

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Estudio sobre la Implementación en Chile de un
Mercado Eléctrico Mayorista basado en Ofertas,
que incluyan Energía, SSCC y Capacidad

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Estudio sobre la Implementación en Chile de un Mercado Eléctrico Mayorista basado en Ofertas, que incluyan Energía, SSCC y Capacidad



Jorge Abelardo Daza Murillo

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Octubre 2024

Resumen

Si bien Chile fue pionero en los años ochenta con la creación de un mercado eléctrico competitivo, ha frenado ese impulso precursor y con ello se ha dado un constante juicio por parte de la industria respecto a que la regulación no está actualizada según los desafíos y exigencias del sistema eléctrico nacional que ha mutado desde uno hidro-térmico a otro con una alta participación de energías renovables variables. Producto de esta transformación, han surgido interrogantes sobre cuál será el diseño de mercado que permitirá continuar garantizando una operación segura y eficiente, y que además, muestre las señales de precios adecuadas para incentivar el desarrollo en nueva infraestructura de generación, transmisión y almacenamiento de energía.

En conformidad con lo anterior, la presente memoria de título aborda el desafío de contribuir en la búsqueda del diseño de mercado más adecuado y evaluar su implementación en la realidad actual del país mediante análisis del proceso en términos económicos, regulatorios y técnicos. En particular, el enfoque del trabajo es el mercado eléctrico mayorista de energía, SSSC y capacidad.

La metodología se basa en estudiar las condiciones y características de la teoría marginalista en Chile y realizar un benchmarking internacional relacionando los mercados eléctricos que cuenten con experiencia en la integración efectiva de energías renovables variables en su matriz energética, con especial enfoque en Nord Pool.

Se analiza la propuesta existente por parte de ECCO International para el diseño de un mercado eléctrico a base de ofertas. Luego, se realiza un análisis de puntos claves para evaluar la implementación en Chile de un mercado eléctrico basado en ofertas y proponer recomendaciones que sirvan de complemento a lo realizado por ECCO International durante su asesoría al CEN. Adicionalmente, se realiza una simulación de la interacción entre las herramientas financieras CFD y FTR en el SEN.

En base al trabajo expuesto, se tiene que con los cambios requeridos en diversos ámbitos y siguiendo las pautas del diseño propuesto por ECCO, una eventual transición desde costos auditados a un sistema de ofertas no implicaría abandonar al 100% la teoría marginalista, si no que serviría de perfeccionamiento y modernización de la actual estructura del mercado eléctrico, apuntando a una operación descentralizada del mercado, en donde las operaciones físicas y financieras facilitarían la participación de nuevos actores y tecnologías como las centrales ERV. Todo lo anterior, daría como resultado un modelo de mercado más flexible, eficiente y representativo en los costos de producción, en comparación con el funcionamiento actual del mercado eléctrico mayorista.



“Never say never because limits like fears are often just an illusion”, Michael Jordan

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a todos aquellos que formaron parte de alguna u otra forma de este largo proceso de investigación, escritura, crecimiento, dedicación y sobre todo mucho trabajo duro.

En primer lugar, darle las gracias a mi familia, tanto por la preocupación incondicional como por el apoyo constante que me brindaron durante toda mi etapa universitaria en la UdeC.

En segundo lugar, agradecer al profesor Claudio Roa, quien desde el primer momento mostró confianza hacia mi persona. Además, siempre tuvo buena disposición para aconsejarme y ayudarme a enfrentar los desafíos y problemas que iban surgiendo en el camino. Su colaboración fue clave durante la elaboración del informe.

Continuando con los agradecimientos, hay un equipo que debo destacar, ya que viví muchas experiencias enriquecedoras como frustraciones y alegrías, de las cuales aprendí varias enseñanzas. “Los Jaulas de Ardilla” conformado por Mikel Contreras y Cristian Araneda (mención especial para ambos, ya que son grandes amigos y fueron mi equipo de trabajo durante todo el transcurso de la carrera), Raúl López, Guillermo Letelier, Felipe Quintana (alias “Dr. Cachero”), Kin Ng, Hendry Toro, Bryan Morales, Diego Pulgar, Nicolás Choque, Diego Henríquez y Patricio Baeza. Todos son personajes icónicos de la generación.

También mencionar al “Basket DIE”, nombre del equipo de básquetbol del Departamento de Ingeniería Eléctrica, en el cual estuve durante varios años viviendo buenos momentos.

Por otro lado, quiero mencionar a mi jugador favorito, el fallecido Kobe Bryant, de quien soy fan desde muy pequeño. De él aprendí que cuando amas algo, cuando lo deseas con todas tus fuerzas, no puedes evitar poner todo tu esfuerzo, habilidad, conocimiento, determinación y coraje en ello. Además he sido un gran admirador de su increíble ética de trabajo y enfoque para lograr sus metas.

Para finalizar, solo quiero hacer una mención a mí mismo, por el hecho de nunca rendirme, por no tener días libres y por siempre tratar de dar lo mejor de mí.

Cabe señalar que la elaboración del presente documento tiene 0% participación de inteligencia artificial.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
ABREVIACIONES	XII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2. MOTIVACIÓN	2
1.3. ESTADO DEL ARTE	2
1.3.1 <i>Propuestas para un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas</i>	3
1.3.2 <i>Sistemas de licitación de convergencia o virtual</i>	4
1.3.3 <i>Formato de despacho económico de unidades</i>	6
1.3.4 <i>Contratación de servicios complementarios</i>	7
1.3.5 <i>Remuneración por capacidad</i>	7
1.3.6 <i>Mitigación del poder de mercado</i>	8
1.3.7 <i>Teoría económica de subastas</i>	10
1.3.8 <i>Análisis del estado del arte</i>	11
1.4. OBJETIVOS	14
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	14
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	14
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	15
1.6. TEMARIO Y METODOLOGÍA	15
CAPÍTULO 2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	17
2.1. INTRODUCCIÓN	17
2.2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE POTENCIA	17
2.2.1 <i>Segmento de Generación</i>	18
2.2.2 <i>Segmento de Transmisión</i>	18
2.2.3 <i>Segmento de Distribución</i>	19
2.3. CONSUMIDORES	19
2.3.1 <i>Clientes regulados</i>	19
2.3.2 <i>Clientes libres</i>	19
2.4. MARCO REGULATORIO	20
2.4.1 <i>Ministerio de Energía</i>	20
2.4.2 <i>Comisión Nacional de Energía (CNE)</i>	21
2.4.3 <i>Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)</i>	21
2.4.4 <i>Coordinador independiente (CEN)</i>	21
2.4.5 <i>Panel de Expertos</i>	22
2.4.6 <i>Tribunal de Defensa de la Libre Competencia</i>	22
2.5. EL PODER DE MERCADO	22
2.6. MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN CHILE	24
2.6.1 <i>Precio nudo de corto plazo (PNCP)</i>	25
2.6.2 <i>Precio medio de mercado (PMM)</i>	26
CAPÍTULO 3. BENCHMARKING INTERNACIONAL	28
3.1. INTRODUCCIÓN	28
3.2. EL NORD POOL, UN MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA QUE ROZA EL MODELO IDEAL	28
3.2.1 <i>Descripción general</i>	28
3.2.2 <i>Principios para el cálculo de los precios zonales</i>	30
3.2.3 <i>El mercado financiero</i>	31
3.2.4 <i>Uso de los ingresos por congestión</i>	32
3.2.5 <i>Operación del DAM</i>	33
3.2.6 <i>PCR y el acoplamiento de precios de regiones (EUPHEMIA)</i>	34

3.2.7	<i>Acoplamiento del mercado basado en flujo (FBMC)</i>	35
3.2.8	<i>Funcionamiento RTM con implementación XBID</i>	36
3.2.9	<i>Liquidaciones</i>	38
3.2.10	<i>Mercado de la reserva</i>	38
3.2.11	<i>Productos de SSCC (ASP) y cómo es el mercado SSCC</i>	39
3.2.12	<i>Errores de trading recientes</i>	41
3.2.13	<i>Mitigación del poder de mercado</i>	44
CAPÍTULO 4. IMPERFECCIONES DEL ACTUAL MERCADO ELÉCTRICO		45
4.1.	INTRODUCCIÓN	45
4.2.	ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS MÁS RELEVANTES	45
4.2.1	<i>Las congestiones en el SEN: Diagnóstico general</i>	45
4.2.2	<i>Costos sistémicos ¿La asignación del riesgo está bien enfocada?</i>	48
4.2.3	<i>¿Es bajo el incentivo para los SSCC?</i>	50
4.2.4	<i>Brechas entre el CMg y el PMM ¿Es sostenible?</i>	51
4.2.5	<i>Proyección del PMM ¿Se habrá dado la señal correcta?</i>	55
4.2.6	<i>¿Chile está en ruta desde la curva tipo pato a la curva tipo cañón?</i>	56
4.2.7	<i>Un mercado eléctrico más granular ¿Una pieza clave para Chile?</i>	58
4.2.8	<i>Imprecisión en el cálculo de la potencia de suficiencia de las ERV</i>	63
CAPÍTULO 5. LA ASESORÍA DE ECCO INT. AL CEN		64
5.1.	INTRODUCCIÓN	64
5.2.	ANÁLISIS EXTERNO DE LA PROPUESTA	64
5.2.1	<i>¿Quién paga la asesoría?</i>	64
5.2.2	<i>¿Qué se busca con esta asesoría (expectativa)?</i>	65
5.2.3	<i>¿Qué beneficios conlleva esta asesoría?</i>	65
5.3.	ANÁLISIS INTERNO DE LA PROPUESTA: LOS ELEMENTOS CLAVES DETRÁS DEL DISEÑO	66
5.3.1	<i>Elementos que se mantendrán en el mercado eléctrico</i>	67
5.3.2	<i>Elementos que se deben implementar en el mercado eléctrico</i>	71
5.3.3	<i>Nuevas herramientas que tendría el mercado eléctrico</i>	76
5.3.4	<i>Hoja de ruta recomendada por la consultora</i>	86
5.4.	ANÁLISIS DEL IMPACTO A NIVEL DE LEGISLACIÓN, REGLAMENTO Y NORMATIVA.....	87
CAPÍTULO 6. RECOMENDACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO DE ECCO INT.		88
6.1.	INTRODUCCIÓN	88
6.2.	RECOMENDACIONES TÉCNICAS	88
6.2.1	<i>ELCC promedio, y luego evaluar la adopción del ELCC unitario</i>	88
6.2.2	<i>Metodología ELCC en Chile, ¿Qué indicador y estándar utilizar?</i>	89
6.2.3	<i>Inclinarse por la creación de zonas RUC en el SEN</i>	90
6.2.4	<i>Precio de escasez y calibración de la ORDC en Chile</i>	90
6.3.	RECOMENDACIONES SOBRE CAMBIOS EN NORMATIVAS, REGLAMENTOS Y LEGISLACIÓN	91
6.3.1	<i>Mercado de potencia: demanda como proveedor de suficiencia</i>	91
6.3.2	<i>Nivel de exigencia en pronósticos de centrales ERV</i>	92
6.3.3	<i>Discrepancia entre definiciones del CMg en el DFL N°4 refundido, y además, con la propuesta de ECCO Int.</i>	93
6.4.	RECOMENDACIONES FINANCIERAS.....	94
6.4.1	<i>Derivar los ingresos por congestión a la financiación de nueva infraestructura de transmisión</i>	94
6.4.2	<i>Inexistencia de un bróker en el mercado eléctrico chileno</i>	94
CAPÍTULO 7. APLICACIÓN DE COBERTURA DEL RIESGO EN CHILE COMBINANDO CFD Y FTR ...		96
7.1.	INTRODUCCIÓN	96
7.2.	CONTEXTUALIZACIÓN BASADA EN LA EMPRESA GENERADORA DAZA S.A.....	96
7.3.	TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE LA EMPRESA GENERADORA DAZA S.A. EN EL SEN	98
7.4.	DEFINICIÓN DEL PRECIO DE EJERCICIO (STRIKE PRICE) EN LOS CFD DE DAZA S.A.	99
7.5.	COBERTURA EFICIENTE DEL RIESGO DE DAZA S.A. COMBINANDO CFD Y FTR.....	99
7.6.	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ÍTEM ANTERIOR	103
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES		104

8.1.	SUMARIO	104
8.2.	CONCLUSIONES	105
8.3.	TRABAJO FUTURO	106
BIBLIOGRAFÍA		107
ANEXO A.	EXPLICACIÓN DE SISTEMAS MULTILIQUIDACIÓN EN MERCADOS ELÉCTRICOS .	114
ANEXO B.	CMG Y PMM ENTRE LOS AÑOS 2008 Y 2024.....	116
ANEXO C.	COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE MERCADOS DE EE.UU. Y EUROPA.....	123
ANEXO D.	MERCADO DE LA ENERGÍA EN CHILE.....	124
D.1.	PREDICCIÓN DE LA DEMANDA Y PREDESPACHO	124
D.2.	DESPACHO ECONÓMICO DE UNIDADES	125
D.3.	MERCADO SPOT.....	126
D.4.	MERCADO DE CONTRATOS.....	127
D.5.	BALANCE FINANCIERO DE GENERADORAS	127
D.6.	CURVA DE DURACIÓN DE CARGA	128
ANEXO E.	MERCADO DE LA POTENCIA/CAPACIDAD EN CHILE.....	129
E.1.	POTENCIA DE SUFICIENCIA	129
E.1.1	<i>Asignación de la potencia inicial.....</i>	<i>130</i>
E.1.2	<i>Asignación de la potencia preliminar</i>	<i>131</i>
E.1.3	<i>Determinación de la potencia de suficiencia final.....</i>	<i>132</i>
E.2.	INDICADORES DE SUFICIENCIA	133
E.2.1	<i>LOLP</i>	<i>133</i>
E.2.2	<i>LOLE</i>	<i>133</i>
E.2.3	<i>ENSS.....</i>	<i>134</i>
E.3.	MARGEN DE RESERVA TEÓRICO (MRT)	134
E.4.	REMUNERACIÓN POR POTENCIA O CAPACIDAD	134
ANEXO F.	MERCADO DE LOS SSCC EN CHILE	136
F.1.	CATEGORIZACIÓN DE LOS SSCC.....	136
F.2.	PROCESO DE LICITACIÓN SEGÚN LA NORMA TÉCNICA DE SSCC	137
F.3.	CONSIDERACIÓN DE LOS COSTOS, FORMULACIÓN DE OFERTAS Y REMUNERACIÓN	139
ANEXO G.	MERCADO DE LA TRANSMISIÓN EN CHILE.....	141
G.1.	REMUNERACIÓN (VATT).....	142
ANEXO H.	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN CHILE	145
H.1.	LEY N°20.936.....	145
H.2.	LEY N°21.505.....	145
H.3.	COSTOS ASOCIADOS, POTENCIA DE SUFICIENCIA Y FUNCIONAMIENTO EN EL SEN	146
ANEXO I.	GENERACIÓN MENSUAL Y CONTRATOS DE DAZA S.A.	149

Lista de Tablas

Tabla 3-1. Elementos del mercado noruego y sus encargados. [31]	29
Tabla 3-2. Rol y posicionamiento en la operación. [30]	30
Tabla 3-3. Mecanismo de precios y requerimientos de los ASP. [38]	40
Tabla 4-1. Pronósticos definidos en la NTCyO para parques eólicos. Fuente: elaboración propia. ..	62
Tabla 4-2. Pronósticos definidos en la NTCyO para parques solares. Fuente: elaboración propia. ..	62
Tabla 5-1. Comparación entre FTR y PTR. Fuente: elaboración propia.	81
Tabla 5-2. Impacto del diseño de ECCO Int. en documentos oficiales nacionales. Fuente: elaboración propia.	87
Tabla 6-1. Comparativa entre Irlanda y Chile. Fuente: elaboración propia.	89
Tabla 7-1. Datos de inyección de energía de Daza S.A. en diciembre de 2023. Fuente: elaboración propia.	97
Tabla 7-2. Generación por tecnología. Fuente: elaboración propia.	97
Tabla 7-3. Detalle de los clientes de Daza S.A. Fuente: elaboración propia.	97
Tabla 7-4. Parejas entre unidades generadoras y clientes. Fuente: elaboración propia.	98
Tabla 7-5. Desarrollo de una transacción de energía con cobertura perfecta. Fuente: elaboración propia.	100
Tabla 7-6. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 1 y el cliente 1. Fuente: elaboración propia.	100
Tabla 7-7. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 1 y el cliente 1. Fuente: elaboración propia.	101
Tabla 7-8. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 2 y el cliente 2. Fuente: elaboración propia.	101
Tabla 7-9. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 2 y el cliente 2. Fuente: elaboración propia.	101
Tabla 7-10. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 3 y el cliente 3. Fuente: elaboración propia.	102
Tabla 7-11. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 3 y el cliente 3. Fuente: elaboración propia.	102
Tabla 7-12. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 4 y el cliente 4. Fuente: elaboración propia.	102
Tabla 7-13. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 4 y el cliente 4. Fuente: elaboración propia.	103
Tabla A-1. Acciones en el DAM y RTM a causa de la incertidumbre en producción. Fuente: elaboración propia.	115
Tabla B-1. Datos sobre el CMg de las barras. [61]	118
Tabla B-2. Datos del PMM. [61].....	122
Tabla C-1. Comparación modelos de mercados mayoristas. Fuente: elaboración propia	123
Tabla E-1. Zonificación para el cálculo de precio nudo. Fuente: elaboración propia.	129
Tabla E-2. Porcentaje de reconocimiento de SAE. [57].....	131
Tabla I-1. Datos sobre generadora Daza S.A. Fuente: elaboración propia.	150

Lista de Figuras

Figura 2-1. Segmentos del SEN y su naturaleza. [13].....	17
Figura 2-2. Cambio en la matriz energética chilena, 1996 - 2050. [14].....	18
Figura 2-3. Interacción entre las instituciones y los agentes del mercado. [17].....	20
Figura 2-4. Equilibrio financiero del modelo marginalista. [20]	24
Figura 2-5. Línea temporal de la elaboración del PNCP. [25]	25
Figura 2-6. Proceso de cálculo Precios nudo. [25].....	26
Figura 3-1. Territorio con operaciones de Nord Pool [30].....	29
Figura 3-2. Esquema para maximizar el cálculo de los precios zonales. [30]	31
Figura 3-3. Línea de tiempo de la rutina diaria en el DAM. [32]	33
Figura 3-4. Función del PCR en el comercio. [30]	35
Figura 3-5. Ciclo de vida del contrato. [30]	36
Figura 3-6. Proceso de actualización de los libros de pedido. [30].....	37
Figura 3-7. Diagrama de los procesos internos de reserva. [36]	39
Figura 3-8. Rango de frecuencia y rapidez en la operación de cada ASP. [38]	40
Figura 3-9. Desplome del precio de la energía en Finlandia. [52]	42
Figura 3-10. Los precios de la energía el día 9 de abril en Suecia. [53]	43
Figura 4-1. Congestionamientos sistémicos durante el año 2023. [37]	45
Figura 4-2. Reducción renovable en GWh. [37]	46
Figura 4-3. Despacho con tramo i-j al límite de su capacidad de transmisión. Fuente: elaboración propia.....	47
Figura 4-4. Despacho con aumento de la demanda aguas abajo del tramo i-j con congestión. Fuente: elaboración propia.	47
Figura 4-5. Evolución de los costos sistémicos entre 2018 y 2022. [45].....	49
Figura 4-6. Evolución de los costos sistémicos o pagos laterales. Fuente: elaboración propia.	49
Figura 4-7. Gráfica de los CMg mensuales entre enero 2008 y junio 2024. Fuente: elaboración propia.....	52
Figura 4-8. Gráfica del PMM entre enero 2008 y junio 2024. Fuente: elaboración propia.	52
Figura 4-9. CMg promedio vs PMM. Fuente: elaboración propia.....	53
Figura 4-10. Proyección del LCOE en Chile entre 2017 a 2030. [43].....	55
Figura 4-11. Gráfico del PMM real y el PMM proyectado por el CEN. Fuente: elaboración propia.....	56
Figura 4-12. Proyección de la curva tipo pato en Chile entre 2016 y 2025. [49]	57
Figura 4-13. Generación eólica del SEN durante julio 2019. [46].....	58
Figura 4-14. Excursión de la frecuencia en mercados eléctricos europeos. [51]	59
Figura 4-15. Tratamiento de ERV en el tiempo con soluciones de flexibilidad. [47].....	61
Figura 5-1. Representación esquemática del funcionamiento del mercado de energía y SSCC. Fuente: elaboración propia.	67
Figura 5-2. Flujo de dinero en un ISO a través de congestiones y FTR. [64].....	79
Figura 5-3. Representación del funcionamiento de los CfD. Fuente: elaboración propia.	82
Figura 5-4. Enfoques de la metodología ELCC. Fuente: elaboración propia.	83
Figura 5-5. ELCC promedio "First-in" y "Last-in" con una cartera determinada. [65]	84
Figura 5-6. Enfoque del cálculo. [66].....	85
Figura 5-7. Línea de tiempo de la propuesta de ECCO Int. Fuente: elaboración propia.	86
Figura 7-1. Energía total generada vs contratos. Fuente: elaboración propia.	96
Figura 7-2. Diagrama simplificado de los nodos de inyección y retiro en el SEN. Fuente: elaboración propia.....	98

Figura A-1. Liquidaciones en el RTM. [40].....	115
Figura D-1. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno. [20]	124
Figura D-2. Balance financiero generadores asociado a energía. Fuente: elaboración propia.	128
Figura D-3. Curva de duración de carga. Fuente: elaboración propia.	128
Figura E-1. Proceso de cálculo de la potencia definitiva. Fuente: elaboración propia.	130
Figura F-1. SSCC presentes en territorio nacional. Fuente: elaboración propia.	137
Figura G-1. Segmentación del sistema de transmisión nacional, ley N° 20936. [20].....	141
Figura G-2. Efecto de ingreso tarifario. [25].....	143
Figura G-3. Pagos polos de desarrollo. [25].....	143
Figura H-1. Modos de operación de los Sistemas de Almacenamiento. [25]	145
Figura H-2. Proceso de programación para la operación de los SAE. [25]	148
Figura H-3. Proceso para arbitrar el precio de la energía con SAE. Fuente: elaboración propia. ...	148



Abreviaciones

ERV	: energía renovable variable.
CEN	: coordinador eléctrico nacional.
SEN	: sistema eléctrico nacional.
SSCC	: servicios complementarios.
CNE	: comisión nacional de energía.
LGSE	: ley general de servicios eléctricos.
DFL	: decreto con fuerza de ley.
DAM	: day ahead market (mercado del día anterior).
RTM	: real time market (mercado en tiempo real).
MW	: megawatt.
ISO	: independent system operator (operador de sistema independiente).
LMP	: locational marginal price, es el costo de compra/venta de energía en cada barra.
CAISO	: California independent operator system
PJM	: Pennsylvania, New Jersey & Maryland interconnection.
ERNC	: energía renovable no convencional.
USD	: United States dollar.
FTR	: financial transmission rights (derechos de transmisión financieros).
CMg	: costo marginal, es el costo de generación de energía en cada barra del sistema.
DS	: decreto supremo.
MTR	: margen de reserva teórico.
PSF	: potencia de suficiencia final.
SAE	: sistema de almacenamiento de energía.
PCR	: price coupling of regions (acoplamiento de precios de regiones).
MCO	: market coupling operator (operador de acoplamiento de mercado).
PPA	: power purchase agreement (acuerdo/contrato de compraventa de energía).
PMM	: precio medio de mercado.
NTCyO	: norma técnica de coordinación y operación.
CfD	: Contract for difference (contrato por diferencia)
ELCC	: effective load carrying capability (capacidad efectiva de transporte de carga).

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

Desde fines del siglo pasado existe una creciente preocupación por frenar el cambio climático y promover el desarrollo sostenible. Dentro de este contexto, Chile se ha comprometido tanto a desarrollar políticas en materia de cambio climático, como a avanzar en el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. En particular, el estado ha fijado la meta de alcanzar, al año 2050, una penetración de energías renovables del 70 % [1]. Además, se ha llevado a cabo el plan de descarbonización que busca retirar las centrales generadoras a carbón de la matriz eléctrica [2].

Junto con la transición energética, viene un aumento de la participación de centrales generadoras de ERV en la matriz de generación, lo cual trae nuevos desafíos operacionales al SEN. Uno de ellos, es el de poseer mayor flexibilidad, de manera que el sistema sea capaz de responder a una mayor variabilidad en la disponibilidad de energía y obtener el mejor provecho de ello. En esa línea, es importante recordar que un elemento pivotal para conseguir una integración eficiente en el sistema eléctrico de las fuentes ERV es el diseño del mercado eléctrico, que va mucho más allá del desarrollo de mecanismos de mercado.

Dado lo anterior, el foco de la investigación se basa en estudiar la experiencia internacional y contextualizar a la realidad nacional, con el fin de visualizar como implementar diversas estrategias altamente recomendadas y soluciones innovadoras que permitan emular el posible comportamiento de un mercado basado en ofertas en nuestro país, teniendo como punto de partida el funcionamiento actual del mercado eléctrico chileno.

El estudio busca disminuir la incertidumbre en la toma de decisiones referentes a que soluciones poner en marcha. En particular, se genera una propuesta de implementación que entregue los lineamientos correctos bajo un esquema de liquidación múltiple con relación a energía, servicios complementarios y pagos por capacidad. Dicha propuesta, contempla recomendaciones de tipo técnicas, regulatorias y económicas que perfeccionen la operación del actual mercado de corto plazo en Chile, incorporando características de uno basado en ofertas.

1.2. Motivación

Las bases teóricas que cimentaron la conformación de la teoría marginalista eran fundamentos económicos sólidos. Sin embargo, en la actualidad no se tiene certeza de si este modelo de mercado seguirá funcionando bien de aquí a 10 años, porque se pensó para un sistema totalmente distinto (hidrotérmico), el cual con el transcurso de los años está viviendo un proceso de transformación importante y sin precedentes, derivado del fomento al desarrollo de centrales ERV en la matriz energética.

Por un lado, ha sido tema de discusión, la operación segura y confiable del SEN con centrales ERV, ya que tienen como particularidad la utilización de electrónica de potencia en la conversión de energía. Esto debilita la red eléctrica debido a que no contribuyen con energía cinética almacenada en forma de inercia en los ejes rotatorios como si lo hace una máquina sincrónica. Lo anterior pone sobre la mesa a los servicios complementarios (SSCC), junto con su debido mercado y proceso de regulación, como medida necesaria para enfrentar posibles contingencias en el SEN.

Por otro lado, el rápido crecimiento en la participación de centrales ERV en la generación a nivel nacional, trae como consecuencia una mayor variabilidad en los costos marginales del sistema. Es sabido que el costo declarado de una termoeléctrica, ya sea que use carbón, diésel o gas natural, tiene una trazabilidad que permite verificar que el precio al cual se comercializa su energía sea el más conveniente al momento de ser despachada. En cambio, el valor de las centrales ERV, depende del momento del día en que su oferta esté disponible, por cuánto tiempo pueda mantenerse operando y de las condiciones climáticas. Por consiguiente, el desafío del mercado eléctrico de corto plazo es lograr que los precios reflejen realmente dichos costos en cada nodo y a tiempo.

Por tanto, se deben instaurar mecanismos que mejoren el proceso de cálculo de estos costos en centrales generadoras y disminuya el riesgo financiero asociado con la incertidumbre de los precios de mercado. Aquí es donde las licitaciones ganan relevancia y deben ser consideradas como una opción de modernización en la operación del mercado de corto plazo, puesto que otorgarían un mayor nivel de precisión en el proceso de obtención de los costos de generación.

1.3. Estado del Arte

Las investigaciones en mercados eléctricos han presentado una evolución notable en las técnicas de comercialización de la energía y potencia, debido a las nuevas tecnologías que han emergido para la generación de energía eléctrica en los últimos años, especialmente por la presencia de centrales ERV. Se realiza el estado del arte sobre el mercado eléctrico de corto plazo basado en

ofertas, con la finalidad de mostrar los desarrollos más recientes que hayan sido idealmente probados y acogidos por países. El enfoque se desenvuelve en 4 puntos: formato de licitación, despacho, mercados y mitigación del poder de mercado.

1.3.1 Propuestas para un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas

Se revisaron 2 propuestas, una de parte de Generadoras Chile y otra de Vinken-Dictuc encargada por la CNE. La realizada por ECCO International para el CEN se analiza en el Capítulo 5.

A. Diseño del Mercado para Gran Participación de Generación Variable en el Sistema Eléctrico de Chile

En [20], está el trabajo desarrollado en el año 2018, para la Asociación de Generadoras de Chile (AG) liderada por SYNEX Ingenieros Consultores, Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y Estudios Energéticos Consultores.

En la primera etapa del documento se analiza el impacto técnico-económico a nivel internacional de las energías renovables variables en los diferentes segmentos del mercado eléctrico, planteando la relevancia de las elevadas penetraciones de estas tecnologías, concluyendo esta etapa con una panorámica de las experiencias internacionales en esta materia.

