tanto por energía como SSCC**. Lo cual requerirá principalmente habilitar las **herramientas de monitoreo y mitigación requeridas**, junto a plataformas de información actualizadas para los agentes del mercado, mientras que **en lo referente a herramientas para realizar la programación y la OTR, no se debieran requerir actualizaciones respecto al mercado de transición previo**.

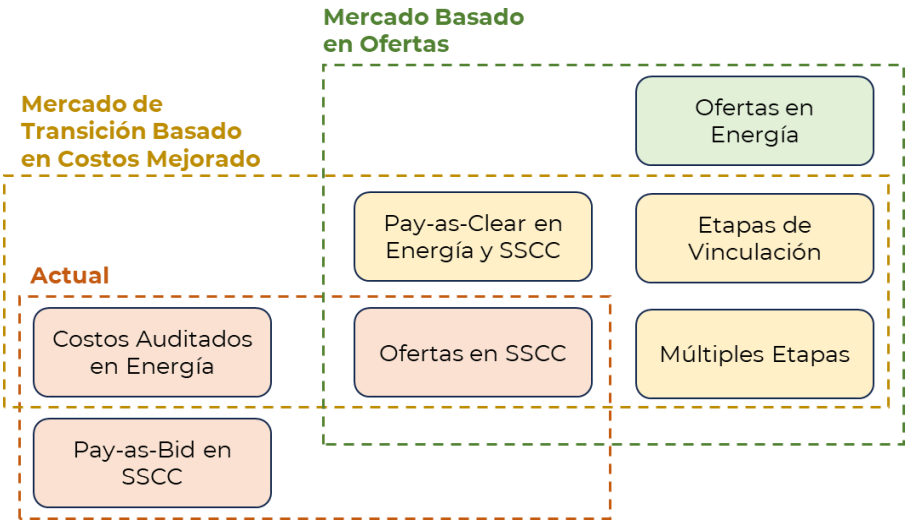

Figura 14.1. Diagrama de niveles de evolución del Mercado Eléctrico.

No obstante, y considerando los desafíos extendidos de mercados mayoristas, y la necesidad de diseños consistentes entre los diferentes niveles de mercado, **cabe mencionar la necesidad de retomar la discusión respecto de una reforma al actual mecanismo de suficiencia del sistema**, considerando la transición desde el esquema vigente de precios fijados de manera administrativa, por un mecanismo basado en un **mercado de capacidad centralizado**, donde necesidades y requerimientos sistémicos sean determinados y a partir

de los cuales se definan productos y el precio asociado a la capacidad resulte de la interacción de los distintos agentes, en línea con diseños presentes en mercados de referencia internacional. Lo que requerirá no solamente de modificaciones regulatorias sino que también la implementación de herramientas y modelos para su ejecución. Cabe destacar que mejoras al mercado de capacidad pueden ser abordadas de forma paralela a niveles de evolución antes mencionados.

14.1. Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado

En términos generales, este mercado de transición considera extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN, mediante un mercado altamente centralizado, etapas de vinculación con costos auditados en energía, pero sin inconsistencias entre el mercado de energía y el de SSCC, así como elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado en línea con las bases necesarias para una potencial transición a mercado de ofertas.

Para su implementación, se requieren **modelos y herramientas de operación y planificación del CEN**, tales como:

- Transitar desde el actual uso de listados de prioridad de colocación para el despacho en TR hacia el uso de **modelos de despacho en TR basados en co-optimización** de energía y reservas.
- Aumento de la **granularidad** en el pre-despacho, despachos intradiarios y en TR.
- Explicitar el cálculo del costo marginal como la **variable dual** de los modelos de operación. La naturaleza de los modelos en lo referente a restricciones (e.g., rampa), SSCC, flexibilidad, ventanas de optimización (e.g., horario, look-ahead) y otros elementos de modelación (e.g., granularidad, etapas intradiarias) deben ser evaluados en función de la evolución de los atributos del sistema eléctrico[230].
- Revisión y actualización de los modelos para la **coordinación hidrotérmica** y determinación del valor centralizado del agua.
- Implementación de plataformas de **Tecnologías de la Información** a disponibilidad de los actores del sector.

Del mismo modo, respecto al **diseño y operación del actual mercado**, se requiere incorporar elementos como:

- Implementar un esquema de **mercado multietapas de naturaleza vinculante**, con al menos una etapa del DA y una en TR, dejando abiertas a la posibilidad de etapas intradiarias. Además, para esto se sugiere dar algún grado de libertad a agentes, por ejemplo a través de 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**.
- 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.
- Mejoras en la co-optimización de energía y reservas desde el sistema híbrido actual

[230] Algunos atributos a considerar son: niveles de integración de fuentes ERV, generación distribuida, electromovilidad, mayores requerimientos de rampa del sistema, inercia, etc.

mediante una transición hacia un diseño basado en **co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas**.

- 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.
- Mejorar herramientas para el **monitoreo de competencia de corto plazo**.

En el esquema propuesto, los precios y cantidades despejadas del **mercado del DA** son **vinculantes**, es decir, fijan una posición financiera. De manera similar, en el caso de considerar **mercados intradiarios**, estos son similares al mercado del DA con posibilidad de **actualizar** pronósticos, información de retiros e inyecciones y ofertas de SSCC. Luego, los precios y cantidades despejadas en esta etapa también son **vinculantes** respecto a las etapas siguientes. Finalmente, el **mercado en TR** considera información actualizada de pronósticos y un DE con operación detallada basado en co-optimización de energía y reservas. De esta manera, se consideran precios uniformes en TR para energía y reserva basados en modelos de DE, lo que elimina el uso de listas de mérito. Asimismo, los costos asociados a la eventual activación de estas reservas es valorizada al precio de energía y asignada en función de bandas de tolerancia, de tal forma de reconocer error nominal en pronósticos de etapas previas.

En este esquema de mercado donde los precios de los SSCC se asocian a variables duales del modelo de optimización, dada la naturaleza del diseño precio uniforme y bajo condiciones de competencia adecuadas, los **agentes no requieren internalizar en sus ofertas los costos de oportunidad** esperados asociados a utilizar capacidad para entregar reservas, al igual que en el esquema actual. Sin embargo, los costos de oportunidad de esta naturaleza debieran estar internalizados en la variable dual resultante del modelo, por lo que no sería necesario compensarlos mediante pagos laterales adicionales. Así, un esquema donde en la señal de precio uniforme se internalizan los costos de oportunidad genera **mejores señales de inversión**, al generar incentivos adecuados respecto a los costos que tiene para el sistema la provisión de los SSCC.

Cabe destacar que la implementación de este tipo de esquema debe considerar la factibilidad de **implementación** de los esquemas de **co-optimización de energía y reservas**, de manera tal que estos servicios sean ofertados y adjudicados dentro de los distintos mecanismos de liquidación múltiple.

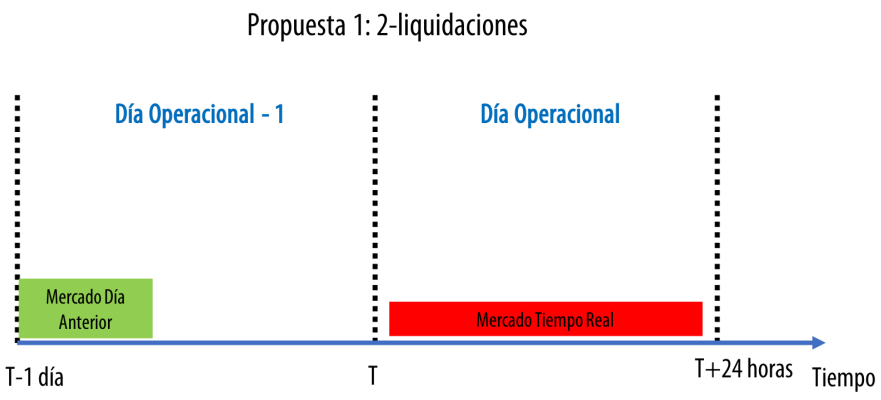

Figura 14.2. Esquema con mercado del DA y mercado en TR.

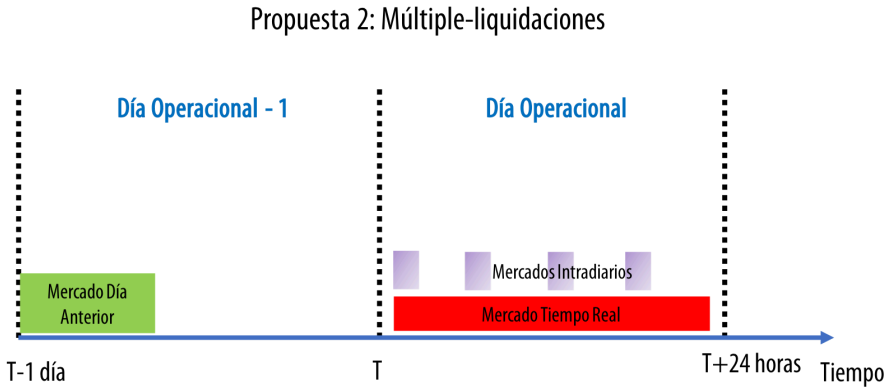

Figura 14.3. Esquema con mercado del DA, mercados intradiarios y mercado en TR.

A continuación se presenta un resumen con las características del mercado de transición basado en costos mejorado con respecto al esquema de mercado actual.

Tabla 14.1. Resumen de las características del mercado de transición basado en costos mejorado.

Esquema de Liquidación Múltiple	Formación de Precios	Cantidad y Objetivos de las Etapas	Información de los Agentes	Restricciones y Modificación de las Posiciones
Esquema Actual	Precio uniforme para energía en base a listas de mérito y precio diferenciado (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: DA no vinculante y en TR (despacho en base a listas de mérito).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	El esquema actual no es vinculante. Los Agentes no toman posiciones ni gestionan sus riesgos.
Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado	Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: DA vinculante y en TR. **Adicionalmente podría tener etapas intradiarias.**	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. Pronósticos de ER, potencialmente retiros e inyecciones (i.e., ofertas de capacidad para ER y ESS).	Esquema vinculante. Los agentes pueden modificar sus posiciones de centrales de ER y autodespacho.

14.2. Mercado Basado en Ofertas

El diseño se basa en el esquema de mercado de transición propuesto basado en costos auditados, similar en su modelación y etapas vinculantes, la resolución de problemas de co-optimización de energía y reservas y precio uniforme, con la diferencia que la **información de entrada se basa en una estructura de ofertas**. De esta manera, para el mercado de energía se consideran **ofertas simples de precio** fijas durante el período de operación y de cantidad máxima variable. Además, considera que los recursos hídricos se mantienen bajo un **esquema de gestión centralizado** en energía. Parámetros que estén asociados a ofertas complejas[231] continúan bajo auditoría de costos y pagos laterales se utilizan para la compensación de costos no-convexos.

Tabla 14.2. Resumen de las características de un mercado basado en ofertas.

Esquema	Esquema Actual	Esquema Propuesto
Proceso General de Mercado	Esquema híbrido. La programación del DA es no vinculante en base a costos auditados de energía, definiendo el pre-despacho de centrales térmicas y niveles de despacho referenciales. El proceso de subasta por reservas se basa en ofertas y se resuelve en la misma programación del DA. La OTR se basa en listados de prioridad de colocación. Mercado se resuelve ex-post en función de la operación real del sistema.	Subastas vinculantes en base a ofertas se celebran en el Mercado del DA e Intradiarios (ID) en diferentes instancias. Bandas de tolerancia permiten asignar responsabilidades por desvíos.
Resolución del Mercado	La programación del DA se resuelve mediante la co-optimización de energía y reservas. La OTR se resuelve mediante listados de prioridad de colocación.	Las subastas en el Mercado del DA e ID, así como el despacho en TR del sistema se resuelven mediante el proceso de **co-optimización de energía y reservas**.
Administración del Proceso y Participantes	Proceso a cargo del CEN. Solo generadores participan del mercado (inyecciones y retiros).	Proceso a cargo del CEN. Suministro y demanda ofertan en las subastas.
Determinación de Precios	Esquema Híbrido. Los precios por energía se determinan de forma ex-post en función de la operación real del sistema y costos auditados. Los precios de reservas son del tipo Pay-as-Bid, en función de las ofertas presentadas en la subasta del DA.	Los precios de energía y reservas son determinados a partir de las **variables duales** de los modelos de co-optimización resueltos.
Pronósticos y Desviaciones	Pronósticos definidos por el CEN en función de pronósticos provistos por los propios agentes en el DA. Esquema no vinculante no asigna responsabilidades respecto de desvíos.	Pronósticos generados por el CEN y/o provistos por los propios agentes a través de sus ofertas. **Bandas de tolerancia** permiten asignar responsabilidades por desvíos. Desvíos impactan pagos y remuneraciones de los agentes en función de desviaciones respecto de la última etapa de liquidación.

[231] Las ofertas simples se basan en pares precio-cantidad. En cambio, ofertas complejas pueden incorporar condiciones técnicas (e.g., que consideren tiempos de encendido y otros parámetros de operación) y/o económicas.

15. Revisión Crítica de la Regulación Vigente

Con el objetivo de identificar las brechas existentes en la regulación vigente para la implementación en Chile de un **mercado de transición basado en costos** y posterior transición hacia a un **mercado de ofertas de precio y cantidad**, se realiza una revisión crítica del material público disponible asociado a Leyes, Reglamentos y Normas Técnicas, así como otros cuerpos menores, particularmente en el caso de los mercados de energía y SSCC.

La metodología empleada para analizar los cuerpos regulatorios considera revisar y comentar sistemáticamente artículos relevantes de cada cuerpo. Lo anterior, con el objetivo de identificar cuáles son los elementos facilitadores y potenciales barreras para la implementación de los mercados de transición y ofertas antes descritos. Los comentarios se categorizan como **positivos (✓)**, lo que significa que dicho elemento del artículo es positivo para la transición hacia un nuevo diseño de mercado basado en múltiples etapas vinculantes basado en ofertas, **negativos (X)** cuándo elementos del artículo podrían generar dificultades o difieren de los principios de diseño del mercado propuesto, y **problemáticos (?)** cuando existen dudas respecto al impacto y necesidad de incluir dicho elemento en el artículo. De igual manera se incluyen algunos comentarios sin la categorización anterior, pero que son elementos a considerar respecto al artículo.

15.1. Mercado de SSCC

El **principal desafío** en términos de la regulación asociada al **esquema de remuneración de SSCC** dice relación con la determinación práctica de un **esquema en que se deja como único componente de la oferta por SSCC el valor de desgaste y uso de la unidad, considerando para ello un esquema de remuneración pay-as-bid**, mientras que los costos que se producen en la operación real, debido a la prestación de los SSCC (sobrecostos y costos de oportunidad), se remuneran de acuerdo con la operación efectiva y de manera directa a los agentes que incurren en dichos costos.

15.1.1. Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

Concepto y Norma Actual	Comentario
Remuneración de SSCC Artículo 72°-7.- Servicios Complementarios. "Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes. Los resultados de dicho estudio podrán ser sometidos al dictamen del Panel dentro de los diez días siguientes a su comunicación por parte del Coordinador. Por su parte, la **valorización de los servicios complementarios** licitados o subastados **corresponderá al valor adjudicado** en la respectiva licitación o subasta."	Se define la valorización de SSCC subastados al valor adjudicado en la respectiva subasta. No especifica **la definición del valor adjudicado** (?).

15.1.2. Reglamento de SSCC (DS113)

Concepto y Norma Actual	Comentario
Co-optimización de Energía y Reservas Artículo 18.- El Coordinador deberá realizar la **programación de la operación** del Sistema Eléctrico Nacional **optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía** para abastecer la demanda **y las reservas operacionales** necesarias para un adecuado control de frecuencia de dicho sistema, junto con los demás elementos que se deben considerar en la referida programación de acuerdo a la normativa vigente y los principios de ésta, establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley.	Se define la co-optimización de energía y reservas en la programación de la operación. Elemento positivo del diseño actual (✓).
Remuneración de SSCC Artículo 56.- La **valorización y remuneración de los Servicios Complementarios** que sean licitados o subastados por el Coordinador, **corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta**. Por su parte, los servicios que deban ser prestados y/o instalados directamente serán valorizados y remunerados según: a. Lo establecido en el Estudio de Costos tratándose de servicios en los que no existan condiciones de competencia. b. Los valores máximos o mecanismos de valorización fijados por la Comisión para las licitaciones o subastas declaradas desiertas, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 37 o 45 del presente reglamento, según corresponda, o los que fije la Comisión, de conformidad a lo establecido en los artículos 63 y siguientes del presente reglamento.	La valorización y remuneración de servicios subastados corresponderá al **valor adjudicado** en la respectiva subasta. No especifica **la definición del valor adjudicado** (?).

Concepto y Norma Actual	Comentario
Mercado Basado en Costos Auditados Artículo 59.- La Resolución SSCC deberá definir las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada uno de los Servicios Complementarios, e indicar la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales. La remuneración de los Servicios Complementarios deberá considerar, según corresponda a la naturaleza del referido servicio, las componentes asociadas a la inversión, operación y/o mantenimiento de las instalaciones para la prestación de dichos servicios o, alternativamente, componentes asociados a la disponibilidad y/o activación de los mismos. Para cada uno de los servicios definidos en la Resolución SSCC, **la Comisión deberá determinar cuáles de las componentes de costos** señalados precedentemente **se deberán considerar en la remuneración**, las que serán remuneradas según lo dispuesto en el artículo 56 anterior. Se remunerará la componente de disponibilidad de un servicio cuando existan, entre otros, costos de oportunidad y/o de habilitación e implementación del servicio respectivo. Asimismo, se remunerará la componente de activación del servicio, cuando se identifiquen, entre otros, **costos variables** y/o costos de oportunidad, así como costos de mantenimiento adicionales, en que se incurrirían por la prestación del respectivo servicio. Tratándose de los servicios de control de frecuencia que no sean prestados por infraestructura materializada producto de una licitación realizada para la prestación de este servicio, la remuneración deberá contemplar una componente por la disponibilidad del recurso técnico y/o una componente por la activación de dicho servicio. En caso que la prestación del servicio de control de frecuencia involucre la inyección de energía al sistema eléctrico por parte de una instalación, la remuneración por activación corresponderá a la energía inyectada para la prestación del referido servicio, valorizada al costo marginal de la barra de inyección.	Se hace alusión a costos variables (esquema de mercado basado en costos auditados) **(X)**.
Remuneración de SSCC Artículo 61.- **La remuneración de Servicios Complementarios** materializados mediante procesos de licitaciones o subastas, **corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta**. **Se adjudicará al valor ofertado** a los proponentes que cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Coordinador en el respectivo proceso.	La remuneración de servicios subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva subasta, **adjudicándose al valor ofertado** (?). Regulación podría interpretarse como un esquema de remuneración pay-as-bid pero hay una ambigüedad al utilizar el término valor adjudicado **(X)**.
Mercado Basado en Costos Auditados y Uso de Listado de Prioridad de Colocación Artículo 68.- Habiéndose instruido la prestación de Servicios Complementarios de manera directa y obligatoria, los Coordinados titulares de instalaciones de Servicios Complementarios cuya prestación implique la operación de las mismas a un **costo variable** de operación superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas	Se hace alusión a **costos variables (esquema de mercado basado en costos auditados) (X)**. Adicionalmente, destacar que la **regulación** es explícita en indicar que no se considera la

Concepto y Norma Actual	Comentario
económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos. Si la prestación de Servicios Complementarios se realiza producto de licitaciones y/o subastas y su prestación implica la operación de la instalación a un **costo variable** superior al costo marginal del sistema, los oferentes adjudicados no recibirán una remuneración por sus **costos variables** de operación no cubiertos. En este caso se entenderá que no existe operación fuera de orden económico. Se define orden económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, de acuerdo al **listado de prioridad de colocación** efectuado por el Coordinador.	remuneración por costos variables de operación no cubiertos (sobrecostos), elemento que bajo el diseño inicial del mercado de SSCC (pay-as-bid sin pagos laterales) **buscaba la no duplicación de pagos** respecto a pagos laterales en energía, **pero** que **bajo el diseño actual** (pay-as-bid **con pagos** laterales) **podría estar generando un conflicto**.

15.1.3. Norma Técnica de SSCC

Concepto y Norma Actual	Comentario
Co-optimización de Energía y Reservas Artículo 2-48 Programación de la operación "Para el caso de servicios de CF cuyo mecanismo de materialización sean subastas, la adjudicación de reservas se realizará a aquellas ofertas que permitan la operación más económica del SEN en conformidad a los resultados del **proceso de la programación de la operación que optimiza de manera conjunta, o co-optimiza, el nivel de colocación de energía** para abastecer la demanda **y las reservas operacionales** para un adecuado control de frecuencia y de acuerdo a las condiciones previamente establecidas por el Coordinador para la evaluación de ofertas. Los procedimientos y plazos serán los establecidos en la respectiva norma técnica."	Se define la co-optimización de energía y reservas en la programación de la operación. Elemento positivo del diseño actual (✓).
Co-optimización de Energía y Reservas Artículo 2-51 Operación en tiempo real "**El Coordinador deberá realizar la operación en tiempo real en conformidad a los resultados de la Programación de la Operación**. En el caso de los servicios de Control de Frecuencia subastados, el Coordinador deberá asignar en la operación en tiempo real las reservas adjudicadas de acuerdo a lo señalado en el Artículo 2-48 de la presente NT. Los oferentes que resulten adjudicados en las subastas de SSCC se obligan a cumplir con las condiciones establecidas por el Coordinador para la prestación de SSCC subastados."	Se define la co-optimización de energía y reservas en la programación de la operación. Elemento positivo del diseño actual (✓).
Co-optimización de Energía y Reservas Artículo 2-52 Desvíos respecto de lo programado "En caso que en la operación en tiempo real ocurran desvíos respecto de lo programado y las reservas previamente adjudicadas no puedan ser prestadas o se requieran reservas adicionales, el Coordinador deberá instruir la prestación de reservas en atención a la seguridad de servicio del SEN. Sin perjuicio de lo anterior, **tratándose de desvíos que ameriten una**	Se abre a la posibilidad de un procesos de co-optimización de energía y reservas (subastadas) dentro de la OTR (✓).

Concepto y Norma Actual	Comentario
actualización del Programa de la Operación de conformidad a lo dispuesto en la normativa correspondiente, el **Coordinador deberá evaluar si las condiciones operacionales del Sistema permiten iniciar un proceso de recepción de ofertas por las reservas adicionales y su incorporación al proceso optimización conjunta o co-optimización de manera de adjudicar las reservas requeridas**. En caso que la evaluación de las condiciones operacionales no permita iniciar el proceso de recepción de ofertas referido y su incorporación al proceso optimización conjunta o co-optimización de las reservas adicionales, el Coordinador deberá instruir la prestación de las reservas. En el referido caso, la prestación del servicio deberá ser retribuida económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos. Una vez ocurrido el desvío, el Coordinador deberá restablecer las reservas adjudicadas para preparar al Sistema a responder a otros eventuales desvíos."	

15.1.4. Resoluciones Exenta de Definición de SSCC (RE442)

Concepto y Norma Actual	Comentario
Remuneración de SSCC Capítulo 2.2. Remuneración de los Servicios Complementarios "Conforme a lo anterior, cuando la materialización del respectivo Servicio Complementario se efectúe mediante una subasta, el **servicio se remunerará según el valor adjudicado** en la misma, de conformidad a las condiciones fijadas por el Coordinador al efecto, de acuerdo con el Artículo 2-16 de la NT de SSCC, y que permitan la operación más económica del sistema eléctrico, de acuerdo con el proceso de optimización conjunta del nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales. Dicho **valor adjudicado será la suma de los siguientes elementos**: **- Costo de oportunidad real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo **será calculado por el Coordinador** con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios. **- Costos por operación a un Costo Variable mayor al costo marginal real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el Costo Variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo **será calculado por el Coordinador**, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios. **- Costo de operación adicional real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este **costo será calculado por el Coordinador** con ocasión de la realización de los balances	**El valor adjudicado considera la suma de costos calculados por el CEN (costos de oportunidad real y sobrecostos de operación) y el valor ofertado. La Resolución deja como único componente de la oferta por SSCC el valor de desgaste y uso de la unidad[232], considerando para ello un esquema de remuneración pay-as-bid (X).** Mientras, los costos que se producen en la OTR, debido a la prestación de los SSCC (sobrecostos y costos de oportunidad), se remuneran de acuerdo con la operación efectiva y de manera directa a los agentes que incurren en dichos costos (✓).

[232] Disponible en: CEN: Minuta Técnica Efecto en remuneración de SSCC por aplicación de la Resolución Exenta N° 442 de 2020, junio 2022

Concepto y Norma Actual	Comentario
de remuneración de servicios complementarios. **- Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el **Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros**."	

15.1.5. Resolución Exenta de Valores Máximos de SSCC (RE443)

Por un lado, la Resolución **define los mecanismos** de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de servicios **de forma diferenciada por tecnología.** En el mediano plazo, idealmente los **precios máximos no debieran ser diferenciados**. Esto, asociado a que bajo un esquema de precio uniformes existen incentivos a que tecnologías revelen sus verdaderos costos, además del hecho de que la definición de precios diferenciados presume que dichos costos se pueden efectivamente calcular, lo cual es altamente sensible a supuestos de modelación.

No obstante lo anterior, cabe destacar que **en el cortísimo plazo es posible mantener el actual esquema de precios máximos diferenciados**, incluso bajo la propuesta conceptual de remuneración precio uniforme (pay-as-clear) desarrollada para SSCC. Bajo este esquema, aún ofertas mitigadas por precios máximos diferenciados de unidades flexibles pueden capturar rentas de eficiencia por precios uniformes basados en precios de programación (fijados por unidades marginales en reservas).

Por otro lado, **no da cuenta de una metodología dedicada para el reconocimiento de costos de oportunidad para ESS**. En particular, se destaca la definición de los costos de oportunidad, como aquellos que remuneran el margen de energía no inyectada al sistema producto de la prestación del servicio, según la siguiente expresión:

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

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

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

energía almacenada, y que con ello incentive la participación de ESS en el mercado de reservas[233].

Adicionalmente, destacar la **urgencia de realizar el estudio de determinación de los costos de desgaste representativos de tecnologías en consideración de la realidad nacional**, lo que inicialmente según la resolución debiera haber sido realizado en el transcurso del año 2021, lo que podría incentivar la participación de agentes en el mercado de SSCC en la medida que al menos sus costos de desgaste, única componente ofertada en la actualidad, no resulten limitados de forma administrativa según la tabla presentada en el artículo transitorio. Al respecto, cabe destacar que, a la fecha, solo se encuentra disponible la Versión Preliminar de noviembre de 2022 del mismo, el cual da cuenta de resultados preliminares para costos de desgaste por servicio muy inferiores a los presentados inicialmente en la RE443[234].

15.1.6. Documentos Operacionales del CEN

La Minuta de Remuneración de SSCC de enero de 2023[235], cuyo objetivo es explicar de manera breve las metodologías de remuneración y pago que aplica el CEN a los SSCC en la actualidad, **da cuenta de una metodología dedicada para el reconocimiento de costos de oportunidad para ESS**. El proceso se caracteriza por requerir la descarga forzada del ESS al final del día, la cual luego es valorizada en función de una heurística que supone que la inyección de esa energía hubiera sido en horas de mayor costo marginal cuando el BESS entregó reservas.

Si bien la metodología cuenta con el aspecto positivo que toma en consideración la energía disponible del ESS para el cálculo de su costo de oportunidad, la descarga forzada del mismo no responde a criterios de operación a mínimo costo ni responde al uso de modelos o listas de prioridad de colocación. Por otro lado, la metodología solo toma en consideración el costo de oportunidad por **disponibilidad** asociado a la prestación de reservas de **subida** y en modo de **descarga**. No existe mención de la posibilidad de prestación de reserva de subida en modo de **carga** ni se toma en cuenta el costo de oportunidad producido por la mantención de reservas de **bajada** (un ESS podría preferir inyectar menos energía en cierta hora con tal de mantener niveles de energía almacenada para utilizarlos en una hora posterior de mayor valorización). En la misma línea, costos de oportunidad por activación de reservas no son considerados en la metodología.

Por otro lado, la Minuta de Modelación y Asignación de SSCC[236], la cual describe los criterios utilizados por el CEN para determinar y aplicar los costos o precios unitarios de cada unidad generadora para proveer reservas operacionales de CF, da cuenta de que la **función objetivo del problema de co-optimización** de energía y reservas **no considera costos de activación asociados a costos variables de reservas de subida** (sólo considera costos de partida unitarios aplicables para el servicio CTF(+) al estar fuera de servicio, mientras que para cualquier otro SSCC este valor es cero).

---

[233] Una propuesta de diseño del mercado de SSCC con miras al reconocimiento de costos de oportunidad de ESS se presenta en la sección 6.1.
[234] Disponible en: CEN: Estudio de Costos de Desgaste SSCC 2022
[235] Disponible en: Balance Definitivo SSCC Enero 2023
[236] Disponible en: CEN: Minuta GM N°27-2022 Modelación y Asignación de SSCC de CF ISSCC 2023 de Diciembre de 2022

15.2. Mercado de Energía

Los **principales desafíos** en términos de la regulación asociada al **esquema de remuneración actual de energía basado en costos auditados**, dicen relación fundamentalmente con los siguientes elementos:

- En primer lugar, la **definición de una estructura de liquidación en una única etapa en TR**, sin nociones de vinculancia respecto de etapas de programación previas.
- En segundo lugar, la definición de la **OTR del sistema y, específicamente, el cálculo de costos marginales del sistema en función del listado de prioridad de colocación**, en lugar del resultado de modelos de co-optimización de energía y reservas.
- En tercer lugar, y en consideración de una transición hacia a un mercado de ofertas de precio y cantidad, la definición de la **estructura de información utilizada** para la operación del sistema y mercados eléctricos del SEN **en función de costos variables auditados.**

En este sentido, a continuación se presenta un análisis detallado de cómo la regulación a nivel de la Ley, Reglamento, Norma Técnica y otros cuerpos, da lugar a dicho esquema de remuneración.

15.2.1. Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

A nivel de la LGSE, se destaca como principal barrera la **noción de una única etapa de liquidación en TR**. Por lo demás, no se considera la necesidad de lineamientos adicionales o diferentes respecto a las funciones del CEN.

Artículo	Comentarios
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 72°-3.- Coordinación del Mercado Eléctrico. Asimismo, le corresponderá al Coordinador la coordinación y **determinación de las transferencias económicas** entre empresas sujetas a su coordinación, **para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema**, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico.	Noción de etapa de liquidación única en TR **(X)**.
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 72°-8.- Sistemas de Información Pública del Coordinador. El Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos sistemas deberán contener, al menos, la siguiente información: [...] e) **Información respecto a las transferencias económicas** que debe determinar entre las empresas sujetas a coordinación, tales como **costos marginales reales**, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, y en general de todos aquellos pagos que le corresponda calcular de acuerdo a la normativa vigente;	Noción de etapa de liquidación única en TR **(X)**.

Artículo	Comentarios
[...]	
Monitoreo de la Competencia Artículo 72°-10.- Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, **el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico**. En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.	No se aprecia la necesidad de modificaciones a nivel legal respecto del rol de monitoreo de la competencia por parte del CEN. Por otro lado, es de esperar que a nivel legal se plantee la necesidad de un monitoreo independiente externo al CEN.
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 149°.- Los suministros de energía eléctrica no indicados en el artículo 147° no estarán afectos a ninguna de las regulaciones que se establecen en este Título. Las **transferencias de energía** entre empresas eléctricas, que posean medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones que inyecten energía, operadas en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, **serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos** del sistema eléctrico. Estos costos serán calculados por el Coordinador. Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones con capacidad de inyectar energía al sistema eléctrico, según corresponda, operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el artículo 162°, numeral 3. Todo propietario de medios de generación o sistemas de almacenamiento, según corresponda, sincronizados al sistema eléctrico tendrá **derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo**, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación o sistemas de almacenamiento señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.	Noción de etapa de liquidación única en TR **(X)**.

Artículo	Comentarios
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 150 ter.- [...] Para estos efectos, el Coordinador realizará una liquidación mensual del balance de energía renovable no convencional inyectada, considerando el promedio mensual de los **costos marginales instantáneos** en el punto de inyección y el precio licitado. En caso que el balance arroje que el ingreso producto de la energía inyectada, valorizada al **costo marginal** promedio, sea mayor al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema recibirán la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh, percibiendo el exceso de dicha cifra el respectivo generador renovable no convencional. Por su parte, en caso que el ingreso por la energía inyectada, valorizada al promedio mensual de los **costos marginales**, sea inferior al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema deberán pagar la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh. En caso que la energía mensual efectivamente inyectada por un proponente que se haya adjudicado la licitación sea mayor o igual al bloque mensual comprometido, el excedente de energía se valorizará a **costo marginal instantáneo** de cada sistema eléctrico, en concordancia con lo señalado en el inciso segundo del artículo 149° de la presente ley. El adjudicatario recibirá un monto igual a la valorización del bloque comprometido de acuerdo a las condiciones ofertadas más un monto correspondiente al excedente de energía, valorizada en la forma indicada precedentemente. Al mismo tiempo, el adjudicatario recibirá los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por el Coordinador, correspondientes a la inyección del mencionado excedente de energía.	Noción de etapa de liquidación única en TR **(X)**.
Informe de Precios de Nudo Artículo 162°.- Para cada fijación semestral, los **precios de nudo de corto plazo se calcularán** de la siguiente forma: 1.- Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años, y considerando las instalaciones existentes y aquellas declaradas por la Comisión en construcción, se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el período de estudio; 2.- Con el programa de obras definido anteriormente y considerando básicamente la demanda de energía, los stocks de agua en los embalses, los **costos de operación de las instalaciones**, los costos de racionamiento y la tasa de actualización indicada en la letra d) del artículo 165°, se determina la operación del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio. Para la operación del sistema definida anteriormente **se calculan los costos marginales de energía del sistema**, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, **promediándose** los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese período. Los valores así obtenidos, **para cada una de las barras**, se denominan **precios básicos de la energía**; por costo de	**No se aprecia la necesidad de modificar lo relacionado al Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo**, toda vez que este representa una **abstracción de la OTR del SEN**, en términos de la operación de unidades y formación de costos marginales (i.e., en función del listado de prioridad de colocación). De forma similar, bajo un esquema de mercado basado en ofertas de liquidación múltiple, el actual procedimiento podría mantenerse, teniendo la salvedad de que la información de entrada al modelo respecto a costos de operación de las instalaciones debiera

Artículo	Comentarios
racionamiento se entiende el costo por kilowatthora incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Este costo de racionamiento se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico; 3.- Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará precio básico de la potencia de punta en el subsistema respectivo; 4.- Eliminado; 5.- Para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional del subsistema eléctrico que corresponda, y que no tenga determinado un precio básico de potencia, se calcula un factor de penalización de potencia de punta que multiplicado por el precio básico de la potencia de punta del subsistema correspondiente, determina el precio de la potencia punta en la barra respectiva; 6.- El cálculo de los factores de penalización de potencia de punta a que se refiere el número 5 anterior, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo, y 7.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el presente artículo deberán ser expresados a los precios existentes en el segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°. 8.- Eliminado.	basarse en sus ofertas (e.g., en los últimos 6 meses), y no en información auditada.
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 163°.- [...] Las **transferencias de energía** que se produzcan entre las empresas sujetas a coordinación, resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento, también **se valorizarán al costo marginal instantáneo** aplicable a las transacciones de energía en el sistema, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla.	Noción de etapa de liquidación única en TR **(X)**.

15.2.2. Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (DS327)

Artículo	Comentarios
Condiciones de Racionamiento Artículo 222.- **La calidad de servicio** es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse.	Las condiciones de racionamiento no se contraponen a un esquema de mercado de múltiples etapas de liquidación basado en ofertas **(✓)**. Estas

La calidad de servicio **incluye**, entre otros, los siguientes parámetros: a) Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión; b) La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas; c) La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento; **d) La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes;** e) El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro; f) La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos; **g) La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;** h) La continuidad del servicio, e i) Los estándares de calidad del suministro. Artículo 234.- **Las exigencias de calidad de servicio que señala este reglamento no serán aplicables** en los siguientes casos: [...] **c) En caso de racionamiento.**	pueden ser entendidas como condiciones particulares de estrés del sistema. En dicha línea, es de esperar que bajo condiciones de racionamiento, de forma natural, no existan necesariamente condiciones de competencia suficientes, y por lo tanto, se habiliten medidas de mitigación más exigentes (e.g., llegando incluso a utilizar ofertas de referencia) que podrían resultar en el uso de información de costos y parámetros auditados en procesos de programación y operación del SEN.

15.2.3. Reglamento de Coordinación y Operación (DS125)

15.2.3.1. Título III de la Coordinación de la Operación del Sistema Eléctrico

Artículo	Comentarios
CAPÍTULO 1 - DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
Costos Auditados Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se **optimiza y programa** el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá **garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones,** minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. **La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable**, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional **optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas** operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento. Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las	Referencia a optimización y operación más económica para el conjunto de instalaciones (✓). Define visión centralizada, extensión del esquema actual al definir que la programación determinará el valor de la energía embalsada o almacenada lo cual podría generar problemas e inconsistencias de ejecución (?). Define co-optimización de energía y reservas lo cual está alineado con las necesidades de ERV. (✓). Impone altos requerimientos de manejo de información lo cual en un escenario de asimetrías de información es complejo de cumplir de manera efectiva (X).

Artículo	Comentarios
instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.	
Costos Auditados y Listado de Prioridad de Colocación Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá **calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable**, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones **cuya capacidad de almacenamiento** implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica. El **costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía** según corresponda, para efectos de la elaboración del **listado de prioridad de colocación** señalado en el artículo 57 del presente reglamento.	Referencia a cálculo de costo de oportunidad de energía gestionable. Esto es en principio conflictivo con posibles costos asociados a SSCC (?). El conflicto radica en la imposibilidad de estimar adecuadamente o calcular en la práctica dichos costos de oportunidad en el caso de ESS, más aún en el contexto de mercados co-optimizados de energía y SSCC en los que la provisión de reservas podría limitar el arbitraje en el mercado de energía. Define noción de escala sobre qué es necesario gestionar centralizadamente. (✓). Impone elaboración de listado de prioridad de colocación (X). Determina los costos de oportunidad de ESS o centrales renovables con capacidad de almacenamiento para el listado de colocación, cómo el costo de oportunidad de energías gestionables (X).
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 39.- **El Coordinador podrá dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas** según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la adecuada valorización de las energías gestionables.	Da espacio a la definición de múltiples etapas de programación (✓).
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 40.- **El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación**, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, **en atención a cambios relevantes** en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado.	Da espacio a la definición de múltiples etapas de programación (✓).

Artículo	Comentarios
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 41.- Cuando el Coordinador defina **distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación**, las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.	Da espacio a la definición de múltiples etapas de programación (✓).
Costos Auditados Artículo 42.- El Coordinador deberá resguardar que el proceso de programación de la operación sea **compatible** con los mecanismos que se definan para la **materialización y prestación** de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo. Para efectos del presente reglamento, se entenderá por requerimiento de cortísimo plazo cuando la prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses y el período que medie entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días.	Dificultad de compatibilidad entre SSCC y gestión centralizada del agua y similares (?).
Costos Auditados Artículo 44.- La programación de la operación se realizará considerando, al menos, los **siguientes aspectos**: a. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica; b. **Costos variable combustibles y no combustibles, y consumos específicos de las distintas unidades generadoras**; c. Características y fechas de puesta en servicio de instalaciones declaradas en construcción; d. Costos y tiempos de partida y detención para unidades generadoras; e. Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse y con conectividad hidráulica; f. Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural; g. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica; h. Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses; i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados; j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador; k. Pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas; l. Costos de falla vigentes, determinados por la Comisión; m. Modelación del sistema de transmisión; n. Pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables; o. Proyección de demanda eléctrica, incluyendo su modelación temporal y espacial; p. Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación afectando su	Define requerimientos relevantes en cantidad y manejo de información. Puede hacerse más complejo de gestionar frente a integración de nuevas tecnologías y actores (?). No obstante lo anterior, cabe destacar la relevancia de que el CEN pueda contar o solicitar costos variables y otros parámetros sujetos a ser auditados, particularmente en la definición de esquemas de monitoreo y mitigación de mercado. Esto, por ejemplo, para justificar un comportamiento de oferta determinado, o para la definición de ofertas de referencia. En este último caso, podrían considerarse procesos de auditoría periódicos (e.g., semestrales o anuales), o a propósito de la solicitud de un agente en particular. Otra opción es contar con ofertas de referencia genéricas por tecnología. Todas estas son alternativas que reducen la

Artículo	Comentarios
operación o disponibilidad; q. Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema; r. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas; s. Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca; t. Requerimientos de Servicios Complementarios, en particular, niveles de reserva; u. Operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho; v. **Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía y otras energías gestionables**; y w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.	carga administrativa sobre el CEN en contraste con el actual esquema de auditación de costos. Operación centralizada de ESS **(X)**. Dicha información eventualmente podría (o no) ser motivo de auditorías y revisiones por parte del CEN difíciles de ejecutar, en función de la definición de ofertas **(X)**.
Costos Auditados y Listado de Prioridad de Colocación Artículo 45.- Para la programación de la operación, el **Coordinador deberá considerar las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación**, tales como tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras. En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el **listado de prioridad de colocación**, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos. Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar los parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente reglamento. Con todo, los puntos de operación factibles de las instalaciones a considerar en la programación de la operación, serán aquellos que permitan cumplir con todas las obligaciones normativas, independientemente de su origen.	Impone altos requerimientos sobre el CEN (?). Impone elaboración de listado de prioridad de colocación **(X)**.