En una segunda etapa se estudia el mercado chileno, identificando los aspectos críticos que pueden obstaculizar la integración eficiente de las tecnologías ERV, mientras que la tercera etapa se presentaron una serie de propuestas regulatorias para el contexto chileno con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado en escenarios de elevada penetración de ERV y analizar los cambios legislativos y regulatorios que se requerirían para llevar a cabo las propuestas.

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

En [19], (Vinken-Dictuc, 2021) proponen un diseño de mercado eléctrico para el SEN basado en esquemas de liquidación múltiple para la provisión de distintos productos y servicios eléctricos, que permita la operación segura, flexible y a mínimo costo en un contexto de descarbonización, alta penetración de energías renovables y nuevos agentes participantes del mercado eléctrico. Para ello, realizaron un análisis de la situación actual del mercado en Chile y realizaron un benchmarking internacional.

El diseño propuesto se enfoca en la transición a estructuras de mercado similares a sistemas de los Estados Unidos, basado en un mercado del día anterior con la posible consideración de mercados intradiarios siguiendo las mejores prácticas de diseños europeos analizados por ellos.

1.3.2 Sistemas de licitación de convergencia o virtual

La licitación virtual es un tipo de transacción introducida recientemente en los mercados mayoristas de electricidad para mejorar la competencia y los precios. Estas pueden ser realizadas por diferentes tipos de algoritmos ya sean de maximización, programación lineal, machine learning, redes neuronales, entre otros.

A. *Licitaciones basadas en machine learning/redes neuronales*

En [3], (Li & Wang, 2022) desarrolla un marco de optimización impulsado por machine learning para licitaciones virtuales en mercados eléctricos considerando tanto la restricción de riesgo como la sensibilidad al precio. La estrategia comercial algorítmica se desenvuelve desde la perspectiva de una empresa comercial propia para maximizar las ganancias. Se presenta un modelo de pronóstico diferencial de precio marginal local basado en una red neuronal recurrente aprovechando las dependencias entre horas del algoritmo de compensación del mercado. La sensibilidad del diferencial precio marginal local con respecto a las ofertas virtuales netas se modela como una función monótona con el árbol de aumento de gradiente restringido que proponen. Además, aprovechan la estrategia de negociación de ofertas virtuales propuesta para evaluar tanto la rentabilidad de la cartera de ofertas virtuales como la eficiencia de los mercados mayoristas de electricidad de Estados Unidos. El análisis empírico exhaustivo sobre PJM, ISO-NE y CAISO indica que la estrategia de optimización de la cartera de ofertas virtuales propuesta y que también considera la sensibilidad al precio supera con creces a la que descuida la sensibilidad respecto del precio, esto último es revelador.

B. *Licitaciones virtuales basadas en algoritmos de maximización o programación lineal.*

En [4], (Baltaoglu, 2018) considera el problema de la oferta óptima para el comercio virtual en mercados de electricidad de dos liquidaciones. Un comerciante virtual tiene como objetivo arbitrar las diferencias entre los precios del mercado diario y en tiempo real que son aleatorias y desconocidas para los participantes del mercado. Proponen un algoritmo de aprendizaje en línea para maximizar el beneficio acumulado en un número finito de sesiones de negociación asignando el presupuesto del operador entre sus ofertas de K opciones en cada sesión. Demuestran que el beneficio esperado del algoritmo propuesto converge, con una tasa de convergencia casi óptima. El algoritmo propuesto

también está generalizado para estrategias comerciales con una medida de riesgo. Al utilizar tanto el beneficio acumulado como el índice de Sharpe como métricas de desempeño, las evaluaciones las realizaron con base en los datos históricos que abarcan un período de diez años de los mercados NY-ISO y PJM, demostrando que la estrategia propuesta supera los índices de referencia estándar y el índice S&P 500 durante el mismo período. El índice de Sharpe de las carteras de ofertas virtuales para los tres mercados eléctricos es mucho más alto que el del índice S&P 500. Recordando que el índice de Sharpe se utiliza para mostrar hasta qué punto el rendimiento de una inversión compensa al inversor por asumir riesgo en su inversión y el índice S&P 500 se le considera el índice más representativo de la situación real del mercado en Estados Unidos.

En [5], (Kohansal, 2020) desarrolla que la oferta de convergencia, también conocida como oferta virtual, que consiste en un mecanismo de mercado facilitado por los operadores de sistemas independientes en los mercados mayoristas de electricidad para ayudar a reducir la brecha entre los precios en el mercado diario y los precios en el mercado en tiempo real. El problema de licitación en este contexto es una optimización de dos niveles, donde el nivel superior trata de maximizar las ganancias para el que realiza la oferta de convergencia y el nivel inferior es el problema de despacho económico. Al resolver el problema de licitación formulado con ofertas virtuales estratégicas repercute en un impacto positivo en los precios marginales locales de DAM y RTM.

En [6], (Samani, 2021) muestra como ofertas virtuales se han adoptado ampliamente en los mercados mayoristas de electricidad y cómo brindan oportunidades para que los participantes del mercado realicen arbitraje sobre la diferencia entre los precios del DAM y RTM. Dado el impacto significativo de las ofertas de convergencia en el funcionamiento de los mercados de electricidad, es importante comprender cómo los participantes del mercado seleccionan estratégicamente sus ofertas, centrándose en el mercado ISO de California, utilizan los datos del mercado eléctrico para caracterizar y evaluar diferentes tipos de estrategias relacionadas con las ofertas virtuales que se utilizan en la práctica.

En [7], (Manes & Lovett, 2022) introducen un marco de optimización estocástica general para obtener curvas de oferta virtuales de convergencia óptimas. Dentro de este marco, desarrollan un modelo de optimización basado en programación lineal computacionalmente manejable, que produce precios de oferta y volúmenes simultáneamente. También muestran que al realizar diferentes aproximaciones y simplificaciones en el modelo general conducen naturalmente a enfoques de licitación de convergencia bien conocidos, como la autoprogramación y los enfoques oportunistas.

C. *Licitaciones basadas en estrategias estocásticas*

En [8], (Samani & Mohsenian-Rad) proporcionan una descripción general basada en datos de todas las ofertas de convergencia presentadas y analizan el desempeño de cada postor de convergencia individual en función del número de las ofertas presentadas, la cantidad de ubicaciones en las que colocaron las ofertas, el porcentaje de las ofertas aceptadas, la cantidad de ofertas virtuales compensadas y sus ganancias o pérdidas. Se analizan las estrategias de oferta de los 13 actores más grandes del mercado que representan el 75% de todas las ofertas de convergencia en el mercado ISO de California, identificando las características cuantitativas para caracterizar y distinguir sus diferentes estrategias de oferta de convergencia. El análisis revela 3 diferentes de estrategias que se utilizan en la práctica. Para entender, Δ es la diferencia con el LPM sistémico.

Estrategia 1: Pronosticar D-LMP y R-LMP en cualquier momento y ubicación. Si el D-LMP previsto es mayor (menor) que el R-LMP, se presenta una oferta de convergencia (demanda); $\Delta \approx 0$ para poder decidir si participar o no en el mercado, y saber cómo participar en él (OC de oferta o de demanda).

Estrategia 2: Fijar el precio de manera que la oferta de convergencia enviada sea casi siempre la que se otorga; $\Delta \ll 0$. Utiliza la previsión de precios para decidir si presentar una oferta de convergencia “de oferta” o una oferta de convergencia “de demanda”.

Estrategia 3: Establecer el precio de nodo en la oferta de convergencia presentada que casi siempre no se otorga; o sea $\Delta \gg 0$. Es importante destacar que si su oferta (demanda) CB se liquida debido a una precio DAM inesperadamente alto (bajo), entonces la ganancia es grande. Es importante destacar que si su oferta virtual “de oferta” (de demanda) se liquida debido a un precio DAM inesperadamente alto (bajo), entonces la ganancia es grande.

1.3.3 **Formato de despacho económico de unidades**

Un problema evidente en sistemas con alta participación de energía renovable variable, es la volatilidad en la generación. Por lo tanto, el tratamiento del despacho se vuelve más complejo. La herramienta más utilizada en estos casos, son los modelos de optimización, específicamente, programas lineales enteros mixtos (MILP).

C. *Programas lineales enteros mixtos (MILP)*

En [9], (Shinde & Date, 2021) proponen y comparan tres programas estocásticos de una sola etapa para un despacho óptimo por parte de un operador del sistema a los mercados de equilibrio. La

motivación de los modelos es representar el requisito de realizar el equilibrio del sistema con cantidades crecientes de generación renovable intermitente. Los modelos MILP propuestos consideran tanto el costo del combustible como el costo de intermitencia de los generadores mientras activan las ofertas de regulación ascendente o descendente. Los tres modelos propuestos se basan en los principales enfoques vistos en la práctica: fijación de precios con desequilibrio dual, fijación de precios con desequilibrio único y fijación de precios con desequilibrio único con reversión al contado. También proponen un algoritmo de generación de escenarios basado en distribuciones de densidad dinámica condicional predictivas realizan un análisis comparativo de estos tres modelos propuestos en términos de cómo ayudan al operador del sistema a optimizar sus acciones de mercado de equilibrio considerando generadores renovables intermitentes.

1.3.4 Contratación de servicios complementarios

En [16], se hace alusión a que cuando la congestión restringe el flujo potencial de reservas, como es el caso de Nueva York, la jerarquía de reservas también puede ser local y reflejar direcciones de flujo factibles. La adquisición de todos los tipos de reservas se optimiza sujeta a las restricciones de sustituibilidad para cumplir con los requisitos generales de reservas a un costo mínimo (según la oferta). Los generadores que proporcionan estas reservas reciben una compensación en función de su oferta (en una configuración de pago según la oferta) o del precio de compensación uniforme para el tipo de reserva que ofrecieron.

La integración masiva de energías renovables intermitentes (eólica y solar) en California creó la necesidad de un nuevo tipo de reserva denominada Flexiramp, que fue aprobada por la FERC y está destinada a garantizar suficiente capacidad de aumento en tiempo real para seguir las rápidas fluctuaciones de la carga neta. Dichas reservas no se ofertan como un producto separado sino que se obtienen reteniendo ofertas de energía de generadores flexibles que pueden estar en orden de mérito (es decir, sus precios de oferta están por debajo del LMP). En tales casos, a los generadores se les paga el costo de oportunidad por la pérdida de ganancias, que es el LMP menos el precio de oferta multiplicado por la producción de energía retenida.

1.3.5 Remuneración por capacidad

En [10], (Holmberg & Ritz, 2020) señalan que los mercados de reservas estratégicas y de capacidad bien diseñados son tan eficientes como un mercado exclusivamente energético en un mercado simplificado en el que el aumento de los costos, la intermitencia, la demanda elástica, la

competencia y la información imperfectas son insignificantes. Sin embargo, los mercados modernos con tecnologías no térmicas, como el almacenamiento de energía, la respuesta a la demanda y las energías renovables con producción intermitente, son más complicados. Muchos mecanismos de capacidad luchan con tecnologías para las que es difícil estimar la capacidad firme; la producción confiable de una unidad de generación, y darles señales de precios correctas. Por ejemplo, un mercado de capacidad, no ofrece los incentivos adecuados a los propietarios de energía eólica cuando eligen la ubicación de la planta, el diseño de la planta y cómo mantener el plan y prepararlo para condiciones climáticas extremas.

En [16], se desarrolla el pago de capacidad por MW de capacidad de generación comprometida es un enfoque común para remunerar la capacidad de generación por disponibilidad. Hay muchas variantes de este enfoque con el pago determinado administrativamente o mediante una subasta como en PJM. El pago por capacidad suele implicar una obligación de “oferta obligatoria” sin restricción sobre el precio de oferta de energía. Un aspecto importante de los esquemas de remuneración de pago por capacidad en todo el mundo, ya sea que se determinen administrativamente o mediante mecanismos de mercado, es que son uniformes y tecnológicamente neutrales. En otras palabras, cada MW de capacidad, independientemente de la tecnología o si proviene de generación, respuesta a la demanda o almacenamiento, se paga lo mismo. La justificación teórica para tener precios de capacidad uniformes es que los pagos por capacidad deben reflejar el costo marginal de agregar nueva capacidad al sistema, que en el nivel óptimo debe igualar la probabilidad de pérdida de carga y el valor de la carga perdida. Los primeros intentos de tener pagos diferenciales por capacidad basados en la tecnología (por ejemplo, en Corea y otros lugares) demostraron ser ineficaces y posteriormente volvieron a precios uniformes.

1.3.6 Mitigación del poder de mercado

Una vez que se realiza una subasta por parte de algún agente, está debe pasar por un proceso de verificación y validación, a fin de evitar conductas anticompetitivas derivadas del poder de mercado, en este aspecto, existen algunas metodologías, que buscan monitorearlo y mitigarlo.

D. Metodologías ex-ante y ex-post

En [16], se desarrolla que en algunos países como Australia, presentan un enfoque denominado sistema único de liquidación, esto es defectuoso ya que crea fuertes incentivos para la manipulación de los precios en tiempo real mediante la retención de capacidad y la explotación de restricciones

técnicas. Las liquidaciones que se basan enteramente en precios ex-post en tiempo real tampoco logran proporcionar una señal de precios ex-ante confiable que fomente la respuesta de la demanda y facilite la contratación bilateral al proporcionar un precio de liquidación confiable con un riesgo de base reducido.

En los mercados estadounidenses, el enfoque de dos liquidaciones se ve reforzado al permitir que los actores financieros sin demanda ni instalaciones de producción arbitren las diferencias de precios entre los mercados del día siguiente y en tiempo real. Dicho arbitraje, denominado oferta de convergencia u oferta virtual, toma la forma de posiciones de oferta o demanda en el DAM que se cierran automáticamente (como ofertas de toma de precios) en tiempo real. Estas posiciones virtuales permiten a los productores y consumidores tomar posiciones en el DAM pero liquidarlas a precios en tiempo real sin tener que retener sus ofertas. Esto ayuda al operador del sistema a ejecutar el sistema de manera confiable al reducir los incentivos de los participantes del mercado para desviaciones y sorpresas estratégicas en tiempo real. Los estudios empíricos también han demostrado que las ofertas virtuales mejoran la eficiencia del mercado al aumentar la liquidez y hacer converger los precios en el DAM y RTM.

E. Metodologías basadas en el equilibrio de Nash

En [11], (Bansal, Chen, You, Mallada, 2023) estudian problemas de juegos Stackelberg-Nash multijugador de sistemas no lineales de tiempo continuo mediante programación dinámica adaptativa de iteración para garantizar la estabilidad del sistema de bucle cerrado. Un juego multijugador Stackelberg-Nash pertenece a un sistema dinámico no lineal, que incluye un líder y múltiples seguidores. En el nivel superior, el líder toma su decisión preferentemente teniendo en cuenta las funciones de reacción de todos los seguidores, mientras que, en el nivel inferior, cada uno de los seguidores reacciona de forma óptima a la estrategia del líder simultáneamente jugando un juego de Nash. Al llevar lo anterior a los mercados eléctricos, se modela la competencia entre generadores (funciones de oferta de oferta) y cargas (cantidad de oferta) en un mercado de dos etapas con una política de mitigación de poder de mercado por etapas. Un análisis de equilibrio muestra que una política en tiempo real conduce al juego Stackelberg-Nash, en el que las cargas actúan como líderes y los generadores como seguidores. Los estudios numéricos ilustran el impacto de los errores de estimación de costos, la heterogeneidad en el costo de generación y el tamaño de la carga en el equilibrio del mercado.

F. Metodología basada en la teoría de juegos

En [12], (Zhu, Chan, Bu, Siu, Gao & Xia) adoptan la teoría de juegos evolutivos con ecuaciones dinámicas de replicación para determinar explícitamente los factores que afectan la disposición de los proveedores de energía de utilizar el poder de mercado para elevar el precio en el procedimiento de licitación, lo que podría simularse utilizando el algoritmo de escalada de políticas de ganar o aprender rápidamente (WoLF-PHC) como método de aprendizaje por refuerzo de múltiples agentes. Luego, al formular las ecuaciones dinámicas de replicación del procedimiento de licitación, se revelan tres factores que afectan la preferencia de la estrategia de licitación, incluida la demanda de carga, la gravedad de la congestión y el límite de precio.

1.3.7 Teoría económica de subastas

Para poder abordar el proceso de subasta en el ámbito eléctrico, primero se deben conocer los principales tipos de subastas que existen como lo son las subastas dinámicas (inglesa, holandesa, americana) y las de sobre cerrado de primer precio y segundo precio. En [27, 28] (Crucianelli) (Martínez), describen la teoría, el proceso y las aplicaciones económicas de las mismas.

A. Subasta Inglesa (ascending-bid)

Es una subasta de carácter público donde se comienza con un precio muy bajo en el que la demanda excede a la oferta. Se sube el precio hasta que por primera vez la oferta excede la demanda. En ese momento se asignan todas las unidades y se paga el precio inmediatamente anterior al que la oferta es igual a la demanda.

Quienes participan de la subasta van observando las pujas y deben decidir si aumentan o no su oferta. Este tipo de subastas es transparente y abierto, lo que quiere decir que el vendedor y los compradores ven y conocen todas las ofertas en disputa ya que como cada comprador puede pujar cuantas veces quiera (siempre y cuando la puja sea superior a la más alta en ese momento). Por lo tanto, los compradores habilitados sólo deben conocer el nivel actual de la puja para participar.

B. Subasta Holandesa (descending-bid)

Al igual que la inglesa, también es una subasta de carácter público. Aquí el subastador marca un precio de salida bien alto, el cual es fijado de forma arbitraria y las personas revelan su demanda. El precio va disminuyendo hasta que la demanda sea mayor que cero. Se entregan las unidades demandadas a ese precio y se continúa bajando el precio hasta que otra vez la demanda sea mayor que cero. Se continúa de esta forma hasta agotar todas las unidades.

C. *Subasta Estadounidense*

Es una variante de la subasta inglesa ya que su funcionamiento es el mismo. Todos los participantes reciben la misma información sobre aquello por lo que pujan pero no tienen información del valor que los competidores le dan al bien. Los pujadores van haciendo ofertas por el bien subastado, y van aumentando hasta que finalmente se acaba el tiempo o nadie más realiza ninguna oferta. El último pujador se lleva el bien por el precio de su última puja, pero la gran diferencia de esta subasta con las anteriores es que en este caso todos los participantes deben pagar la cantidad pujada, esto quiere decir que hayas ganado o no el bien subastado debes pagar la puja que hiciste para intentar conseguirlo. Este tipo de subasta incentiva a los participantes a subir sus pujas ya que a medida que se superan sus pujas anteriores si no continúan pujando perderán lo último pujado a cambio de nada.

D. *Subasta de sobre cerrado de primer precio*

En esta subasta los competidores presentan todos a la vez sus ofertas en un sobre sobre cerrado. Posteriormente, este es abierto por el subastador y anuncia al ganador de la subasta que es quien ha realizado la puja más alta y será el importe marcado en su sobre que deberá abonar. La principal diferencia con las subastas dinámicas es que cada comprador sólo puede presentar una única puja para esa subasta.

E. *Subasta de sobre cerrado de segundo precio*

Este tipo de subasta es una variante de la subasta de sobre cerrado de primer precio, y es que el funcionamiento de la subasta es el mismo. Se realiza una sola puja en sobre cerrado y el ganador de la subasta es quien presenta la puja más alta. Hasta aquí es todo igual, la diferencia radica con el precio de adjudicación o materialización, mientras en la subasta de primer precio el ganador tenía que pagar el importe de su propia puja, en este tipo de subasta el ganador pagará la segunda puja más alta realizada.

1.3.8 Análisis del estado del arte

Después de realizar una revisión de la literatura sobre las ofertas de convergencia (o virtuales), se evidencia que las ofertas de convergencia afectan muchos aspectos del funcionamiento de los mercados eléctricos y actualmente existe un vacío en la literatura sobre cómo los participantes seleccionan estratégicamente sus ofertas de convergencia en la práctica. Para abordar este problema abierto, los métodos utilizados para las licitaciones están cimentados en algoritmos ya sean de tipo metaheurísticos, de aprendizaje o bien, basados en inteligencia artificial. Todos tienen como enfoque

la optimización de una función objetivo de dos niveles, donde uno de ellos es velar por la solución más económica al problema del despacho de unidades y por otro lado, se busca maximizar las ganancias de los oferentes (para incentivarlos a participar y dar las señales correctas a nuevos agentes) por ende, su dificultad recae en las técnicas de programación o cálculo empleadas para lograr un equilibrio entre los 2 niveles mencionados, ya que las cargas prefieren un bajo precio, mientras que los generadores optan por preferir precios más altos.

Por otra parte, los métodos de algoritmos de tipo estocásticos se enfocan principalmente en la predicción de los LPM, lo cual le permitiría determinar si ofertar o no. El principal enfoque es la utilización de las diferencias previstas, por lo que su aplicación está netamente ligada a un alto riesgo asociado al porcentaje de incertidumbre frente a elementos de la red que afecte enormemente la operación del sistema y cuyo punto no haya sido previsto, lo cual puede ser engorroso y tal vez se requiere un proceso de maduración de estas técnicas para desarrollar una versión definitiva. Su principal beneficio está relacionado a que la elección de la metodología queda sujeta al nivel de riesgo que el oferente esté dispuesto a tolerar. Aquí hay mucho paño que cortar, por ejemplo: la opción 1 es la más riesgosa y es la que requiere un mayor nivel de compromiso y trabajo en la previsión del LPM pero también es la que genera mayores ganancias, en contra parte con la opción 3, que es considerada como más conservadora por el bajo nivel de riesgo que posee, junto con requerir de una menor precisión en la previsión del LPM. La opción 2, no es tan popular como las 2 anteriores y esto lleva a pensar que tal vez no sea muy exitosa su selección. En este punto cabe señalar, que los oferentes no dejarán a conocimiento público toda su estrategia para que pueda ser utilizada por sus competidores, perdiendo su ventaja competitiva.

Con respecto al despacho de unidades, la contratación de servicios complementarios y la remuneración por capacidad no es mucho lo que hay que analizar, son 3 aspectos propios del mercado eléctrico que se enfocan principalmente en el correcto funcionamiento del sistema a nivel de operación (despacho), seguridad (SSCC) y económicamente solvente para los generadores (remuneración por capacidad). Para el despacho, se utiliza MILP debido a que su aplicación es relativamente simple y robusta producto de la consistencia del sistema para cierto punto de operación y las herramientas computacionales disponibles. El mercado CAISO es un pionero en temas de SSCC, en noviembre de 2016, implementó dos productos de mercado en los mercados de 15 y 5 minutos: premios de incertidumbre Flexible Ramp Up y Flexible Ramp Down. Estos productos brindan una capacidad adicional de rampa flexible hacia arriba y hacia abajo para tener en cuenta la incertidumbre debido a la demanda y los errores de pronóstico de energías renovables. Además, la prueba de suficiencia de

rampa flexible existente se amplió para garantizar una capacidad de rampa viable para horarios de intercambio en tiempo real, lo cual, se ha replicado por los Estados Unidos como garantía para los momentos donde se exija al sistema eléctrico.

En la literatura, un tema común es si los activos existentes y los de nueva generación deben recibir los mismos pagos por capacidad. Algunos autores han sugerido que los pagos por capacidad no fueron suficientes para incentivar nueva capacidad en los mercados ISO. Los mecanismos de capacidad se utilizan cada vez más en el diseño de los mercados de electricidad en todo el mundo, pero su papel sigue siendo objeto de debates. Lo anterior a raíz de que las remuneraciones por capacidad presentes en los mercados estadounidenses poseen un mecanismo de pago a monto único, que no difiere de la naturaleza del megawatt [MW]. De ello, se desprende que los mercados de capacidad con una complejidad mayor son difíciles de implementar, ya que están diseñados para satisfacer una brecha estimada de "dinero faltante" en los ingresos netos necesarios para proporcionar suficiente capacidad para cumplir con los objetivos de confiabilidad y es sabido que en las centrales de ERV es difícil determinar la potencia firme que aportan al sistema. Otro problema con los mercados de capacidad es la disponibilidad. Una instalación que haya recibido un pago por capacidad está obligada a proporcionar su capacidad firme cuando el operador del sistema se lo solicite. Pero las regulaciones a veces permiten circunstancias en las que una instalación no tiene que estar disponible. Por lo tanto, el propietario puede aprovecharse de esos "vacíos regulatorios".

El poder de mercado siempre estará presente donde existan generadores con mayor capacidad que otros, ya que pueden aprovecharse de las ventajas que poseen para ofertar, lo que plantea un desafío para identificar con precisión el abuso de poder de mercado por parte de los generadores. El concepto de poder de mercado ha ganado importancia después de que la industria de la energía eléctrica iniciara un proceso de transición y reestructuración. En este competitivo mercado de la electricidad, las limitaciones operativas y físicas de la red representan una gran amenaza para el mercado por parte de las empresas de generación en el ejercicio de su poder de mercado. El trabajo bibliográfico presentado en este ítem se ha dividido en 2 secciones para facilitar el entendimiento. Cabe mencionar que ambas metodologías buscan dilucidar los factores que favorecen la existencia del poder de mercado.

En primer lugar, están las medidas ex-ante y ex-post que buscan frenar el poder de mercado con la implementación de sistema de más de una liquidación y así limitar las intenciones de los oferentes de modificar las ofertas a antojo dependiendo de la conveniencia que esto les proporcione, logrando una congruencia en los mercados DAM y RTM. En segundo lugar, están los algoritmos de

detección basados en inteligencia artificial que se han implementado poco a poco en los mercados eléctricos con el fin de monitorear y controlar, utilizando sofisticadas estrategias de autoaprendizaje. Finalmente, están las medidas basadas en el equilibrio de Nash, las cuales son comparativamente más robustas las manipulaciones de precios, en comparación con las anteriores. Sin embargo, la complejidad radica en que es difícil tener las condiciones en la práctica para llevar a cabo eficientemente estas tácticas de mitigación del poder de mercado, dados los intereses de los oferentes buscando beneficiarse económicamente de las imperfecciones del mercado.

En resumen, debido a la complejidad del problema, no existe una medida resolutive universal, puesto que la solución depende intrínsecamente de las características de cada sistema y de los oferentes. Sin embargo, las estrategias comparten la idea de lograr un equilibrio demanda-oferta y que los precios ofertados en los mercados DAM y RTM sean congruentes. Además, la heterogeneidad en el costo de los generadores tiene el efecto no deseado de mitigar el poder de mercado de las cargas. Finalmente, un análisis sobre el efecto de la sobreestimación del costo de generación y la incertidumbre de la demanda en tiempo real muestra una tendencia de los generadores a beneficiarse de la incertidumbre en ambos casos.



1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Analizar el posible proceso de transición en Chile desde un mercado eléctrico mayorista basado en la teoría marginalista a uno basado en ofertas, considerando que la implementación será bajo una gran penetración de centrales de ERV.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Describir y analizar la operación, el funcionamiento y la situación actual del mercado chileno.
- Revisar el mercado eléctrico mayorista internacional Nord Pool.
- Realizar un análisis que permita comprender la propuesta de ECCO Internacional para el CEN, mencionando los puntos clave del proceso y diseño.
- Proponer mejoras que complementen principalmente el ámbito técnico, y dentro de lo posible, la parte regulatoria del diseño elaborado por ECCO Int. para lograr una implementación efectiva. Además, evaluar la interacción de las herramientas CfD y FTR en el SEN.

1.5. Alcances y Limitaciones

El estudio de la implementación de un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas permitió observar de manera clara el comportamiento del mercado marginalista y como sería un eventual proceso de modernización del mercado frente a un gran porcentaje de participación de ERV. Sin embargo, los modelos estudiados a partir de la literatura y propuestas existentes derivan en que el diseño e implementación de mercados eléctricos resulta altamente dependiente de las características técnicas, regulatorias, legales y económicas propias de cada sistema, por lo que no existen dos sistemas con diseños similares, así como tampoco soluciones universales. Por lo tanto, esta investigación se limita al sistema chileno, con la finalidad de analizar a grandes rasgos el proceso de adaptación del mercado eléctrico con una matriz energética descarbonizada.

1.6. Temario y Metodología

El trabajo de memoria de título presentado se desarrolla en 8 capítulos. A continuación, se describe a grandes rasgos los temas cubiertos en cada uno. Además, se mencionan los anexos.

El Capítulo 1 expone la introducción general, motivación y estado del arte para contextualizar el problema, además del objetivo general, los objetivos específicos, alcances y limitaciones del trabajo.

El Capítulo 2 presenta los conceptos necesarios para describir las diferentes partes que interactúan en el mercado eléctrico.

El Capítulo 3 realiza una revisión y análisis de carácter técnico-económico de mercados eléctricos internacionales de interés, con enfoque en el mercado Nord Pool. Además se muestran errores cometidos en Nord Pool. Lo anterior se hace mediante una búsqueda de información en sus respectivas páginas web y documentos oficiales encontrados como boletines, tesis, informes, papers, entre otros.

El Capítulo 4 presenta un análisis de imperfecciones del mercado nacional actual, enfocado en oportunidades, problemas y desafíos existentes en la actualidad, a base de información recopilada de la página del CEN, la CNE, Generadoras de Chile, entre otras.