Artículo	Comentarios
Costos Auditados Artículo 48.- El Coordinador deberá **determinar fundadamente y en conformidad** a lo dispuesto en la norma técnica respectiva, aquellas **Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las cuales sea necesario calcular un costo de oportunidad de la energía gestionable**, con el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico. Esta determinación se realizará considerando, entre otros, los siguientes aspectos de cada central: a. Capacidad de gestión temporal de energía; b. Nivel o volumen de energía almacenada; c. Pronóstico de generación renovable con recursos primarios variables y de energías afluentes; d. Potencia nominal de la central; e. Operación esperada; y f. Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia o eficiencia económica en el sistema eléctrico. Adicionalmente, para aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario sea hídrico, deberá considerar niveles y capacidad de almacenamiento de los embalses, características de las cuencas en que se encuentra la central y la conectividad hidráulica entre centrales, entre otros aspectos que estime necesarios. El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición. Asimismo, deberá informar al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones, respecto de si su instalación será de aquellas a las que se defina un costo de oportunidad. Esta definición podrá ser modificada por el Coordinador con posterioridad a la entrada en operación, y sólo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.	Entrega la posibilidad al CEN de determinar el conjunto de unidades con capacidad de regulación (✓). Operación centralizada difícil de ejecutar y calcular dichos costos de oportunidad. Especialmente en un escenario con mercado de ofertas en SSCC **(X)**.
Costos Auditados y Ofertas Artículo 49.- **El Coordinador deberá utilizar**, para la programación de la operación, el **pronóstico centralizado de generación renovable** con recursos primarios variables y la **proyección centralizada de demanda**, elaboradas en virtud de las disposiciones establecidas en el presente reglamento, en los Capítulos 3 y 4 del Título III, respectivamente, y la norma técnica respectiva. Las resoluciones y horizontes temporales de estas proyecciones y pronósticos deberán ser tales que permitan una adecuada modelación y representación del sistema eléctrico para las distintas etapas de la programación de la operación.	No cierra la posibilidad al CEN de utilizar la información de agentes para la programación de la operación (e.g., ofertas de cantidad) (✓).
Costos Auditados Artículo 56.- El Coordinador podrá determinar el establecimiento y la cancelación de condiciones especiales de operación para centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, o **Centrales con Almacenamiento por Bombeo**, **Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de Energía**, en base a la verificación o estimación de condiciones de	Permite al CEN establecer las distintas condiciones especiales para distintas tecnologías, considerando aspectos que correspondan (✓). Permite a nuevas tecnologías solicitar el ingreso o cancelación a

Artículo	Comentarios
operación proyectadas que las sustenten. Estas condiciones especiales de operación podrán considerar situaciones de vertimiento, vertimiento evitable y agotamiento, si se prevé que la central o **Sistema de Almacenamiento de Energía** alcanzará su capacidad máxima o mínima en el período de análisis que corresponda, o que existen restricciones en el sistema eléctrico que no permiten el uso óptimo de los recursos energéticos gestionables, entre otros, según lo determine la respectiva norma técnica. Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, los Coordinados deberán solicitar fundadamente al Coordinador el **establecimiento de condiciones especiales de operación en sus instalaciones**, acompañando los antecedentes que justifiquen la solicitud. Esta información deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda. De manera análoga, los Coordinados de instalaciones sujetas a condiciones especiales de operación deberán solicitar al Coordinador **la cancelación de una condición especial de operación cuando prevean que no se cumplirán o se han dejado de cumplir los factores que determinaron la pertinencia de dicha condición**, solicitud que deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.	condiciones especiales (✓). Supone la operación centralizada de ESS, al igual que centrales hidroeléctricas de embalse **(X)**.
Listado de Prioridad de Colocación Artículo 57.- A partir de los resultados de la programación de la operación, el **Coordinador deberá establecer el listado de prioridad de colocación**, en el que deberá definir, para un **determinado horizonte y resolución temporal**, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de **Sistemas de Almacenamiento de Energía**, según corresponda, de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los costos de oportunidad en los términos señalados en el presente Título y en la respectiva norma técnica. El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación de cada central o unidad generadora o **Sistema de Almacenamiento de Energía**, en función de los costos del listado de prioridad de colocación. En caso que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad o **Sistema de Almacenamiento de Energía** fueron despachados fuera de orden económico, y deberá ser retribuida en sus costos de acuerdo a lo señalado en el Título IV del presente reglamento. Asimismo, el proceso de programación de la operación deberá entregar, al menos, los siguientes resultados: a. Costos marginales del sistema con resolución temporal acorde a la etapa de proceso de programación; **b. Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centrales con Almacenamiento por Bombeo**; c. Cotas iniciales y finales y estado de operación de los embalses; d. Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones; e. Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones;	Foco en listado de prioridad dificulta, o hace **impracticable**, necesidades de despachos que consideren elementos relevantes en sistemas con alta penetración de renovables o ESS donde existan restricciones intertemporales **(X)**. Operación basada en listados de prioridad para energía y reservas **no asegura** una operación óptima **(X)**.

Artículo	Comentarios
f. Niveles de reserva; g. Factores de penalización que representen las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el listado de prioridad de colocación desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema; h. Valor y nivel de colocación de la energía gestionable; i. Servicios complementarios, según corresponda; y j. En caso de decreto de Racionamiento vigente, se deberá indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente. Los resultados de la programación de la operación deberán publicarse en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72o-8 de la Ley.	
CAPÍTULO 2 - DE LOS COSTOS VARIABLES	
Costos Auditados Artículo 61.- Los **costos variables** corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación. El costo variable de las unidades generadoras o configuración de unidades, **se determinará como la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible**. La **norma técnica definirá metodologías para el reconocimiento de los costos variables de las distintas tecnologías**, considerando las características particulares del mercado del insumo o combustible respectivo y la disponibilidad del mismo.	Noción de **costos auditados** (X). Posibles conflictos con la definición de costo variable de almacenamiento, el cual es principalmente un costo de oportunidad (?).
Costos Auditados Artículo 62.- Los Coordinados, que no operen con Autodespacho, deberán **declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras** de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica, los que en cualquier caso deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio, entre otros. El Coordinador deberá **resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de costos, pudiendo efectuar auditorías y solicitando los antecedentes que estime necesarios.** Asimismo, deberá publicar y mantener actualizada la información que permita reproducir la determinación de los respectivos costos, debiendo adoptar las medidas necesarias para resguardar la confidencialidad y reserva de aquella información cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.	Foco en declaración de costos variables lo cual es implementable en sistemas con tecnologías convencionales. Sin embargo, en sistemas con capacidad de almacenamiento de energía, respuesta de demanda y otro tipo de tecnologías **no es implementable (X)**. Diversidad de tecnologías donde los costos son principalmente costos de oportunidad los cuales se ven impactados por diversas fuentes de incertidumbre y gestión individual de riesgo **no son posibles de auditar (X)**.

Artículo	Comentarios
Costos Auditados Artículo 63.- Los **Coordinados**, que no operen con Autodespacho, **deberán declarar los costos de partida y detención** de sus unidades generadoras a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la programación de la operación del sistema. Los costos de partida y detención **deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo a las definiciones establecidas en la norma técnica**. Los costos de partida y detención **no formarán parte de la determinación de costos variables** señaladas en el artículo precedente. Los costos de partida y detención **no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema**. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos en el señalado proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía.	Noción de **costos auditados (X)**. Los costos de partida y detención no formarán parte de la determinación de costos variables, y no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Lógica podría dificultar la internalización de dichos costos en esquemas de formación de precios más sofisticados (?).
CAPÍTULO 3 DEL PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN	
Operación Altamente Centralizada Todo el CAPÍTULO 3 DEL PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN	Otorga en última instancia al CEN la responsabilidad respecto a la elaboración de pronósticos centralizados de fuentes de generación ERV. En este contexto, el **artículo podría ser una barrera dependiendo de su implementación** por parte del CEN. Esto, en caso que dicha implementación supusiera generar barreras a la **gestión propia de riesgos de desvíos** del agente respecto a la elaboración de pronósticos propios.
CAPÍTULO 4 DE LA PROYECCIÓN CENTRALIZADA DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES Y REGULADOS	
Operación Altamente Centralizada Todo el CAPÍTULO 4 DE LA PROYECCIÓN CENTRALIZADA DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES Y REGULADOS	Homólogo al comentario respecto al CAPÍTULO 3 DEL PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN. El **artículo podría ser una barrera dependiendo de su implementación** por parte del CEN. Esto, en caso que dicha implementación supusiera generar barreras a la **gestión propia de**

Artículo	Comentarios
	riesgos de desvíos del agente (demanda) respecto a la elaboración de pronósticos propios. Esto, por ejemplo, frente a la decisión de diseño de abrir la participación de la demanda dentro del mercado de energía.
CAPÍTULO 5 DE LA PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS Y SOLICITUDES DE TRABAJOS	
Costos Auditados Artículo 84.- **El Coordinador formulará los programas de mantenimientos** de las instalaciones sujetas a su coordinación. **Asimismo, deberá programar y coordinar las solicitudes de trabajos en instalaciones sujetas a su coordinación**, distintas a mantenimientos preventivos mayores, que emitan los Coordinados. Se entenderá por Mantenimiento Preventivo Mayor aquellos trabajos de mantenimiento programables que impliquen la indisponibilidad de instalaciones sujetas a Coordinación, de conformidad a lo establecido en la norma técnica. Tanto los mantenimientos como los trabajos en instalaciones deberán ser considerados por el Coordinador para efectos de la programación de la operación, en las etapas que correspondan.	Otorga en última instancia al CEN la responsabilidad respecto a la programación de mantenimientos y solicitudes de trabajos (?). En este contexto, el **artículo podría ser una barrera dependiendo de su implementación** por parte del CEN. Esto, en caso que dicha implementación supusiera generar barreras a la gestión de riesgos del agente respecto a la programación de estos eventos. Es el agente quien, en principio, cuenta con la mejor información disponible respecto a cuándo debieran realizarse estos procedimientos, razón por la cual el artículo podría ser una barrera. El CEN, por su parte, atendiendo a posibles incentivos por parte de los agentes, diferentes a aquellos de minimización de efectos técnicos y económicos sobre el sistema, solo debiera rechazar solicitudes poco justificadas, o que podrían suponer un intento de ejercicio de poder de mercado (retención física). Bien justificadas las solicitudes, son los **propios agentes quienes debiesen gestionar el riesgo** de una mantención.
Costos Auditados Artículo 85.- **El Coordinador deberá planificar y coordinar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor** de las instalaciones que se encuentren sujetas a su coordinación, verificando que este programa preserve la seguridad y calidad de servicio y permita la minimización de costos de operación de la programación de la operación. Para dichos efectos, los Coordinados presentarán al Coordinador, en la oportunidad y forma que determine la norma técnica, solicitudes de mantenimiento mayor de sus instalaciones sujetas a coordinación, los cuales serán un insumo para el proceso de programación de mantenimientos que realice el Coordinador. Para la elaboración del Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor el Coordinador podrá aprobar, modificar o rechazar fundadamente las solicitudes de los coordinados para la realización de mantenimientos.	

Artículo	Comentarios
CAPÍTULO 6 DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	
Operación Altamente Centralizada Todo el CAPÍTULO 6 DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	Los lineamientos de operación altamente centralizada del SEN antes descritos se ven reflejados a lo largo del capítulo asociado a la operación de ESS. Luego, el Reglamento define un esquema de **compleja implementación** en un escenario de masificación importante de ESS **(X)**[237]. No obstante lo anterior, el **MEN ha propuesto modificar articulado**, eliminando el proceso iterativo de envío de proyección de retiros y la posterior comparación con el programa eficiente del CEN[238].

15.2.3.2. Título IV de la Coordinación del Mercado Eléctrico

Artículo	Comentarios
CAPÍTULO 2 DEL MERCADO DE CORTO PLAZO	
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 143.- Las Empresas Generadoras tendrán **derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal** determinado por el Coordinador. Para los efectos del balance señalado en el artículo 147 del presente reglamento, las Empresas Generadoras que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica destinados a abastecer a Clientes Libres o Regulados y realicen retiros desde el sistema eléctrico deberán **reconocer los respectivos retiros al costo marginal de la correspondiente barra de retiro**, con independencia de sus niveles de generación. [...]	Noción de **etapa de liquidación única en TR** (X).
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 145.- El Coordinador deberá **valorizar las inyecciones y retiros de energía** eléctrica efectuadas al sistema por cada uno de los Coordinados **a costo marginal en los respectivos puntos de inyección y de retiro**, los que deberán corresponder a barras del sistema transmisión, de acuerdo a lo señalado en la norma técnica. El Coordinador deberá **considerar únicamente la valorización de**	Noción de **etapa de liquidación única en TR** (X).

[237] Una discusión acabada respecto a los pormenores del capítulo se presenta en (Vinken-Dictuc, 2023).
[238] Disponible en: MEN: Mesa de Diálogo Público – Privado Supuestos de aplicación temporal de la nueva reglamentación de transferencias de potencia

Artículo	Comentarios
inyecciones y retiros físicos reales de energía, según la información de los retiros informados por los Coordinados y en consistencia con lo indicado en el artículo 10 del presente reglamento.	
Etapas de Liquidación Múltiple Artículo 147.- El Coordinador deberá realizar un **balance que dé cuenta de todas las inyecciones y retiros, en el que se valorice la energía a los costos marginales del sistema**, de tal manera que quede representado cada tramo del sistema de transmisión, según corresponda. En cada período de facturación y para cada Coordinado participante del Mercado de Corto Plazo, se determinará el monto a transar por concepto de energía como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico por sus respectivas instalaciones, **conforme a la operación real del sistema**, valorizada al costo marginal en las barras de inyección respectivas, y la energía retirada por cada uno de estos Coordinados desde el sistema eléctrico, valorizada al costo marginal en las correspondientes barras de retiro. [...]	Noción de **etapa de liquidación única en TR** (X).
CAPÍTULO 4 DE LOS COSTOS MARGINALES	
Costo Marginal Artículo 164.- El **costo marginal de energía** para cada barra se entenderá como aquel costo, incluida la componente de racionamiento, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar **una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción**. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el costo, incluida la componente de racionamiento, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica en la barra correspondiente.	Correcta definición. No obstante, se **debería dejar explícita la consideración de todas las restricciones relevantes** (e.g., restricciones de rampa, inercia, según se estime requerido) (✓).
Listado de Prioridad de Colocación Artículo 165.- El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el **listado de prioridad de colocación** resultado del proceso de programación de la operación, que considera los costos variables, los costos de oportunidad de las energías gestionables que correspondan y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas. El costo marginal en cada barra corresponderá al **mayor costo de producción de energía en cada barra de acuerdo al listado de prioridad de colocación determinado en el proceso de programación de la operación.**	El Reglamento **no debiese definir cómo se calcula el costo marginal (X)**. En este contexto, sería de esperar que dichas especificaciones fueran definidas a nivel de Norma Técnica, ya que el proceso de cálculo descrito es resultado de las limitaciones técnicas de herramientas con las que cuenta el CEN hoy. El procedimiento definido de cálculo no se condice con el artículo anterior. Es solamente una aproximación no

Artículo	Comentarios
	apropiada para sistemas con alta penetración de ERV **(X)**.
Listado de Prioridad de Colocación Artículo 166.- Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en **orden creciente de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica**, de acuerdo al **listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador**. Aquellas unidades que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico y cuya operación haya sido instruida por el Coordinador con el objetivo de suministrar a la demanda a mínimo costo no fijarán el costo marginal del sistema.	Foco en listado de prioridad dificulta, o hace **impracticable**, necesidades de despachos que consideren elementos relevantes en sistemas con alta penetración de ERV donde existen restricciones intertemporales **(X)**. Operación basada en listados de prioridad para energía y reservas no asegura una operación óptima **(X)**.
Costo Marginal Artículo 170.- La determinación de los **costos marginales de energía** y las remuneraciones señaladas en los artículos anteriores deberán ser **compatibles** con el mecanismo de determinación y pago de los **Servicios Complementarios** que correspondan, de acuerdo a la normativa vigente.	Dificultad de compatibilizar costo marginal con cálculo definido anteriormente con SSCC **(X)**.
Costo Marginal Artículo 172.- El Coordinador podrá **definir zonas diferenciadas** para la determinación de costos marginales, en caso de verificar en la operación real restricciones en la capacidad de transmisión que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico.	Costos marginales deben ser resultado de modelos de operación económica que consideren la transmisión y no basarse en una definición de zonas **(X)**.

15.2.3.3. Título VI del Monitoreo de la Competencia

Artículo	Comentarios
Monitoreo de la Competencia Artículo 185.- Para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 72°-10 de la Ley, **el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes del mercado eléctrico**, con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación establecidos en el artículo 72°-1 de la ley. Para estos efectos, el Coordinador **deberá considerar**, al menos, los siguientes aspectos del mercado eléctrico: a. Estructura de mercado en el sector eléctrico. El Coordinador deberá	Un esquema basado en ofertas supone la salvedad de que el monitoreo debiera considerar el comportamiento de oferta histórico de los agentes. Adicionalmente, aún cuando el CEN debe

Artículo	Comentarios
recopilar, analizar y reportar la información respecto de la estructura de los mercados para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, debiendo elaborar y analizar distintos índices que le permitan monitorear sus niveles de concentración y otras variables de competencia, según corresponda. b. Desempeño económico de los agentes en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar información sobre el desempeño económico de los agentes que actúan en los distintos mercados del sector eléctrico. c. Información de insumos para la generación eléctrica. El Coordinador deberá analizar la consistencia, veracidad y trazabilidad de la información declarada referente a insumos para la generación eléctrica, con especial énfasis en los **costos variables combustibles y no combustibles de las unidades generadoras**. El análisis deberá comprender los contratos de suministro de combustibles para generación y relación de propiedad de las empresas proveedoras y adquirentes, entre otros aspectos. Asimismo, deberá analizar la relación entre la información de insumos para la generación eléctrica y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico. d. Información técnica en el sector eléctrico. El Coordinador deberá analizar la **información técnica que incida en la demanda y en la oferta de generación disponible** en el sistema eléctrico, Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o prestación de Servicios Complementarios, para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, con especial atención en **mantenimientos y restricciones operativas de instalaciones, mínimos técnicos, potencias máximas, consumos específicos, entre otros**. Asimismo, deberá analizar la relación entre los distintos **parámetros técnicos y operacionales** y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico. **e. Operación en tiempo real. El Coordinador deberá monitorear el comportamiento de los agentes de la operación en tiempo real, analizando las desviaciones con respecto a lo instruido y/o programado y su incidencia en las condiciones de competencia del mercado eléctrico.** f. Interacción entre agentes del sistema. El Coordinador deberá analizar las interacciones entre los distintos agentes del sector eléctrico, con el objeto de evaluar sus implicancias en las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, tales como el análisis del comportamiento de los propietarios o Coordinados de instalaciones de transmisión sometidas al régimen de acceso abierto y de los terceros solicitantes de conexión. g. Análisis de procesos licitatorios. El Coordinador deberá analizar el diseño, condiciones y resultados de los distintos procesos licitatorios a su cargo, tales como las licitaciones de las obras de transmisión, licitaciones y subastas de Servicios Complementarios o cualquier otro mercado bajo su coordinación y responsabilidad, resguardando los principios de la libre competencia.	realizar un monitoreo de la OTR, se requiere habilitar al CEN para tomar medidas proactivas de mitigación (sin depender de la CNE) integradas en procesos de programación y OTR del sistema.