El Capítulo 5 analiza en detalle la propuesta final de ECCO international entregada al CEN, se determinan puntos de interés para ser sometidos a estudio, centrado en los cambios que se deben efectuar para lograr un diseño de un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas, y eventualmente llevar a cabo su implementación en Chile. El análisis realizado a la propuesta es tanto de carácter interno como externo.

El Capítulo 6 se realizan sugerencias tanto técnicas como financieras, junto con algunas recomendaciones regulatorias o normativas para favorecer las condiciones habilitantes de implementación en Chile de un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas, teniendo como punto de referencia el diseño que elaboró ECCO International para el CEN, en que se identifican aspectos “mejorables o discutibles” y además se toman decisiones respecto a puntos del diseño que la consultora dejó sujetos a elección.

El Capítulo 7 aplica la combinación de las herramientas financieras CfD y FTR en el SEN, con valores de LMP reales. Específicamente, se toma como ejemplo la empresa generadora Daza S.A.

El Capítulo 8 expone el sumario y las conclusiones generales obtenidas a partir del estudio realizado, además de los trabajos futuros para complementar la línea de investigación tomada.

El Anexo A presenta una explicación general del esquema multiliquidación utilizado en los mercados eléctricos mayoristas que operan en Estados Unidos y Europa. Además, se ilustran los conceptos con un ejemplo de un parque eólico.

El Anexo B contiene los costos marginales en las siguientes barras del SEN: Crucero 220 [kV], Pan de Azúcar 220 [kV], Atacama 220 [kV], Quillota 220 [kV], Tarapacá 220 [kV], Cardones 220 [kV], Charrúa 220 [kV] y Puerto Montt 220 kV] para el periodo comprendido entre enero de 2008 y junio de 2024. También contiene los PMM en el mismo periodo de tiempo.

El Anexo C presenta una tabla comparativa entre el mercado eléctrico CAISO y la bolsa de energía que opera en los países nórdicos en Europa.

El Anexo D describe el funcionamiento actual de los componentes asociados al mercado de la energía en Chile. También se hace referencia al marco regulatorio y económico.

El Anexo E describe el funcionamiento actual de los componentes asociados al mercado de la potencia (o capacidad) en Chile. También se hace referencia al marco regulatorio y económico.

El Anexo F describe el funcionamiento actual de los componentes asociados al mercado de los SSCC en Chile. También se hace referencia al marco normativo y económico.

El Anexo G describe el funcionamiento actual del mercado de la transmisión en Chile.

El Anexo H describe la participación de los sistemas de almacenamiento, junto con leyes que incentivaron su desarrollo en el mercado eléctrico chileno.

El Anexo I contiene los datos sobre la generación mensual y los contratos celebrados por la empresa generadora Daza S.A. entre los meses de enero de 2017 y diciembre de 2023.

Capítulo 2. Caracterización del mercado eléctrico

2.1. Introducción

El estudio asociado al mercado eléctrico ha sido materia de constante revisión debido a los avances tecnológicos en la generación de energía eléctrica. Antiguamente, la dinámica del sistema estaba dominada por las máquinas sincrónicas y el comportamiento de las cargas. No obstante, el mercado eléctrico está viviendo un proceso de transformación derivado de la alta penetración de centrales eólicas y fotovoltaicas, y de diversas tecnologías de almacenamiento.

En este capítulo, se presentan conceptos básicos relacionados al mercado eléctrico, tales como su estructuración, marco regulatorio y caracterización del consumo. Adicionalmente, se presenta el poder de mercado.

2.2. Estructura del sistema de potencia

Según el DFL 4, define al SEP como el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

El sistema eléctrico nacional, es el sistema más importante en Chile, este nace en el año 2017 cuando se une la zona norte del país con la zona centro y sur, precisamente hasta la región de Los Lagos, específicamente la Isla de Chiloé en el sur. Este sistema antiguamente estaba dividido en el sistema Eléctrico del Norte Grande (SING) y el Sistema Eléctrico Central (SIC), hoy está constituido como SEN.

En la Figura 2-1, se describen los 3 principales segmentos que conforman el SEN en Chile, junto a la estructura del mercado que define al segmento.



Figura 2-1. Segmentos del SEN y su naturaleza. [13]

2.2.1 Segmento de Generación

Este segmento es el encargado de proporcionar la oferta energética en el mercado eléctrico. Por lo tanto, es el encargado de satisfacer la demanda máxima del sistema, pese a que durante momentos del año no se llegue a utilizar dicha capacidad.

Este sector no es un monopolio, pues existe libertad de entrada y salida, y en el que el inversionista decide con qué tecnología, con qué tamaño, en qué localización y cuándo incorporar al sistema eléctrico la infraestructura de generación que desarrolla. Sin perjuicio de lo anterior, el inversionista debe respetar la normativa técnica y la normativa ambiental, entre otras, siendo de su responsabilidad su debido cumplimiento.

La Figura 2-2 evidencia el profundo cambio en la matriz energética en Chile, durante los últimos años, pasando desde un sistema dominado por centrales térmicas e hidráulicas, a un sistema en el cual la participación de centrales de ERV ha aumentado considerablemente, especialmente por solares y eólicas. Además, contempla el posible panorama para los próximos 26 años.

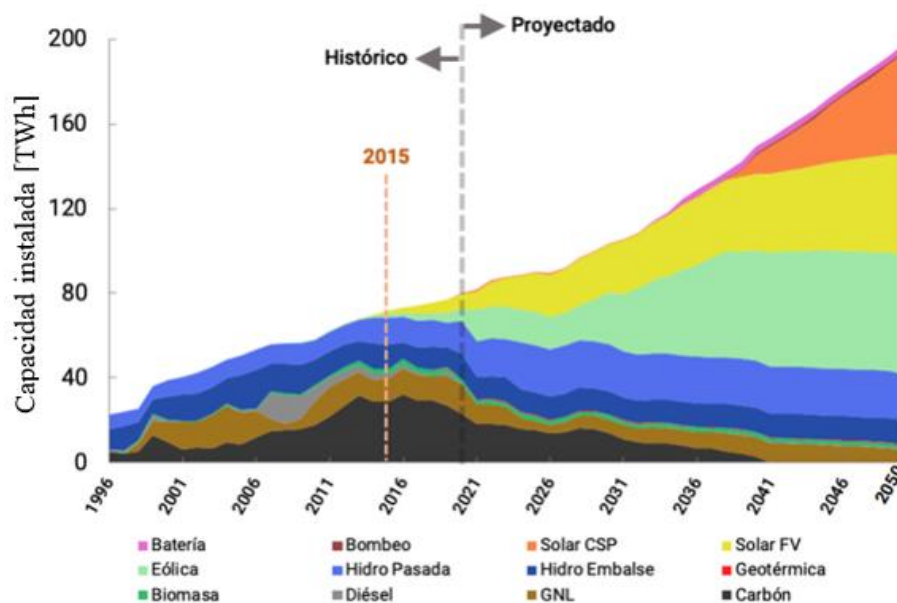


Figura 2-2. Cambio en la matriz energética chilena, 1996 - 2050. [14]

2.2.2 Segmento de Transmisión

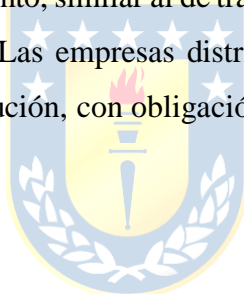
De acuerdo con la definición dada por la principal empresa transmisora en Chile, los sistemas de transmisión se definen como: “conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, incluyendo líneas de interconexión entre sistemas interconectados, en un nivel de tensión nominal superior a 23 [kV], entendiendo como tensión nominal de la subestación, la de la barra de mayor tensión” (Transec, 2020). Adicionalmente se cita la definición estipulada en el

reglamento DFL 4 sobre la LGSE, en cuyo Artículo 73 se definen los sistemas de transmisión como: “conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución”.

Por lo tanto, las infraestructuras de transmisión se encargan de trasladar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los de consumo. Por la ley N °20.936, este sistema se segmenta en transmisión nacional, transmisión para polos de desarrollo, transmisión zonal y transmisión dedicada (Figura G-1). Dado que cada segmento presenta características de monopolio natural, están sujetos a regulación. En Chile, la operación se ajusta al estándar europeo, con una frecuencia nominal de 50 Hz. Los niveles de voltaje en la transmisión nacional comprenden desde 23 kV y hasta 500 kV.

2.2.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución comprende las líneas, subestaciones y equipos necesarios para proporcionar el servicio de electricidad a los consumidores finales en áreas geográficas específicamente delimitadas. Este segmento, similar al de transmisión, también opera bajo un régimen de monopolio natural y está regulado. Las empresas distribuidoras funcionan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para los clientes regulados.



2.3. Consumidores

Los consumos eléctricos en el país se agrupan en dos segmentos principales: clientes regulados y clientes libres.

2.3.1 Clientes regulados

El “cliente regulado” es aquél que paga una tarifa definida por la autoridad calculada en base a una empresa distribuidora modelo que opera en forma eficiente y al precio de compra por parte de la empresa de distribución.

El segmento de clientes regulados está integrado por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, a optar a ser clientes libres [15].

2.3.2 Clientes libres

En Chile, se define como "cliente libre" a aquellos cuyos precios no están sujetos a regulación

de precios, por lo que negocian libremente los precios y condiciones del suministro eléctrico con las Empresas Generadoras o Empresas Distribuidoras. Este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada superior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y menor a 5 MW de ser cliente regulado.

2.4. Marco regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra estrechamente relacionado con diferentes instituciones del sector público y privado. Las principales instituciones ligadas a la regulación del sector eléctrico chileno y su relación se muestran en la Figura 2-3.



Figura 2-3. Interacción entre las instituciones y los agentes del mercado. [17]

2.4.1 Ministerio de Energía

Entidad creada bajo la Ley 20.402 y operativa desde el 1 de febrero de 2010, es el principal órgano de colaboración con el Presidente de la República en la administración del sector energético.

Su función principal es la formulación y coordinación de políticas, planes y normativas para asegurar el desarrollo eficiente del sector, así como supervisar su cumplimiento y asesorar al Gobierno en temas relacionados con energía. Lo anterior, reorganizó las atribuciones del sector público en lo referido al ámbito energético concentrando las funciones propias del sector, que previamente se encontraban en los Ministerios de Minería y de Economía, Fomento y Turismo, y modificó la dependencia de la Comisión Nacional Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), los cuales se subordinaron al Ministerio de Energía.

2.4.2 Comisión Nacional de Energía (CNE)

Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Entre sus funciones se encuentran:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

2.4.3 Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)

La SEC está vinculada al Presidente de la República a través del Ministerio de Energía. Esta entidad fue establecida en 1985 por la Ley 18.410, la cual define su marco orgánico. Su misión principal es supervisar la correcta operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles líquidos, enfocándose en la seguridad, calidad y regulación de precios de estos servicios.

2.4.4 Coordinador independiente (CEN)

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente creado por la Ley 20.936 de 2016, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del SEN que operan interconectadas entre sí. El Coordinador reemplaza a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC y del SING.

A diferencia de los antiguos centros de despacho económico de carga (CDEC), financiados íntegramente por los generadores, el financiamiento del Coordinador se establece a través de un presupuesto anual, financiado a través de un cargo de servicio público realizado a todos los usuarios finales, libres y regulados, fijado anualmente por la CNE.

El Coordinador tiene nuevas atribuciones, en comparación con los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), que son planificar la expansión para los distintos segmentos

de transmisión; colaborar con el monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico; adoptar medidas pertinentes para monitorear la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a coordinación; coordinar los intercambios internacionales de energía; realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética para mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico y licitar las obras de expansión del sistema de transmisión.

2.4.5 Panel de Expertos

El mercado eléctrico es un sector complejo de coordinar y operar. A raíz de lo anterior, es que surge el Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos como un órgano independiente creado por la Ley 19.940 del año 2004 en forma exclusiva para el sector eléctrico. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias entre agentes y autoridades que participan en el mercado, que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que deban ser sometidas a su consideración conforme a la Ley. Todos sus miembros son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

2.4.6 Tribunal de Defensa de la Libre Competencia

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, creado mediante la Ley 19.911 del año 2003, si bien no se vincula solamente con el sector eléctrico, es muy importante en él, pues una de las motivaciones de la normativa del sector eléctrico es precisamente fomentar la competencia. Todos los miembros del TDLC, salvo su Presidente que es seleccionado por la Corte Suprema, son seleccionados por el Banco Central y algunos designados por esta institución y otros por la Presidencia de la República

2.5. El poder de mercado

En los mercados eléctricos a menudo se observa una manipulación indeseable de precios debido una competencia inadecuada y circunstancias imprevistas. Para contrarrestar lo anterior, se ha intentado implementar medidas de mitigación. Sin embargo, sin tener en cuenta los intereses conflictivos de los participantes, su implementación puede tener consecuencias no deseadas en el desarrollo diario del mercado. El mercado eléctrico de generación en Chile no es una competencia perfecta, sino que se puede ver como un oligopolio. Esto quiere decir que en este nivel de poder de mercado, un pequeño número de empresas domina el mercado, lo que les permite ejercer cierto control sobre los precios y la oferta.

A modo de ejemplo, se plantea que de no existir congestión en el sistema de transmisión, centrales que inyectan en el norte del país pueden ser consideradas sustitutas de centrales ubicadas al sur del territorio nacional. Ello, en vista de que, ajustando por los respectivos factores de penalización, no existirían limitantes que impidieran a una u otra central inyectar energía para satisfacer la misma demanda. En dicho contexto, el mercado relevante geográfico sería de carácter nacional.

Por el contrario, de existir zonas congestionadas, centrales que se encuentran separadas por el segmento congestionado del sistema de transmisión no podrían competir entre ellas, ya que la capacidad para transmitir energía se encontraría limitada por tal congestión y, por ende, la energía que una unidad generadora inyectare al sur de dicho punto no podría sustituir lo inyectado por un generador al norte de éste y viceversa, no pudiendo satisfacer la misma demanda, por lo que pertenecerían, en consecuencia, a diferentes mercados relevantes geográficos.

La concentración del mercado da una idea de que tan probable es que ocurra el efecto del poder de mercado. Para ello, existen algunos índices que se utilizan a nivel mundial, tales como la razón de concentración de k empresas y el índice Herfindahl Hirschman (IHH). El segundo es una medida más comúnmente utilizada, pues se considera que refleja de mejor manera la estructura de una industria. El IHH se expresa como la suma de las participaciones de mercado individuales al cuadrado, y varía entre 0 y 10.000, en un conglomerado con N unidades durante la hora h .

$$IHH_h = \sum_{c=1}^N S_{c,h}^2 \quad (2.1)$$

Aunque el IHH, se calcule con frecuencia horaria y por subsistema, es un mejor reflejo de los niveles de concentración de mercado que un indicador único a nivel nacional. Una de las falencias de este índice sigue siendo el hecho de que no internaliza la demanda. A raíz de lo anterior, una medida alternativa para aproximar el poder de mercado es el índice de suministro residual (ecuación 2.2).

$$RSI_{i,h} = \frac{KT_h - KD_{i,h}}{D_h} \quad (2.2)$$

Donde,

KT_h : Es la capacidad disponible neta total del sistema durante la hora h .

$KD_{i,h}$: Es la capacidad disponible neta del conglomerado i durante el mismo período.

D_h : Representa la demanda del sistema durante la hora h .

Se debe considerar que los resultados de los índices son de tipo referencial, ya que un agente que posee múltiples unidades generadoras podría tener la habilidad para alterar el equilibrio competitivo sin ser esencial.

2.6. Modelo de mercado eléctrico mayorista en Chile

El sistema de precios por demanda máxima, asegura teóricamente que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubren exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación y mantenimiento (O) de las empresas generadoras en su conjunto (Figura 2-4).

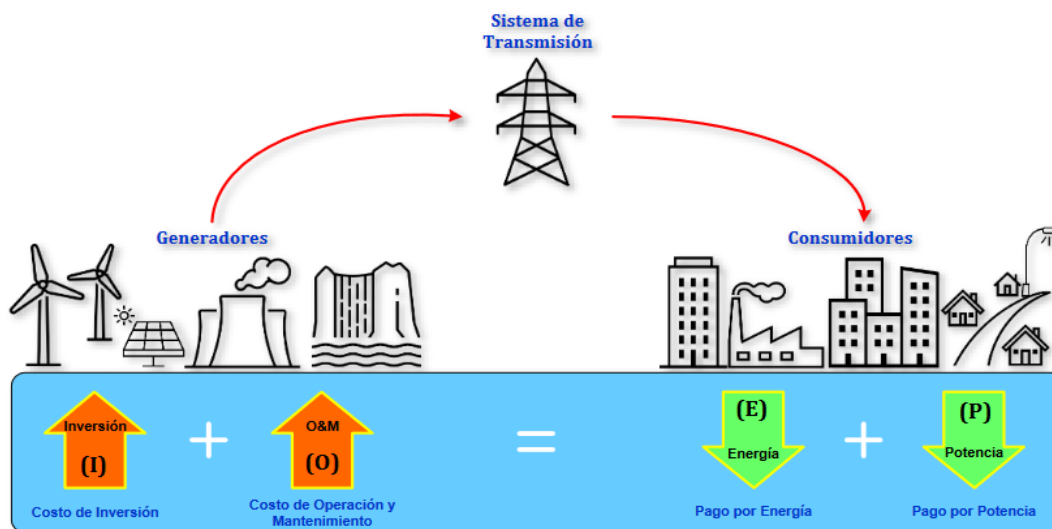


Figura 2-4. Equilibrio financiero del modelo marginalista. [20]

El mercado eléctrico chileno tiene una estructura mandatoria de mercado tipo pool con costos auditados, y sus aspectos locales son basados en la teoría nodal de mercado spot [15]. Aquí, los generadores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad a través de las capacidades de generación y estos generadores son despachados para suministrar la demanda, con participación obligatoria.

El Coordinador, por medio de procedimientos y mecanismos regulados y bien conocidos por todos los agentes, determina el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (precio spot), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio spot resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del coordinador y su valor es distinto para cada zona del sistema, de acuerdo con diversas condiciones operacionales, tales como pérdidas, congestión en los sistemas de transmisión y la dinámica de la oferta de generación, definida por sus costos variables.

El despacho económico centralizado está a cargo del Coordinador y se basa en la declaración de costos variables de operación por parte de las empresas generadoras. Los costos variables de los generadores definirán el despacho económico horario del sistema, que corresponde a un orden de

mérito económico, que no es más que el ordenamiento de menor a mayor de los costos variables de generación de las unidades generadoras, que definen finalmente el costo marginal de operación.

2.6.1 Precio nudo de corto plazo (PNCP)

Los precios de nudo se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

A. Precio básico de energía

Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y

B. Precio básico de potencia de punta

Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

La Figura 2-5 y la Figura 2-6 describen las acciones que se realizan para la elaboración del PNCP.

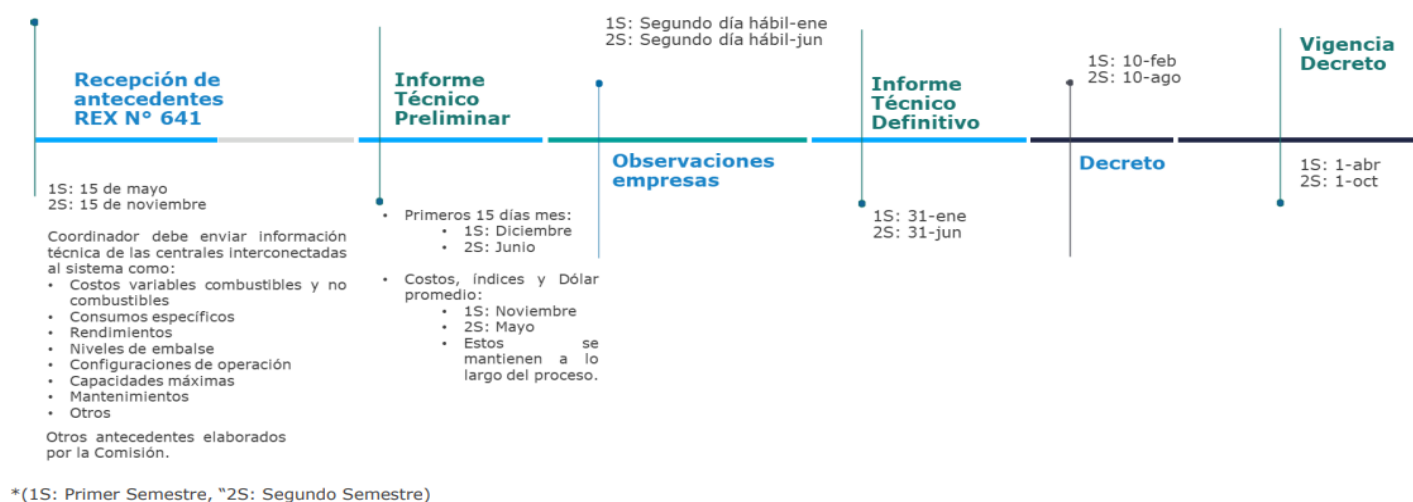


Figura 2-5. Línea temporal de la elaboración del PNCP. [25]

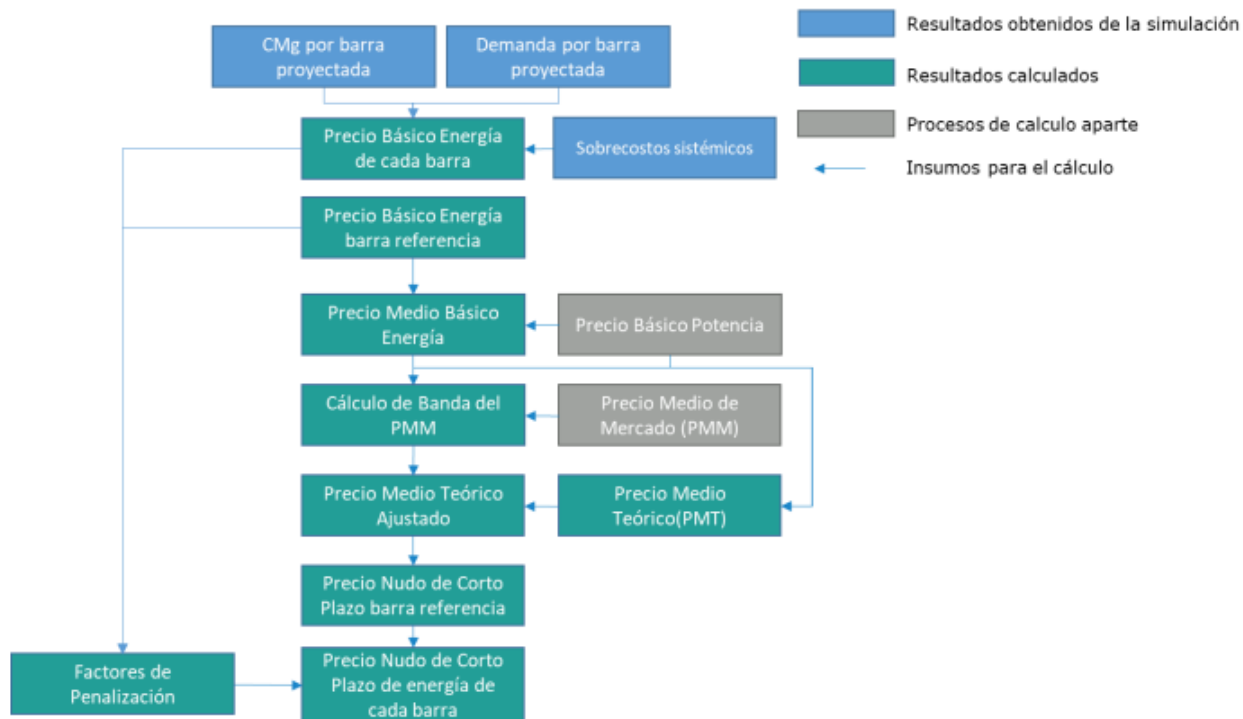


Figura 2-6. Proceso de cálculo Precios nudo. [25]

2.6.2 Precio medio de mercado (PMM)

El Precio Medio de Mercado (PMM) de cada sistema se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión Nacional de Energía (CNE), correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PMM. El valor es calculado como el promedio ponderado de los PMM mensuales utilizando como ponderadores la energía generada mensual respectiva.

Este indicador puede contrastarse con los valores de los costos marginales del sistema y tomarse como medida de la eficiencia y liquidez del sistema en términos de la desviación que se aprecie entre las 2 curvas en una misma ventana de tiempo.

A. Proyección del PMM

La proyección del PMM en el SEN es una señal que sirve para fomentar la inversión privada en el mercado de generación (construcción de nuevas centrales), ya que se busca estimar los precios que recibirían cada una de las tecnologías de generación que ya estén presentes en el sistema. La metodología consiste en ponderar las proyecciones de los costos nivelados de cada tecnología de generación (conocido como LCOE) presente en el sistema eléctrico por grado de participación de cada tecnología en la matriz de generación futura.

La ecuación (2.3) es usada para la proyección.

$$PMM_i = \frac{\sum_{i,k}(LCOE_{i,k} \cdot G_{proy_{i,k}})}{\sum_{i,k} G_{proy_{i,k}}} \quad (2.3)$$

Donde,

PMM_i : Corresponde al precio de la electricidad estimado para el año i, en $\left[\frac{\$}{MWh}\right]$.

$LCOE_{i,k}$: Levelized cost of electricity (LCOE) de la tecnología k en el año i, en $\left[\frac{\$}{MWh}\right]$.

$G_{i,k}$: Generación eléctrica proyectada de la tecnología k en el año i, en $[MWh]$.

El LCOE para cada tipo de tecnología se calcula mediante la ecuación (2.4).

$$LCOE = \frac{CFAE}{(8.76 \cdot FP)} + CV \quad (2.4)$$

Donde ,

FP: corresponde al factor de planta.

CV: corresponde al costo variable.

CFAE se calcula como muestra la ecuación (2.5).

$$CFAE = (C_{inv} + C_{conexion}) \cdot \frac{PU}{VAN} + COMA \quad (2.5)$$

Donde,

C_{inv} : corresponde al costo de inversión.

$C_{conexion}$: corresponde al costo de conexión promedio de la tecnología al sistema eléctrico.

VAN : corresponde al valor actual neto que se divide por todos los meses de construcción que depende de la tasa de descuento mensual y la cantidad de meses que durará la construcción.

PU : es un pago con valor presente unitario, con tasa de descuento anual y con la vida útil de la tecnología.

$COMA$: costo de Operación Mantenimiento y Administración medio de cada tecnología.

Capítulo 3. Benchmarking internacional

3.1. Introducción

Los mercados eléctricos internacionales son un punto relevante de análisis, en términos de tener una idea sobre cómo se conforman, enfrentan desafíos y operan a nivel técnico-económico el DAM, el RTM y el mercado financiero. Lo anterior con la finalidad de intentar replicar en Chile las “buenas prácticas” y “evitar los errores” de estos mercados internacionales, con experiencia en la incorporación a gran escala de centrales de ERV en su matriz energética.

En este capítulo, se analiza el Nord Pool [30], con operaciones en gran parte de Europa y considerado como un mercado con un desempeño muy destacable. El análisis se centra en la operación del mercado a nivel económico, regulatorio y técnico del mercado, destacando que es un mercado de sólo energía, es decir, no posee un mercado de capacidad estructurado. Además, se comentan errores de trading recientes y cómo es la mitigación del poder de mercado.

Se elige este mercado europeo, a raíz de que posee las características necesarias para ser analizado, y así, contrastar visiones con la propuesta de ECCO. Esta reforma se enfoca netamente en las estructuras de los mercados de Estados Unidos, por ende, el resultado global de las comparaciones desemboca en un análisis más amplio y variado.

3.2. El Nord Pool, un mercado eléctrico mayorista que roza el modelo ideal

3.2.1 Descripción general

El mercado mayorista de electricidad de los países nórdicos, gestionado por la empresa noruega Nord Pool, nació a causa de la ley de energía de 1991 y comenzó sus operaciones en 1992, posteriormente se unieron Suecia, Finlandia, Dinamarca, Estonia, Letonia y Lituania. El 27 de agosto de 2019, Nord Pool comenzó a operar en Francia, Alemania, Luxemburgo, Bélgica, Austria y los Países Bajos. Este mercado es considerado uno de los más importantes de Europa y de los más grandes territorialmente hablando. En 2025, incorporarán el mercado eléctrico de corto plazo islandés.

Una característica importante de los mercados europeos es la separación del operador de mercado con el operador del sistema. Bajo ese contexto Nord Pool es solo un operador de mercado y en cada país donde tiene presencia (Figura 3-1) hay un operador de sistema diferente, lo que es una característica muy relevante. Algunos operadores de sistemas (TSO) relacionados con Nord Pool son:

en Noruega es STATNETT, en Suecia es SVENSKA KRÄFNAT, en Finlandia es FINGRID Oyj y en Dinamarca es ENERGINET.