15.2.4. Norma Técnica de Coordinación y Operación

Los **principales desafíos** asociados al actual esquema de remuneración en el mercado de energía basado en costos auditados **emanan fundamentalmente del Reglamento de Coordinación y Operación**. En este contexto, y como es de esperar, en la Norma Técnica se hace alusión a los elementos antes señalados de forma transversal, por lo que **cualquier modificación a nivel legal o reglamentario en relación a estos elementos, requerirán de una revisión profunda de la norma asociada**.

15.3. Necesidades de Modificación Regulatoria

En relación a las **modificaciones requeridas en el diseño de mercado de SSCC**, las cuales **pueden ser abordadas aún en el corto plazo**, estas se asocian a los siguientes elementos:

- En primer lugar, y como se puede apreciar en la revisión crítica precedente, la regulación actual deja espacio para un amplio número de propuestas respecto al esquema de remuneración, pues requeriría una modificación solamente a nivel de Resoluciones Exenta de Definición de SSCC de la definición del Valor Adjudicado para una transición desde el actual esquema de remuneración de precios diferenciados (pay-as-bid) a un **esquema de remuneración de precios uniformes** (pay-as-clear).

  Lo anterior **se ejemplifica al comparar el diseño inicial** donde se pagaba explícitamente solamente lo ofertado, **hasta el diseño actual** donde la remuneración incluye una parte asociada a lo ofertado, sumado a pagos laterales de costos de oportunidad, sobrecostos, etc.

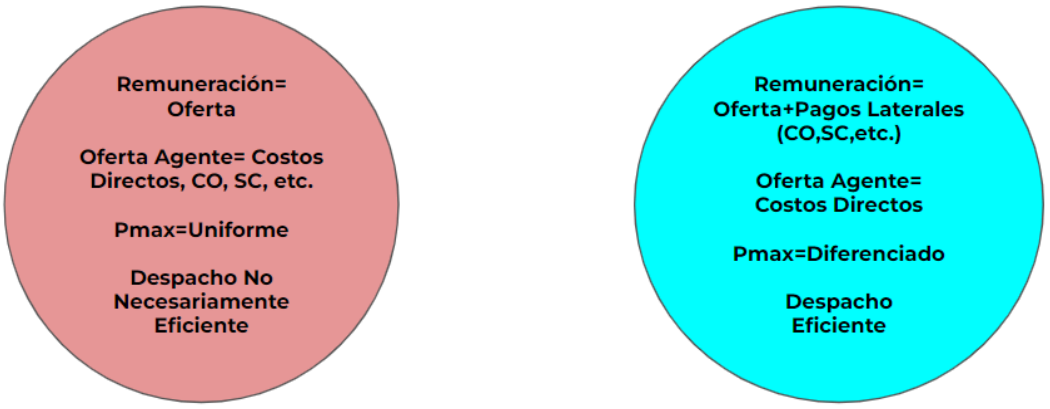

Figura 15.1. Comparación entre diseño inicial y actual de mercado de SSCC.

- En segundo lugar, la **definición de precios máximos uniformes** requiere de modificaciones a nivel de Resolución Exenta de Valores Máximos de SSCC, mientras que la **definición de costos de oportunidad para el caso de nuevas tecnologías** (particularmente crítico en el caso de ESS), podría incluso abordarse a nivel de documentos operativos del CEN[239].
- Por último, otros aspectos de implementación como la **consideración de costos de activación asociados a costos variables de reservas de subida**, requieren tan solo de su implementación por parte del CEN (i.e., reflejados en documentos operacionales).

En relación a las **modificaciones requeridas** de forma adicional, **en relación a un mercado de transición basado en un esquema de costos auditados mejorado**, éstas dicen relación fundamentalmente con los siguientes elementos:

[239] La Resolución Exenta de Valores Máximos de SSCC (RE N°443 del 23 de noviembre de 2020) da nociones generales de cómo debieran ser reconocidos componentes de remuneración por costos de oportunidad, operación con costo variable mayor al costo marginal (sobrecostos), entre otros.

- En primer lugar, la **definición de una estructura de liquidación de múltiples etapas de naturaleza vinculante**, para lo cual se identifica la necesidad de modificaciones incluso a nivel de Ley.
- En segundo lugar, la definición de la **OTR del sistema y, específicamente, el cálculo de costos marginales del sistema en función del uso de modelos** de co-optimización de energía y reservas, para lo cual se requiere de modificaciones a nivel de Reglamentos.

Finalmente, y en consideración de una transición hacia a un **mercado basado en ofertas** de precio y cantidad, **modificaciones requeridas** debieran suponer:

- Fundamentalmente, un **cambio en la estructura de información utilizada** para la operación del sistema y mercados eléctricos del SEN (actualmente en función de costos variables auditados). Es menester destacar que a partir de la revisión crítica realizada **no se aprecia a nivel de Ley la determinación de dicha estructura de información utilizada**. Luego, la transición definitiva a un mercado basado en ofertas podría abordarse a nivel de transitorios (definidos a propósito de los cambios regulatorios que supone el mercado de transición); o bien, modificaciones menores a nivel reglamentario o cuerpos menores.
- Adicionalmente, se requiere **habilitar al CEN para tomar medidas proactivas de mitigación** (sin depender de la CNE) **integradas en procesos de programación y OTR del sistema**, lo que podría suponer la necesidad de modificaciones a nivel de Reglamento.
- Se asume que las modificaciones legales y regulatorias asociadas a la consideración de un diseño basado en etapas múltiples de liquidación de carácter vinculante ya fueron realizadas a propósito del avance hacia un **mercado de transición basado en un esquema de costos auditados mejorado.**

Como se puede apreciar, los **lineamientos del actual diseño de mercado** (i.e., esquema de costos auditados, única etapa de liquidación, y uso de listados de prioridad de colocación), **emanan fundamentalmente del Reglamento de Coordinación y Operación**. En este contexto, y como es de esperar, en la Norma Técnica asociada se hace alusión a los elementos antes señalados de forma transversal, por lo que **cualquier modificación a nivel legal o reglamentaria en relación a estos elementos, requerirá de una revisión profunda de la norma asociada**, así como de cualquier otro cuerpo regulatorio que dependa, o considere definiciones en línea con los elementos antes señalados.

Por otro lado, la **definición de períodos de marchas blancas**, que permitan a actores del sistema internalizar nuevos lineamientos de la operación y el mercado, y que pueden no encontrarse necesariamente internalizados en la regulación, **no debieran requerir de modificaciones regulatorias**, toda vez que debieran poder ser implementados directamente por parte del CEN (así como el proceso de marcha blanca asociado a la PID), como ejercicios participativos abiertos y voluntarios, en los cuales los agentes debieran contar con todos los incentivos para participar.

16. Hoja de Ruta para la Transición

A propósito de la propuesta conceptual, y en consideración de la incertidumbre inherente al avance en los procesos regulatorios en todos los ámbitos identificados, se **desarrolla una línea de tiempo tentativa** a modo de Hoja de Ruta para la transición. Para ello, se **establecen plazos y condicionamientos** que permitan mantener una **estabilidad regulatoria en el proceso de transición** del mercado, tanto desde el mercado actual a un mercado transitorio, como desde dicho mercado transitorio a un mercado de ofertas, destacando la prelación que debiera existir en los cambios regulatorios requeridos, con el propósito de asegurar una transición armoniosa a nivel regulatorio y que no se presenten barreras para la implementación y ejecución efectiva de un esquema basado en ofertas.

En este contexto, aún cuando el diseño y reglas del mercado son elementos centrales para la transición bajo estudio, también lo serán las **herramientas de planificación, programación y de operación del SEN**, así como **herramientas de monitoreo y mitigación de poder de mercado** (en consideración de un posterior mercado basado en ofertas), cuyo diseño, desarrollo e implementación también requerirá de un horizonte de tiempo relevante, teniendo en cuenta plazos que consideren las limitaciones técnicas actuales que posee el sistema y el CEN, así como los tiempos de adopción y desafíos que supondrá para los agentes del sistema una transición de mercado como la propuesta. Luego, y con motivo de facilitar tanto la transición hacia **una primera etapa de mercado de costos mejorado**, como una **futura etapa de mercado basado en ofertas**, se destacan en la Hoja de Ruta diferentes **hitos**, como resultado de los cambios regulatorios propuestos y modernización de procesos por parte del CEN, **que permitan avanzar progresivamente a cada una de estas nuevas etapas de mercado**.

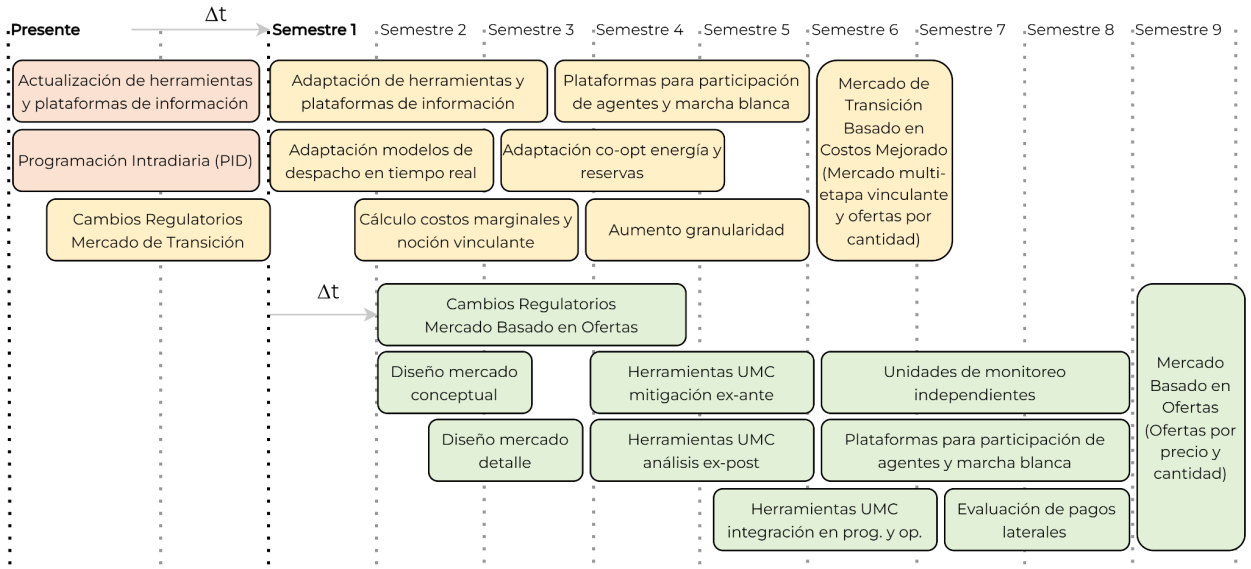

Figura 16.1. Hoja de ruta para la transición[240].

[240] (*) Donde Δt hace referencia a un período de tiempo adicional producto de la incertidumbre en el inicio de procesos, su desarrollo e implementación. A diferencia de las otras etapas de la hoja de ruta, donde se especifican tiempos esperados, para los Δt no es posible hacer un estimado de tiempos pues podrían tender a plazos muy acotados o muy extensos dependiendo principalmente de aspectos de diseño de procesos para realizar cambios, ejecución y coordinación entre los diversos actores involucrados. Tomar como ejemplo el tiempo asociado a las modificaciones al Reglamento de Transferencias de Potencia.

16.1. Hitos Críticos para el Proceso de Transición

La transición hacia un mercado de ofertas requerirá de una serie de etapas, con horizontes de tiempo y recursos adecuados para su ejecución. En general, tanto para la ejecución de un mercado de transición basado en costos mejorado, como un posterior mercado basado en ofertas, es posible establecer los siguientes **hitos**:

1. **Primera Etapa: Cambios Regulatorios Habilitantes.** Discusión y ejecución de las modificaciones regulatorias que permitan la transición hacia nuevos mercados, ya sea eliminando restricciones actuales o estableciendo los lineamientos básicos.
2. **Segunda Etapa: Mejora en Modelos y Herramientas.** Enfocada en la revisión de modelos de operación, planificación y formación de precios del CEN.
3. **Tercera Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado.** Enfocada en el diseño de la arquitectura y reglas del mercado, tomando en consideración los elementos particulares del SEN, particularmente en lo referente al tratamiento de las unidades hidráulicas y nuevas tecnologías.
4. **Cuarta 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.

Incluso realizando estas etapas en paralelo, el **plazo total** de puesta en marcha, desarrollo e implementación de la transición **requerirá varios años**, especialmente al considerar los tiempos regulatorios para llevar a cabo estas modificaciones, donde la experiencia ha mostrado que son procesos que tienden a extenderse más allá de lo planificado.

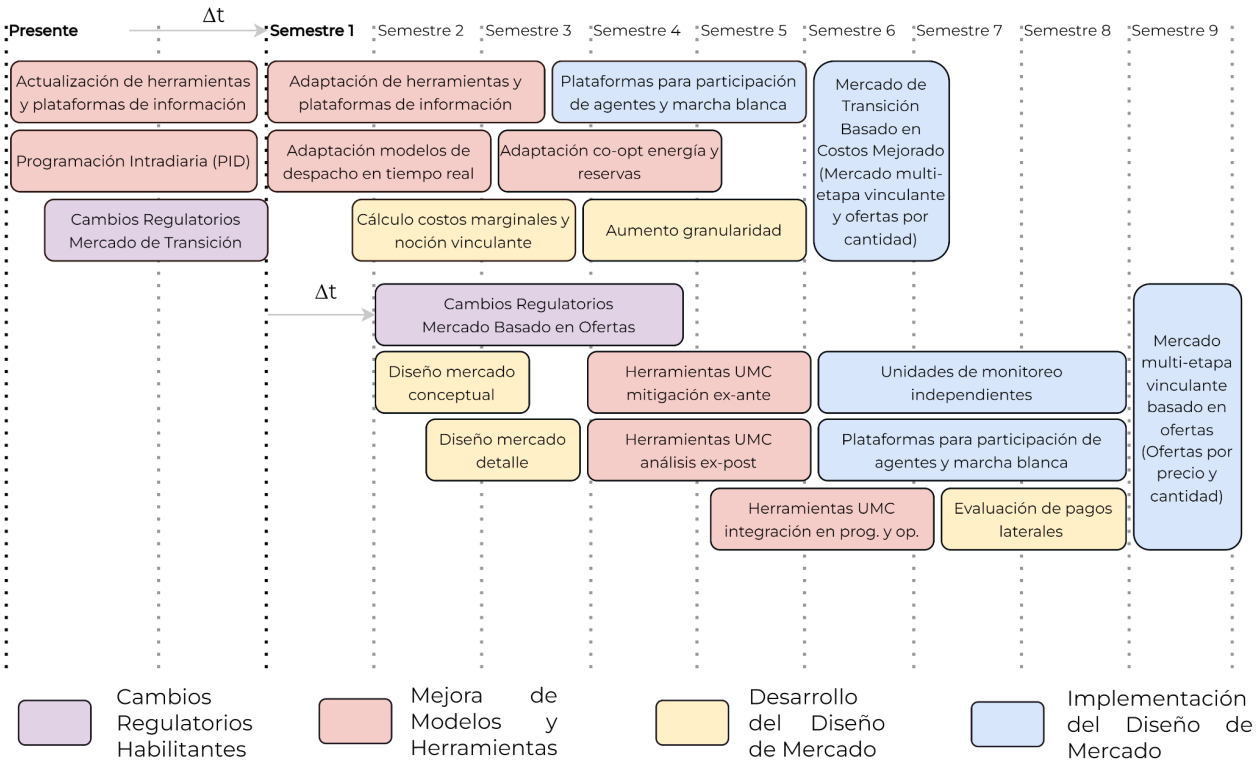

Figura 16.2. Hitos asociados a la hoja de ruta para la transición.

16.2. Definición y Ponderación de Principios Regulatorios

Cualquier modificación al diseño de mercado eléctrico y su implementación debe partir con una **definición clara de principios,** abordando una serie de dimensiones. De igual manera, dado que muchas veces no será posible cumplir con todos estos objetivos, es importante reconocer cuáles podrían ser de mayor relevancia. Dentro de estos se pueden describir:

- **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; como *eficiencia de asignación*, donde aquellos agentes que más valoran bienes o servicios los obtienen y que, teóricamente, se cumple cuando los precios de bienes o servicios igualan el valor marginal que los agentes obtienen por ellos.

- **Eficiencia Económica de Largo Plazo:** Definida en términos de generar señales adecuadas para decisiones de inversión en nuevos bienes o servicios.

- **Neutralidad de Atributos Tecnológicos:** Similares proveedores y consumidores de bienes y servicios, asociados a la electricidad, deben recibir similares tratos, beneficios y cargos. Definición que 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 tecnológica 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 a los agentes participantes. Esta condición complementa la noción de neutralidad, y es fundamental para facilitar las decisiones de los participantes.

- **Simplicidad:** El diseño regulatorio y de mercado debe privilegiar estructuras simples cuando sea posible. Los desafíos requeridos por las necesidades de flexibilidad, la diversidad de agentes y tecnologías participantes, y otros objetivos de política pública requieren diseños más elaborados que los actuales. Sin embargo, frente a alternativas, se prefieren aquellas más simples, y que facilitan el entendimiento de los agentes.

- **Causalidad de Beneficios y Costos:** Idealmente el diseño regulatorio y de mercado debe utilizar principios de causalidad de beneficios y costos, lo que se relaciona directamente con una asignación eficiente de recursos. No obstante, 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.

Es importante hacer notar que pueden existir otros criterios o principios relevantes para el diseño regulatorio y de mercado propuesto, tales como la ***estabilidad y consistencia regulatoria***, reflejado en la realización de cambios de manera gradual, de tal forma que los agentes puedan **internalizarlos** y que además estos cambios sean consistentes con marcos más generales, en los cuales se insertan los sistemas eléctricos[241]. Similarmente, tal como es

[241] Un ejemplo del tiempo en internalizar cambios es lo ocurrido en el mercado de SSCC en Chile, donde al analizar sus resultados es claro el tiempo que ha tomado a los agentes el internalizar elementos

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[242]. Por lo tanto, consideraciones de **aspectos de política pública e implementación** son relevantes en la **priorización** de la aplicación de estos principios.

Tomando en consideración la realidad de la implementación de cambios en el sistema eléctrico chileno es que los **principios de Simplicidad y Transparencia** debieran contar con una ponderación relevante al evaluar diseños y metodologías. Entendiendo que pueden existir soluciones que desde un punto de vista técnico pueden resultar deseadas, particularmente pensando en una eficiencia económica teórica, si dicha implementación requiere el uso de herramientas de compleja implementación en términos de modelación, requerimientos de información, capacidad computacional y trazabilidad, su efectividad puede verse reducida incluso en etapas previas de discusión, donde agentes puedan tener posiciones discrepantes, ralentizando el desarrollo de los cambios necesarios.

16.3. Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado

16.3.1. Cambios Regulatorios Habilitantes del Mercado Transitorio

Esta etapa supone el proceso de modificaciones regulatorias a nivel de ley, reglamentos y normas técnicas necesarias para sentar las bases de dicho mercado mejorado de costos actuales. Se destacan:

- Una mejora de modelos y herramientas para realizar la programación y la OTR del SEN (Analizado en la sección 8).
- Precio uniforme para energía y reservas en base al uso de variables duales y pagos laterales (Analizado en secciones 4, 5 y 6).
- Etapas de vinculación (Analizado en secciones 10 y 11).

En particular, se destacan **cambios regulatorios** a nivel de la LGSE, el Reglamento y Norma Técnica de Coordinación y Operación, en temas asociados a **cálculo de costos marginales** y considerar la **noción vinculante** de precios en el DA. Adicionalmente, modificaciones a la **regulación de SSCC**, pasando por el Reglamento, Norma Técnica y Resoluciones Exentas, de tal forma de hacer una transición hacia **esquemas de precio uniforme** también en SSCC.

De especial relevancia será una regulación flexible que no sobre determine aspectos que corresponden a cuerpos menores o incluso procedimentales que corresponde definiera el CEN. Así, **será posible ir abordando de manera consistente y coherente los cambios necesarios**. De la misma forma, la regulación debiera **asegurar los recursos requeridos para el propósito de actualización** de procesos, modelos, herramientas y plataformas de información, así como la determinación de objetivos claros y realistas respecto al avance en distintos aspectos asociados a esta materia.