Figura 3-1. Territorio con operaciones de Nord Pool [30]

El mercado de energía comprende un mercado financiero, físico y de consumo, como se resume en la Tabla 3-1. El mercado financiero proporciona un contrato a plazo en el que se fijan todos los detalles de la contratación para la gestión de riesgos, cobertura o especulaciones por parte de los participantes sin entregas físicas. Finalmente, el mercado físico, donde la metodología de asignación de capacidad y gestión de la congestión impacta el proceso de compensación del mercado, incluye el mercado diario, intradiario y de equilibrio. Los clientes en el mercado de consumo van desde hogares privados que compran electricidad a proveedores minoristas, hasta empresas con uso intensivo de energía que compran directamente de la red física.

Financial Market	Physical market			Consumer market
Nasdaq Inc.	Day-ahead	Intraday	Balancing	Producers and retailers
	Nord Pool		Statnett	

Tabla 3-1. Elementos del mercado noruego y sus encargados. [31]

La Tabla 3-2 muestra la organización de los mercados que coexisten en Nord Pool. Destacando:

- El Mercado diario (DAM).

- El mercado intradiario que ofrece la oportunidad de realizar ajustes de posiciones entre 1 y 2 horas antes de la entrega.
- El BPM que opera con un tiempo de aviso de 15 minutos.
- El de Reservas primarias y secundarias/Servicios auxiliares.

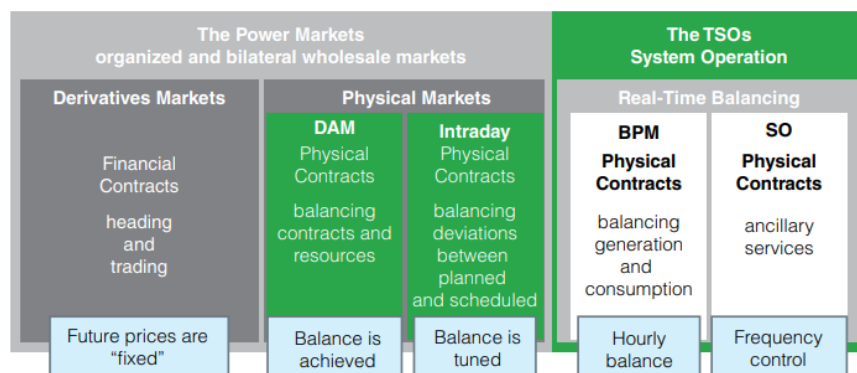


Tabla 3-2. Rol y posicionamiento en la operación. [30]

3.2.2 Principios para el cálculo de los precios zonales

Una característica diferenciadora en la operación del Nord Pool con respecto a Chile, es que utiliza precios zonales que pueden ser países o grandes zonas dentro de un país, formados mediante la agregación de nodos en zonas, mientras que en Chile se utiliza el precio nodal.

El sistema de negociación y su cálculo de precios del mercado diario se basa en la aplicación del criterio de bienestar social junto a las reglas del mercado. Este sistema maximiza el valor de la función objetivo criterio de bienestar social (ecuación 3.1), y consiste en tomar las curvas de oferta y demanda hasta lograr un equilibrio entre ellas, considerando las restricciones físicas y de volumen, restricciones de transmisión y rampas, y el balance de área. La Figura 3-2 muestra sus definiciones.

$$\text{Bienestar social} = \max_n \left\{ \int_0^{d^a} D^a(x) dx - \int_0^{s^a} S^a(x) dx \right\} \quad (3.1)$$

Donde,

a : representa un área.

d^a : es la demanda en el área a .

D^a : es la función de demanda en el área a .

s^a : es la oferta en el área a .

S^a : es la función de oferta en el área a .

n : es el número de áreas.

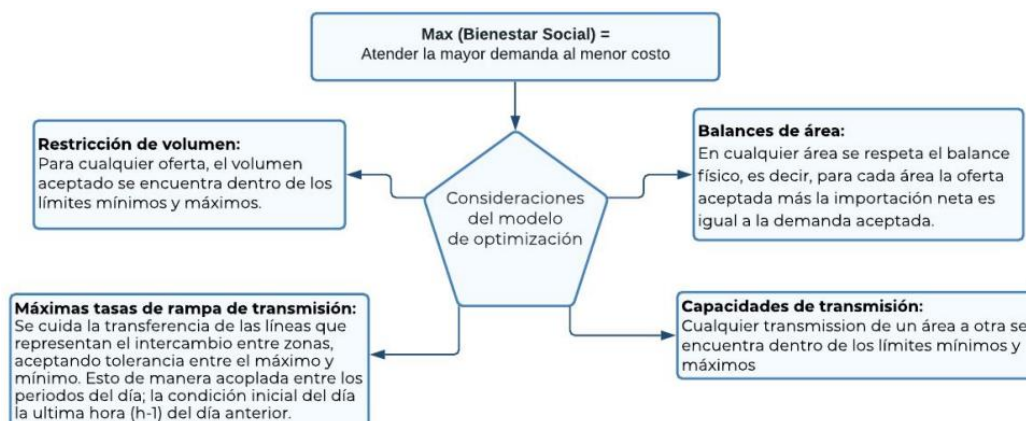


Figura 3-2. Esquema para maximizar el cálculo de los precios zonales. [30]

Al optimizar este modelo, se debe garantizar que existan precios tales que:

- Se acepta toda la cantidad de oferta de suministro horarias con precio de oferta por debajo del precio spot y se rechaza cualquiera que ubique por encima de este valor.
- Se acepta toda la cantidad de demanda horaria con precio de oferta superior al precio spot y se rechaza toda cantidad de demanda por debajo de este valor.
- Si los precios spot difieren entre dos áreas, entonces la capacidad de transmisión entre estas áreas se utiliza completamente hacia la zona con el precio más alto. Si la capacidad entre dos áreas no se utiliza completamente, los precios en estas dos áreas serán iguales.

3.2.3 El mercado financiero

En este mercado se transan contratos tipo “forward” y “future”, a modo de mitigar los riesgos de la volatilidad de los precios en el Nord Pool Spot y para otorgarle liquidez. En la región Nórdica estos contratos son transados a través de Nasdaq. Los contratos cubren períodos diarios, semanales, mensuales, trimestrales y anuales, con un horizonte de tiempo hasta de 6 años. El precio utilizado como referencia es el mismo que el calculado por el Nord Pool Spot.

No hay intercambio físico de energía, y condiciones técnicas como congestión de la red o acceso a la capacidad no son tomados en consideración.

❖ **Future Contracts:** Los contratos de futuros establecen los derechos y obligaciones entre vendedor y comprador, que incluyen un pago al inicio del contrato y otro al final, cuando el contrato expira. Estos pagos reflejan las diferencias entre el precio acordado y las variaciones del precio spot, con respecto al volumen acordado.

❖ **Forward Contracts:** Los contratos forward establecen un precio determinado para un volumen acordado, con respecto al precio spot en el período de entrega. No hay un pago inicial, pero

las partes deben tener una garantía bancaria por el resultado acumulado de los cambios de precio durante la duración del contrato.

❖ **Contracts for Differences (CfD):** Estos contratos son complementarios a los tipo forward, y su función es mitigar los riesgos que implica las variaciones del precio spot. En ellos al final del período se cubre la diferencia entre el precio del área y el precio spot, pudiendo ser positiva, negativa o cero. En pocas palabras, se define una banda donde los precios pueden fluctuar, si cae de esa banda, se le debe retribuir ese dinero a la empresa generadora; si sube de esa banda, la generadora debe devolver ese exceso al gobierno o entidad que opere el mercado, en este caso Nord Pool. En general, el cálculo del CfD basado en generación es como muestra la ecuación (3.2).

$$Pago_{CfD} = (P_{eje} - P_{ref}) \cdot V_{gen} \quad (3.2)$$

Donde,

P_{eje} : Precio de ejercicio fijado que limita la banda (strike price).

P_{ref} : Precio de referencia, es el de operación del sistema (spot price).

V_{gen} : Volumen de generación.

Téngase presente el caso de Reino Unido, donde el CfD es un contrato entre un generador bajo en emisiones de carbono y la Low Carbon Contracts Company (LCCC), una compañía de propiedad gubernamental. Con esta metodología logran incentivar la inversión en renovables al asegurar a los desarrolladores de proyectos el precio necesario para cubrir los altos costos iniciales y una suerte de protección de los precios volátiles del mercado mayorista. Para contener los costos asociados, en la implementación de los CfD se establece un precio mínimo de mercado, donde el generador no recibirá ese pago adicional, aunque el precio de mercado continúe bajando. También hay diferencia por tecnología. Los pagos realizados y reembolsos obtenidos por la LCCC debido al esquema CfD se trasladan a las cuentas de electricidad de los consumidores [50].

3.2.4 Uso de los ingresos por congestión

Los ingresos por congestión están regulados por la legislación de la Unión Europea, que establece que pueden utilizarse para el mantenimiento y desarrollo de la red de transporte de electricidad y para reembolsar a los consumidores de electricidad por el fallo del mercado causado por la congestión; en otras palabras, para reducir las tarifas [19].

Los operadores de los sistemas de transmisión deben informar a las autoridades reguladoras nacionales (ARN) sobre cómo prevén utilizar los ingresos por congestión y cómo los han utilizado

realmente. Anualmente, las ANR deben informar a la ACER¹ y publicar un informe que detalle el monto de los ingresos recaudados. El informe también debe destacar el monto colocado en una línea de cuenta separada [56].

3.2.5 Operación del DAM

El DAM corresponde a intercambios de energía horarios para las próximas 24 horas. Los mercados de Nord Pool se dividen en zonas de oferta o áreas de precios, determinadas por el operador del sistema de transmisión. Los participantes del mercado presentan sus ofertas antes del cierre de la subasta a las 12:00 p.m., después el Nord Pool establece un equilibrio entre las curvas de oferta y demanda agregadas para todas las áreas de precios. Con una capacidad de transmisión ilimitada, este esquema de formación de precios garantizaría una asignación óptima de la capacidad de producción disponible y un precio de energía igual para el mercado. Sin embargo, la capacidad de transmisión no es ilimitada, por lo que se necesita una metodología de cálculo de la capacidad. La rutina diaria en el esquema de formación de precios diario se muestra en la Figura 3-3.

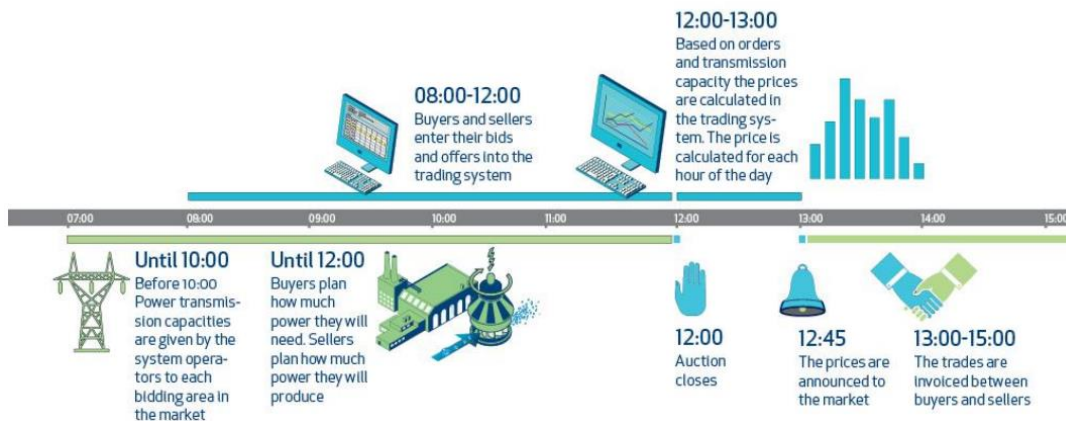


Figura 3-3. Línea de tiempo de la rutina diaria en el DAM. [32]

Si ocurren cuellos de botella el operador del sistema de transmisión cobra una renta por congestión (RC), calculada como el producto de la energía intercambiada y la diferencia de precio, se utiliza normalmente para infraestructura de red en temas de desarrollo y mantenimiento [32]. La expresión se muestra en la ecuación (3.3).

$$RC = F_{e,d}(p_e - p_d) \quad (3.3)$$

Donde,

p_e : precio en la zona excedente.

¹ ACER es la European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

p_d : precio en la zona deficitaria.

$F_{e,d}$: potencia transmitida entre la zona excedentaria y deficitaria.

El operador del sistema de transmisión publica las capacidades de transferencia disponibles y después de recibir ofertas y evaluar respecto a esas capacidades, liquida el mercado y se anuncian los precios de la energía para el día siguiente a las 12:45 p.m. La intersección de las curvas de oferta y demanda determina el precio horario del sistema. Por lo tanto, el RTM ofrece la oportunidad de negociar y asegurar el equilibrio hasta una hora antes de la hora operativa para abordar estas desviaciones entre las ofertas del día anterior y la producción o demanda realizada. El RTM está abierto las 24 horas del día, los 7 días de la semana, los 365 días del año y ofrecen productos de 15 minutos, 30 minutos, por hora y en bloque, lo que proporciona la flexibilidad de satisfacer las necesidades de diferentes áreas del mercado

El mercado de equilibrio (balancing market), gestionado por el operador del sistema de transmisión, regula el equilibrio de energía durante el funcionamiento. El operador garantiza la disponibilidad de reservas de saldo suficientes y toma medidas correctivas cuando sea necesario para garantizar un funcionamiento estable.

3.2.6 PCR y el acoplamiento de precios de regiones (EUPHEMIA)

EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm) es el algoritmo de acoplamiento de precios actual utilizado en el DAM. El funcionamiento de este algoritmo se centra en 3 principios: un algoritmo único, un funcionamiento robusto y una rendición de cuentas individual del intercambio de energía [30].

1. El algoritmo común permite determinar de forma justa y transparente los precios de la electricidad para el día siguiente y la posición neta de una zona de oferta en toda Europa. El algoritmo se ha desarrollado respetando las características específicas de los distintos mercados de energía de Europa y las limitaciones de la red eléctrica. Optimiza el bienestar general y aumenta la transparencia.
2. El proceso de PCR se basa en el intercambio descentralizado de datos, lo que proporciona una operación sólida y resistente.
3. El servicio PCR Matcher and Broker permite el intercambio de órdenes anónimas y restricciones de la red eléctrica entre las bolsas de energía para calcular los precios de las zonas de oferta y otros precios de referencia y las posiciones netas de todas las áreas de oferta incluidas.

El PCR tiene operación sobre los intercambios de energía donde su función es el cálculo de precios competitivos para la toma de decisiones comerciales en siete bolsas de electricidad europeas (APX-ENDEX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE y OTE) que desarrollaron el acoplamiento de precios conjunto, garantizando una alta eficiencia en el proceso. Además, se busca la utilización eficiente de las asignaciones transfronterizas, como se aprecia en la Figura 3-4. Las explicaciones sobre el funcionamiento del algoritmo en el DAM y RTM, de cómo se determina la zona y el calendario para ofertas, intercambios comerciales, optimizaciones de funciones objetivos, ecuaciones del modelo, requerimientos y restricciones, se encuentran en [33].

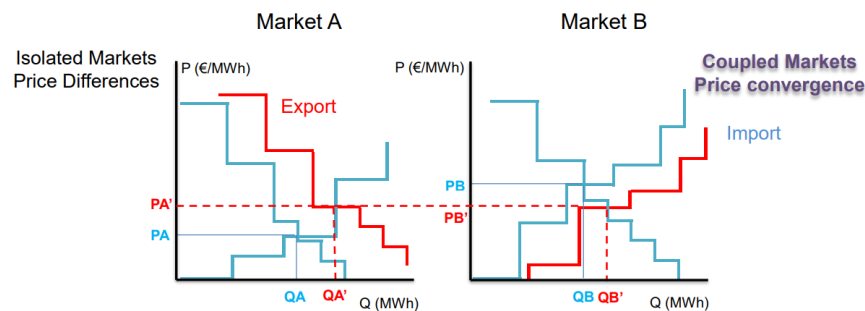


Figura 3-4. Función del PCR en el comercio. [30]

Todos los operadores del sistema de transmisión envían sus capacidades de transporte transfronterizo a un MCO. Este modela de forma centralizada e independiente los valores de capacidad. El MCO valida y controla los valores y calcula las capacidades transfronterizas de forma permanente. En el siguiente paso, el MCO transmite los valores de capacidad a la bolsa de electricidad. Una vez hecho esto, los comercializadores de electricidad pueden presentar sus ofertas. El acoplamiento real lo llevan a cabo las bolsas de electricidad pertinentes: liquidan la oferta y la demanda utilizando el algoritmo mencionado antes, el cual es aceptado por todos los socios.

Sin embargo, todos los participantes deben comparar sus valores de capacidad una vez más antes de la publicación. Por lo tanto, el acoplamiento de mercado subyacente del sistema se basa en varios mecanismos de control para garantizar la máxima eficiencia.

3.2.7 Acoplamiento del mercado basado en flujo (FBMC)

Antes de introducir el Flow Based Day-ahead Market Coupling, la capacidad transfronteriza se calculaba parcialmente de forma bilateral, basándose en estimaciones del uso de la red en los países involucrados. Con la introducción de un cálculo de capacidad basado en el flujo, la capacidad de la red se calcula teniendo en cuenta la red de la región completa y se asigna mediante el algoritmo de acoplamiento de mercado maximizando el valor económico de los intercambios de energía.

El FBMC asigna capacidades de transmisión al mismo tiempo que tiene lugar la compensación del mercado en los mercados de electricidad. Esto supone una desviación de la capacidad de transferencia disponible habitual, con la asignación de capacidad antes de la compensación del mercado. El FBMC garantiza una mayor capacidad de transporte transfronterizo mediante la integración más estrecha de la asignación de capacidad y la actividad del mercado.

3.2.8 Funcionamiento RTM con implementación XBID

Las órdenes enviadas por los participantes del mercado de cada bolsa de energía se centralizan en un libro de órdenes compartido (SOB). Del mismo modo, los operadores del sistema de transmisión ponen a disposición todas las capacidades transfronterizas intradiarias en el módulo de gestión de capacidad (CMM). Finalmente, está el módulo de envío (SM) que proporciona información de las operaciones concluidas, donde el ciclo de duración de los contratos se muestra en la Figura 3-5.

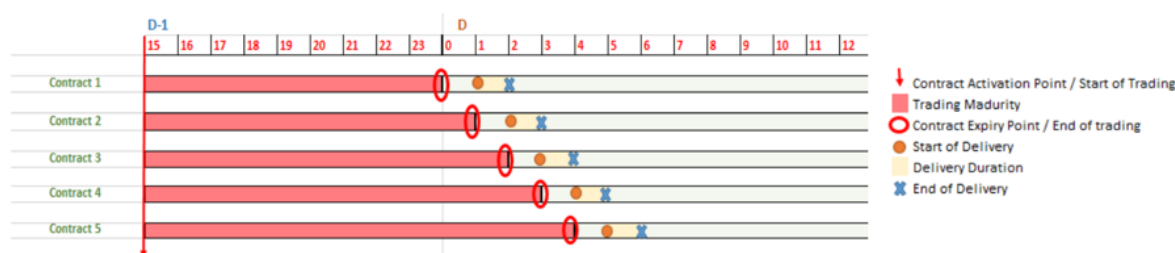


Figura 3-5. Ciclo de vida del contrato. [30]

Donde,

- ❖ Punto de activación del contrato: se refiere al momento que marca el punto de inicio de la negociación del contrato.
- ❖ Punto de vencimiento del contrato: se refiere al momento en el que el contrato expira o ya no se permite negociar.
- ❖ Periodo de Negociación: Intervalo de tiempo en el que se pueden enviar órdenes.
- ❖ Inicio de entrega: este es el momento en el que comienza la entrega del contrato.
- ❖ Fin de Entrega: Este es el momento en el que finaliza la entrega del contrato.
- ❖ Duración de entrega: Se refiere al tiempo durante el cual se entrega el producto.

El sistema XBID admite los siguientes productos:

- 15 minutos
- 30 minutos
- 60 minutos
- Bloques definidos por el usuario cada hora

Ahora para llevar a cabo la actualización de los libros de pedidos de esos productos, se realiza un cálculo, el cual se basa en la capacidad de transmisión disponible y las órdenes ingresadas para el contrato. El proceso que se realiza internamente cuando entra un participante a solicitar un pedido, se detalla a continuación y se ilustra en la Figura 3-6. Tomar en cuenta que la “área de entrega” representa una zona de la red que es gestionada por el operador del sistema de transmisión respectivo dada las consideraciones de la regulación CACM [34].

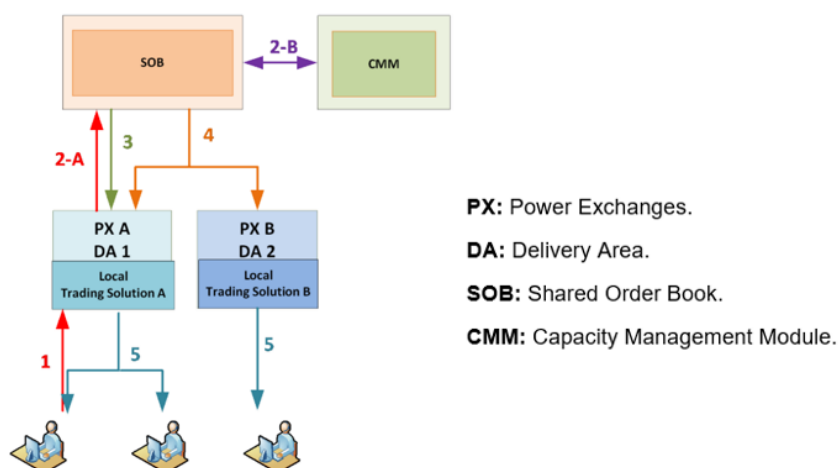


Figura 3-6. Proceso de actualización de los libros de pedido. [30]

Considerar para la interpretación que:

1. Nuevo pedido ingresado
- 2-A. Trading Solution anonimizó la orden y la reenvió a SOB
- 2-B. Actualizar la capacidad disponible (SOB valida si alguna orden en la vista local del libro de órdenes puede coincidir y calcula la vista local para cada área de entrega)
3. SOB envía el resultado de la entrada de la orden a la solución comercial
4. La vista local del libro de órdenes actualizado se publica a través del PMI en la solución comercial.
5. Trading Solution publica una nueva vista local.

El martes 16 de julio de 2024, Nord Pool incorpora en el Single Intraday Coupling (SIDC) la legislación de la UE que obliga a NEMO a compartir las órdenes intradiarias hasta el momento de la entrega, esto permite a todas las bolsas de energía europeas ofrecer a sus clientes la misma liquidez desde el principio hasta el final de la negociación intradiaria, en todas las zonas de ofertas [30].

Lo anterior viene a solucionar una “laguna legal” previa a la regulación mencionada, puesto que la liquidez intradiaria en esa última hora tenía un carácter de “reservada” en los mercados locales.

Por tanto, una bolsa de energía no tenía la obligación de compartir esa información con otras bolsas, como pasa en el resto del tiempo.

Este cambio permitirá un entorno de negociación más abierto y competitivo. Los clientes de Nord Pool ahora podrán operar hasta el cierre de las operaciones en los mercados clave para favorecer la integración efectiva de la generación de energía renovable en el sistema eléctrico de Nord Pool, lo cual depende en gran medida de la última hora de negociación u operación intradiaria.

3.2.9 Liquidaciones

Todas las transacciones se liquidan diariamente. El cronograma de liquidación ofrece una descripción esquemática de los ciclos de liquidación de una semana normal.

- La liquidación se ejecuta todos los días hábiles aproximadamente a las 14:15 CET/CEST.
 - La subasta del día siguiente se liquida el día de negociación (D-1), con débito el día de entrega (D) y crédito el día D+1.
 - La subasta de media hora de GB se liquida al día siguiente de la negociación, el día de entrega (D), con débito D+1 y crédito D+2.
 - El mercado intradiario se liquida al día siguiente de la entrega (D+1), con débito D+2 y crédito D+3.
 - Las subastas intradiarias (IDA 1, 2 y 3) se liquidan el día de entrega (D), con débito D+1 y crédito D+2.

3.2.10 Mercado de la reserva

El siguiente diagrama (Figura 3-7) muestra los procesos internos requeridos en el sistema Nordic MMS y cómo Nordic MMS se integra con los proveedores de servicios de balance (BSP) y otros sistemas participantes. También muestra cómo un BSP puede utilizar la interfaz web de Nordic MMS para introducir ofertas y recuperar información.

En el mercado de reserva, las reservas primarias se activan automáticamente para estabilizar la frecuencia en el sistema. Las reservas secundarias se activan para restablecer la frecuencia a 50 Hz. Finalmente, las reservas terciarias se activan si es necesario y reemplazan las reservas primarias y secundarias activadas.

La fijación de precios en los mercados de reservas se basa en subastas semanales, diarias u horarias, utilizando precios marginales. Los TSO también adquieren reservas a través de acuerdos bilaterales. STATNETT (TSO de Noruega) cuenta con una calculadora online de reservas, que estima

cuánto puede ganar si es flexible con su consumo o producción de energía y en qué mercados de reserva puede participar. Esto último demuestra la transparencia y confianza que tienen en su sistema.

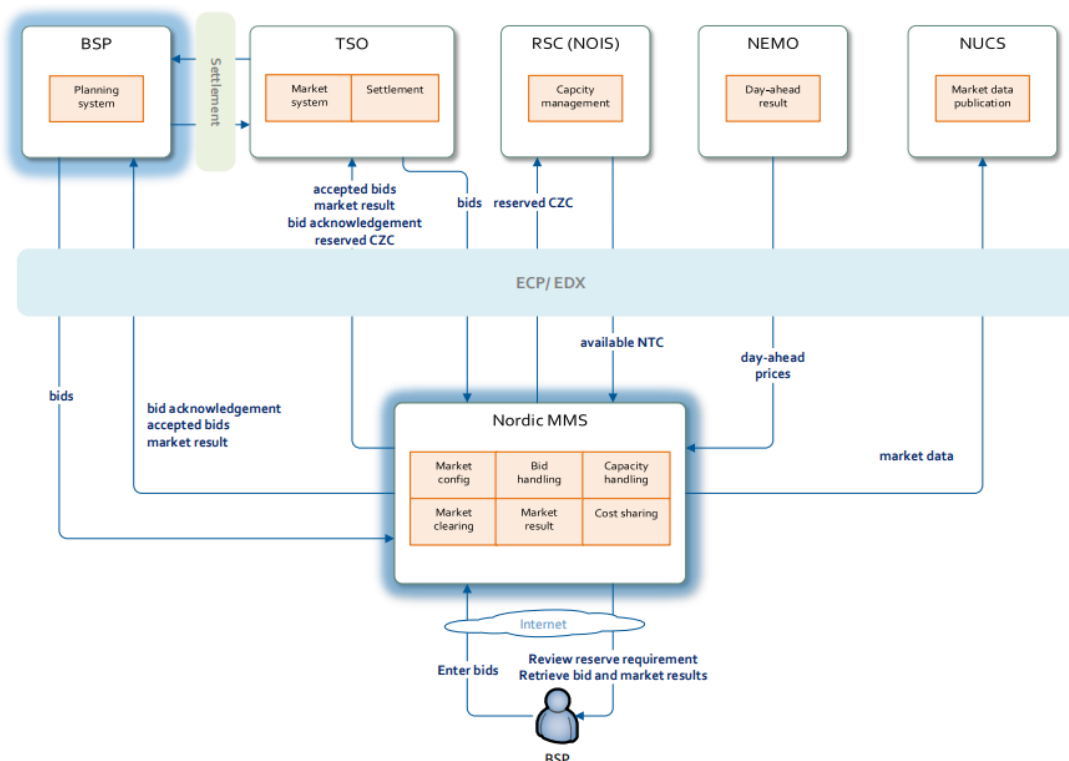


Figura 3-7. Diagrama de los procesos internos de reserva. [36]

Donde,

BSP (balancing service provider): Un participante del mercado con unidades o grupos proveedores de reservas capaces de proporcionar servicios de equilibrio a los operadores del sistema (TSO) .

CZC (cross zonal capacity): La capacidad de transmisión interzonal entre dos zonas de oferta.

TSO (transmission system operator): Una parte que es responsable de una operación estable del sistema eléctrico.

NTC: capacidad de transferencia neta.

3.2.11 Productos de SSCC (ASP) y cómo es el mercado SSCC

Los ASP se pueden adquirir de tres maneras. En primer lugar, mediante una respuesta obligatoria que se exige como condición para estar conectado a la red eléctrica. En segundo lugar, mediante un contrato bilateral a largo plazo entre el operador del sistema de transmisión (TSO) y el proveedor de servicios auxiliares, y en tercer lugar, mediante un mecanismo de contratación basado en el mercado mediante licitaciones invitadas.

Los productos que se transan son: frequency restoration reserve (FRR), frequency-controlled normal operation reserve (FCR-N), frequency-controlled disturbance reserve (FCR-D) y Fast frequency restoration (FFR) in automatic (aFFR) and manual (mFFR). El rango de frecuencia donde opera y la rapidez con la que deben actuar cada uno de los ASP se muestran en la Figura 3-8.