---

específicos de las reglas. Lo anterior se ha visto potenciado por la falta de estabilidad y gradualidad de los cambios, y la poca transparencia en lo referente a disponibilidad de información específica sobre elementos particulares del diseño de este mercado.

[242] La imposibilidad surge pues algunos de estos principios pueden entrar en conflicto entre sí. Por ejemplo, un diseño enfocado en nociones demasiado teóricas de eficiencia económica podría entrar en conflicto con la simplicidad del diseño.

16.3.2. Adaptación de Herramientas

Lo que **a nivel de procesos de planificación, programación y operación del SEN** requiere de la revisión de al menos modelos de coordinación hidrotérmica, proyecciones de generación variable y demanda, metodologías para la definición y cálculo de requerimientos de reservas, herramientas de monitoreo de mercado y medidas de mitigación[243].

16.3.3. Adaptación de Plataformas de Información

Asociadas a los diversos procesos realizados por el regulador y operador del sistema, y datos de la operación del SEN y mercados asociados, tomando en consideración la **calidad, consistencia, disponibilidad y accesibilidad** de la información presentada, así como **documentación complementaria** que facilite su comprensión y análisis[244].

16.3.4. Adaptación de Modelos de Despacho en Tiempo Real

Reemplazando el uso de listas de mérito por modelos de despacho en TR basados en co-optimización de energía y reservas, lo que puede asociarse a los avances en el proceso de la programación intradiaria (PID). Todo lo cual supondrá importantes requerimientos en términos de recursos humanos y de herramientas tanto por parte del CEN como del resto de los agentes.

16.3.5. Cálculo de Costos Marginales y Adaptación Co-optimización

Se requiere una transición hacia un diseño basado en la **co-optimización y precio uniforme tanto para energía como reservas**, realizando las modificaciones requeridas de la señal de precios del mercado. Esto es, explicitando el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación, requiriendo además una revisión de la **naturaleza de los modelos que afectan dichas variables duales** (i.e., en términos de la función objetivo y/o restricciones de problemas de optimización), en función de la evolución de los atributos del sistema eléctrico (e.g., consideración explícita de restricciones de rampas para la totalidad de centrales en función de aumentos de granularidad para la representación de fenómenos intra horarios). No obstante, otros detalles que requieren definición son, entre otros, el tratamiento de elementos como la **activación de reservas en los modelos de programación**, la **compensación de costos de oportunidad** cuando los recursos son efectivamente activados, **esquemas de pagos laterales**, e incluso **modificaciones de las señales marginales** (lo que requiere de una mayor sofisticación computacional).

16.3.6. Marcha Blanca y Adopción Paulatina de Nociones de Vinculancia

En el proceso de implementar un esquema de **mercado de multietapas de naturaleza vinculante**, con al menos una etapa del DA y una en TR, dejando abiertas a la posibilidad de etapas intradiarias, se sugiere dar algún **grado de libertad a agentes**, por ejemplo a través de **pronósticos**.

---

[243] Elementos y herramientas esenciales que deberían presentar las plataformas de información se profundizan en mayor detalle en la sección 8.2.1.2. Plataformas de Información.

[244] Aspectos principales que hacen necesaria la revisión de los elementos listados se profundizan en mayor detalle en la sección 8.2.1.1. Modelos y Herramientas de Planificación, Programación y Operación del SEN.

Luego, con el objetivo de proponer una **implementación gradual** de nociones de vinculancia, se proponen diferentes sub-etapas que permitan otorgar **mayores libertades** a los agentes respecto de la **gestión propia de riesgos de forma progresiva**, otorgando instancias y períodos de aprendizaje adecuados respecto de nuevas reglas. En particular, se proponen las siguientes sub-etapas:

1. Actualmente **no se considera vinculancia** de ningún tipo. En este contexto, el CEN registra y publica resultados de **ejercicio vinculante** para la comprensión y aprendizaje de participantes y el regulador a modo de **marcha blanca**. Los pormenores asociados a un período y ejercicio asociado a una marcha blanca corresponderá al CEN, siguiendo como objetivo la emulación de lo que sería luego la participación de los agentes en un esquema en el que estos entregan información de pronósticos (i.e., ofertas por cantidad).

Dando paso a la **adopción paulatina** de nociones de vinculancia:

2. **Multas y/o penalizaciones** a errores de pronóstico en función de las bandas de tolerancia.
    a. Al menos aplicables a ERV y en favor de la demanda (e.g., a prorrata inversa a sus desvíos).
    b. Mejora de pronósticos de demanda por parte del CEN y Coordinados.
3. Ofertas por cantidad de **ERV, ESS y/o demanda**[245].
    a. Permanecen bandas de tolerancia acotadas para desviaciones que continuarán siendo socializadas.
    b. Extensión gradual a otras tecnologías.
4. Sub-etapa final **considera vinculancia con al menos ofertas por cantidad** por parte de todos los agentes (sin considerar generación hidráulica de embalse).

Lo anterior a su vez permitirá al regulador y al operador, así como un aprendizaje de **nuevas dinámicas** de participación que puedan surgir, el **diseño y adopción de herramientas de monitoreo y mitigación requeridas** para una transición progresiva hacia un esquema propiamente vinculante, en el que agentes realizan ofertas al menos por cantidad por energía (e.g., actualización de pronósticos o la elección de en qué etapa participar).

En este contexto, cabe destacar que no se aprecia la necesidad de contar con una regulación particular para la definición de un **período de marcha blanca**, entendido como un período de ejercicios referenciales por parte del CEN sin impacto en la operación del sistema o mercados asociados, abierto al análisis por parte de los agentes del sistema.

Por otro lado, para el **avance paulatino de nociones de vinculancia** (i.e., mediante la definición de bandas de tolerancia progresivamente más estrictas, y la apertura gradual en la participación de ofertas por cantidad a diferentes tecnologías), podría ser suficiente la

[245] En este contexto, el transitar a un mercado del DA en que ERV pueden realizar ofertas de cantidad y no precio, pero que las demás tecnologías con capacidad de gestión absorben las diferencias de pronósticos en la OTR; es equivalente a un esquema en que todas las tecnologías participan de ofertas de capacidad, donde las ofertas para el resto de tecnologías no ERV se encuentran auditadas (escenario actual).

definición de transitorios y/o resoluciones exentas que permitan ir avanzando en diferentes etapas del proceso en función de los resultados del mercado.

16.3.7. Aumento en la Granularidad

De forma **progresiva en modelos y herramientas de cálculo de procesos** asociados a la programación y operación del sistema y mercados asociados, a propósito de la integración masiva de fuentes ERV, el proceso de descarbonización, electrificación y participación de la demanda, lo que debiera impactar positivamente la **operación eficiente** del sistema, además de **capturar y reconocer de mejor manera el valor de atributos y aportes a la flexibilidad**.

En la experiencia internacional, el aumento en la granularidad se materializa mediante la **reducción de la duración del intervalo de despacho** (fijación de precios en unidades de tiempo de mercado más cortas (también denominados market time unit, dispatch time interval, products, o contracts), períodos de despeje del mercado y liquidación financiera más cortos (financial settlement period)) y **la reducción del lapso de tiempo entre el cierre de la puerta de negociación y la entrega física de energía en la OTR** (también denominados gate closure, o lead time). Aún cuando de forma general no se observa una granularidad que pueda ser considerada eficiente, el **aumento en la granularidad debiera ser un objetivo deseable**. Esto, **en la medida que evaluaciones** del CEN **permitieran dar cuenta del valor** (e.g., en términos de la reducción de requerimientos de reservas, integración de ERV, reducción de vertimientos de generación, incentivos a la inversión en generación flexible, etc.) **de aumentar la granularidad** en cierto aspecto, **dado el nivel de penetración de ERV, respecto a los costos asociados a dicho aumento** (e.g., en términos de modificaciones a herramientas y procesos, etc.) (IRENA, 2019).

16.4. Mercado Basado en Ofertas

16.4.1. Cambios Regulatorios Habilitantes de un Mercado Basado en Ofertas

Una transición hacia un mercado de ofertas tendrá como principal elemento diferenciador el que la **información de entrada** pase a basarse en una **estructura de ofertas en precio y cantidad** por energía. En particular, el cambio de paradigma supondrá **cambios regulatorios**, a nivel de la LGSE, el Reglamento y Norma Técnica de Coordinación y Operación asociados, en la medida que estos continúen definiendo un esquema de una **única etapa de liquidación**, la **naturaleza de la información de entrada** a modelos y herramientas como información auditada, y el uso de **listados de prioridad de colocación**, en lugar del resultado de modelos de co-optimización de energía y reservas, en la **OTR del sistema y, específicamente, el cálculo de costos marginales del sistema**.

Adicionalmente, se consideran necesarias modificaciones regulatorias asociadas a la definición del ámbito de la UMC, tanto para el otorgamiento de mayores facultades y con ello **habilitar las herramientas de monitoreo y mitigación adicionales** requeridas, como la posibilidad de contar con una unidad de monitoreo independiente. Por lo demás, se requerirá de la habilitación de **plataformas de información y participación actualizadas** para los agentes del mercado.

A propósito de la modificación regulatoria habilitante, se requerirá de un **diseño conceptual y de detalle** del mercado. En particular, se destaca la necesidad de un diseño acabado de:

- Reglas de oferta por energía (e.g., condicionadas a otros productos, granularidad, pagos laterales) y reglas de participación (e.g., instancias de liquidación).
- Esquemas de monitoreo y mitigación (e.g., ex-ante, ex-post, integración dentro de procesos de programación y operación, diferenciación por tecnología/firma, etc.).

16.4.2. Herramientas de la UMC

El monitoreo proactivo de condiciones de competencia y su integración en procesos de programación y OTR del sistema supone la posibilidad de **incorporar medidas de mitigación de corto plazo** que puedan ser aplicadas de manera oportuna y dinámica, como precios máximos o mitigación de ofertas, incluso abriendo la posibilidad de esquemas del tipo Local Market Power Mitigation (LMPM) Mechanisms, los que no obstante, en base a la experiencia internacional de sistemas en US, requieren de la descomposición de costos marginales nodales, así como la consideración de ofertas predeterminadas, entre otros elementos, lo que supone **desafíos mayores para su implementación** por parte del CEN.

De la misma forma, se pueden evaluar **medidas intermedias** que permitan un **funcionamiento parcial del mercado**, e.g., reglas específicas para productos determinados y/o periodos acotados de tiempo, o agentes particulares cuando se cuente con sospechas fundadas, sin la necesidad de un cierre total del mercado.

De esta manera, herramientas de **monitoreo y mitigación ex-ante** (valores máximos ofertas, bandas de costos auditados, etc.) de corto plazo dinámicas permitirán complementar **medidas y análisis ex-post** (benchmark competitivos), los cuales pueden no ser suficientes para un monitoreo efectivo de condiciones de competencia, particularmente en diseños de mercado basados en ofertas.
Finalmente, cabe mencionar que la LGSE en su Artículo 72°-10.- Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico, se destaca que con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, **el CEN monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.** Lo anterior se condice con los lineamientos que la UMC debiera seguir, respecto a un monitoreo y mitigación ex-ante, ex-post, e integrados a procesos de programación y operación del SEN, siguiendo para ello las mejores prácticas internacionales descritas en secciones anteriores.

16.4.3. Plataformas para la Participación de Agentes

Alcanzados hitos críticos para la habilitación de un mercado basado en ofertas, considerando cambios regulatorios requeridos, la actualización de herramientas y modelos de programación y operación del SEN, la actualización y extensión de herramientas de monitoreo y mitigación, cabe la **actualización de plataformas de información y participación de agentes**, así como la **educación de los mismos** respecto a las nuevas reglas de mercado.

En particular, resulta relevante la posibilidad de agentes como del operador y regulador de contar con un **período de marcha blanca**, en el cual se simule la participación de los agentes

de mercado en forma paralela a la programación y operación del SEN. Lo anterior permitirá a los agentes **interiorizarse** respecto a reglas de mercado. De la misma manera, permitirá al operador, unidad de monitoreo y regulador, **resolver cualquier desafío de implementación** en un período razonable, así como evaluar de forma empírica cualquier aspecto adicional que requiera de corrección.

En este contexto, y a propósito de agentes que no cuenten con las herramientas y/o recursos humanos requeridos, cabe la **posibilidad de continuar con un esquema de auditación de costos por tecnología**, las que también puedan servir como referencia para mecanismos de mitigación de ofertas de mercado.

16.4.4. Marcha Blanca y Adopción Paulatina del Mercado Basado en Ofertas

Al igual que con la adopción de nociones de vinculancia, se proponen diferentes **sub-etapas para la adopción gradual** de un mercado basado en ofertas tanto por cantidad como por precio. Lo anterior supone oportunidades graduales de aprendizaje y de iteración y corrección tanto para agentes como para el regulador y el operador del sistema. En particular, se proponen las siguientes sub-etapas:

1. Sub-etapa inicial considera **ofertas de sólo cantidad** por parte de los agentes (sub-etapa final mercado de transición basado en costos mejorado). En este contexto, el CEN registra y publica resultados de **ejercicio de participación con ofertas por cantidad y precio** para la comprensión y aprendizaje de participantes y el regulador a modo de **marcha blanca**. Los pormenores asociados a un período y ejercicio asociado a una marcha blanca corresponderá al CEN, siguiendo como objetivo la emulación de lo que sería luego la participación de los agentes en un esquema en el que estos entregan ofertas por cantidad y precio.

Dando paso a la **apertura paulatina** a ofertas:

2. Participación de **ESS y respuesta de demanda (i.e., agregadores)** (nuevas tecnologías a incentivar, con costos fundamentalmente de oportunidad) con ofertas por cantidad y **precio**.
3. Participación del resto de generadores con **ofertas de precio en torno a bandas de referencia, por ejemplo** (e.g., sin considerar generación hidráulica de embalse).
    a. e.g., 10% en torno a costos variables auditados, requiriendo revisión del proceso de auditación de estados de inflexibilidad.
    b. Extensión gradual a otras tecnologías/agentes u otras agrupaciones (e.g., definición en función de la metodología propuesta) y de la banda de referencia.
4. Sub-etapa final considera **ofertas de cantidad y precio** por parte de los agentes.

Nuevamente, cabe destacar que cualquier posibilidad de realizar ofertas acabadas por energía (i.e., tanto en cantidad como en precio), requerirá de la **revisión, diseño y adopción de herramientas de monitoreo y mitigación** adecuadas para ello de forma igualmente progresiva.

En base a lo anterior y finalizada la adopción paulatina, se concreta la transición total hacia un **esquema vinculante de múltiples etapas (multi-settlement) basado en co-optimización y precios uniformes** para energía y reservas **basado en ofertas por precio y cantidad**.

16.4.5. Unidades de Monitoreo Independientes

Finalmente, y teniendo como referencia las mejores prácticas internacionales, resulta relevante evaluar la **conveniencia de contar con una entidad independiente y externa al CEN** que periódicamente realice un análisis del estado y operación del mercado, **sin contar con conflictos de interés** de algún tipo[246]. La relevancia de contar con herramientas de monitoreo y mitigación, así como entidades independientes y externas se acentúa en un mercado basado en ofertas, en donde las ofertas por energía ya no solo consideran componentes de cantidad sino que también de precio, dimensión adicional susceptible de ser objeto de ejercicio de poder de mercado.

Al respecto, es importante mencionar que **un traspaso total de estas funciones desde el CEN a una entidad independiente es particularmente complejo**. Por lo que es de esperar que las actividades de monitoreo sean **fundamentalmente asumidas por la UMC del CEN**, **asociadas a un monitoreo preventivo** (más que reactivo) **e internalizado en actividades que realiza el CEN** durante la programación y OTR; mientras que una entidad técnica externa independiente podría complementar análisis realizados por el CEN, usualmente en escalas de tiempo semestrales o anuales, entregando insumos a considerar por organismos correspondientes en caso de ser requeridas medidas adicionales (e.g., Tribunal de la Libre Competencia, Fiscalía Nacional Económica, SEC, CNE, etc.).

16.4.6. Evaluación de Pagos Laterales

Una vez alcanzado cierto nivel de **maduración** del esquema de mercado de múltiples etapas de naturaleza vinculante basado en ofertas, se podrá revisar la necesidad y factibilidad de modificar el esquema de pagos laterales, e.g., mediante la modificación de señales marginales (e.g., ELMP, convex hull pricing).

En este contexto, **pagos laterales podrían verse reducidos**, ya sea como resultado de la **modificación de esquemas de formación de precios** antes señalados; o bien, como resultado de su **eliminación explícita** en el diseño del mercado.

En línea con el punto anterior, la **definición explícita** (o no) de pagos laterales **otorgará incentivos** para que dichas componentes sean (o no) internalizadas en ofertas. De la misma forma, junto con cualquier evaluación en este sentido, se deberán evaluar las **reglas de oferta** a considerar, granularidad de estas[247], ocasiones de corrección, ofertas condicionadas por cantidad o a otros productos, etc.

[246] Siguiendo las prácticas de sistemas de US donde por lo general hay unidades de monitoreo de la competencia tanto internas a los ISO (e.g., ISO-NE: Internal Market Monitor) como independientes (e.g. Potomac Economics). Otro caso relevante es el de PJM. No obstante, destacar que este es un caso particular, pues a partir de la unidad interna se creó un spin-off independiente, Monitoring Analytics, después de cerca de una década de operación de la unidad de monitoreo interna de PJM.

[247] A evaluar, en función del tipo de pago lateral, y considerando que la modificación en la determinación del pago lateral no vea afectadas rentas de eficiencia.

17. Principales Observaciones del Estudio

La CNE ha encargado a Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., el desarrollo del estudio "Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas". En dicho contexto, el **objetivo principal** del estudio consiste en el **diseño en detalle de un mecanismo de perfeccionamiento del mercado actual** para múltiples productos energéticos, que sea un insumo para la transición energética, considerando simulaciones de los distintos escenarios que determinan la realidad energética nacional, es decir, una alta penetración de ERV, la introducción y masificación de nuevas tecnologías de gestión temporal de la energía (por ejemplo, almacenamiento), el avance de la estrategia de descarbonización del sistema, contemplando a su vez señales de flexibilidad e incentivando la participación de nuevos agentes en el mercado propuesto.

Análisis Crítico del Actual Mercado de SSCC y Propuestas de Perfeccionamiento

Se efectúa un **análisis crítico del mercado actual de SSCC** en el SEN, planteando propuestas en línea con perfeccionar el mercado y que entregue señales adecuadas para los distintos agentes en un contexto de transición energética. En base a la evaluación de la implementación de perfeccionamiento del mercado de SSCC, es posible destacar que:

- En la práctica, el **diseño actual del mercado de SSCC no genera rentas**. La componente ofertada compensa costos de desgaste, mientras que pagos laterales compensan costos de oportunidad, sobrecostos, entre otros. Teóricamente, el único espacio para rentas podría darse por el cálculo deficiente de costos de desgaste y/o asociado a la componente adicional por sobre costos de desgaste considerado en la definición de precios máximos. En ambos casos, las **rentas debieran ser despreciables**.
- La **falta de rentas** del diseño de mercado podría resultar en menores pagos por SSCC en el corto plazo, sin embargo, al desincentivar la participación e integración de nuevas tecnologías flexibles para la provisión de reservas, los **pagos** (al menos) por SSCC **en el mediano y largo plazo podrían aumentar**.
- Con el propósito de mantener los incentivos a agentes participantes de ofertar sus costos directos de desgaste y con ello asegurar una **asignación de reservas y operación eficiente**, se propone un esquema de **remuneración precio uniforme** (pay-as-clear), con **precios máximos**, diferenciados o uniformes, asociados a costos directos de desgaste **y pagos laterales** por costos de oportunidad y sobrecostos asociados a la activación de reservas y sobrecostos asociados a la disponibilidad.
- La **consideración de probabilidades y costos de activación** de reservas **dentro del problema de co-optimización** que asigna reservas en el DA resulta clave para la asignación eficiente frente a la OTR del sistema, minimizando pagos laterales por operaciones fuera de orden de mérito.