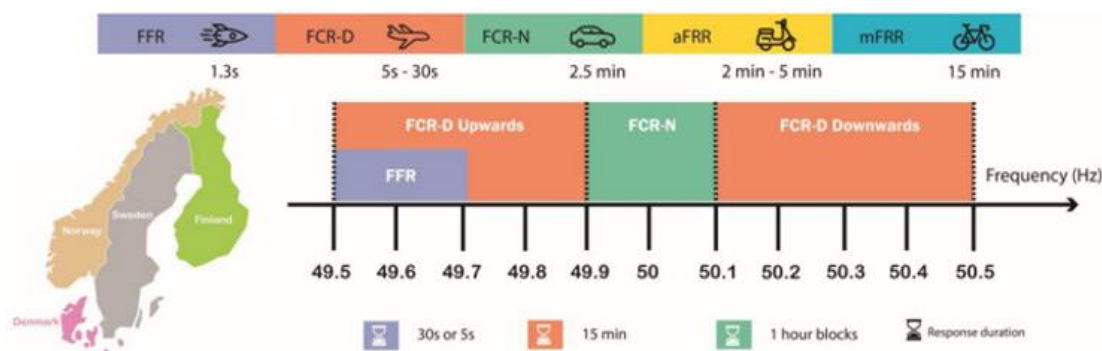


Figura 3-8. Rango de frecuencia y rapidez en la operación de cada ASP. [38]

En la Tabla 3-3, se muestra cada producto ofrecido dentro del mercado de los SSCC, junto con sus características principales. Esto según las reglas presentes en cada uno de los países nórdicos.

País	Operación del sistema	FRR		FCR-D		FCR-N		aFFR		mFFR
Dinamarca	Energinet	8%	24 MW	3%	43 MW	2.74%	17 MW	10%	30 MW	
	Gestión del proceso	DAM (horariamente)		DAM (horariamente)		DAM (horariamente)		Interconexiones		Contratos a largo plazo
	Precio	Pay as clear		Pay as bid		Pay as bid		Pay as clear		Pay as clear
	Volumen	Vía pronóstico		Mín. necesitado entre Dinamarca + Suecia		Mín. necesitado entre Dinamarca + Suecia		Fijado		Fijado
Finlandia	Fingrid	18%	54 MW	20%	290 MW	19.88%	119 MW	20%	60 MW	
	Gestión del proceso	DAM (horariamente) Interconexión a Estonia		DAM (horariamente) DAM (anual)		DAM (horariamente) DAM (anual)		DAM (horariamente)		Centrales eléctricas de reserva
	Precio	Pay as clear		Pay as clear		Pay as clear		Pay as clear		Pay as clear
	Volumen	Vía pronóstico		Variable en DAM y máx. contratado anualmente		Variable en DAM y máx. contratado anualmente		Fijado		Fijado
Noruega	Sattnet	39%	117 MW	37%	537 MW	39.04%	234 MW	35%	105 MW	
	Gestión del proceso	Mercado estacional		DAM (horario) por zonas y control de caída obligatorio		DAM (horario) por zonas y control de caída obligatorio		DAM (horariamente) por zonas		Mercado energético nórdico, capacidad nacional
	Precio	Pay as clear		Pay as clear		Pay as clear		Pay as clear		Pay as clear
	Volumen	Perfil FFR, FFR flex		Variable en DAM		Variable en DAM		Fijado		Fijado
Suecia	Svenska kraftnät	35%	105 MW	40%	580 MW	38.33%	230 MW	35%	105 MW	
	Gestión del proceso	DAM (horariamente)		DAM (horariamente)		DAM (horariamente)		DAM (semanalmente)		Ofertas voluntarias y contratos a largo plazo
	Precio	Pay as clear		Pay as bid		Pay as bid		Pay as bid		Pay as clear
	Volumen	Vía Pronóstico		Mín. necesitado entre Dinamarca + Suecia		Mín. necesitado entre Dinamarca + Suecia		Fijado		Fijado
Total		300 MW		1450 MW		600 MW		300 MW		

Tabla 3-3. Mecanismo de precios y requerimientos de los ASP. [38]

3.2.12 Errores de trading recientes

A. *Proceso de cancelación de transacciones intradiarias*

Según Nord Pool [30], la cancelación de transacciones para cualquier participante que desee cancelar la operación como resultado de un error de negociación debe comunicarse con la mesa de negociación y presentar una solicitud de cancelación de la transacción a más tardar:

- a. cinco minutos después de la hora del contrato para la transacción correspondiente; y
- b. veinte minutos antes del final de la negociación del producto aplicable (que se concrete el intercambio de energía).

En el caso que las condiciones a y b hayan expirado, el participante puede presentar una solicitud de cancelación a la mesa de negociación, tras lo cual Nord Pool hará todos los esfuerzos razonables para contactar a la contraparte de dicha transacción y solicitar su consentimiento para cancelar la transacción. Dicha transacción sólo podrá cancelarse con el consentimiento expreso de la contraparte correspondiente.

En el caso extremo que las condiciones a y b hayan expirado, y además, no se consiga un consentimiento oportuno de la contraparte. Nord Pool se reserva el derecho de rechazar la solicitud de cancelación (en caso de que sea crucial la ejecución de la transacción); o en caso contrario, cancelar la transacción si esta pudiese eventualmente perjudicar el correcto funcionamiento sistema eléctrico o del mercado, justificándose en razones técnicas u operativas.

B. *Error de trading por parte de Kinect*

El día 24 de noviembre de 2023 autoridades reguladoras finlandesas y noruegas recibieron información sobre una orden de venta de electricidad incorrecta presentada por un participante (Kinect Energy) del mercado a Nord Pool AS el 23 de noviembre de 2023 para todo el día 24 de noviembre de 2023 para la zona de oferta finlandesa.

Los precios y los volúmenes de electricidad para la entrega el 24 de noviembre de 2023 se calcularon sobre la base de dicha oferta incorrecta. Como resultado, la formación de precios fue incorrecta, lo que provocó que los precios de la energía finlandesa caigan en territorio negativo con un precio medio de -203 EUR/MWh (Figura 3-9), lo que llevó al administrador de la red a pedir al público que mantuvieran el consumo en niveles normales incluso cuando algunos de ellos reciben electricidad de forma “gratuita”. El consumo aumentó un 9%, según muestran los datos del gestor de red Fingrid (operador de Finlandia). Además, la recompra de esa energía faltante costó cerca de 50 millones de euros [53].

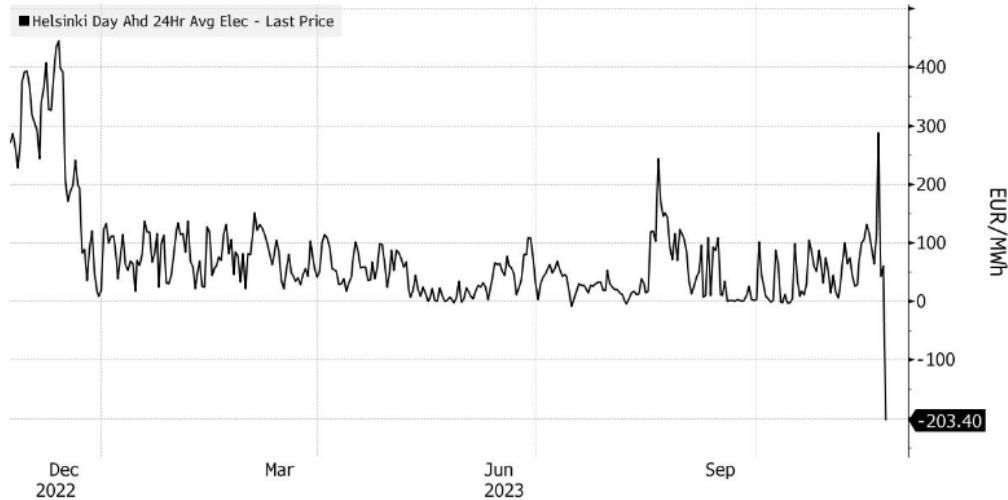


Figura 3-9. Desplome del precio de la energía en Finlandia. [52]

Ante este suceso, se pronunciaron Fabian Ronningen², Pekka Salomaa³ y Pontus de Mare⁴.

"Es una situación extraña, sin duda, casi difícil de entender cómo es posible que esto suceda, tanto desde el propio Kinect como después 'atravesando' el sistema Nord Pool sin que suene ninguna alarma", dijo Ronningen [52].

"Lo esencial es que el participante del mercado, Kinect, piense en sus propios procesos, pero que también se revise el proceso de Nord Pool para ver qué salvaguardas deberían implementarse" "Tal vez podría ser una simple verificación: '¿realmente estás licitando esto?', o un bloqueo de transacciones que simplemente son excesivas para esa parte" "El error de licitación en Finlandia se habría evitado si el mercado nórdico hubiera tenido procedimientos para una segunda subasta, como la mayoría de los mercados europeos. Pero no estaba seguro de si la introducción de segundas subastas fuera el mejor remedio para evitar errores similares en el futuro", dijo Salomaa [52].

"Simplificando un poco, se podría decir que vendieron algo que no tenían y que los compradores compraron algo que no existe. Si bien el futuro será manejable, podría ser complicado", dijo Pontus de Mare [53].

Las consecuencias del error demuestran que por muy preparados que estén los mercados, siempre está la probabilidad de que se pueden dar situaciones donde se violen las reglas establecidas. En este caso, la forma de solventar este incidente es realizando operaciones intradiarias de recompra de energía para equiparar la demanda con la oferta y garantizar la seguridad operativa del sistema.

² Analista senior de la consultora industrial Rystad Energy A/S.

³ Director del mercado energético del grupo industrial Finnish Energy.

⁴ Responsable de operaciones del sistema eléctrico de Svenska Kraftnat AB.

C. Error de trading por parte de Centrica

Un nuevo error ocurrió el 08 de abril de 2024, cuando Centrica Energy Trading cometió un error al comprar en promedio 600 MW de electricidad menos en la zona de licitación SE4 del sur de Suecia para el miércoles de la misma semana. La Figura 3-10 muestra como los precios cayeron por debajo de cero durante 13 horas en Suecia en medio de pronósticos de alta energía eólica.

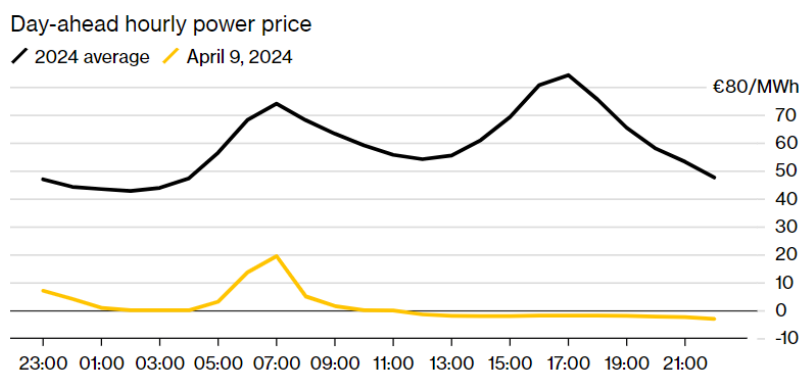


Figura 3-10. Los precios de la energía el día 9 de abril en Suecia. [53]

Ante este evento, se pronunció Kruno Kuljis⁵. "Es el día adecuado para estar corto en el mercado. Si esto hubiera sucedido hace una semana, cuando había menos viento en Escandinavia y una mayor demanda en Alemania, entonces habría tenido un impacto en los precios", dijo Kuljis [55].

Aunque el error en la estimación de la demanda de energía no tuvo mayor impacto en el sistema, debido a la sobreoferta de generación que había en ese momento, la situación vuelve a evidenciar que existen falencias en el proceso de verificación y validación de las ofertas en Nord Pool.

D. Discusión

Estos incidentes de transacciones exponen la vulnerabilidad de los mercados de electricidad a los errores de licitación, independiente de si el agente es comprador o vendedor. Además, sirven como un recordatorio crítico de la necesidad de contar con mecanismos de mercados sólidos y rigurosos para evitar errores tan costosos, que son vitales un buen funcionamiento a largo plazo de los mercados energéticos.

Los precios negativos o nulos son una problemática que ha aparecido con mayor frecuencia en el último tiempo en los mercados mayoristas de electricidad internacionales ¿Por qué se producen? Estos precios negativos o nulos aparecen cuando hay una generación de electricidad elevada e inflexible, al mismo tiempo que la demanda de electricidad es muy baja. En esta situación, los operadores de centrales eléctricas convencionales, que o bien pierden dinero o pierden beneficios en

⁵ Jefe de comercio de energía física en el gestor de cartera sueco Modity.

épocas de precios negativos, tienen 2 opciones para evitar que los apaguen: “ofertar su energía a precio negativo”⁶ o mantener en funcionamiento sus unidades en estado banking ¿Por qué harían eso? Entre las razones se encuentran, por ejemplo, que la central eléctrica puede ser demasiado inflexible para cambiar su nivel de producción, sus costos de apagado y encendido pueden ser demasiado elevados, y que sus tiempos de encendido y apagado sean largos periodos.

En Nord Pool, se utilizan los contratos a largo plazo y el mercado financiero para solventar estas variaciones en el precio spot de la energía, siendo altamente recomendables los contratos por diferencia.

3.2.13 Mitigación del poder de mercado

El Nord Pool, uno de los mercados más exitosos desde el punto de vista de la competencia, y que además posee una gran componente hidráulica, ha implementado reformas estructurales y utilizado mecanismos ex-post para monitorear el precio spot. La reducción de barreras de entrada, la integración regional y la eliminación de restricciones de transmisión han sido los remedios estructurales para controlar el poder de mercado.

Asimismo este mercado ha sido uno de los más exitosos en la implementación y consolidación de los contratos tipo forward. Los participantes del mercado pueden realizar intercambios de energía a través de estos contratos, con una duración máxima de tres años en adelante. El establecimiento de los contratos forward tuvo un papel importante en la mitigación del poder de mercado [35].

La identificación de los agentes que pueden ejercer poder de mercado en el corto plazo plantea, como se dijo en la sección anterior, problemas empíricos. A esto se añade el problema de la definición de los costos de referencia contra los cuales deben ser contrastados los precios ofertados por los agentes. Tras las ofertas de los participantes del mercado, Nord Pool comparará estas ofertas con el costo de generación basado en la tasa de consumo. Las unidades de generación que presenten ofertas mucho más altas que el costo marginal de generación serán consideradas tomadores de precios. Establecer en este caso un “costo de referencia” es una tarea extremadamente compleja cuyo resultado no está nunca libre de cuestionamiento. No es sorprendente por ello que el Nord Pool haya optado por controles ex-post al poder de mercado con resultados al parecer satisfactorios. La recomendación es incorporar mecanismos indirectos para mercados eléctricos con energía hidráulica predominante en su matriz energética, pues son los más idóneos bajo esa característica operativa [42].

⁶ Entiéndase el “ofertar la energía a precio negativo” como un incentivo de parte de las generadoras hacia los clientes para que estos consuman más energía, y con ello aumentar la demanda en el sistema.

Capítulo 4. Imperfecciones del actual mercado eléctrico

4.1. Introducción

El mercado eléctrico nacional presenta condiciones de interés tales como problemas, desafíos, oportunidades que se deben desarrollar, etc. Por lo tanto, teniendo presente la información de capítulos anteriores, se vuelve importante evaluar el panorama actual, con la finalidad de evidenciar las características “mejorables” en la estructura actual, en otras palabras, una lista de tópicos que debe tener en consideración un posible diseño de mercado basado en ofertas que se busque implementar.

El presente capítulo se enfoca en ámbitos como el sistema de transmisión, SSCC, PMM y CMg, efecto de las centrales ERV, costos sistémicos, granularidad temporal y potencia de suficiencia.

4.2. Análisis de las características más relevantes

4.2.1 Las congestiones en el SEN: Diagnóstico general

Las congestiones dan origen a diferencias entre los costos marginales en distintas áreas del sistema eléctrico. Se contabiliza que existe una congestión cuando hay, al menos, un 7% de diferencia entre los costos marginales de las distintas áreas del sistema eléctrico [37]. La Figura 4-1 muestra el porcentaje de horas que las barras principales del SEN estuvieron congestionadas durante el año 2023, concentrándose en la zona sur del país, específicamente entre las barras Charrúa y Puerto Montt.

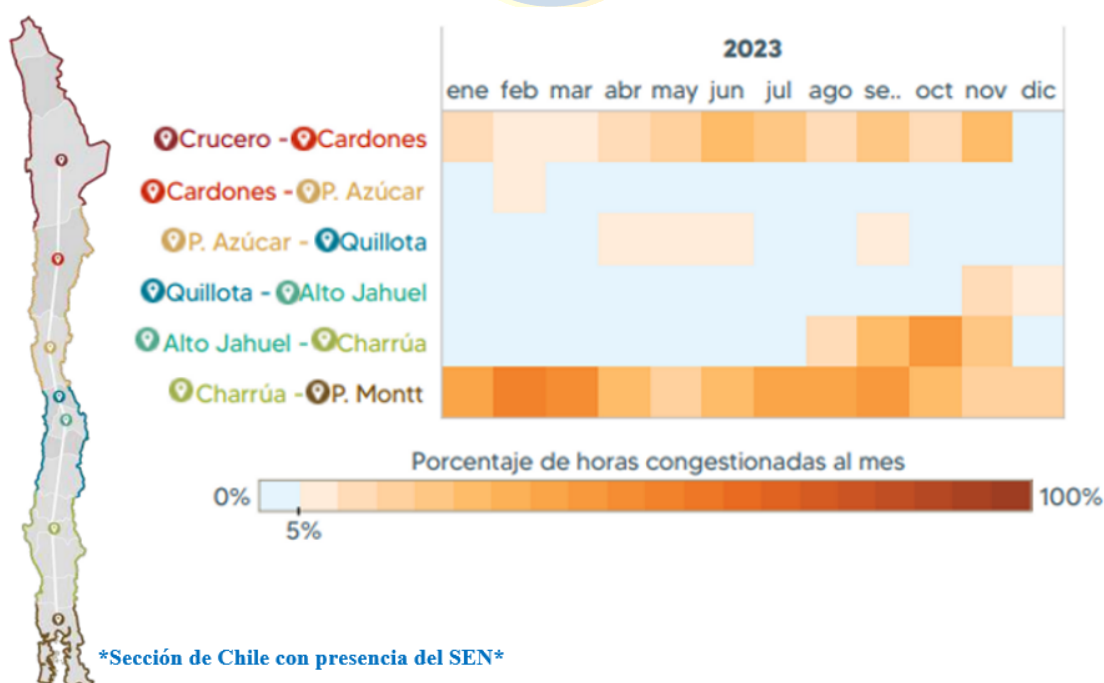


Figura 4-1. Congestionamientos sistémicos durante el año 2023. [37]

A. *Reducciones de renovables*

Es generación renovable que no fue producida por motivos de seguridad, con el propósito de mantener el balance entre la generación y la demanda del sistema. Estas reducciones las instruye el CEN, tomando en cuenta la demanda eléctrica y todas las restricciones del sistema de transmisión. La Figura 4-2 da a conocer la cantidad de reducción de energía renovable durante los meses del año 2023.

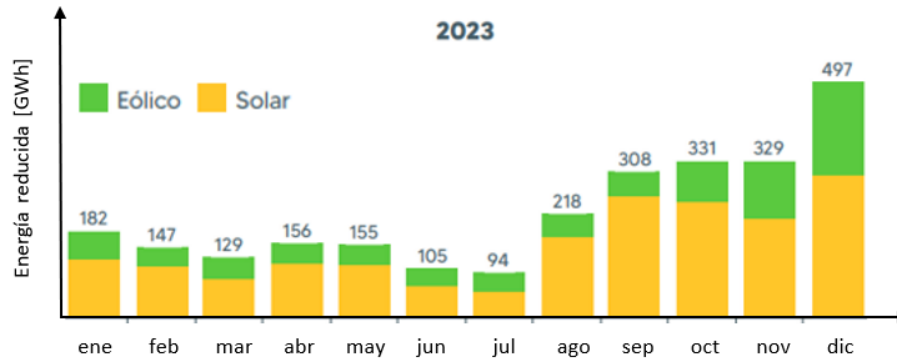


Figura 4-2. Reducción renovable en GWh. [37]

B. *Efecto de la congestión del sistema de transmisión en las listas de mérito y precio marginal*

La principal y más fuerte consecuencia en términos de operación económica de una congestión es el desacople de los costos marginales y cómo esa distorsión en los precios puede generar ineficiencias en el mercado de generación (operación superior al mínimo costo).

Ahora bien, una condición de operación del sistema se define en el momento que un tramo arbitrario de transmisión alcanza su límite térmico (congestión), es decir, se vuelve imposible despachar más generación en la zona aguas arriba de la congestión, lo que significa despachar unidades generadoras aguas abajo de la congestión. Esto afecta directamente a la lista de mérito que prepara el CEN, teniendo que despachar generación más cara para equilibrar la demanda, en el caso que las unidades que se encuentran arriba de la congestión sean más baratas.

A continuación, se muestra un ejemplo, en el cual se identifican 2 zonas A y B, donde la zona B contiene unidades más caras en términos de costo de producción que la zona A, la interconexión entre ambas se denomina tramo i-j, el cual corresponde a un doble circuito con líneas cuyo límite de capacidad de transmisión para cada una es de 500 MW. El sistema cuenta con 5 generadores y los costos de producción de cada unidad generadora son tal que $p_{G1} < p_{G2} < p_{G3} < p_{G4} < p_{G5}$, siendo esta la lista de mérito del sistema para este momento. La demanda para el sistema se sitúa en 700 MW, distribuidos entre la zona A con 200 MW y la zona B con 500 MW, destacando que esta última zona recibe la totalidad del suministro por medio del tramo i-j (cada línea transporta 250 MW). Por lo tanto,

los generadores que se despachan son G_1 y G_2 . Ahora, como la última unidad despachada en el sistema es G_2 , el costo marginal del sistema es p_{G_2} . La Figura 4-3 ilustra la situación.

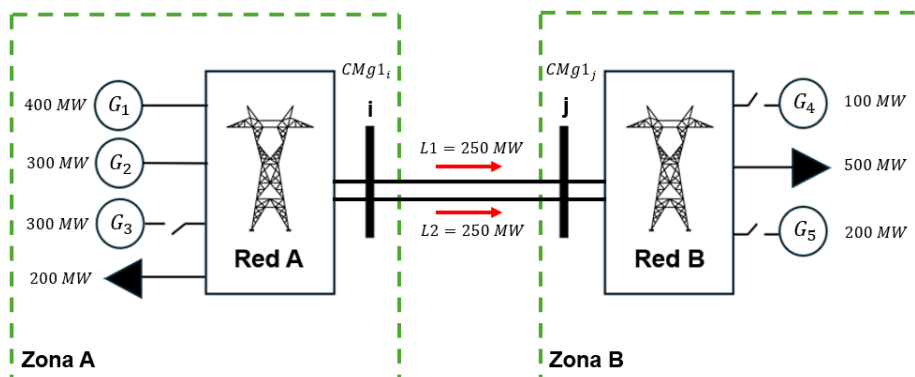


Figura 4-3. Despacho con tramo i-j al límite de su capacidad de transmisión. Fuente: elaboración propia.

En la siguiente hora, la demanda en el sistema llega a 1 GW debido a un aumento de 300 MW en la zona B. Debido a un cortocircuito que afectó a L_2 , el tramo i-j pierde dicho circuito y sufre la limitación de su capacidad de transmisión, situándola en la mitad, esto es 500 MW para mantener la seguridad del sistema, evitando que L_1 caiga por operación de las protecciones. Por lo tanto, no es posible despachar G_3 , que por lista de mérito le correspondería suplir el incremento en la demanda. En consecuencia, los generadores que despachan son G_4 y G_5 , que tienen costos de producción mayores que G_3 (supuesto del ejemplo), debido a esto, las ganancias de G_3 se ven perjudicadas.

Lo anterior en conformidad con el Artículo 172 del reglamento de coordinación y operación, que permite al CEN definir 2 zonas económicamente desacopladas cuando hay restricciones en la capacidad de transmisión. En el ejemplo, resultan 2 listas de mérito con costos marginales p_{G_2} y p_{G_5} .

La Figura 4-4 ilustra lo señalado en el párrafo previo. Cabe mencionar que, los CMg en las barras i y j , que corresponden a $p_{G_2} = CMg_{2i}$ y $p_{G_5} = CMg_{2j}$ y estos son referidos a cada una de estas barras mediante los factores de penalización pertinentes.

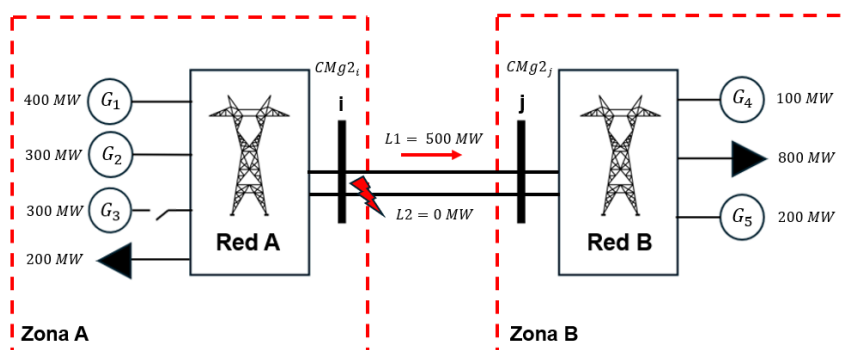


Figura 4-4. Despacho con aumento de la demanda aguas abajo del tramo i-j con congestión. Fuente: elaboración propia.

Analizando la Figura 4-3 y la Figura 4-4 se evidencia que, el despacho en la zona A es el mismo y su costo marginal sólo depende de las variaciones (mínimas) por ajustes mediante los factores de penalización (hay nueva demanda). Por ende, $CMg1_i \approx CMg2_i$. Por otro lado, el despacho de la zona B paso de cero a dos unidades generadoras, ambas con costos de producción más altos que G3.

En resumen, tener zonas con una frecuencia significativa de congestiones en el SEN, provocando desacoples entre nodos, impacta negativamente en la eficiencia del mercado spot, afectando especialmente a las pequeñas generadoras cuyas cargas se encuentren aguas abajo de la congestión y sean deficitarias durante estos periodos, ya que se ven obligadas a comprar la energía faltante para cumplir con sus contratos a precios más elevados una mayor cantidad de veces y en poco tiempo. La cobertura de ese margen extra en el precio spot solamente queda sujeta a la solvencia financiera que disponga la empresa.

4.2.2 Costos sistémicos ¿La asignación del riesgo está bien enfocada?

La operación del SEN incurre en una serie de costos denominados “sistémicos” que se cobran a todas las generadoras a prorrata de sus inyecciones/retiros de energía. Estos costos corresponden a: SSCC, operación a mínimo técnico, costo de estabilización de precios e impuestos a la emisión.

- Los SSCC son necesarios para asegurar la operación segura del sistema, como el control de frecuencia y el control de tensión.
- La operación a mínimo técnico tiene relación con la operación de ciertas unidades termoeléctricas por motivos de seguridad del sistema (puede ser necesitado este modo de operación, por ejemplo para reemplazar con rapidez unidades solares o ayudarles).
- La estabilización de precios PMGD (generadoras con capacidad igual o menor a 9 MW), esto es subsidio preferente o pago lateral como se conoce en la industria, que gozan este tipo de unidades, el cual cubre la diferencia entre el precio medio de mercado y el CMg real.
- El costo por impuestos a las emisiones corresponde al pago que deben realizar las centrales que generan con combustibles fósiles y cuyos costos variables no alcanzan a ser cubiertos por la remuneración que reciben por su energía generada.

A. Evolución y participación de los elementos

En la Figura 4-5, se muestran los costos sistémicos en los últimos años (2018 a 2022). La magnitud de estos costos depende, en gran medida, de la calidad de las gestiones realizadas por el CEN, en términos de seguridad del SEN y de la calidad de servicio. Los criterios para tales efectos, están estrechamente relacionados con las nuevas condiciones del SEN, que cada vez son más

desafiantes por la incorporación de centrales ERV y aumento de la demanda, siendo clave la correcta evaluación del costo-beneficio, puesto que asegurar el suministro de electricidad con una alta probabilidad, en la práctica, se acompaña de mayores costos para los clientes.

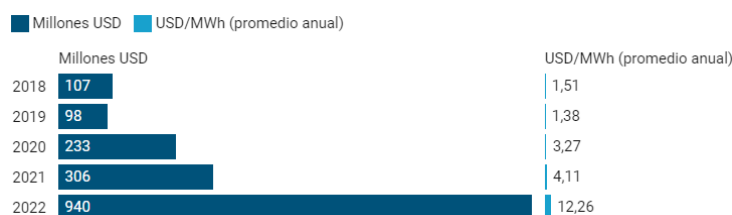


Figura 4-5. Evolución de los costos sistémicos entre 2018 y 2022. [45]

El aumento en el valor final anual de los costos sistémicos se puede asociar al incremento de ERV en la matriz energética nacional, que implica mayores operaciones fuera del orden económico (mínimo técnico) más el costo de partida y parada, prestación de SSCC, pagos laterales a PMGD. Además, está el pago por reserva hídrica.

En la Figura 4-6, se presenta la evolución en el valor final del costo sistémico anual por categoría durante los meses de enero 2022 a junio 2024. Los datos se extrajeron de la página del CEN.

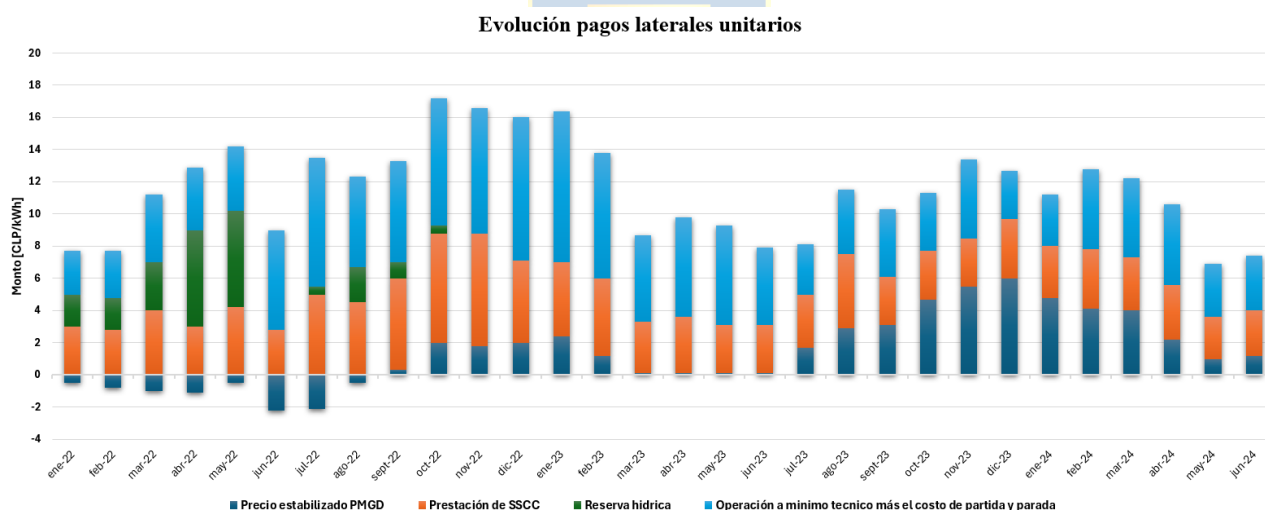


Figura 4-6. Evolución de los costos sistémicos o pagos laterales. Fuente: elaboración propia.

B. Optimización de los costos sistémicos ¿Existe un incentivo para su reducción?

Los costos sistémicos eran traspasados a solamente los clientes libres, eso hasta la modificación que realizó la CNE en la última licitación de suministro, donde se permite que las generadoras puedan traspasar estos costos al sector con regulación de precios a partir del año 2027.

¿Quién debería asumir estos costos? Los generadores, ya que de no existir la opción de traspasar directamente estos costos a los clientes, sean estos libres o regulados, los mismos generadores se verían obligados a estimarlos y así sumarlos a su formación de precio oferta, dentro

de lo cual se reflejaría su tolerancia al riesgo. No obstante, el cliente siempre paga, y los generadores traspasan estos costos directamente a los clientes finales, a través de un cargo adicional, contribuyendo cada vez más con una mala gestión de los costos sistémicos, e incluso dichos costos aumenten, como se ha visto últimamente en el SEN. Por ende, dejar el riesgo del lado de los generadores, estos buscarían instalar tecnologías que no aumenten los costos de la red y los propios, fomentando la competencia en el mercado de generación. Además, estarían atentos a que las decisiones del CEN sean las óptimas, puesto que les afectaría directamente las consecuencias. El impacto de los costos sistémicos, se refleja en el nivel de participación en las licitaciones de suministro que ha celebrado la CNE, un ejemplo es la licitación de 2015, donde se logró una participación de 84 empresas generadoras versus la de 2023 que tan sólo 5 empresas presentaron sus ofertas, lo que demuestra el poco atractivo que genera el proceso, pese a los cambios en las bases, uno de ellos era la posibilidad de traspasar a clientes regulados los costos sistémicos del mercado de corto plazo [48].

4.2.3 ¿Es bajo el incentivo para los SSCC?

En la actualidad, los SSCC de control primario de frecuencia (“CPF”) por sobrefrecuencia, secundario (“CSF”) de subida y bajada y terciario (“CTF”) de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas, debiendo ofertar los agentes participantes sus costos directos de prestación, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. Los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional son calculados ex-post y no deben ser ofertados. Asimismo, cumpliendo con el Artículo 35° y 18° del Reglamento de SSCC, energía y reservas son co-optimizadas para determinar la adjudicación de los respectivos SSCC, considerando como recursos disponibles todas las unidades generadoras habilitadas para prestar los servicios en cuestión, según lo establecido en la versión vigente de las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia. Ahora bien, en lo que respecta a centrales que actualmente no se encuentran habilitadas para la prestación de SSCC de CF, están las centrales generadoras de tipo ERV.

El balance entre los ingresos y costos relacionados con SSCC de CF que enfrentan los generadores se pueden expresar de forma simplificada como muestra la ecuación 4.1.

$$B_G = \left(\sum_{i \in G} (Of_i - CD_i) \right) \cdot (1 - \alpha_G) - \left(\sum_{i \in G} (CD_i + C_{SSCC_i}) + \left(\alpha_G \sum_{j \in GT-G} (Of_j + P_{SSCC_j}) \right) \right) \quad (4.1)$$

Donde,

G, GT : G es la empresa y GT es el total de empresas del sistema (incluye a G).

Of_i : Oferta adjudicada a la generadora i .

P_SSCC_i : Pagos recibidos por la empresa generadora.

C_SSCC_i : Costos de oportunidad, sobrecosto y combustible adicional.

CD_i : Costo desgaste real.

α_G : Proporción de retiro de la empresa G.

Utilizando el parámetro de costos igual al de pago, se simplifica la expresión anterior, obteniendo la ecuación (4.2).

$$B_G = \left(\sum_{i \in G} (Of_i - CD_i) - \alpha_G \sum_{k \in GT} (Of_k + P_SSCC_k) \right) \quad (4.2)$$

Trabajando con (4.2), se puede dar el caso en que una empresa generadora no posea contratos (tomar $\alpha_G = 0$), con esta nueva consideración la expresión se reduciría a (4.3), la cual se establece en la resolución exenta 442/2020 de la CNE.

$$B_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i) \quad (4.3)$$

Por lo tanto, la expresión anterior se analiza como un balance entre las ofertas adjudicadas por la empresa y el desgaste que tenga la máquina que presta SSCC. Esto puede interpretarse que no existirían incentivos a ser eficientes en la prestación de SSCC. La remuneración por la prestación de SSCC asociado a infraestructura nueva será cubierta por los usuarios finales a través de un cargo de SSCC, el cual está incorporado en el cargo único establecido semestralmente, según el artículo °115 de la LGSE, mientras que las compensaciones para las instalaciones existentes que requiera el sistema serán cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros.

Además, como los costos de oportunidad y costos extras por la prestación del servicio no se consideran en las ofertas, éstos se remuneran como pagos laterales, en concordancia con la prestación real del servicio y el costo marginal real del sistema. Ahora bien, ¿Qué es el pago lateral? Según la NTCyO, son pagos que se realizan con el fin de reconocer y remunerar costos no cubiertos por el costo marginal real producto de la operación, como, por ejemplo, costos variables superiores al marginal, costos de partida y costos de detención, además se incluyen las diferencias producto de precios estabilizados, entre otros [43].

4.2.4 Brechas entre el CMg y el PMM ¿Es sostenible?

Se eligen estos precios porque son 2 de los principales indicadores del mercado eléctrico en Chile. Por un lado, el precio spot o costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara de generación operando en una hora determinada para cada subsistema en el SEN.

Por otro lado, en conformidad con la ley N°20.018, en sus artículos 101 y 101 bis, establece que el precio medio de mercado (PMM) de cada sistema se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión Nacional de Energía (CNE) formado en ventanas de 4 meses, es decir, el PMM es un indicador que representa el precio equivalente de la energía que pagan los clientes libres, a través de un cociente entre lo pagado por los clientes libres de regulación de precio a generadores por suministro y energía demandada en el mismo periodo. Desde el año 2010, para la determinación de los PMM se consideran además las licitaciones de suministro de distribuidoras. Además, el PMM constituye el indexador de los PNCP.

A. Precio spot de energía

La Figura 4-7 muestra la evolución de los CMg en las siguientes barras: Atacama 220 kV, Charrúa 220 kV, Crucero 220 kV, Tarapacá 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Cardones 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Mientras que, la Figura 4-8 muestra la evolución del PMM (o precio medio de contratos), según CNE. Para el periodo de tiempo de enero 2008 a junio 2024.

Precio spot en el SEN entre enero de 2008 y junio de 2024

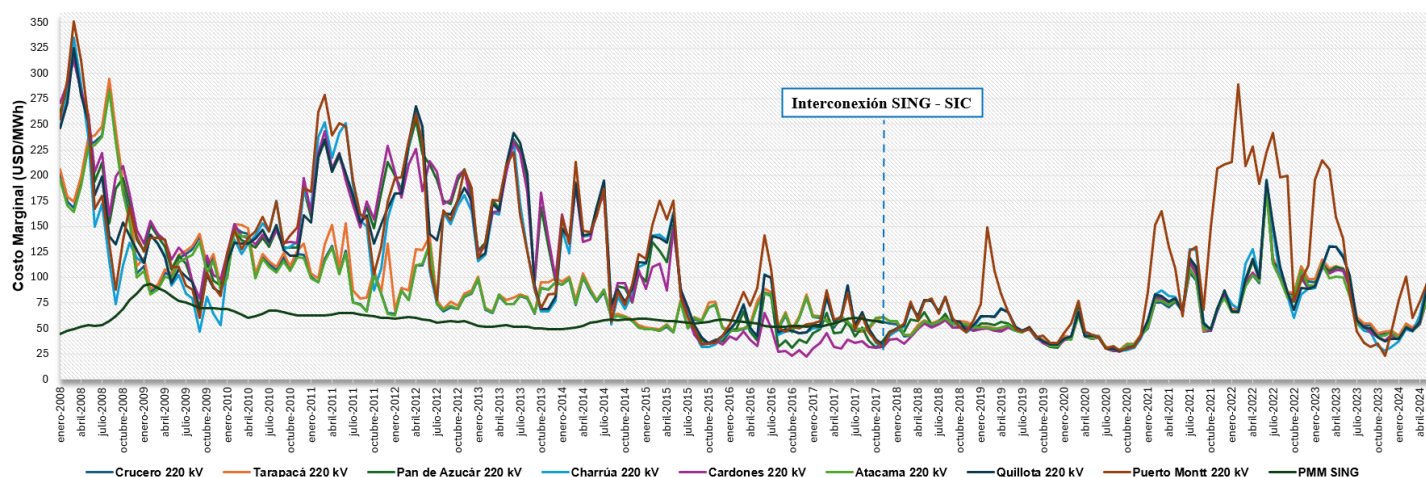


Figura 4-7. Gráfica de los CMg mensuales entre enero 2008 y junio 2024. Fuente: elaboración propia.

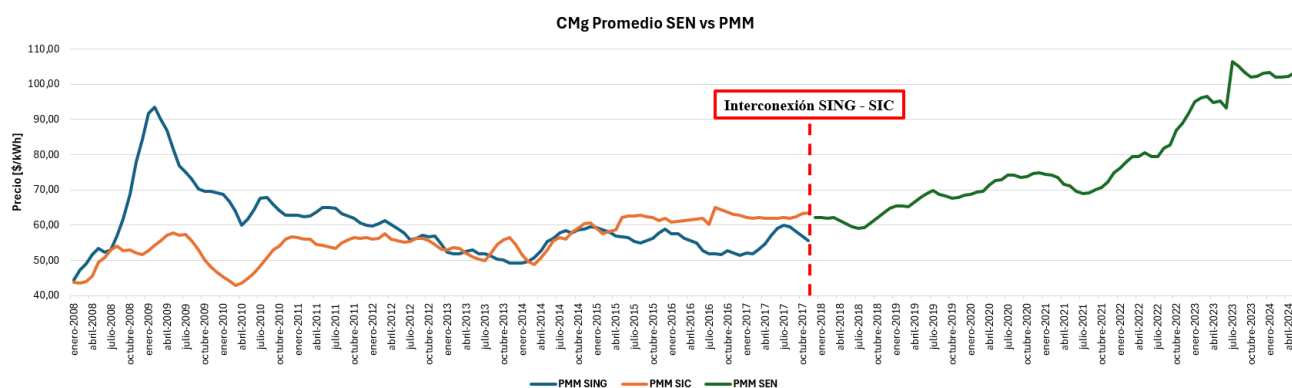


Figura 4-8. Gráfica del PMM entre enero 2008 y junio 2024. Fuente: elaboración propia.

B. Análisis de las gráficas

Para simplificar el análisis, se colocan los datos de las 2 gráficas anteriores en la Figura 4-9, cuya gráfica demuestra la enorme variación que presenta el precio spot promedio vs el precio medio de contratos, lo que hace casi insostenible tener contratos de largo plazo a precio fijo, lo que deja abierta la pregunta hacia formas de indexar el PMM para reducir las brechas con el CMg real.

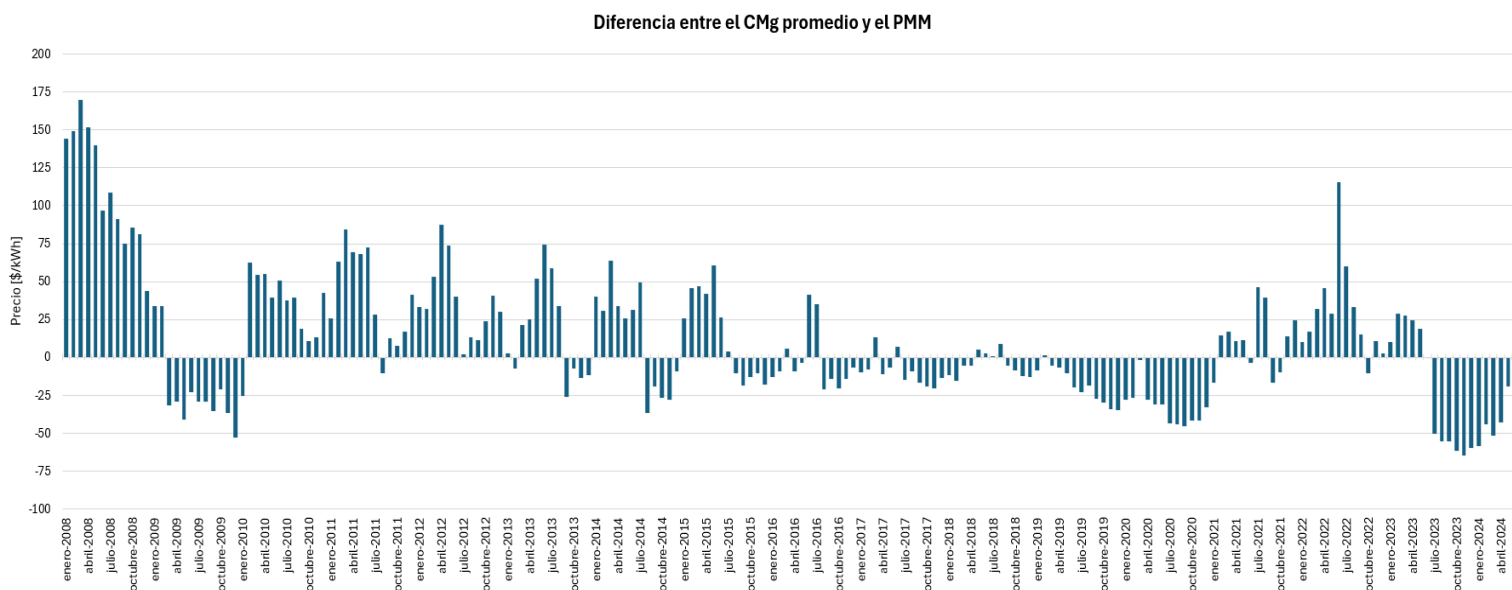


Figura 4-9. CMg promedio vs PMM. Fuente: elaboración propia.

El hecho que el costo marginal tenga una mayor variación en el SEN en comparación con el PMM, se puede traducir en que impacta directamente en la rentabilidad y liquidez económica que perciben las empresas generadoras. Otro punto, es que si se remunera un monto menor a los costos, las empresas pueden no presentar la solvencia económica para producir lo que se estima (con mayor énfasis en las pequeñas generadoras), afectando lo que inyectan a la red y el cumplir su contrato con los clientes libres o distribuidoras. Esto último se traduce, en una ventaja para aquellos que pueden tener la capacidad de proyectarse mejor en el mercado y tener mejores contratos, ubicación en el SEN, las tecnologías de producción más eficientes, etc.

También, es importante reconocer la influencia del poder de mercado en el precio de los contratos que pueden alterar el equilibrio competitivo de corto plazo y si los precios en los contratos están indexados o no al costo marginal. Se desarrolla la ecuación (4.4), que es independiente la tecnología de generación de la unidad generadora.

$$I_g = (CMg_I - CV_g) \cdot E_g + (P_c - CMg_R) \cdot E_c + I_{NP} - ((VI + COM)) + P_{UST} \quad (4.4)$$

Donde,

I_g : Ingreso económico que recibe la generadora.

CMg_I : Costo marginal en el punto de inyección o generación de la energía.

CV_g : costo variable de la generadora.

E_g : Energía inyectada o generada.

P_C : Precio de contrato.

CMg_R : Costo marginal en el punto de retiro o consumo de la energía.

E_C : Energía suscrita en el contrato.

I_{NP} : Ingreso por potencia.

$VI + COM$: valor de inversión y costos de operación y mantenimiento de la generadora.

P_{UST} : Pago por uso del sistema de transmisión.

Este ítem se enfoca en el análisis del término $[(P_C - CMg_R) \cdot E_C]$, que en pocas palabras, se puede interpretar como un rol comercializador del generador, en donde es premiado o castigado dependiendo de su proyección del valor de costo marginal. Se reconocen 2 casos:

- $P_C < CMg_R$: el generador tiene pérdidas de tipo económicas.
- $P_C > CMg_R$: el generador tiene ganancias de tipo económicas.

En conformidad con lo expuesto, queda demostrado como las fluctuaciones en el CMg del sistema afectan a los generadores, y en consecuencia a los clientes, y donde la determinación del mismo juega un rol crucial.

Lo anterior resalta que cuando se realiza un análisis del mercado spot y el mercado de contratos, hay importantes riesgos para los inversionistas de este rubro o negocio de la generación, y que nada garantiza que se obtengan ganancias en la operación, por el contrario, bajo ciertas circunstancias, es esperable obtener pérdidas económicas, las que pueden llevar a la quiebra. Esto evidencia que la percepción que el sistema de precios marginalista genera rentas generosas a los inversionistas, es una opinión que en principio carece de los fundamentos necesarios para ser considerada correcta a todo evento. Un ejemplo real es el caso de la quiebra de la empresa Campanario, la cual en el año 2011 acumuló una deuda de decenas de millones de dólares debido a la necesidad de comprar energía al mercado spot para cumplir sus contratos con las distribuidoras, en tiempos donde el precio spot en el mercado era muy alto y los bloques de energía que necesitaba para satisfacer la obligación contractual era muy grande. Esto plantea un desafío para el actual modelo de mercado que no posee las herramientas para proteger de cierta manera a las pequeñas generadoras.

4.2.5 Proyección del PMM ¿Se habrá dado la señal correcta?

La información que resulta de la proyección de PMM es de interés para incentivar la participación de nuevos inversionistas, los que podrían integrarse al ver una buena señal en el precio hacia el futuro en el mercado eléctrico. Por lo tanto, es importante corregir las posibles distorsiones en las señales de largo plazo si se desea promover una expansión eficiente y confiable del SEN.

El CEN elaboró una proyección del LCOE hasta el año 2030 (Figura 4-10) con información de la planificación energética de largo plazo desarrollado por el Ministerio de Energía y la participación de las tecnologías en la matriz energética lo hizo mediante uso de softwares. Se destaca que el aumento en el costo para desarrollar centrales térmicas, tal vez a proyecciones en el alza de los costos de combustibles y el plan de bajo impacto ambiental, en cambio, se aprecia un costo de inversión de decrecientes en el largo plazo para tecnologías ERNC, tales como la geotérmica y solar, lo que se reflejaría también en sus costos de desarrollo.

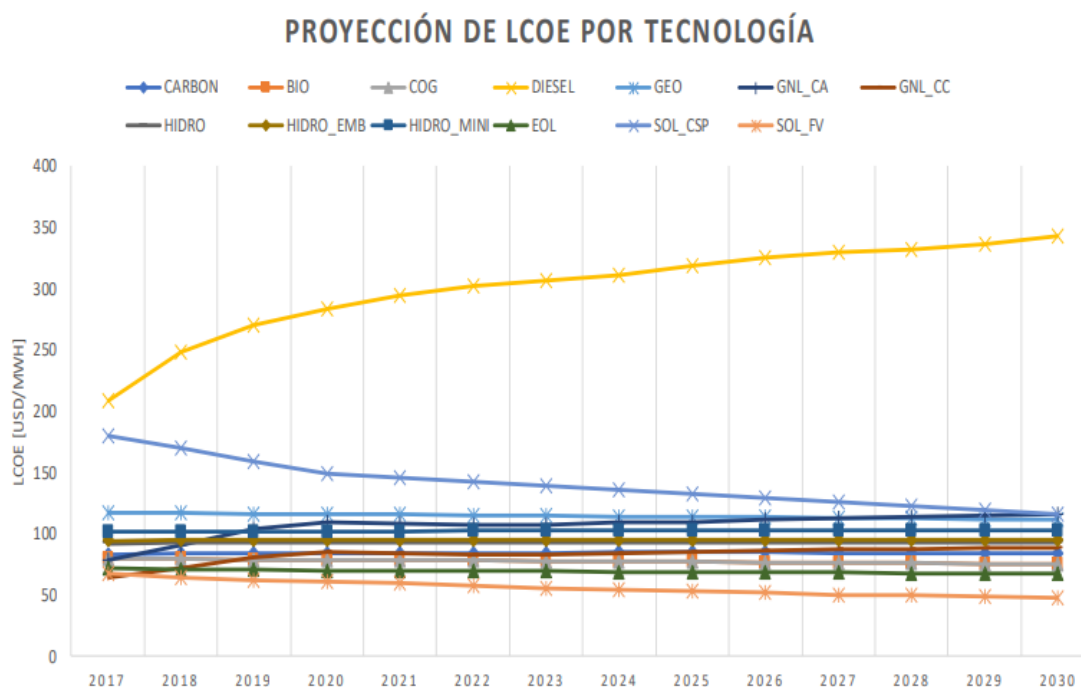


Figura 4-10. Proyección del LCOE en Chile entre 2017 a 2030. [43]

Con el LCOE y la participación en la matriz de generación para los años 2019 y 2030, el CEN estimó el PMM en Chile para los años entre 2019 y 2030. Ahora bien, ya transcurridos casi la mitad del periodo, se puede realizar una comparación con el PMM que ha ocurrido entre los años 2019 y 2024, a fin de verificar si las suposiciones que se tomaron y que formaron la señal para incentivar la

inversión en ciertas fuentes en el SEN fueron las correctas o no. Para ello, se tomaron los datos del PMM real desde la CNE para el periodo comprendido entre enero 2019 y junio 2024.

La Figura 4-11 muestra el contraste entre el PMM proyectado por el CEN y el PMM real.

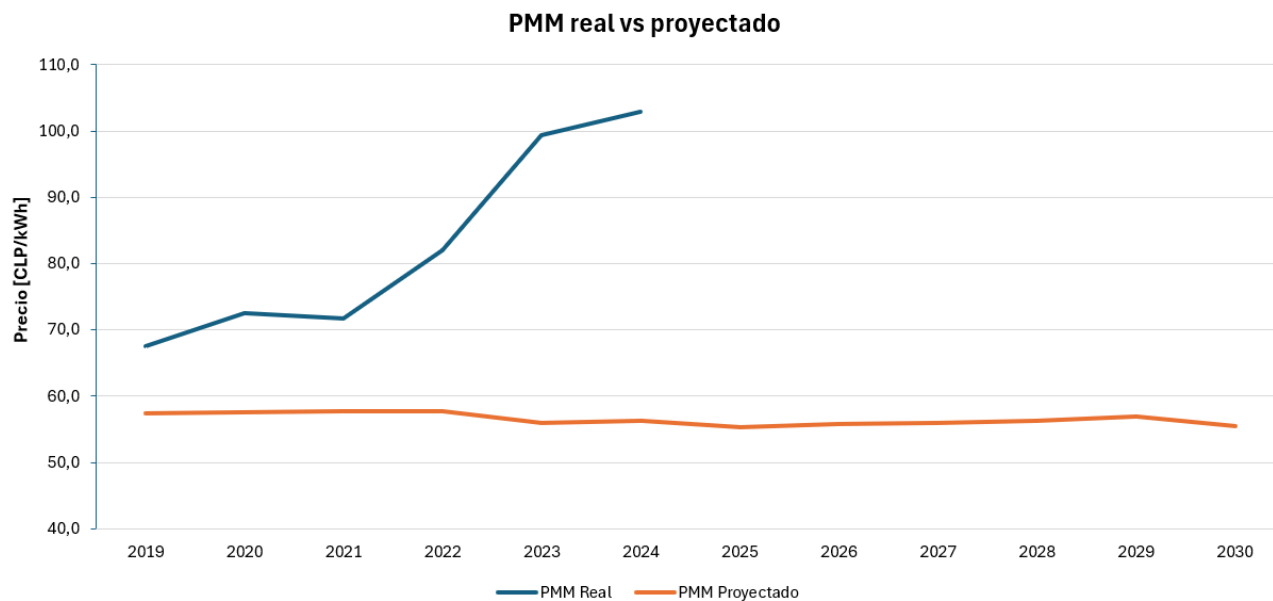


Figura 4-11. Gráfico del PMM real y el PMM proyectado por el CEN. Fuente: elaboración propia.

La explicación de la diferencia del PMM estimado con el PMM real puede deberse al uso la variación interanual de los precios medios de electricidad de acuerdo con la variación promedio histórica del periodo 2007- 2017. Este periodo presenta un contexto muy diferente a la realidad que se vive hoy en día en el SEN, en variables asociadas a costos combustibles, costos no combustibles, consumos específicos y sobre todo al grado real de participación de ERV en la matriz energética.

4.2.6 ¿Chile está en ruta desde la curva tipo pato a la curva tipo cañón?

La curva tipo pato debe su nombre a la forma que tiene la representación gráfica de la demanda eléctrica hora a hora que se caracteriza por tener una rampa de bajada pronunciada durante las horas de menor demanda y una rampa cuya subida es significativa durante las horas de punta. Este fenómeno es transversal en los mercados eléctricos internacionales y Chile no es la excepción, la curva se vuelve relevante en zonas donde se ha incorporado una gran cantidad de generación ERV, como lo son la solar y la eólica.

En la Figura 4-12 está la proyección hecha por Valhalla Energía para Chile entre los años 2016 y 2025, evidenciando que incorporar cada vez más ERV en la matriz energética nacional es directamente proporcional a que la curva tipo pato cada vez sea vuelva más complicada de gestionar

(aumenta el lomo del pato). Se destaca el hecho de que para el año 2025, la curva entraría en números rojos si es que no se hace nada para frenar los efectos negativos, donde los desafíos principales son 2:

- Aprovechar ese exceso de generación solar en las horas del día, lugar de verter la generación o reducir la capacidad de generación apagando unidades fotovoltaicas para mantener el equilibrio.
- Reducir el riesgo de no cubrir la demanda en horarios críticos durante la tarde cuando el aporte de la energía solar decrece y la demanda sube. Lo cual se puede poner “más feo” con un matriz energética con más centrales ERV y sobre todo con gran participación de sistemas de baterías.