Adicionalmente, con el objetivo de **analizar el impacto del embancamiento de unidades,** se lleva a cabo un **análisis del efecto que esto podría tener en la flexibilidad del sistema**, realizando un análisis costo/beneficio y una propuesta regulatoria para su habilitación. En base al análisis, es posible destacar:

- Los costos asociados a la flexibilización de la centrales, y los beneficios que puede traer consigo, resultan **particularmente dependientes del contexto**, la viabilidad de adaptación o reconversión de centrales existentes, la ubicación geográfica de los recursos posibles de flexibilizar, entre otros.
- Incluso si se flexibiliza toda la capacidad de generación térmica en base a carbón del sistema, **tan solo un subconjunto de unidades otorgaría dicho atributo de flexibilidad** a la operación. Por esta razón, se destaca la importancia de realizar estudios detallados respecto al potencial efectivo que tendrían diferentes infraestructuras de generación.
- Finalmente, cabe destacar que **sería de esperar que la definición de un nuevo SSCC, en línea con las necesidades de flexibilidad del sistema, estuviese asociada a atributos**, y no directamente vinculado a una tecnología en particular, más aún siendo el caso de una tecnología en retiro. Asimismo, sería de esperar que su provisión no esté relacionada con la operación de corto plazo del sistema, sino que constituya un requerimiento de suficiencia.

Análisis Crítico del Esquema de Mercado Basado en Costos Auditados y Evaluación de Perfeccionamientos al Mercado Actual y Mérito del Cambio de Paradigma

Se elabora un **análisis detallado del SEN, el que permite comparar los mercados chilenos actuales de energía y SSCC**, con respecto de propuestas de mercados basados en costo con precio uniforme para los mercados de energía y reservas y en base al uso horario de variables duales y pagos laterales, ajuste de posiciones de los agentes ante incertidumbre y esquemas de liquidación múltiple, **de manera de establecer** de manera concluyente **el mérito de efectuar un cambio de esta naturaleza**. En base a la evaluación de la implementación de perfeccionamientos del mercado actual basado en costos auditados, es posible destacar:

- Los **resultados respecto al valor del uso de modelos y esquemas vinculantes en la OTR son consistentes** entre los escenarios analizados.
- Por un lado, en términos del **valor de modelos y ventanas de optimización**, se observa una **operación más eficiente del sistema respecto de resultados bajo el esquema actual basado en listados de prioridad de colocación**, la que resulta en **menores costos de operación y costos marginales promedio**.
- Por otro lado, en términos del **valor de esquemas vinculantes**, se observa una **estabilidad de pagos y remuneraciones (menor volatilidad)**, al otorgar **cobertura** en la programación del DA respecto a **incertidumbre de la OTR** asociada a desvíos en la demanda y generación ERV. Pagos y remuneraciones provienen en mayor medida de la programación del DA, mientras que ajustes productos de incertidumbres de la OTR resultan en una parte menor de pagos y remuneraciones.
- Bajo esquemas vinculantes basados en el uso de modelos, **pagos laterales continúan correspondiendo a un porcentaje menor dentro de pagos de la demanda**. En este contexto, cabe destacar que mejoras asociadas en herramientas y modelos de programación, operación y cálculo de señales de mercado, **suponen condiciones adecuadas para la integración de nuevas tecnologías flexibles**, lo que en el largo plazo es de esperar **reduzca aún más pagos laterales totales**.
- La **vinculancia incentiva un mejor desarrollo de pronósticos y/o el uso de medidas adicionales que reduzcan la incertidumbre asociada a recursos ERV** (i.e., hibridación de centrales con capacidad de almacenamiento). Por lo tanto, esquemas

vinculantes también **debieran generar condiciones para una mayor utilización del recurso renovable** (i.e., reducción de vertimientos de energía).

Tanto desde el análisis crítico y cualitativo, como cuantitativo, en base a resultados obtenidos de simulaciones computacionales, es posible aseverar que **resulta meritorio un cambio de paradigma** respecto de la transición desde el actual del esquema de mercado basado en costos auditados a una **versión mejorada del mismo** que considere etapas vinculantes, co-optimización con precios uniformes en energía y reservas y una OTR con mayores niveles de sofisticación mediante el uso de modelos tanto para el despacho como para el cálculo de costos marginales.

Análisis de Eficiencia Asociada a la Participación con Ofertas de Distintas Tecnologías

Se **desarrolla una metodología que permite identificar las tecnologías que**, desde un punto de vista sistémico, **podría ser eficiente que comiencen a participar con ofertas** tanto en precio, como en cantidad, en los mercados de energía y de SSCC, y considerando a su vez eventuales situaciones donde podría ejercerse poder de mercado por alguno de los actores del sistema.

La **propuesta metodológica consta de indicadores cuantitativos**: (i) la estimación de sobrecostos debido a errores en auditoría (e.g., de costos variables, rampas, mínimos técnicos); (ii) métricas de análisis estáticas (i.e., Market Share, Herfindahl-Hirschman Index (HHI), Residual Supply Index (RSI)); y (iii) la estimación de sobrecostos potenciales por ofertas, a través de rentas pivotales y su comparación con sobrecostos por errores de auditoría. Análisis cuantitativos luego son **complementados por análisis cualitativos**, asociados a: (i) la concentración de ciertas tecnologías (i.e., si estas son de carácter modular o si por economías de escala resultan en su desarrollo por parte de un número reducido de actores); (ii) los desafíos para una coordinación centralizada de recursos (e.g., generación asociada a cuencas hidrográficas complejas); y (iii) los desafíos para la auditación de costos de nuevas tecnologías (cuyas estructuras de costos responden fundamentalmente a costos de oportunidad), así como los incentivos que supone para estas la participación mediante ofertas.

En base a los resultados obtenidos por la implementación de la metodología propuesta, se determina un **ranking de tecnologías** que podrían comenzar a participar con ofertas de manera eficiente. Luego, **se recomienda la apertura a ofertas inicialmente a tecnologías emergentes** (i.e, respuesta de demanda, ESS e híbridas), **junto a la apertura al resto de tecnologías de generación renovable y térmicas en función del establecimiento de medidas de mitigación y monitoreo acordes**. Finalmente, apertura a ofertas de tecnologías de generación asociadas a cuencas hidrográficas compartidas (e.g., hidráulicas de embalses, series y pasada), se recomienda sea evaluada en etapas avanzadas de implementación.

Propuestas y Hoja de Ruta para la Transición

Finalmente, tomando en consideración las brechas actuales en los mercados mayoristas de energía, la propuesta conceptual de transición considera la implementación, en primer lugar, de un **mercado de transición basado en costos mejorado**; y posteriormente, un **mercado de ofertas** tanto por energía como SSCC. Luego, se realiza un **levantamiento y análisis de aquellos cuerpos legales, reglamentarios y normativos que requerirían ser modificados** en vista a implementar un mercado de transición basado en costos como el propuesto, y

posteriormente un mercado de ofertas. Lo anterior, destacando que **cualquier modificación a nivel legal o reglamentaria en relación a lineamientos del actual diseño de mercado** (i.e., esquema de costos auditados, única etapa de liquidación, y uso de listados de prioridad de colocación), **requerirá de una revisión profunda de la normativa asociada**, así como de cualquier otro cuerpo regulatorio que dependa, o considere definiciones en línea con dichos elementos.

A partir de todo lo anterior, y en consideración de la incertidumbre inherente al avance en los procesos regulatorios en todos los ámbitos identificados, se **desarrolla una línea de tiempo tentativa** a modo de Hoja de Ruta para la transición, la cual requerirá de una serie de etapas, con horizontes de tiempo y recursos adecuados para su ejecución. En dicha Hoja de Ruta, **es posible establecer hitos** asociados a los **cambios regulatorios habilitantes, la mejora en modelos y herramientas** del CEN, el **desarrollo del diseño de mercado,** y la **implementación del mismo.** Finalmente, cabe destacar que incluso realizando estas etapas en paralelo, el **plazo total** de puesta en marcha, desarrollo e implementación de la transición **requerirá varios años**, especialmente al considerar los tiempos regulatorios para llevar a cabo estas modificaciones, donde la experiencia ha mostrado que son procesos que tienden a extenderse más allá de lo planificado.

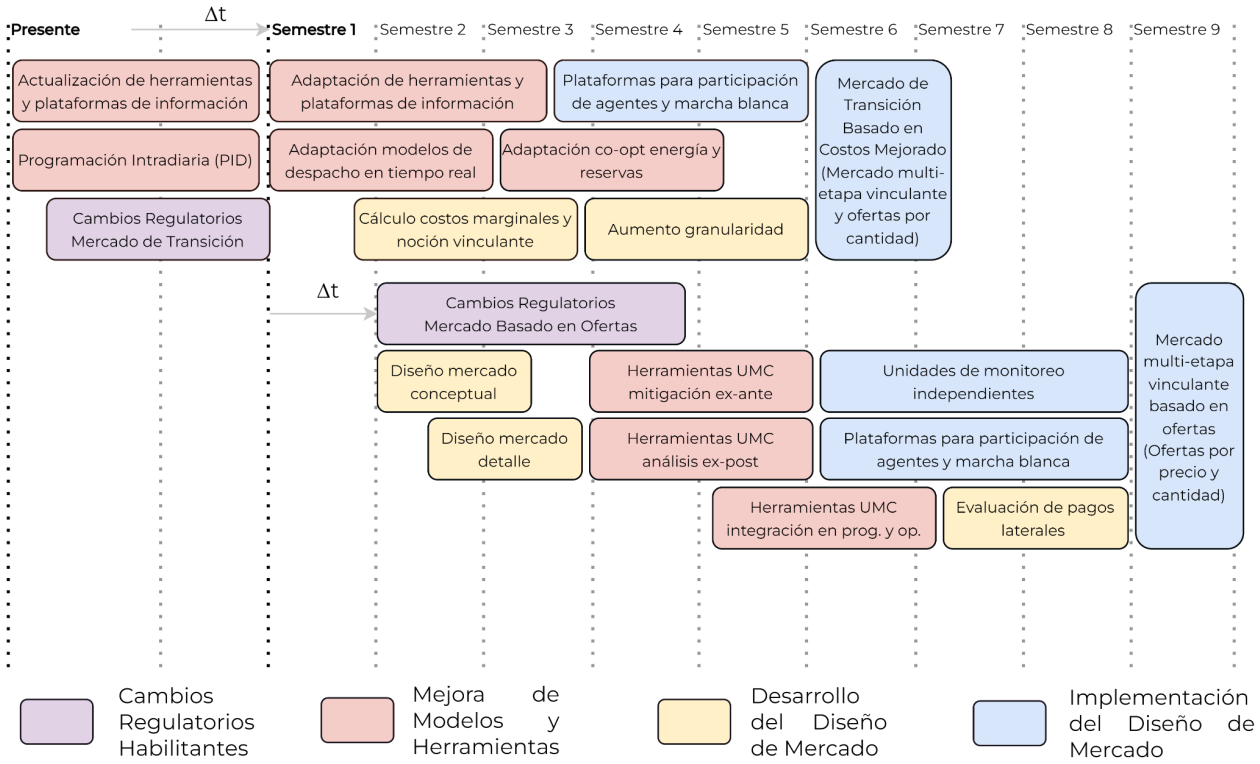

Figura 17.1. Hitos asociados a la hoja de ruta para la transición[248].

[248] (*) Donde Δt hace referencia a un período de tiempo adicional producto de la incertidumbre en el inicio de procesos, su desarrollo e implementación.

Referencias

1. (AG, 2018) Synex Ingenieros Consultores, el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y Estudios Energéticos Consultores (2018). Diseño del mercado de gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile. Informe preparado para la Asociación de Generadoras de Chile (AG). Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2018_generadoras_informe_final_iit-synex-eec.pdf
2. (Andrianesis et al., 2021) Andrianesis, P., Bertsimas, D., Caramanis, M. C., & Hogan, W. W. (2021). Computation of convex hull prices in electricity markets with non-convexities using dantzig-wolfe decomposition. IEEE Transactions on Power Systems, 37(4), 2578-2589. Disponible en: https://scholar.harvard.edu/files/whogan/files/convex_hull_pricing_paper_final_1_1021.pdf
3. (Byers & Hug, 2023) Byers, C., & Hug, G. (2023). Long-run optimal pricing in electricity markets with non-convex costs. European Journal of Operational Research, 307(1), 351–363. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2022.07.052
4. (Cebulla & Fichter, 2016) Cebulla, F., & Fichter, T. (2016). Merit order or unit-commitment dispatch? How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models?. Disponible en: https://www.semanticscholar.org/paper/Merit-order-or-unit-commitment-dispatch-How-does-in-Cebulla-Fichter/b37c30658322b9f606b89b7feb16536dd904ad27
5. (Cochran, Lew, & Kumar, 2013) Cochran, J., Lew, D., & Kumar, N. (2013). Flexible Coal: Evolution from Baseload to Peaking Plant (Brochure) (No. NREL/BR-6A20-60575). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). Disponible en: https://www.osti.gov/biblio/1110465
6. (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). Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/7681/1._ES_Competencia_participaci%C3%B3n_y_estructura_del_mercado_el%C3%A9ctrico.pdf
7. (Ding et al., 2021) Ding, Y., Li, M., Abdulla, A., Shan, R., Gao, S., & Jia, G. (2021). The persistence of flexible coal in a deeply decarbonizing energy system. Environmental Research Letters, 16(6), 064043. Disponible en: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abfd5a/meta
8. (Electric Power Planning & Engineering Institute, 2018) Electric Power Planning & Engineering Institute. (2018). Thermal Power Plant Flexibility, a Publication under the Clean Energy Ministerial Campaign. Disponible en: https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/02/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf
9. (Hayek, 1945) F. Hayek. “The Use of Knowledge in Society”. American Economic Review, Vol. 35, Issue 4, p. 519-530, 1945.
10. (IESR, 2020) IESR (2020). Understanding flexibility of thermal power plants: Flexible coal power generation as a key to incorporate larger shares of renewable energy. Jakarta: Institute for Essential Services Reform (IESR). Disponible en: https://iesr.or.id/wp-content/uploads/2020/06/Understanding-flexibility-of-thermal-power-plants.pdf

11. (IRENA, 2019) IRENA (2019), Innovation landscape brief: Increasing time granularity in electricity markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf
12. (IRENA, 2019b) IRENA (2019), Innovation landscape brief: Redesigning capacity markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Redesigning_capacity_markets_2019.pdf
13. (IRENA, 2019c) IRENA (2019), Innovation landscape brief: Flexibility in Conventional Power Plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: https://es.scribd.com/document/520394132/IRENA-Flexibility
14. (Kemp, Forrest, & Frangos, 2018) Kemp, A., Forrest, S., & Frangos, D. (2018). International review of market power mitigation measures in electricity markets. Disponible en: https://www.accc.gov.au/system/files/Appendix%209%20-%20HoustonKemp%20-%20International%20review%20of%20market%20power%20mitigati....pdf
15. (Lin et al., 2022) Lin, X., Wang, B., Xiang, Z., & Zheng, Y. (2022). A review of market power-mitigation mechanisms in electricity markets. Energy Conversion and Economics, 3(5), 304-318. Disponible en: https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1049/enc2.12067
16. (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/r5H6kA6i
17. (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.
18. (Pang, Chi, & Tian, 2023) Pang, Y., Chi, Y., & Tian, B. (2023). Economic evaluation of flexible transformation in coal-fired power plants with multi price links. Journal of Cleaner Production, 402, 136851. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652623010090
19. (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
20. (Schiro et al., 2015) Schiro, D. A., Zheng, T., Zhao, F., & Litvinov, E. (2015). Convex hull pricing in electricity markets: Formulation, analysis, and implementation challenges. IEEE Transactions on Power Systems, 31(5), 4068-4075. Disponible en: https://ieeexplore.ieee.org/document/7310885
21. (Vinken-Dictuc, 2021) Vinken-Dictuc (2021). Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes. Informe preparado para la CNE. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf
22. (Vinken-Dictuc, 2021b) Vinken-Dictuc (2021). Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme". Informe preparado para el Banco Mundial y el MEN. Disponible en: https://www.vinken.cl/wp-content/uploads/2023/05/WB-Dictuc-Vinken-Assess-Chilean-Electricity-Market-Competitiveness-Under-a-Bid-Based-Pricing-Scheme.pdf#new_tab

23. (Vinken-Dictuc, 2023) Vinken-Dictuc (2023). Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias. Informe preparado para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Chile. Disponible en: https://4echile.cl/publicaciones/estudio-de-identificacion-de-barreras-para-el-desarrollo-de-sistemas-de-almacenamiento-de-energia-y-propuestas-regulatorias/
24. (Wolak, 2005) Wolak, F. A. (2005). Managing unilateral market power in electricity. The World Bank. http://hdl.handle.net/10986/8600
25. (Wolak, 2021) Wolak, F. A. (2021). Wholesale electricity market design. Handbook on Electricity Markets, Kapitel, 4, 73-110. Disponible en: https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/wolak_november_2019.pdf

Anexos

A. Modelo de Pre-despacho

A.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*.
- θ_{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*.
- 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*.
- $\overline{p_{it}}$: 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*.
- $\overline{f}_j$: 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.

$$\underline{p_{it}} \, x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p_{it}} \, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T}$$
$$\underline{p_{it}} \, x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p_{it}} \, x_{it} \, \eta_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}^{\mathcal{V}}, t \in \mathcal{T}$$

- Ecuación de balance de demanda.

$$p^{LS}_{zt}+\sum_{i\in\mathcal{G}(z)} p_{it}+\sum_{j,r(j)=z} f_{jt} = p^{D}_{zt}+p^{OS}_{zt}+\sum_{j,s(j)=z} f_{jt} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

- Flujo DC.

$$f_{jt} = B_j \left(\theta_{s(j),t} - \theta_{r(j),t}\right) \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

$$-\overline{f}_j \leq f_{jt} \leq \overline{f}_j \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

Con esto, la función objetivo del modelo base de pre-despacho se presenta a continuación.

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\left(\sum_{i\in\mathcal{G}}\left(C^{C}_{i}\, x_{it} + C^{SU}_{i}\, u_{it} + C^{SD}_{i}\, v_{it} + C^{G}_{it}\, p_{it}\right) + \sum_{z\in\mathcal{Z}}\left(C^{OG}_{z}\, p^{OG}_{it} + C^{LS}_{z}\, p^{LS}_{it}\right)\right.$$

A.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.
- $\overline{E}_n$: Nivel mínimo 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.

$$\sum_{(u,n)\in\mathcal{D}_{in}(n)} \left(w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}\right) - \sum_{(n,u)\in\mathcal{D}_{out}(n)} \left(w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}\right) + I_{n,t} + q_{n,t} \geq D_{n,t} \qquad \forall n \in \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{(u,n)\in\mathcal{D}_{in}(n)} \left(w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}\right) - \sum_{(n,u)\in\mathcal{D}_{out}(n)} \left(w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}\right) + I_{n,t} \geq D_{n,t} \qquad \forall n \in \mathcal{N} \setminus \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

- Restricciones que permiten el almacenamiento intra-semanal.

$$e_{n,t} - e_{n,t-1} \leq \sum_{(u,n)\in\mathcal{D}_{in}(n)} \left(w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}\right) - \sum_{(n,u)\in\mathcal{D}_{out}(n)} \left(w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}\right) + I_{n,t} - D_{n,t} \qquad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{E}_n \leq e_{n,t} \leq \overline{E}_n \qquad \forall n \in \mathcal{N}_{SR}, t \in \mathcal{T}$$

- Acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia.

$$p_{g_{(u,v)},t} = \eta_{(u,v)} w_{(u,v),t} \qquad \forall (u,v) \in \mathcal{D}_G, \forall t \in \mathcal{T}$$

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.

$$CW = \sum_{t\in\mathcal{T}} \sum_{n\in\mathcal{N}_R} 3.6\, C_n^W\, q_{n,t}$$

A.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 Up y Down de la unidad de generación *i* en el instante *t*.
- r_{it}^{2+}, r_{it}^{2-}: Capacidad asignada para CSF Up y Down de la unidad de generación *i* en el instante *t*.
- $r_{it}^{3S+}, r_{it}^{3NS}$: Capacidad asignada para CTF Up en giro y no en giro de la unidad de generación *i* en el instante *t*.
- r_{it}^{3S-}: Capacidad asignada para CTF Down 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 Up y Down de la unidad de generación *i* en el instante *t*.
- R_i^{2+}, R_i^{2-}: Máximo técnico para dar CSF Up y Down 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.

$$0 \leq r_{it}^{1-} \leq R^{1-}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$0 \leq r_{it}^{1+} \leq R_i^{1+}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$0 \leq r_{it}^{2+} \leq R^{2+}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$0 \leq r_{it}^{2-} \leq R_i^{2-}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$0 \leq r_{it}^{3S+} \leq R_i^{3S+}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$0 \leq r_{it}^{3S-} \leq R_i^{3S-}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$0 \leq r_{it}^{3NS} \leq R_i^{3NS}\,(1 - x_{it}) \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}, t \in \mathcal{T}$$

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.

$$\underline{P_{it}}\, x_{it} \leq p_{it} + r_{it}^{1+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S+} \leq \overline{P_{it}}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$
$$\underline{P_{it}}\, x_{it} \leq p_{it} - r_{it}^{1-} - r_{it}^{2-} - r_{it}^{3S-} \leq \overline{P_{it}}\, x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto.

$$\textstyle\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1+} \geq DR_{zt}^{1+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$
$$\textstyle\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1-} \geq DR_{zt}^{1-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$
$$\textstyle\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2+} \geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$
$$\textstyle\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} \geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$
$$\textstyle\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S+} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}(z)} r_{it}^{3NS} \geq DR_{zt}^{3+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$
$$\textstyle\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S-} \geq DR_{zt}^{3-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

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:

$$CR^1 = \textstyle\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} w_t^{1+} C_{it}^{1+}\, r_{it}^{1+} + w_t^{1-} C_{it}^{1-}\, r_{it}^{1-}$$

$$CR^2 = \sum_{t\in\mathcal{T}} \sum_{i\in\mathcal{G}_{TH}} w_t^{2+} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + w_t^{2-} C_{it}^{2-} r_{it}^{2-}$$

$$CR^3 = \sum_{t\in\mathcal{T}} \left(\sum_{i\in\mathcal{G}_{TH}} w_t^{3+} C_{it}^{3+} r_{it}^{3S+} + w_t^{3-} C_{it}^{3-} r_{it}^{3S-} + \sum_{i\in\mathcal{G}_{TH}^{NS}} w_t^{3+} C_{it}^{3+} r_{it}^{3NS} \right)$$

Donde w_t^j representa la probabilidad de activación a nivel sistémico para el producto de reserva *j* en el instante *t*. De este modo, el término da cuenta del monto esperado de activación de la reserva y el costo que esto implica. Para términos de este estudio se utilizará 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 debiese interiorizar dentro su oferta.