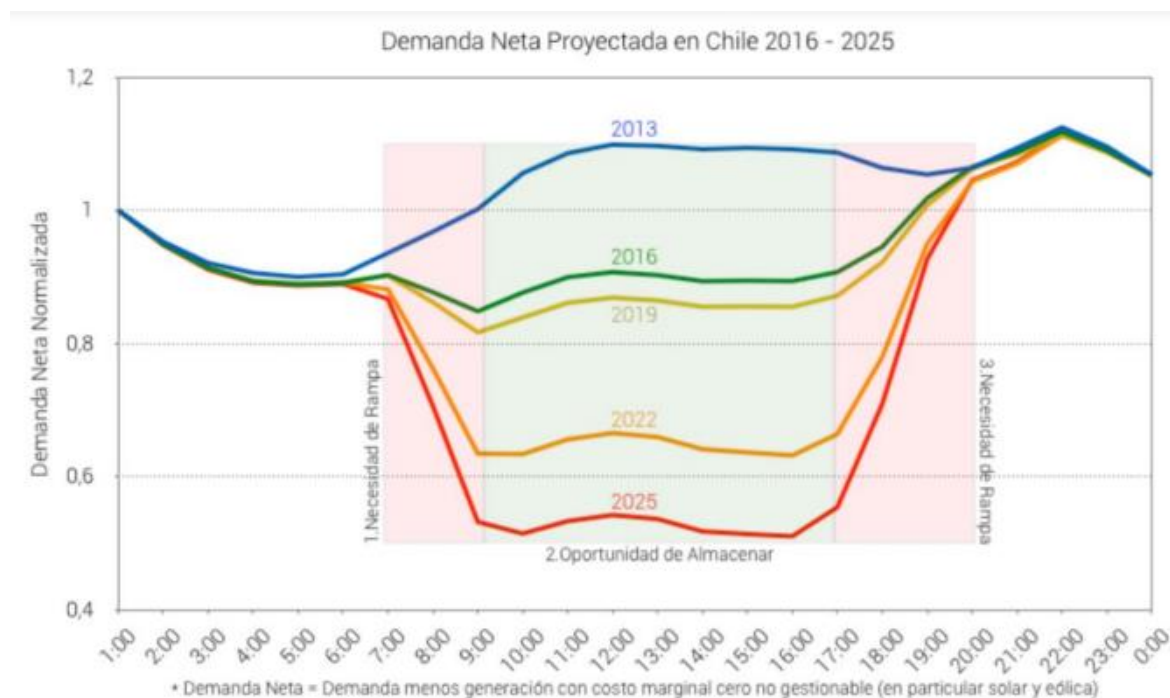


Figura 4-12. Proyección de la curva tipo pato en Chile entre 2016 y 2025. [49]

Una solución que se baraja para vencer los efectos negativos de la curva es el almacenamiento. Tomando el exceso de energía solar durante el mediodía, en lugar de provocar vertimientos, reducciones de generación o simplemente apagar unidades completas y poner ese exceso de energía en una batería. Para luego, en horas de la tarde cuando se necesite esa energía, se descarga la batería para cubrir esa rampa. La situación es beneficiosa para todos y ayudaría a suavizar la curva.

Actualmente en Chile, ya se han realizado proyectos de BESS y otros están en proceso de construcción, aunque la capacidad instalada no es suficiente para lograr los beneficios deseables y notorios en el SEN [37]. No obstante, con el pasar del tiempo Chile podría llegar a tener un panorama similar a lo que ocurre hoy en día en el CAISO, donde aparece la denominada “curva tipo cañon”, que en palabras simples es la formación de rampas con pendiente teniendo a casi un ángulo de 90° en los

determinación del costo de esa energía en tiempo real. En definitiva el beneficio de tener un mercado eléctrico más granular se traduce en una mayor eficiencia del mismo, en términos de transacciones económicas y de energía, debido al refuerzo positivo en la gestión correcta de los recursos disponibles.

Además el mejoramiento de la granularidad contribuye a generar una señal de precios que represente mejor la situación real del mercado, fomentando la participación de nuevos inversionistas. Sin embargo, el tener una mayor granularidad requiere de mayores costos de inversión en tecnología para complejizar los procesos y un compromiso mayor de todos los agentes.

Otro efecto positivo en la incorporación de mayor granularidad se da en el contexto del despacho de unidades y la gestión de la reserva. La desviación de la frecuencia del sistema, junto con despachos en bloques no tan granulares pueden conducir a un uso ineficiente de las reservas disponibles en el propio sistema, llevándolas a actuar cuando podría evitarse mediante un manejo más fino en la representación del consumo que hace la demanda, es decir, hacer las mediciones y las operaciones respectivas en el mercado en tiempo más cortos. En la Figura 4-14, se muestra la situación europea cuando no había tanta granularidad, lo que se alinea perfectamente con la condición de Chile.

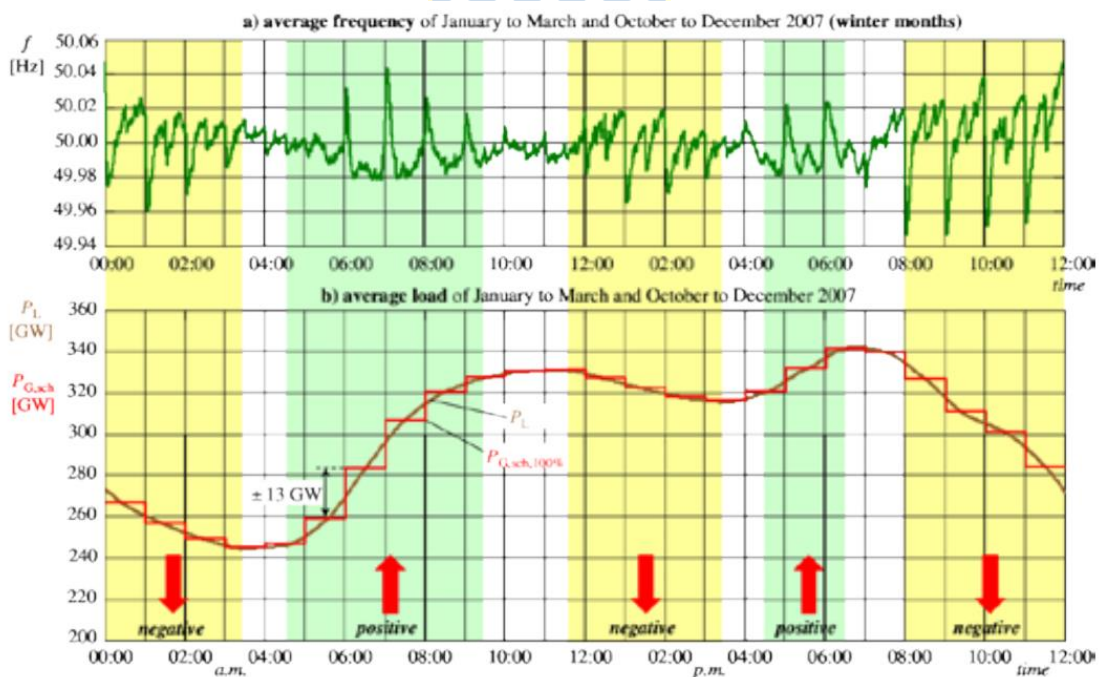


Figura 4-14. Excursión de la frecuencia en mercados eléctricos europeos. [51]

Ahora bien, la pregunta que surge es ¿Cuál es el bloque horario más eficiente para un mercado eléctrico que quiera incorporar mayor granularidad? La respuesta recae en una optimización del costo y beneficio de implementar una mayor granularidad. Para entrar en detalle, es relevante primero

analizar dos mecanismos de corto plazo en la operación del mercado, el DAM y el mercado intradiario de energía, que operan en el mundo y aterrizar eso al contexto chileno.

El DAM se adoptó por la mayoría de los mercados a nivel mundial (Chile lo posee), cuando se determinó que el periodo de tiempo “óptimo” para realizar una buena proyección de la demanda, a la vez que se identificaban las unidades generadoras que despacharían para suplirla, era de un día en adelante. Sin embargo, muchos factores que condicionan la operación del DAM no son las mismas desde hace algunos años (intermitencia en la generación, demanda sensible, limitaciones a unidades térmicas, entre otras ya analizadas), lo que implica pensar que el DAM cada vez se aleja más de ese óptimo para tomar decisiones relativas al compromiso de unidades generadoras, dejando la sensación de que esas decisiones claves para una operación segura del sistema deban ser tomadas en bloques de tiempo más chicos.

Lo anterior introduce a los llamados mercados intradiarios, los cuales operan entre el DAM y el instante de entrega de la energía para tener un manejo más fino entre una generación y una demanda cada vez más variables. Ahora puede parecer deseable llevar el bloque al extremo, es decir, prácticamente minuto o menos, para aprovechar de comerciar hasta el último segundo posible. Sin embargo, esto es muy poco viable y engorroso en la práctica, en temas de coordinación entre la resolución del mercado intradiario y la operación real del sistema, por ende es necesario considerar también un tiempo para que el operador del sistema pueda realizar los procedimientos de verificación pertinentes (Por ejemplo: simulaciones de flujo de potencia) y así tener la confianza de que se tomaron las decisiones correctas sin comprometer la seguridad e integridad del sistema, luego aprobar ese programa de despacho, y finalmente comunicarle las instrucciones a cada unidad generadora. Un dato que complementa esto último es, que en Europa la operación de los mercados y la operación del sistema están a cargo de entidades diferentes (Capítulo 3 referente al Nord Pool), lo que si bien ayuda a dividir tareas, complejiza el tema de traspaso de información, lo que se traduce en tiempo.

Del párrafo anterior, se tiene claro que el bloque de granularidad óptimo debe cumplir con ser bastante menor a un día y dejando un margen suficiente para que el operador del sistema pueda dar garantías de una operación segura. La Figura 4-15 ilustra con mayor detalle como conformar una estructura de mercado con soluciones flexibles ante las ERV, dónde se recomienda acciones en la operación intrahoraria, la cual debe estar entre los 30 minutos hasta 5 minutos antes de la operación real. Después de ese tiempo sólo el operador del sistema puede modificar los programas de producción que son entregados por el operador del mercado. En el caso de Chile, el CEN es ambas entidades.

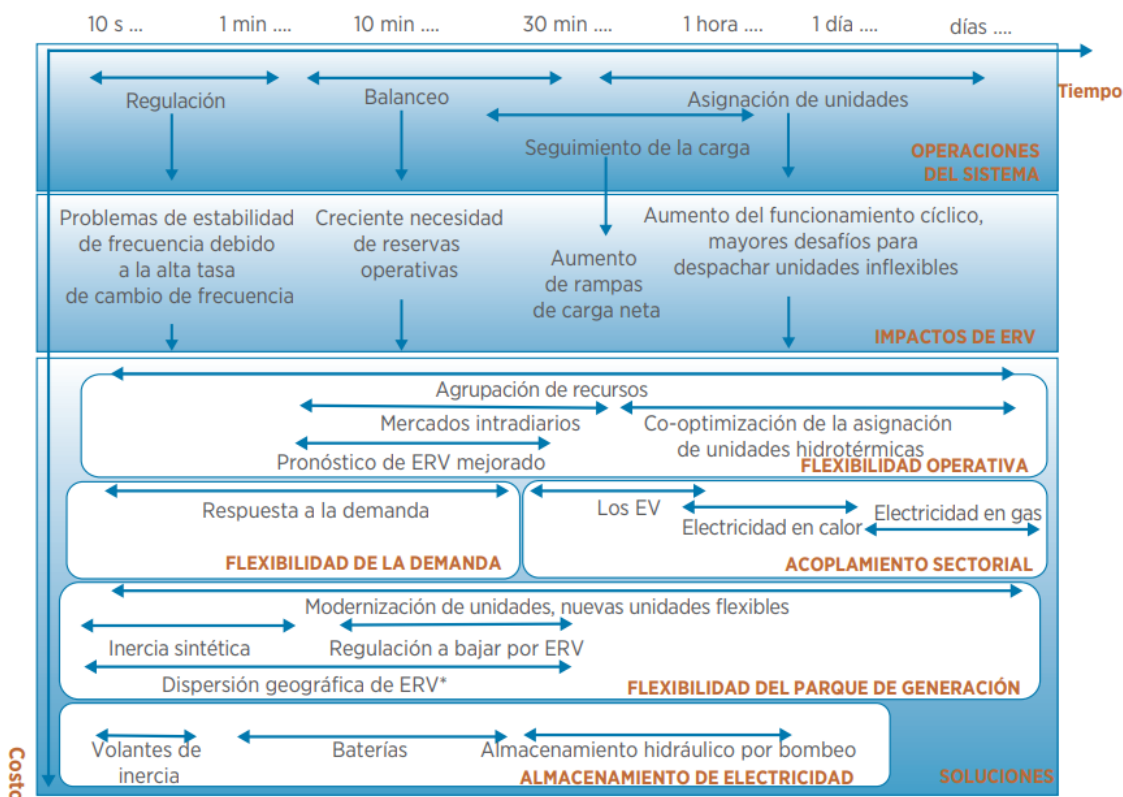


Figura 4-15. Tratamiento de ERV en el tiempo con soluciones de flexibilidad. [47]

En Chile, los 2 principales mercados son el DAM y el de contratos bilaterales de tipo financiero, o sea no hay un RTM como tal. El mercado spot se basa en una estructura marginalista, es decir en costos marginales, los cuales guardan una estrecha relación con los costos combustibles, por lo que deja primeros en la lista de mérito a los generadores eólicos y solares, que presentan una respuesta con mucha variabilidad en su nivel de generación. ¿Cómo enfrenta esto Chile, en relación a los pronósticos sin un RTM? Según la NTCyO en su Artículo 7-7, exige que todos los coordinados que exploten centrales ERV (tanto eólica como solar) deben enviar información de sus pronósticos de producción de energía con la periodicidad requerida en cada caso para que el CEN implemente un pronóstico centralizado [44].

Para centrales eólicas, la NTCyO de 2021 establece que :

- Por una parte, la predicción meteorológica del lugar de ubicación del parque eólico comprende un bloque horario para las próximas 48 horas con un actualización cada 6 horas y las informaciones que debe contener son la velocidad y dirección del viento, la temperatura y la presión atmosférica.
- Por otro lado, están los pronósticos de generación de los parques eólicos, que se dividen en las 4 categorías mostradas en la Tabla 4-1.

Pronósticos	Margen horario	Actualización	Probabilidad de ocurrencia
Corto plazo	Siguientes 12 horas	Horaria	25%, 50% y 75%. El CEN puede solicitar otras
Día siguiente	Siguientes 48 horas	Cada 6 horas	25%, 50% y 75%. El CEN puede solicitar otras
Semanal	Siguientes 168 horas	Cada 24 horas	50%. El CEN puede solicitar otras
Ocurrencia de rampas en el corto plazo	Siguientes 12 horas	Horaria	La variación se considerará significativa tanto por su magnitud como por su velocidad de variación

Tabla 4-1. Pronósticos definidos en la NTCyO para parques eólicos. Fuente. elaboración propia.

Para centrales solares, la NTCyO de 2021 establece los solo 2 pronósticos (Tabla 4-2).

Pronóstico	Margen horario	Actualización	Probabilidad de ocurrencia
Día Siguiente	Siguientes 48 horas	Cada 12 horas	50%. El CEN puede solicitar otras
Semanal	Siguientes 168 horas	Cada 24 horas	50%. El CEN puede solicitar otras

Tabla 4-2. Pronósticos definidos en la NTCyO para parques solares. Fuente: elaboración propia.

Si bien, el Artículo 7-7 de la NTCyO especifica que los coordinados asociados a la operación de centrales eólicas y solares deben procurar minimizar el error en cada uno de los pronósticos que envían al CEN, no se menciona una cuantificación del margen de desviación (error) permitido para que el informe sea considerado como aceptable, siendo esta falencia mucho más notoria en los parques eólicos debido a la mayor probabilidad de ocurrencia de rampas en su nivel generación durante el día.

Por lo tanto, el margen de error de los pronósticos quedaría sujeto principalmente a las siguientes características de los coordinados: la capacidad tecnológica (tanto en cantidad como en sofisticación), la cantidad de personal, la solvencia económica, el grado de compromiso que tengan, entre otras. Claramente las condiciones no son las mismas entre una gran empresa y una pequeña empresa que intenta sobrevivir en el mercado a la hora de generar “pronósticos de alta confianza”.

En la situación actual del mercado, conviene revisar la normativa vigente, con el fin de analizar si requieren mejoras para poder incorporar mayor granularidad temporal y también espacial. Potenciar la rigurosidad en la elaboración de los pronósticos es clave (bajos márgenes de tolerancia al error para evitar la propagación y ver la posibilidad de aumentar la frecuencia de actualización) porque es el primer eslabón de la cadena y se requiere que la información sea lo más precisa posible, y así representar los costos de oportunidad reales que pueden surgir inesperadamente tanto temporalmente como geográficamente, a fin de que el CEN baraje mejor las opciones que hay, en relación con los recursos disponibles para cumplir con el principio de operación a mínimo costo que se establece en el Artículo 72-1 de la LGSE.

4.2.8 Imprecisión en el cálculo de la potencia de suficiencia de las ERV

Existe la posibilidad que la normativa vigente, en base a métodos determinísticos para el cálculo de potencia de suficiencia, no estaría capturando de forma correcta la contribución a la confiabilidad real de las distintas tecnologías, especialmente de tipo ERV.

La demanda máxima utilizada para determinar los pagos de capacidad agregada se calcula como la demanda promedio durante las 52 horas con los niveles de demanda más altos durante un año. Estas 52 horas luego se utilizan como un intermediario para determinar las horas con el LOLP más alto del sistema. Si bien esta heurística fue una buena aproximación para encontrar los períodos con el LOLP más alto para los sistemas de energía con una gran proporción de generación a partir de unidades térmicas, no es necesariamente una buena regla para los sistemas con proporciones crecientes de generación a partir de recursos hídricos, eólicos o solares, como es el caso de Chile.

La pregunta fundamental es la siguiente: si un desarrollador planea construir un proyecto renovable de 100 MW ¿Cuántos MW puede vender como capacidad? Este problema de “acreditación de capacidad”⁷ es un desafío clave en todos los mercados de capacidad.

Por ejemplo, con proporciones crecientes de generación variable e impredecible de la generación solar, los períodos con el LOLP más alto muestran más coincidencia con las horas máximas de demanda neta (es decir, demanda menos generación eólica y solar) que con las horas máximas de demanda [26]. En mérito de lo anteriormente expuesto, se destaca la necesidad de reemplazar los métodos determinísticos para el cálculo de potencia de suficiencia, que es la metodología actualmente utilizada en Chile, por métodos probabilísticos que sean aceptados por la comunidad internacional, visto como una oportunidad de mejora a la metodología actual.

Adicionalmente, cabe mencionar que, en Chile, no hay un objetivo de confiabilidad claro. Aunque la regulación actual hace referencia a índices como la pérdida de probabilidad de carga (LOLP), no hay un objetivo de confiabilidad explícito al que aspirar.

En resumen, en la actualidad, no existe una definición regulatoria/normativa sobre este aspecto, ni siquiera de carácter indicativo. Asumiendo que todo el riesgo se concentra en 52 horas de mayor demanda, lo cual fue acertado con una matriz predominantemente térmica. Además, el criterio actual no considera efectos ni de la variabilidad ni de la incertidumbre de ningún tipo de recurso en la suficiencia, siendo que cada vez hay más participación de centrales ERV en la matriz energética.

⁷ Entiéndase la expresión “acreditación de capacidad” como un valor de capacidad firme o confiable de la unidad generadora que presenta una alta tasa certeza, y que al mismo tiempo, es coherente con su disponibilidad real.

Capítulo 5. La asesoría de ECCO Int. al CEN

5.1. Introducción

Chile está viviendo un momento, en el cual la incorporación a gran escala de nuevas tecnologías de generación ERV y sistemas de almacenamiento son una realidad. La teoría marginalista que ha operado en Chile desde los inicios del mercado eléctrico, se ve desafiada por este cambio en la matriz energética nacional. Por ello, desde el CEN se ha licitado a la experimentada consultora ECCO International, la realización de un estudio que brinde los detalles necesarios para avanzar hacia un mercado eléctrico basado en ofertas, y eventualmente lograr la transición completa.

En este capítulo, se aborda la asesoría de 8 meses realizada por ECCO International al CEN [43]. Por un lado se tratan temas externos a la propuesta, tales como, cuál es el propósito de su licitación, qué beneficios trae a los agentes e inversionistas y quién se hizo cargo del costo.

Por otro lado, se analiza el documento físico de 585 páginas, apuntando a las metodologías internacionales y los elementos que se deben mantener del funcionamiento actual para llevar a cabo una modernización del modelo de mercado. También se analiza el impacto de su implementación.

5.2. Análisis externo de la propuesta

En esta sección, se plantean preguntas relacionadas a la asesoría de ECCO, con una visión externa y general, cómo primer paso para dar una orientación hacia la finalidad de la misma.

5.2.1 ¿Quién paga la asesoría?

El presupuesto anual del CEN, en conformidad con el artículo 212°- 13 de la LGSE, establece que la financiación se realiza con el Cargo por Servicio Público (CSP) que se incorpora a usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios del SEN. El cálculo del CSP para cada año, incluye, los excedentes presupuestarios acumulados a diciembre del año anterior, según indicaciones mediante una Resolución Exenta desde la CNE antes del 19 de noviembre de cada año, por lo tanto el presupuesto del CEN es revisado y aprobado por la CNE.

La asesoría de ECCO International Inc., que duró 6 meses, costó aproximadamente MM\$ 190, este monto se consideró en la sección de “Gastos en Compras de Bienes y Servicios” del CEN [43].

Por lo tanto, con la información presentada, se da a entender que la totalidad del monto pagado a ECCO es provisto por los generadores y distribuidores, los que a su vez recaudan el dinero por concepto de CSP desde los consumidores finales, indistintamente si estos son libres o regulados.

5.2.2 ¿Qué se busca con esta asesoría (expectativa)?

La respuesta busca identificar a grandes rasgos describir las especificaciones técnicas que requiere el CEN en el contexto de una transición energética que involucra una matriz 100% renovable. Dicha condición trae desafíos en términos de seguridad y estabilidad en la operación del SEP. La cantidad de proyectos previstos relacionados a ERV, que actualmente se encuentran en construcción, conllevan desafíos operacionales tanto en la puesta en marcha como en la correcta gestión de los recursos en el día a día. Otro punto es el relacionado al cierre de las centrales a carbón, lo cual avanza hacia un sistema cero emisiones, fomentando la adopción de otro tipo de tecnologías.

El Coordinador en su hoja de ruta, ha señalado como necesaria la adopción de esquemas de mercado ampliamente utilizados a nivel internacional sobre la base de ofertas de energía y SSCC con despacho vinculante y pagos relativos a capacidad [43].

El mercado de corto plazo del SEN es un mercado mayorista centralizado multinodal (pool) basado en costos auditados y con una programación de la operación del día anterior, en el cual los agentes del mercado declaran y justifican ante el CEN, la información relevante de sus medios de generación, como costos variables de operación y características técnicas.

Por todo lo anterior, el diseño deberá considerar reglas de formación de ofertas para las unidades generadoras, sistemas de almacenamiento, agentes del lado de la demanda, entre otros, con el objetivo de garantizar una operación segura, eficiente y que mitigue los riesgos de ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes.

Adicionalmente, se debe establecer una hoja de ruta óptima para la transición, con hitos intermedios, y considerando un horizonte máximo de 7 años para alcanzar la operación completa del modelo de mercado propuesto. Asimismo, además del marco regulatorio sectorial vigente, se deberá tener en consideración, las modificaciones en curso a la normativa medioambiental o cualquier otra política pública trazada para los próximos años, que pudiera afectar el desarrollo del mercado mayorista.

La asesoría permitirá definir las características cruciales sobre cómo adaptar y crear un sistema de ofertas, a la vez que se fomenta la competencia entre los diversos actores del mercado eléctrico.

5.2.3 ¿Qué beneficios conlleva esta asesoría?

Entre los beneficios que contiene la propuesta se pueden resaltar los siguientes:

- Se busca aumentar la participación de la demanda, ya que el diseño elaborado por ECCO plantea agregar a la demanda (consumidores) como parte del mercado de corto plazo, algo que en la actualidad simplemente no existe. Esto podría contribuir a una mayor eficiencia del mercado. Este beneficio se desprende del formato de ofertas del DAM y RTM. Más detalles del proceso se encuentran en el Anexo A, el cual ejemplifica la mayor respuesta de la demanda.
- Se incorporarían medidas de ayuda ante congestiones en el sistema de transmisión que permiten una mayor rentabilidad a pequeñas empresas generadoras, con el fin de evitar que fracasen en sus inversiones y se vean forzadas a salir del mercado, teniendo presente que las grandes empresas pueden tener la solvencia económica para enfrentar las congestiones, como por ejemplo, teniendo más unidades en diversos puntos del país. Este beneficio se desprende de la incorporación de las herramientas FTR y CfD, revisar esos ítems.
- Otro punto es garantizar una mejor gestión del riesgo que podría permitir a los usuarios finales tener precios menores en el largo plazo, puesto que la gestión del riesgo es esencial para dar la señales correctas e incentivar la inversión de agentes privados, en generación, almacenamiento, transmisión, entre otros. Este beneficio se desprende de la adopción de las herramientas FTR y CfD, revisar esos ítems.
- Tener mayor certeza del valor de la potencia de suficiencia que aportan al SEN las centrales ERV. Este beneficio se desprende del uso de la metodología ELCC para la potencia de suficiencia.
- Potenciar la participación de las centrales hidroeléctricas mediante ofertas en el mercado. Este beneficio busca otorgar un costo de oportunidad “más realista” a este tipo de centrales, debido a que, hoy en día no poseen un poder de decisión influyente sobre su propia participación en el mercado eléctrico en términos de su nivel de generación.

5.3. Análisis interno de la propuesta: los elementos claves detrás del diseño

En esta sección, se entregan lineamientos respecto a las características transcendentales que se deben mantener y las herramientas de uso internacional que son requeridas para una actualización de la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico nacional, según ECCO la implementación de los cambios sugeridos de manera gradual desembocará en un mercado eléctrico basado en ofertas robusto. Un sello distintivo y transversal en el diseño presentado es la mayor capacidad de respuesta a la demanda y la participación de nuevos agentes en el mercado, como por ejemplo, los financieros.

Téngase presente que la propuesta de ECCO cuenta con el análisis de la experiencia de los siguientes mercados de Estados Unidos: CAISO, PJM, ERCOT e ISO New England.

5.3.1 Elementos que se mantendrán en el mercado eléctrico

ECCO Int. recomendó que los siguientes elementos se deben mantener, además se comentan los cambios más significativos que fueron sugeridos por la consultora al CEN.

A. *Co-optimización de energía y reserva*

En primer término, se hace la distinción entre el mercado de energía y el mercado de SSCC. El primero tiene el objetivo de garantizar la disponibilidad de generación para suplir y seguir la demanda de energía horaria prevista para un horizonte de tiempo determinado, mientras que el segundo tiene por objetivo disponer de recursos para cubrir los desbalances que se producen en la operación en tiempo real producto de desviaciones de demanda neta (errores de predicción ERNC o demanda) o eventos intradiarios no previstos, en el mismo horizonte de tiempo. La Figura 5-1 describe lo anteriormente comentado.

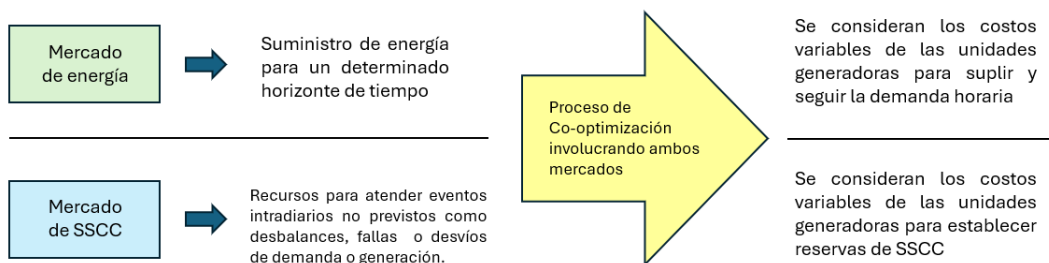


Figura 5-1. Representación esquemática del funcionamiento del mercado de energía y SSCC. Fuente: elaboración propia.

Como resultado de la co-optimización de energía y reserva para el control de la frecuencia, considerando todas las restricciones del sistema, se obtiene un lista de orden de mérito, la cual se usa para determinar las unidades que operan y enviar las debidas instrucciones a las empresas respectivas, garantizando la operación segura del SEN y a mínimo costo.

ECCO Int. recomienda el uso del algoritmo denominado SCUC⁸, el cual selecciona los recursos basándose en la minimización de los costos totales de producción (o costos de oferta) y teniendo presente la capacidad de entrega física del sistema de transmisión, contemplando todas las limitaciones y restricciones asociadas a los recursos durante un horizonte de tiempo determinado. Como resultado, el SCUC determina el estado de comisionamiento óptimo de cada unidad en el sistema, junto con el respectivo cronograma de despacho de los recursos de generación.

Como comentario adicional, el SCUC no fija el precio de la energía reactiva, pero la considera en el modelo completo de la red. No obstante, en Chile, la energía reactiva está bastante bien regulada.

⁸ SCUC: Security Constrained Unit Commitment (Compromiso de unidades con restricciones de seguridad).

B. Arquitectura de mercado nodal

En un mercado nodal, la energía se comercializa y se fija según precios en lugares específicos, conocidos como nodos, distribuidos a lo largo de la red, en lugar de compensarse a nivel regional. Esta estructura nodal brinda al SEN la posibilidad de calcular los precios con un gran nivel de granularidad espacial versus otras metodologías como son los precios de áreas, ya que se obtienen precios marginales por ubicaciones muy acotadas.