B. Desagregación de remuneración por componentes de SSCC

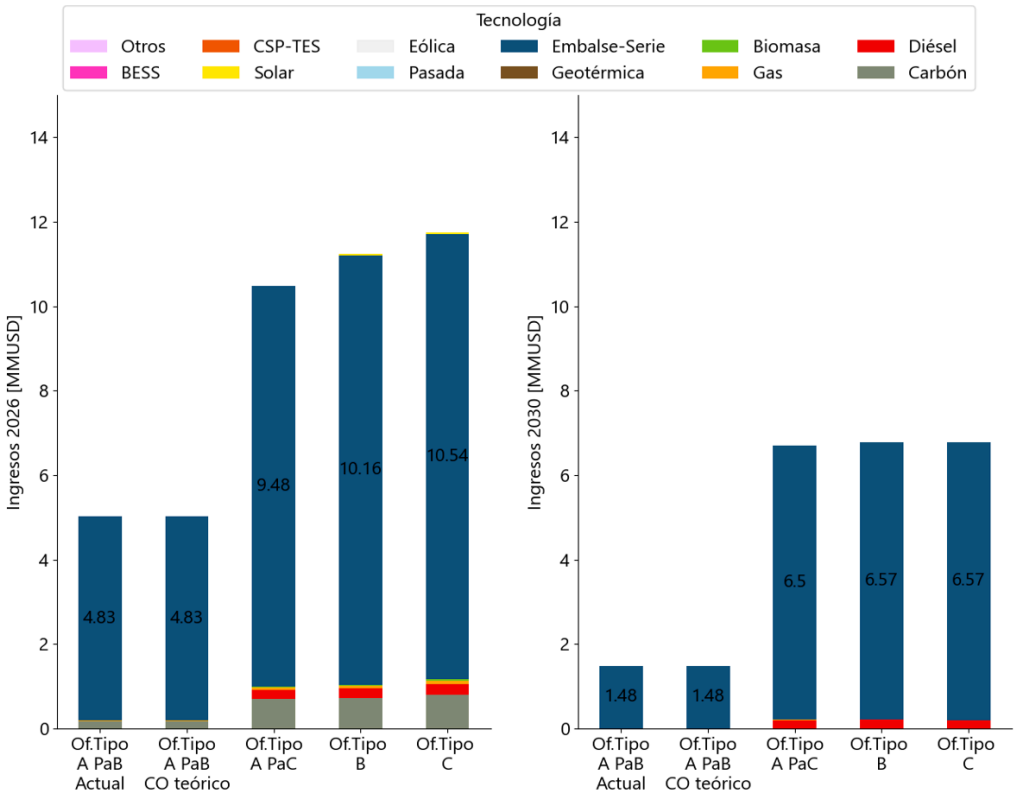

Figura B.1. Ingresos por Sobrecostos por capacidad de SSCC para cada tecnología [MMUSD].

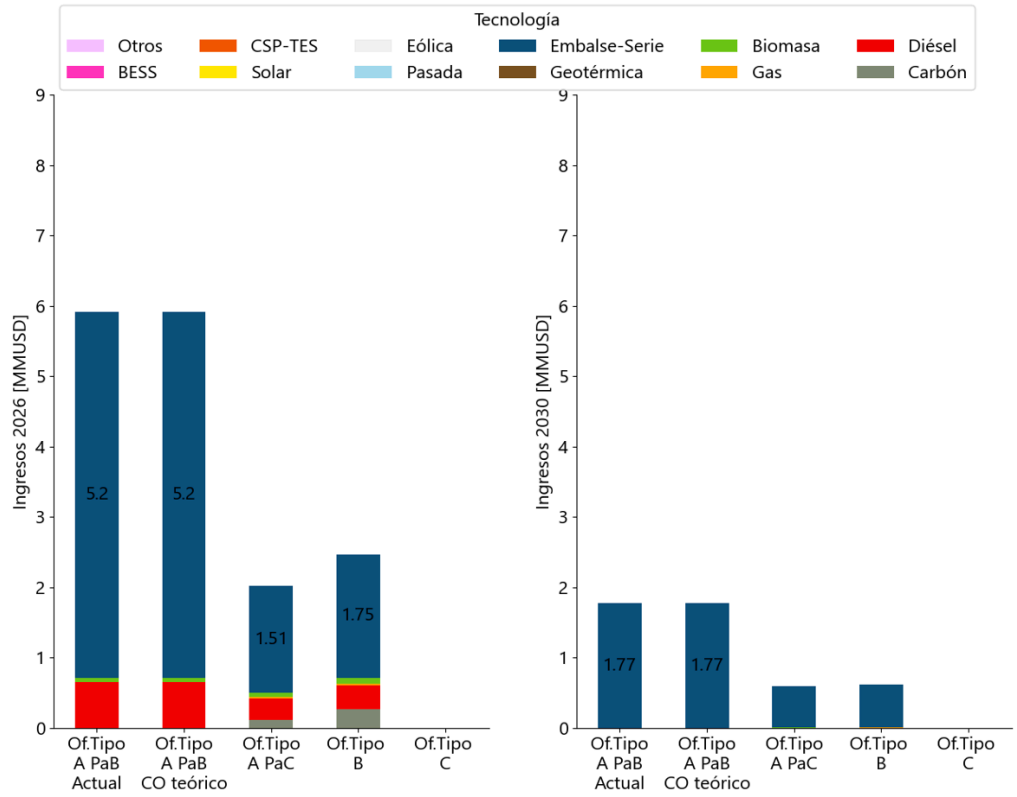

Figura B.2. Ingresos por Sobrecostos por activación de SSCC para cada tecnología [MMUSD].

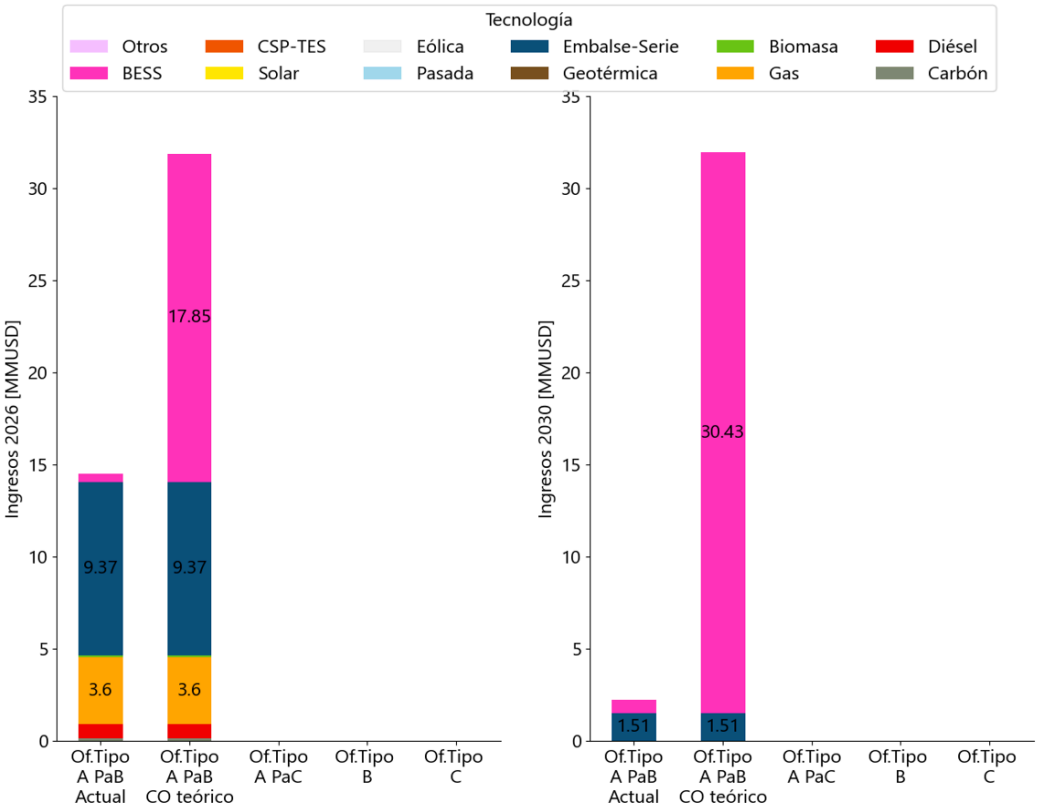

Figura B.3. Ingresos por reconocimiento de Costos de Oportunidad por capacidad de SSCC para cada tecnología [MMUSD].

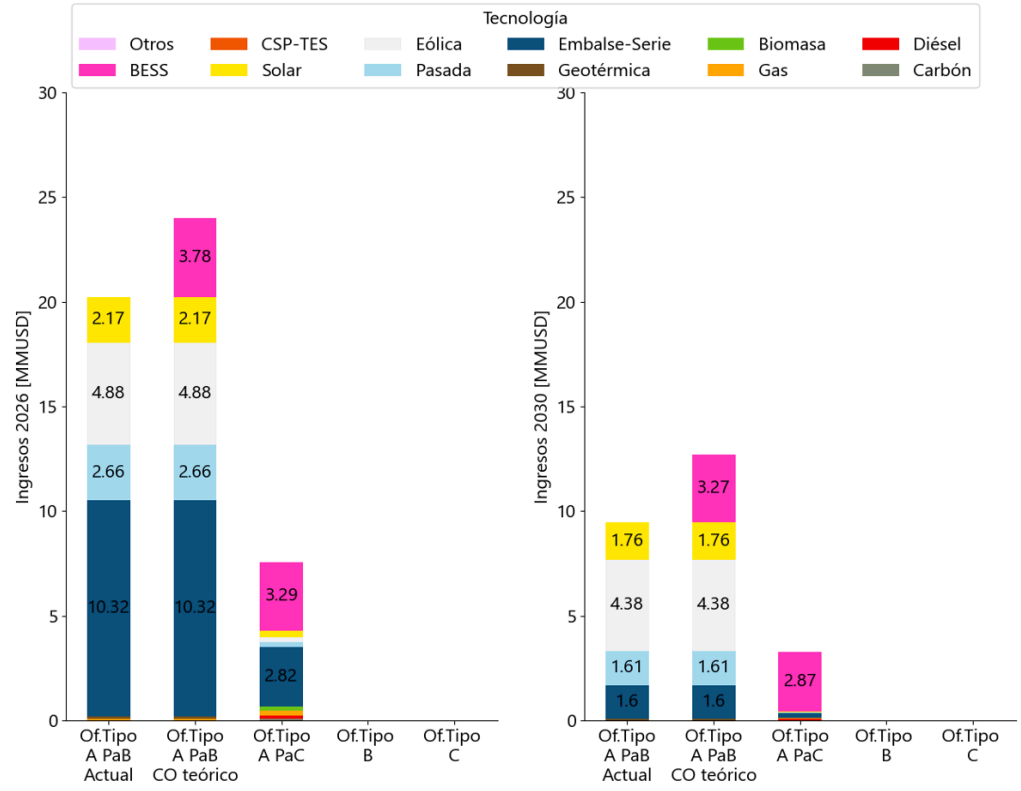

Figura B.4. Ingresos por reconocimiento de Costos de Oportunidad por activación de SSCC para cada tecnología [MMUSD].

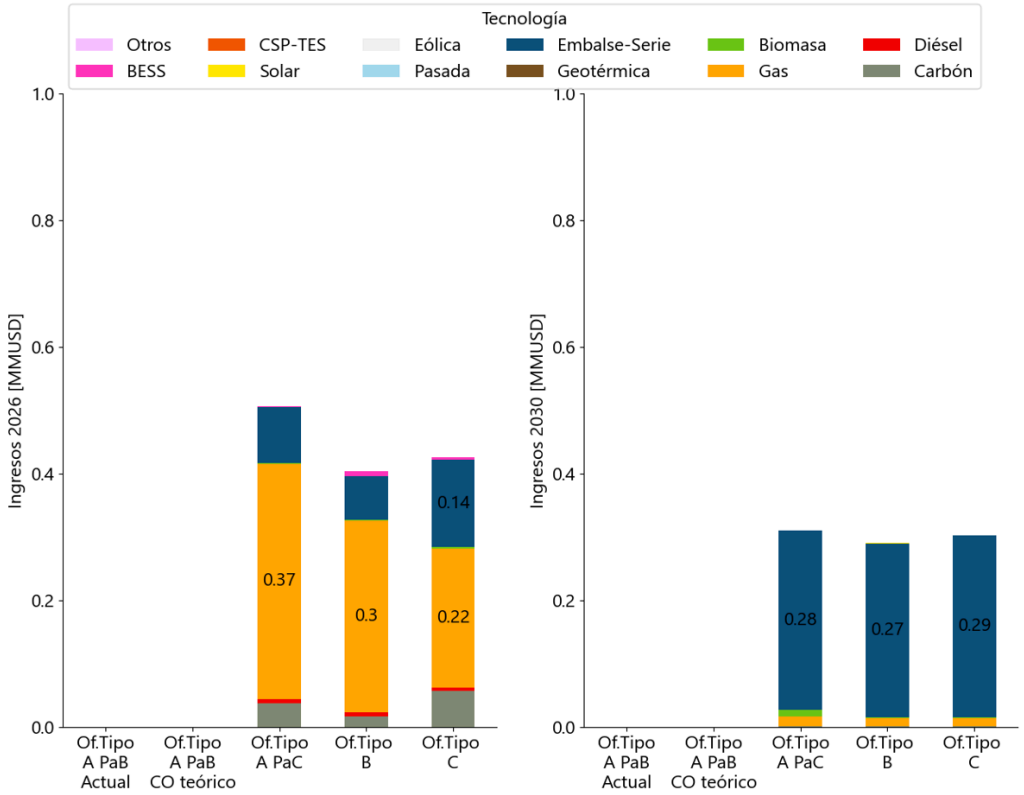

Figura B.5. Ingresos por Sobrecostos por asignación de SSCC para cada tecnología [MMUSD].

C. Umbral de Tolerancia

Para el análisis de tablas a continuación, recordar que **un parámetro $\alpha = 0\%$ supone un escenario sin tolerancia, en donde la totalidad de desvíos se traducen en beneficios/costos para el agente**, mientras que un parámetro $\alpha = 100\%$, resulta en que la totalidad de impactos de desvíos son socializados, y por tanto, no hay impacto en las remuneraciones en TR[249].

Tabla C.1. Impacto del umbral de tolerancia en las desviaciones de energía para **generación solar** para el Esquema 2 al año 2026.

Alpha [% respecto a P max]	Desvíos Positivos (D > 0)			Desvíos Negativos (D < 0)		
	Fuera de la banda [MWh] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [MWh] (D out > 0) Beneficio	Total [MWh]	Dentro de la banda [MWh] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [MWh] (D out < 0) Costo	Total [MWh]
1%	369 (0.5%)	73168 (99.5%)	73537	251 (0.4%)	61146 (99.6%)	61397
5%	4182 (5.7%)	69355 (94.3%)	73537	3392 (5.5%)	58006 (94.5%)	61397
10%	11593 (15.8%)	61944 (84.2%)	73537	10164 (16.6%)	51233 (83.4%)	61397
25%	28968 (39.4%)	44569 (60.6%)	73537	35598 (58.0%)	25800 (42.0%)	61397
50%	48208 (65.6%)	25329 (34.4%)	73537	54778 (89.2%)	6619 (10.8%)	61397
75%	64751 (88.1%)	8786 (11.9%)	73537	58763 (95.7%)	2635 (4.3%)	61397
90%	70773 (96.2%)	2764 (3.8%)	73537	60406 (98.4%)	991 (1.6%)	61397
95%	71929 (97.8%)	1608 (2.2%)	73537	60751 (98.9%)	646 (1.1%)	61397
99%	72818 (99.0%)	719 (1.0%)	73537	61179 (99.6%)	218 (0.4%)	61397
100%	**73537 (100.0%)**	0 (0.0%)	73537	**61397 (100.0%)**	0 (0.0%)	61397

[249] Destacar que bajo este escenario (alpha igual a 100%) se pierde la lógica de la banda, y por tanto, carece de sentido bajo un esquema vinculante.

Tabla C.2. Impacto del umbral de tolerancia en las desviaciones de energía para **generación eólica** para el Esquema 2 al año 2026.

Alpha [% respecto a P max]	Desvíos Positivos (D > 0)			Desvíos Negativos (D < 0)		
	Fuera de la banda [MWh] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [MWh] (D out > 0) Beneficio	Total [MWh]	Dentro de la banda [MWh] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [MWh] (D out < 0) Costo	Total [MWh]
1%	227 (0.4%)	64546 (99.6%)	64773	256 (0.7%)	36789 (99.3%)	37046
5%	3743 (5.8%)	61030 (94.2%)	64773	3796 (10.2%)	33250 (89.8%)	37046
10%	11312 (17.5%)	53461 (82.5%)	64773	9739 (26.3%)	27307 (73.7%)	37046
25%	36620 (56.5%)	28153 (43.5%)	64773	25417 (68.6%)	11628 (31.4%)	37046
50%	57342 (88.5%)	7431 (11.5%)	64773	34955 (94.4%)	2090 (5.6%)	37046
75%	62605 (96.7%)	2168 (3.3%)	64773	36695 (99.1%)	350 (0.9%)	37046
90%	63947 (98.7%)	826 (1.3%)	64773	36951 (99.7%)	94 (0.3%)	37046
95%	64164 (99.1%)	609 (0.9%)	64773	37046 (100.0%)	0 (0.0%)	37046
99%	64326 (99.3%)	447 (0.7%)	64773	37046 (100.0%)	0 (0.0%)	37046
100%	**64773 (100.0%)**	0 (0.0%)	64773	**37046 (100.0%)**	0 (0.0%)	37046

Tabla C.3. Impacto del umbral de tolerancia en la asignación de las remuneraciones de energía para **generación solar** para ambos esquemas al año 2026.

Alpha [% respecto a P max]	E1				E2			
	Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)		Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)	
	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo
0%	0.00 (0.0%)	**3868.10 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-3027.01 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**3787.70 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-2949.98 (100.0%)**
1%	37.78 (1.0%)	3830.33 (99.0%)	-22.57 (0.7%)	-3004.44 (99.3%)	37.09 (1.0%)	3750.61 (99.0%)	-21.53 (0.7%)	-2928.46 (99.3%)
5%	363.55 (9.4%)	3504.55 (90.6%)	-280.84 (9.3%)	-2746.17 (90.7%)	348.77 (9.2%)	3438.93 (90.8%)	-269.03 (9.1%)	-2680.96 (90.9%)
10%	888.32 (23.0%)	2979.78 (77.0%)	-720.26 (23.8%)	-2306.75 (76.2%)	858.84 (22.7%)	2928.86 (77.3%)	-694.92 (23.6%)	-2255.07 (76.4%)
25%	2011.74 (52.0%)	1856.36 (48.0%)	-1982.53 (65.5%)	-1044.48 (34.5%)	1961.96 (51.8%)	1825.74 (48.2%)	-1932.19 (65.5%)	-1017.79 (34.5%)
50%	3155.04 (81.6%)	713.06 (18.4%)	-2860.17 (94.5%)	-166.83 (5.5%)	3099.70 (81.8%)	688.00 (18.2%)	-2784.57 (94.4%)	-165.41 (5.6%)
75%	3735.66 (96.6%)	132.44 (3.4%)	-2993.98 (98.9%)	-33.02 (1.1%)	3662.46 (96.7%)	125.24 (3.3%)	-2917.44 (98.9%)	-32.55 (1.1%)
90%	3844.34 (99.4%)	23.76 (0.6%)	-3011.52 (99.5%)	-15.48 (0.5%)	3767.02 (99.5%)	20.68 (0.5%)	-2935.31 (99.5%)	-14.67 (0.5%)
95%	3855.06 (99.7%)	13.04 (0.3%)	-3016.01 (99.6%)	-11.00 (0.4%)	3777.70 (99.7%)	10.00 (0.3%)	-2939.52 (99.6%)	-10.46 (0.4%)
99%	3861.02 (99.8%)	7.08 (0.2%)	-3019.20 (99.7%)	-7.81 (0.3%)	3782.36 (99.9%)	5.34 (0.1%)	-2942.70 (99.8%)	-7.29 (0.2%)
100%	**3868.10 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-3027.01 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**3787.70 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-2949.98 (100.0%)**	0.00 (0.0%)

Tabla C.4. Impacto del umbral de tolerancia en la asignación de las remuneraciones de energía para **generación eólica** para ambos esquemas al año 2026.

Alpha [% respecto a P max]	E1				E2			
	Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)		Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)	
	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo
0%	0.00 (0.0%)	**7286.83 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-4424.86 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**7087.69 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-4213.02 (100.0%)**
1%	24.27 (0.3%)	7262.56 (99.7%)	-28.69 (0.6%)	-4396.17 (99.4%)	23.69 (0.3%)	7064.01 (99.7%)	-28.38 (0.7%)	-4184.64 (99.3%)
5%	450.58 (6.2%)	6836.24 (93.8%)	-463.14 (10.5%)	-3961.72 (89.5%)	435.89 (6.1%)	6651.81 (93.9%)	-450.21 (10.7%)	-3762.81 (89.3%)
10%	1369.20 (18.8%)	5917.63 (81.2%)	-1214.80 (27.5%)	-3210.05 (72.5%)	1330.18 (18.8%)	5757.51 (81.2%)	-1168.08 (27.7%)	-3044.94 (72.3%)
25%	4416.12 (60.6%)	2870.71 (39.4%)	-3217.81 (72.7%)	-1207.05 (27.3%)	4284.57 (60.5%)	2803.12 (39.5%)	-3063.36 (72.7%)	-1149.66 (27.3%)
50%	6743.91 (92.5%)	542.92 (7.5%)	-4290.81 (97.0%)	-134.04 (3.0%)	6559.87 (92.6%)	527.83 (7.4%)	-4090.11 (97.1%)	-122.91 (2.9%)
75%	7159.11 (98.2%)	127.72 (1.8%)	-4419.73 (99.9%)	-5.13 (0.1%)	6967.56 (98.3%)	120.13 (1.7%)	-4208.49 (99.9%)	-4.54 (0.1%)
90%	7230.34 (99.2%)	56.49 (0.8%)	-4424.86 (100.0%)	0.00 (0.0%)	7034.19 (99.2%)	53.51 (0.8%)	-4213.02 (100.0%)	0.00 (0.0%)
95%	7242.15 (99.4%)	44.68 (0.6%)	-4424.86 (100.0%)	0.00 (0.0%)	7045.40 (99.4%)	42.30 (0.6%)	-4213.02 (100.0%)	0.00 (0.0%)
99%	7249.25 (99.5%)	37.57 (0.5%)	-4424.86 (100.0%)	0.00 (0.0%)	7052.35 (99.5%)	35.35 (0.5%)	-4213.02 (100.0%)	0.00 (0.0%)
100%	**7286.83 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-4424.86 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**7087.69 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-4213.02 (100.0%)**	0.00 (0.0%)

Tabla C.5. Impacto del umbral de tolerancia en las desviaciones de energía para **generación solar** para el Esquema 2 al año 2030.

Alpha [% respecto a P max]	Desvíos Positivos (D > 0)			Desvíos Negativos (D < 0)		
	Fuera de la banda [MWh] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [MWh] (D out > 0) Beneficio	Total [MWh]	Dentro de la banda [MWh] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [MWh] (D out < 0) Costo	Total [MWh]
1%	372 (0.5%)	67504 (99.5%)	67876	267 (0.4%)	63674 (99.6%)	63942
5%	4322 (6.4%)	63553 (93.6%)	67876	3650 (5.7%)	60292 (94.3%)	63942
10%	11830 (17.4%)	56046 (82.6%)	67876	10976 (17.2%)	52965 (82.8%)	63942
25%	29429 (43.4%)	38446 (56.6%)	67876	38921 (60.9%)	25021 (39.1%)	63942
50%	48329 (71.2%)	19547 (28.8%)	67876	59457 (93.0%)	4485 (7.0%)	63942
75%	61505 (90.6%)	6370 (9.4%)	67876	62669 (98.0%)	1273 (2.0%)	63942
90%	66309 (97.7%)	1566 (2.3%)	67876	63556 (99.4%)	385 (0.6%)	63942
95%	66920 (98.6%)	956 (1.4%)	67876	63693 (99.6%)	248 (0.4%)	63942
99%	67504 (99.5%)	371 (0.5%)	67876	63823 (99.8%)	119 (0.2%)	63942
100%	**67876 (100.0%)**	0 (0.0%)	67876	**63942 (100.0%)**	0 (0.0%)	63942

Tabla C.6. Impacto del umbral de tolerancia en las desviaciones de energía para **generación eólica** para el Esquema 2 al año 2030.

Alpha [% respecto a P max]	Desvíos Positivos (D > 0)			Desvíos Negativos (D < 0)		
	Fuera de la banda [MWh] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [MWh] (D out > 0) Beneficio	Total [MWh]	Dentro de la banda [MWh] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [MWh] (D out < 0) Costo	Total [MWh]
1%	420 (0.3%)	125586 (99.7%)	126006	464 (0.6%)	74449 (99.4%)	74913
5%	6816 (5.4%)	119190 (94.6%)	126006	7324 (9.8%)	67588 (90.2%)	74913
10%	21136 (16.8%)	104870 (83.2%)	126006	19036 (25.4%)	55877 (74.6%)	74913
25%	70407 (55.9%)	55599 (44.1%)	126006	50091 (66.9%)	24821 (33.1%)	74913
50%	112120 (89.0%)	13886 (11.0%)	126006	69402 (92.6%)	5511 (7.4%)	74913
75%	122437 (97.2%)	3570 (2.8%)	126006	73827 (98.6%)	1085 (1.4%)	74913
90%	124726 (99.0%)	1281 (1.0%)	126006	74756 (99.8%)	156 (0.2%)	74913
95%	125173 (99.3%)	833 (0.7%)	126006	74858 (99.9%)	55 (0.1%)	74913
99%	125402 (99.5%)	604 (0.5%)	126006	74893 (100.0%)	20 (0.0%)	74913
100%	**126006 (100.0%)**	0 (0.0%)	126006	**74913 (100.0%)**	0 (0.0%)	74913

Tabla C.7. Impacto del umbral de tolerancia en la asignación de las remuneraciones de energía para **generación solar** para ambos esquemas al año 2030.

Alpha [% respecto a P max]	E1				E2			
	Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)		Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)	
	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo
0%	0.00 (0.0%)	**4496.31 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-4272.32 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**4332.86 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-3846.86 (100.0%)**
1%	37.88 (0.8%)	4458.43 (99.2%)	-23.76 (0.6%)	-4248.56 (99.4%)	34.53 (0.8%)	4298.33 (99.2%)	-21.96 (0.6%)	-3824.90 (99.4%)
5%	390.80 (8.7%)	4105.50 (91.3%)	-313.41 (7.3%)	-3958.91 (92.7%)	368.21 (8.5%)	3964.65 (91.5%)	-293.77 (7.6%)	-3553.09 (92.4%)
10%	981.55 (21.8%)	3514.75 (78.2%)	-859.14 (20.1%)	-3413.18 (79.9%)	931.01 (21.5%)	3401.85 (78.5%)	-800.69 (20.8%)	-3046.17 (79.2%)
25%	2258.78 (50.2%)	2237.53 (49.8%)	-2705.67 (63.3%)	-1566.65 (36.7%)	2173.75 (50.2%)	2159.12 (49.8%)	-2493.53 (64.8%)	-1353.33 (35.2%)
50%	3595.58 (80.0%)	900.72 (20.0%)	-4032.01 (94.4%)	-240.31 (5.6%)	3454.37 (79.7%)	878.49 (20.3%)	-3637.88 (94.6%)	-208.98 (5.4%)
75%	4317.98 (96.0%)	178.33 (4.0%)	-4227.56 (99.0%)	-44.75 (1.0%)	4161.25 (96.0%)	171.61 (4.0%)	-3807.24 (99.0%)	-39.61 (1.0%)
90%	4474.93 (99.5%)	21.37 (0.5%)	-4257.56 (99.7%)	-14.76 (0.3%)	4313.74 (99.6%)	19.12 (0.4%)	-3834.79 (99.7%)	-12.07 (0.3%)
95%	4484.63 (99.7%)	11.68 (0.3%)	-4263.61 (99.8%)	-8.71 (0.2%)	4322.85 (99.8%)	10.01 (0.2%)	-3839.04 (99.8%)	-7.82 (0.2%)
99%	4492.73 (99.9%)	3.57 (0.1%)	-4267.32 (99.9%)	-5.00 (0.1%)	4330.66 (99.9%)	2.20 (0.1%)	-3842.46 (99.9%)	-4.40 (0.1%)
100%	**4496.31 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-4272.32 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**4332.86 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-3846.86 (100.0%)**	0.00 (0.0%)

Tabla C.8. Impacto del umbral de tolerancia en la asignación de las remuneraciones de energía para **generación eólica** para ambos esquemas al año 2030.

Alpha [% respecto a P max]	E1				E2			
	Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)		Desvíos Positivos (D > 0)		Desvíos Negativos (D < 0)	
	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo	Fuera de la banda [Miles de USD] (D in > 0) Socializado	Dentro de la banda [Miles de USD] (D out > 0) Beneficio	Dentro de la banda [Miles de USD] (D in < 0) Socializado	Fuera de la banda [Miles de USD] (D out < 0) Costo
0%	0.00 (0.0%)	**11739.26 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-6725.37 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**11064.07 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-6102.40 (100.0%)**
1%	40.44 (0.3%)	11698.82 (99.7%)	-47.47 (0.7%)	-6677.90 (99.3%)	37.75 (0.3%)	11026.33 (99.7%)	-44.23 (0.7%)	-6058.17 (99.3%)
5%	705.11 (6.0%)	11034.14 (94.0%)	-777.90 (11.6%)	-5947.47 (88.4%)	659.97 (6.0%)	10404.10 (94.0%)	-727.39 (11.9%)	-5375.01 (88.1%)
10%	2181.08 (18.6%)	9558.18 (81.4%)	-1993.27 (29.6%)	-4732.09 (70.4%)	2039.90 (18.4%)	9024.18 (81.6%)	-1845.37 (30.2%)	-4257.03 (69.8%)
25%	7094.65 (60.4%)	4644.61 (39.6%)	-5060.04 (75.2%)	-1665.32 (24.8%)	6665.54 (60.2%)	4398.53 (39.8%)	-4622.13 (75.7%)	-1480.27 (24.3%)
50%	10962.57 (93.4%)	776.69 (6.6%)	-6592.01 (98.0%)	-133.36 (2.0%)	10321.56 (93.3%)	742.51 (6.7%)	-5980.21 (98.0%)	-122.19 (2.0%)
75%	11600.27 (98.8%)	138.99 (1.2%)	-6724.28 (100.0%)	-1.09 (0.0%)	10930.08 (98.8%)	134.00 (1.2%)	-6101.45 (100.0%)	-0.95 (0.0%)
90%	11683.25 (99.5%)	56.00 (0.5%)	-6725.37 (100.0%)	0.00 (0.0%)	11009.37 (99.5%)	54.70 (0.5%)	-6102.40 (100.0%)	0.00 (0.0%)
95%	11696.26 (99.6%)	43.00 (0.4%)	-6725.37 (100.0%)	0.00 (0.0%)	11021.66 (99.6%)	42.41 (0.4%)	-6102.40 (100.0%)	0.00 (0.0%)
99%	11702.57 (99.7%)	36.69 (0.3%)	-6725.37 (100.0%)	0.00 (0.0%)	11028.78 (99.7%)	35.29 (0.3%)	-6102.40 (100.0%)	0.00 (0.0%)
100%	**11739.26 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-6725.37 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**11064.07 (100.0%)**	0.00 (0.0%)	**-6102.40 (100.0%)**	0.00 (0.0%)

D. Ilustración de Rentas Pivotales

A continuación se presentan algunos ejemplos que ilustran de manera simple la aplicación e interpretación de las rentas pivotales. En estos, se ha considerado que existen ofertas no nulas con el fin de exponer teóricamente el concepto de rentas pivotales.

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].

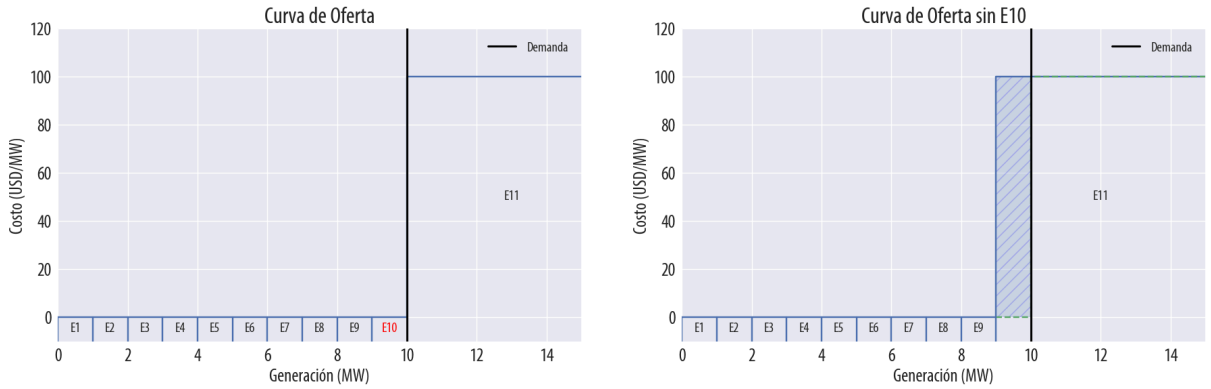

Figura C.1. Curva de oferta del Ejemplo 1 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

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:

Renta de eficiencia =100*1-0*1=100 [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 pivotales 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].

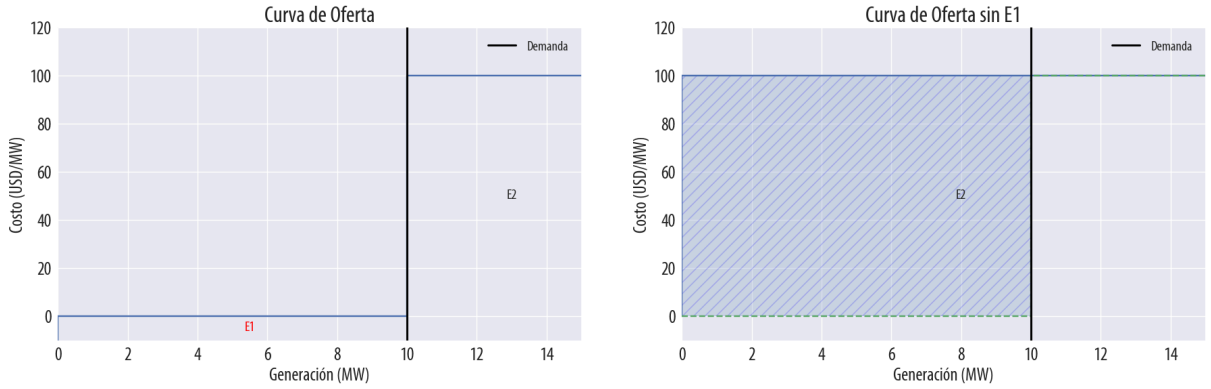

Figura C.2. Curva de oferta del Ejemplo 2 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

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:

Renta de eficiencia =100*10-0*10=1,000 [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 pivotales 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].

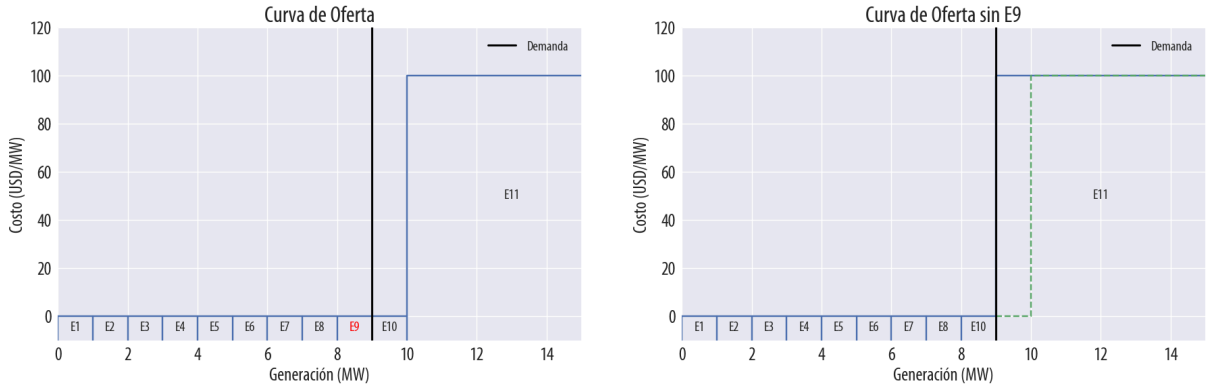

Figura C.3. Curva de oferta del Ejemplo 3 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

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:

Renta de eficiencia =0*1-0*1=0 [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 pivotales como de eficiencia serán 0, ya que al igual que el caso de los infinitos generadores de costo 100 [USD], no se producen cambios en la asignación de esta demanda. Al ser rentas pivotales iguales a rentas de eficiencia, no existirán rentas de poder de mercado.

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].

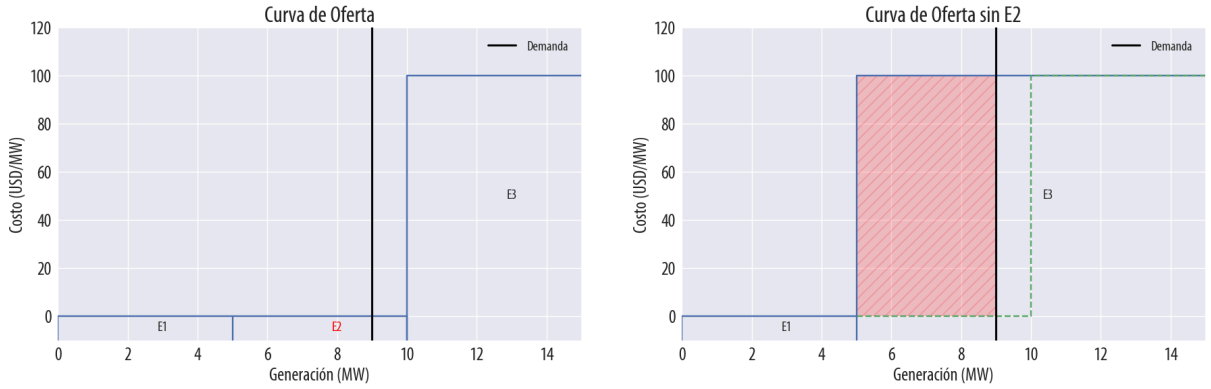

Figura C.4. Curva de oferta del Ejemplo 4 con (izquierda) y sin (derecha) un generador.

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 de cada firma dueña de 5 generadores se calcula de la siguiente forma:

Renta de eficiencia =0*5-0*5=0 [USD]

Si alguna 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 pivotales 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.