Los precios nodales proporcionan un diagnóstico detallado y preciso del SEN. Puesto que los precios pueden variar en diferentes nodos a raíz de diversos factores como la demanda, las limitaciones de transmisión y los costos de generación. Esto permite al CEN tomar decisiones con información más precisa a la hora de gestionar y asignar eficientemente los recursos presentes en el mercado para cumplir con un cronograma de despachos a mínimo costo (seleccionar los generadores más barato por ubicación). Todo lo anterior también mejora la eficiencia operativa del mercado.

ECCO Int. recomienda mantener esta arquitectura nodal del SEN, sin mayor cambio.

C. Fijación de precios tipo LMP

El LMP o precio spot de la energía se calcula en todos los lugares de generación y consumo, en otras palabras, cada nodo del SEN posee un precio marginal, expresado en dólares por megawatt-hora. Estos precios son calculados desde el CEN; actualmente se manejan con una resolución horaria. El LMP es un enfoque de fijación de precio que considera el costo variable de generación y las pérdidas en el sistema de transmisión (factores de penalización).

Existen dos LMP en la operación actual del mercado. El primero, es una versión preliminar, de carácter no vinculante que se da en el DAM durante la programación de la operación para obtener la lista de orden de mérito. La segunda versión, resulta a partir de la operación real del SEN, en la que se determinan los LMP definitivos (ex-post), estos se conocen típicamente uno o más días posteriores a la operación. Esto evidencia que no hay vinculación financiera entre el DAM y la operación real.

ECCO Int. recomienda encarecidamente adoptar un LMP nodal financieramente vinculante tanto en el DAM como en el RTM, puesto que es fundamental para que las demás funciones del mercado operen correctamente. Además, este LMP se compone de tres partes: un costo marginal de energía del sistema (SMEC), un costo marginal de las pérdidas y un costo marginal de congestión.

- Costo marginal de energía del sistema: refleja el costo marginal de proporcionar energía desde una ubicación de referencia a otra, es un valor base para el sistema.
- Costo marginal de las pérdidas: representa las pérdidas marginales de potencia real medida en cada nodo y la distribución de la carga.

- Costo marginal de congestión: este componente se calcula en base a una combinación lineal de los precios sombra⁹ de todas las restricciones vinculantes en la red, cada uno multiplicado por un factor de sensibilidad del flujo de energía AC para cada hora en el DAM y cada intervalo de 15 minutos en el RTM. Puede ser positivo o negativo.

Como comentario adicional, se mantiene el hecho que, tanto a una generadora como a la demanda, se les paga y cobra, respectivamente, según el LMP en su ubicación de conexión.

D. Contratos físicos y financieros a largo plazo (PPA)

La Ley N°20.805 en su Artículo 131, establece que la CNE deberá llevar a cabo un proceso de licitación pública y con una antelación de 5 años a la fecha de inicio del suministro, con el objetivo de que las empresas de distribución de energía efectúen contratos de suministro de energía a largo plazo. Esto les permite satisfacer la totalidad del consumo que realicen sus clientes sometidos a regulación de precios. Las concesionarias deben monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente, e informar semestralmente a la CNE.

ECCO Int. recomienda que los PPA se liquiden como un CfD, que se daría por la diferencia entre el precio promedio de largo plazo en los contratos adjudicados en la subasta (precio de ejercicio) y el precio spot horario. También se propone que entidades financieras puedan participar en el mercado de contratos, con el propósito de aumentar la liquidez del propio mercado.

Por otra parte, ECCO Int. sugiere la creación de un mercado de contratos a plazo de energía estandarizados, que se negocien en el mercado extrabursátil¹⁰, y que podría estar a cargo del CEN o la CNE. Este mercado brindaría transparencia y facilitaría la gestión del riesgo, al tratarse de un mercado que se despeja de manera centralizada, dejando en el anonimato a los participantes. Esto debido a que un mercado despejado centralmente permite un desacople entre el riesgo del precio de la energía y el riesgo crediticio¹¹ de los participantes. En definitiva, se genera un mayor acceso de los participantes más pequeños.

Como comentario adicional, los PPA otorgan beneficios tanto para el consumidor como para el inversionista o proveedores de energía: permite invertir en nuevos activos gracias a la certidumbre de ingresos a largo plazo que proporciona, especialmente se puede ver potenciada la inversión en

⁹ Los Precios Sombra incluyen en el cálculo los impactos de las adjudicaciones virtuales (tanto oferta como demanda) sobre las restricciones vinculantes en el sistema.

¹⁰ El mercado extrabursátil es aquel en el que los valores se negocian a través de una red de corredores en lugar de hacerlo en una bolsa centralizada.

¹¹ El riesgo crediticio se refiere al riesgo de que un prestamista no reciba el capital y los intereses adeudados, lo que da como resultado una interrupción de los flujos de dinero. Básicamente, que el prestatario no pueda pagar.

nuevos activos bajos en carbono como son las ERV, permite garantizar la electricidad a un precio razonable y estable, y permite reducir el ejercicio del poder de mercado.

Además, al separar el riesgo de suministro (y precio de la energía) del riesgo crediticio, se pueden atacar de forma independiente. Por un lado, el mercado físico se le puede encomendar al CEN; mientras que, el mercado financiero se encomienda a entidades bancarias o brókeres, para que dichas entidades faciliten la negociación en los productos derivados¹², como sucede en Europa (Nord Pool maneja sólo la parte física y Nasdaq toda la parte financiera). Los derivados financieros pueden utilizarse para mitigar el riesgo (cobertura) o asumir el riesgo con la expectativa de una recompensa proporcional (especulación).

¿Por qué es necesario separar lo físico de lo financiero? Los CfD son instrumentos financieros cuyo precio se basa en un activo subyacente: acciones, índices, futuros, materias primas o divisas. Cuando se operan estos contratos no se posee el activo subyacente sino que se especula con su precio, tanto al alza como a la baja. Por lo tanto, se deduce que la negociación de los CfD no guarda mucha relación con el ámbito reglamentario asociado al mercado de energía eléctrica presente en Chile, el cual busca suministrar electricidad, con un enfoque centrado en confiabilidad, seguridad y a mínimo costo. A raíz de esto, los CfD parecen más bien un complemento del actual formato de mercado.

En síntesis, se necesita una operación separada para mantener el modo tradicional de producción y consumo de energía a cargo del CEN, el cual debe garantizar el suministro físico de energía eléctrica. Por otro lado, la parte financiera (no asociada con suministro de energía) se manejaría de manera independiente del CEN, siendo operada por una bolsa de valores especializada, en la cual los participantes pueden realizar transacciones desvinculadas de obligaciones físicas.

E. Mercado tecnológicamente neutral

Un enfoque de neutralidad tecnológica, quiere decir que cada MW de capacidad, independientemente del tipo de central generadora, respuesta a la demanda o de sistemas de almacenamiento, se trata de la misma manera y se remuneran con un precio uniforme. Al tener precios uniformes, estos reflejan el costo marginal de agregar nueva capacidad al sistema. El actual mercado energético que opera en Chile es tecnológicamente neutral en sus pagos.

En relación al mercado de SSCC, la Ley N°20.936 establece que cualquier instalación que cumpla con los estándares y requisitos exigidos para la provisión de cada tipo de SSCC es calificado

¹² Un derivado es un instrumento financiero cuyo precio se basa en un activo diferente, los más populares son los swaps, forward, divisas y CfD.

como un posible prestador. Por tanto, el mercado de SSCC también es tecnológicamente neutral en cada una de sus categorías.

ECCO Int. recomienda mantener el criterio de neutralidad tecnológica en el mercado eléctrico.

5.3.2 Elementos que se deben implementar en el mercado eléctrico

ECCO Int. sugiere incorporar los siguientes elementos de uso internacional para avanzar hacia un diseño óptimo de mercado en Chile, ya que la consultora considera que son pilares fundamentales, y se deben instalar todos para lograr los objetivos de integración de ERV, descarbonización y eficiencia del mercado. A continuación, se comentan de manera breve cada uno de los elementos.

A. DAM basado en ofertas

Actualmente en el DAM, se realizan transacciones de energía con un día de anticipación. Este mercado es de tipo no vinculante¹³, en el cual se determina el despacho óptimo de generación, se hace un cronograma de generación con las unidades y se fijan los precios horarios de la electricidad con información en base a los costos auditados declarados por cada generador. El objetivo del DAM es planificar y asegurar un suministro eficiente, a mínimo costo y confiable de energía eléctrica, proporcionando señales de precios que reflejen las condiciones operativas esperadas de SEN.

ECCO Int. propone un DAM vinculante con una estructura basada en ofertas que sean para negociar energía, SSCC y capacidad RUC con un día de anticipación, en base a una co-optimización con precio uniforme (pay as clear) tanto en energía como en SSCC, de tal forma de generar ciertos incentivos con rentas inframarginales para aquellas tecnologías que puedan ser más eficientes en la entrega de estos servicios. Con un enfoque mayor a los SSCC, que a día de hoy, en la práctica solamente se les está pagando costo, independientemente de si son ofertados tipo pay as bid u operan por instrucción directa desde el CEN.

En el modelo propuesto por la consultora, los generadores y los consumidores presentarían sus ofertas de suministro y consumo respectivamente, para el día siguiente.

Las ofertas se basan en 3 pilares: el costo de puesta en marcha más el costo sin carga, el costo de operación con carga mínima y un costo de energía incremental (puede dividirse en escalones).

El nuevo formato del DAM, incluye las siguientes funciones de forma secuencial:

- 1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD):
ambos procesos se realizan en simultáneo. El primero se encarga de analizar las ofertas y mitigarlas

¹³ Entiéndase por “no vinculante” como el hecho de sólo basarse en el mejor precio de generación y realizar una lista de orden de mérito pero no hay una cierta obligatoriedad en el cumplimiento de que lo ofertado verdaderamente se entregó.

cuando sea necesario, en base a criterios previamente definidos. El segundo se encarga de determinar el uso mínimo y más eficiente de los recursos, asegurando confiabilidad y el cumplimiento del pronóstico de la demanda para el día siguiente.

2) Mercado Integrado a Plazo (IFM): aquí se transan energía y SSSC.

3) Comisionamiento de Unidades Residual (RUC): es una función de confiabilidad para comprometer recursos y adquirir capacidad RUC no programada en el IFM.

B. Mercado de comisionamiento de unidades residual (RUC)

Con el propósito de asegurar las capacidades de generación suficientes (reserva operativa) durante la operación en tiempo real del sistema eléctrico, se implementa el compromiso de unidad de confiabilidad (RUC), dado que ocurren desviaciones entre las cargas ofertadas y pronosticadas en el DAM. Esto significa que la carga real puede ser mayor que la prevista por el CEN.

Los precios en el mercado RUC, resultan de la optimización de las unidades RUC, en función de las ofertas disponibles. Estos precios se conocen como LMP RUC, y tienen asociados los componentes de energía, de pérdidas y de congestión. Los LMP RUC sólo pagan el valor diferencial que aportan las unidades RUC, evitando los dobles pagos¹⁴. Para el proceso de liquidación, el costo total es prorrateado para toda la carga del sistema.

En síntesis, el mercado RUC es la capacidad incremental que se adjudica, por encima del programa realizado en el DAM IFM, para ajustar la generación a los aumentos de la carga en la operación en tiempo real del sistema. Cuyo proceso de formación de precios y de liquidación son similares al realizado para los LMP IFM de energía.

ECCO Int. recomienda incorporar esta función para conseguir un diseño óptimo del mercado.

Como comentario adicional, actualmente, no existe un mercado RUC dentro de las funciones del mercado chileno. Debido a esto, su adopción en las operaciones del CEN sería desde cero.

C. RTM formal

En Chile, las desviaciones significativas que ocurren durante la operación real del sistema, debido a contingencias o variaciones en los pronósticos, se manejan realizando los ajustes necesarios con la lista de orden de mérito obtenida en el DAM. Sin embargo, este proceso no es vinculante.

Desde el día 15 de julio de 2024, se realiza una programación de despacho intradiaria, que antes se hacía de forma de prueba, y ahora es considerada vinculante [43]. Esta programación genera una nueva lista de orden de mérito, que se ejecuta para hacer un redespacho de unidades.

¹⁴ Una unidad que esté disponible en el mercado RUC sólo será compensada por el producto de la capacidad RUC adjudicada y el LMP RUC de su respectiva ubicación.

Para ECCO Int., el proceso que se realiza en el CEN está muy alejado del óptimo para una operación en tiempo real del mercado eléctrico. En contrapunto, la consultora propone que el CEN introduzca un RTM con los siguientes 5 procesos:

- 1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM): idéntico al del DAM.
- 2) Programación con una Hora de Anticipación (HASP): permitiría emitir instrucciones de predespacho de forma horaria a los recursos que presentan ofertas en bloque de forma horaria.
- 3) Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) y Mercado de 15 Minutos (FMM): el RTUC evalúa las necesidades de SSCC y compromete unidades de arranque rápido, solamente se mueve en intervalos de 15 minutos. Las instrucciones de comisionamiento resultantes basadas en RTUC son las decisiones finales. El FMM es financieramente vinculante.
- 4) Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC): es un proceso no vinculante y no produce precios. A diferencia del RTUC, el STUC compromete unidades de arranque rápido considerando un tiempo de inicio más un tiempo mínimo de funcionamiento.
- 5) Despacho Económico en Tiempo Real (RTED): esta función compensa los desbalances en intervalos de 5 minutos. Se subdivide en 3 modos excluyentes: despacho a intervalos en tiempo real, despacho manual en tiempo real y despacho de contingencias en tiempo real.

Cabe mencionar que, en el RTM se generan precios marginales, en intervalos de 5 minutos, estos son llamados RTM LMP, los cuales se utilizan para liquidar las instrucciones dadas en el RTM.

En síntesis, en el RTM las ofertas se entregarían cada 15 minutos y se calcularían precios de equilibrio cada 5 minutos, a modo de corregir las desviaciones entre la generación prevista y la demanda real, asegurando que se mantenga un equilibrio en el sistema y exista una operación eficiente.

D. Sistema de doble liquidación

ECCO Int. considera que un aspecto fundamental para el diseño óptimo del mercado, es la implementación de un sistema de doble liquidación¹⁵, porque con este sistema se pueden liquidar de forma independiente, tanto las transacciones de energía y reserva presentes en el cronograma del DAM como las desviaciones del despacho que generan nuevos precios en el RTM (RTUC y RTED), sin comprometer la estrecha relación que poseen estos mercados. La consultora comenta que este aspecto aseguraría una mayor eficiencia y competitividad en el mercado eléctrico nacional, al ser un mecanismo de ajuste financiero que compensa las diferencias entre la generación programada y real.

¹⁵ Los sistemas multiliquidación (incluye a los doble liquidación) son explicados en el Anexo A.

Como comentario adicional, el sistema multiliquidación contribuye a disminuir los incentivos a la manipulación de precios y facilitar la integración de centrales ERV que son intermitentes en su nivel de generación, al liquidar las diferencias de recursos con el DAM en tiempo real.

E. Mercado de capacidad organizado

Actualmente, en Chile, existe un mecanismo de pago por capacidad, el cual proporciona a los generadores un ingreso adicional, en conformidad con su potencia de suficiencia definitiva (o capacidad firme). Más información sobre el proceso de cálculo y pago se encuentra en el Anexo E.

ECCO Int. menciona que algunas reglas del proceso actual son difíciles de entender. En vista de lo anterior, sugieren eliminar que el precio se establezca administrativamente desde la CNE, y en su lugar se incorpore un mercado de capacidad centralizado que funcione en base a ofertas sobre la construcción de nuevas centrales de generación. Los proveedores de capacidad tienen la obligación de ofertar dicha capacidad en el DAM y RTM, porque la regla de remuneración involucra la diferencia entre el precio de referencia del mercado y un precio de ejercicio flotante mensual que refleje el costo de una unidad hipotética de punta de baja eficiencia¹⁶. Además, la consultora recomienda que este mercado de capacidad se vaya consolidando gradualmente, en general, se reconocen 2 fases. En la primera fase, se usaría la metodología ELCC para realizar los debidos pagos por potencia. Con el tiempo, en una fase 2, se podría ver la posibilidad de incorporar precios de escasez y el mecanismo de curvas de demanda de reserva operativa para valorar las reservas en función de la escasez, y reflejar esto en el precio de la energía.

F. Mitigación del poder de mercado ex-ante

Actualmente, en el mercado energético existe una mitigación de poder de mercado ex-post, que funciona cuando hay una fuerte sospecha que una empresa está ejerciendo o ejerció poder de mercado, por consiguiente, se inicia una investigación para esclarecer el actuar de dicha empresa en el mercado, con el fin de aplicar las correspondientes sanciones en caso de ser necesario.

ECCO Int. plantea mantener la mitigación ex-post y complementarla con un proceso de mitigación ex-ante, para lo cual la consultora recomienda una serie de pruebas automáticas que analizan las condiciones estructurales del mercado (en DAM y en RTM). Dichas pruebas presentan un triple enfoque que involucra: establecer condiciones que definan un mercado como "local"¹⁷,

¹⁶ El motivo del precio ejercicio flotante de una unidad con baja eficiencia, es para que dicho precio no sea inferior al costo marginal de las plantas, y se refleje en el cálculo el costo combustible.

¹⁷ Dividir el SEN en zonas estratégicas para el análisis del poder de mercado.

determinar los precios de oferta competitivos estimados de los proveedores dentro del mercado local y definir las condiciones bajo las cuales el CEN mitiga las ofertas de los proveedores.

Un generador realiza ofertas de energía por defecto (DEB) que pueden determinarse a través de: niveles de referencia basados en ofertas, niveles de referencia basados en costos (esta es la mejor opción), niveles de referencia basados en el mercado, opciones de unidades con mitigación frecuente y niveles de referencia negociados. Estas DEB se usan en el proceso de mitigación contrastando con los precios de oferta competitivos estimados por el CEN, entregando una señal de alarma automática cuando es conveniente mitigar las ofertas de algunos agentes del mercado en tiempo real.

G. Mercado virtual con ofertas virtuales o de convergencia

Actualmente, nuestro mercado energético es puramente físico y solamente participan centrales generadoras tanto en la programación del DAM como en el mercado spot.

ECCO Int. propone abrir paso a los agentes financieros, los cuales participarían en el DAM a través de ofertas virtuales¹⁸, dichas ofertas no se consideran igual que las ofertas físicas, sino que se presentarían y procesarían como ofertas de convergencia. Esto permite excluirlas del mercado RUC.

Las ofertas de convergencia, son en esencia ofertas económicas cuyo objetivo principal es reducir la brecha entre el LMP DAM y el LMP RTM, ¿Cómo logran esto? Las ofertas virtuales presentadas en el DAM, ya sean sobre generación o demanda; se liquidan automáticamente en el RTM en la posición contraria de compra/venta. De esta manera, se arbitran las posibles diferencias entre los mercados y se reduce el potencial incentivo a ejercer poder de mercado.

El arbitraje de precios se interpreta como sigue, un participante financiero que compró energía en el DAM a 50 [USD/MW], tratará de al menos vender esa misma cantidad de energía en el RTM a 50 [USD/MW], con la finalidad de recuperar su dinero. En otras palabras, se busca reducir la brecha de precios entre el RTM y el DAM, convergiendo hacia un precio óptimo en las transacciones.

Como comentario adicional, incorporar ofertas virtuales junto a una buena administración, pueden aportar grandes beneficios; por el contrario, si ese no es el caso, las ofertas virtuales pueden provocar distorsiones significativas y recurrentes en la programación del suministro físico, a tal punto de comprometer el equilibrio en el DAM, y eventualmente alterar la confiabilidad de la red eléctrica.

H. Presentación de ofertas por parte de las centrales hidroeléctricas

Al día de hoy, el sector de la energía hidráulica, en temas de propiedad, pertenece a empresas privadas. Dichas empresas no toman decisiones estratégicas en el mercado energético, debido a que

¹⁸ Se le denomina oferta virtual puesto que, no necesita de un respaldo físico (una instalación de generación o consumo).

las centrales hidroeléctricas están sujetas a estrictas instrucciones de operación y despacho desde el CEN y la DOH¹⁹ del Ministerio de Obras Públicas. Además, el CEN calcula el costo variable de las hidroeléctricas estimando el precio sombra del agua. Como resultado, la participación de las centrales hidroeléctricas en el mercado energético depende muy poco de los propietarios.

ECCO Int. ve la condición actual de las centrales hidroeléctricas como muy conservadora, la cual no explota plenamente el potencial de generación de las mismas. Justificándose en que la responsabilidad de la programación óptima del despacho debería ser de los propietarios.

El diseño considera una participación paulatina de estas centrales hasta permitir la realización de ofertas dentro de una banda en torno al valor futuro del agua, la consultora recomienda comenzar con un margen de 5% de desviación (aumentable anualmente) respecto a un valor que calcularía de forma centralizada el CEN. Dicho valor debe considerar lo siguiente: convenios de riego, condición hidrológica, nivel de los embalses, disponibilidad de agua en afluentes y restricciones de seguridad.

Los embalses de pasada pertenecientes a diferentes dueños, deben hacer ofertas agregadas²⁰.

5.3.3 Nuevas herramientas que tendría el mercado eléctrico

Estas nuevas herramientas forman parte de los elementos que propuso ECCO Int., por esta razón se expone muy sucintamente el funcionamiento de cada una y lo sugerido por la consultora. Finalmente, se da un comentario adicional que apunta directamente a su proceso de implementación en Chile.

A. *Derechos de transmisión financieros (FTR) o Derechos de renta por congestión (CRR)*

Los FTR son instrumentos financieros que le otorgan a su titular el derecho a percibir la diferencia entre los LMP pertenecientes a dos ubicaciones definidas en el sistema cuando los cargos por la transmisión se incrementan debido a la presencia de congestión.

Para aterrizar lo anterior, se debe tener presente el ítem 5.3.2.c, el cual habla sobre las 3 componentes que conforman los precios nodales spot (ecuación 5.1).

$$\text{Precio nodal}_i = \text{Gen} + \text{Perd}_i + \text{Cong}_i \quad (5.1)$$

Donde,

Gen: costo marginal de generación del sistema.

Perd_i: impacto en las pérdidas de transmisión del sistema.

Cong_i: impacto en la congestión del sistema.

¹⁹ La DOH es la Dirección de Obras Hidráulicas, dicha entidad supervisa el cumplimiento del caudal mínimo en los ríos.

²⁰ Son ofertas de despacho en conjunto, cuya liquidación para cada dueño se basa en un prorrateo de las adjudicaciones.

Ahora bien, para definir el precio de transmisión (PT) entre 2 barras del sistema, se trabaja solamente con las componentes asociadas a pérdida y congestión en el sistema (ecuación 5.2).

$$PT_{j,i} = Perd_{j,i} + Cong_{j,i} = (Perd_j - Perd_i) + (Cong_j - Cong_i) \quad (5.2)$$

Donde,

$Perd_{j,i}$: considera el efecto incremental de la transmisión de energía entre el nodo j y el nodo i en las pérdidas generales del sistema. Este componente reconoce el costo operativo asociado al servicio de transmisión. Involucra al respectivo factor de penalización según la locación.

$Cong_{j,i}$: considera el efecto de la transmisión entre el nodo j y el nodo i sobre el costo de congestión general del sistema. Este componente es una renta o cargo relacionado a la capacidad de transmisión utilizada entre los nodos j e i. Aquí entran a operar los FTR.

Así, en un mercado eléctrico mayorista con precios nodales spot, como el caso nacional, cada participante recibirá (generador) o pagará (consumidor) el precio de la energía según su respectiva barra de conexión en el SEN. Las transacciones serían coordinadas por el CEN. Ahora teniendo presente las ecuaciones 5.1. y 5.2., al existir congestiones en el sistema de transmisión los precios nodales varían significativamente en las localizaciones afectadas, lo que se refleja en el aumento de la componente de congestión del LMP. En esta situación, el CEN recolectará de la demanda un monto mayor de dinero que el necesario para cubrir los pagos a los generadores y las transmisoras por el servicio de suministro de energía en el SEN durante el DAM. A la diferencia entre el LMP con congestión y sin congestión se le llama “renta por congestión”.

Los FTR no conllevan un derecho a una entrega física, sino que permiten cubrir el riesgo económico derivado de la congestión. La ecuación 5.3 muestra lo que recibiría el titular de un FTR con cobertura desde el nodo a al nodo b en la subasta.

$$FTR_{precio_subasta} \left[\frac{\$}{MW} \right] = (LMP_{b,subasta} - LMP_{a,subasta}) \quad (5.3)$$

Donde,

$LMP_{a,t}$: LMP del nodo "fuente", llamado a.

$LMP_{b,t}$: LMP del nodo “sumidero”, llamado b.

Téngase presente que puede seleccionarse cualquier nodo del sistema para FTR, es decir, no es necesario que los nodos a y b sean vecinos o estén relativamente cerca el uno del otro.

El pago a un FTR se determina en el DAM durante el período que cubre el FTR. El beneficio, llamado asignación objetivo, se define como la diferencia entre los componentes de congestión de

LMP en el DAM por cada hora en que el FTR es una obligación válida (según lo estipulado en el contrato). Esto se muestra en la ecuación (5.4).

$$FTR_{asignación_objetivo} \left[\frac{\$}{MW} \right] = \sum_{t=1}^T (LMP_{b,t} - LMP_{a,t}) \quad (5.4)$$

Cabe recalcar que los LMP anteriores son la componente de congestión de los LMP representativos de cada nodo de conexión (Apartado 5.3.2.c) y para cada momento t .

En el momento de la subasta, la asignación objetivo de un FTR es incierta. Debido a que el oferente especifica una cantidad (en MW) para un contrato FTR, el pago de un contrato se calcula multiplicando la asignación objetivo de FTR por la cantidad del contrato.

Para distribuir los ingresos entre los participantes, existen los derechos de ingresos por subastas (ARR, por su sigla en inglés). En general, los ISO asignan ARR a las entidades de servicio de carga²¹ (LSE, por su sigla en inglés) que programan servicios de transmisión punto a punto firmes o no firmes para el próximo período de planificación. Un ISO asigna ARR a lo largo de rutas específicas de fuente/sumidero y en cantidades específicas de MW [64]. El nodo fuente de un ARR generalmente corresponde al punto de conexión de una generadora en el territorio de servicio de la LSE; mientras que, el nodo sumidero suele ser un tipo de nodo agregado que es un índice promedio ponderado de nodos de carga. El titular de un ARR puede reclamar ingresos de la subasta, estos ingresos otorgados se expresan en la ecuación (5.5).

$$ARR_{ingreso_subasta} [\$] = Q * FTR_{precio_subasta} \quad (5.5)$$

Donde,

Q : es la cantidad (en MW) de ARR.

$FTR_{precio_subasta}$: Es el mismo que se muestra en la ecuación (5.3).

También, depende del número de rondas que se realicen en la subasta (ecuación 5.6).

$$ARR_{cash\ flow} [\$] = \frac{Q}{[N^{\circ} \text{ rondas de la subasta}]} * (LMP_{b,t} - LMP_{a,t}) \quad (5.6)$$

Ahora bien, un titular de ARR puede diversificar su asignación de ARR reclamando una fracción de la cantidad de una asignación de ARR como ingresos de subasta y autoprogramando la

²¹ Entidad de servicio de carga (LSE) es el término de la industria para lo que la mayoría de las personas llamarían una empresa u otra organización que suministra carga (electricidad) a un cliente. Básicamente, se trata de una empresa distribuidora, pero en algunos casos los clientes pueden tener una empresa a la que le compran la carga y otra que opera el sistema de distribución, éstas son las comercializadoras.

fracción restante como FTR [63]. Cuando un titular de ARR toma la decisión de diversificar sus ingresos de subasta/decisión de autoprogramación, el pago se convierte en la ecuación (5.7).

$$ARR_{A_P}[\$] = Q \cdot \left[E \cdot (LMP_{b,subasta} - LMP_{a,subasta}) + (1 - E) \cdot \sum_{t=1}^T (LMP_{b,t} - LMP_{a,t}) \right] \quad (5.7)$$

Donde,

E : es la fracción de la asignación ARR reclamada. Los componentes del pago son inciertos y dependerán de la tolerancia al riesgo del participante.

La forma en que se asignan los ARR a las LSE u otros clientes de transmisión es variado y depende de cada ISO. En general, los ARR se asignan a los participantes del mercado que adquieren un servicio de transmisión de integración de red o un servicio de transmisión firme punto a punto. Estos 2 tipos de participantes del mercado pagan por la construcción y mantenimiento del sistema de transmisión.

La Figura 5-2 muestra el flujo de dinero de los FTR (desde la izquierda), las LSE (pueden ser las distribuidoras) pagan una renta por congestión en el DAM que fluye hacia los compradores de FTR. Los titulares (compradores) de FTR compraron sus FTR en las subastas de FTR, cuyos ingresos fluyen hacia las LSE. El ISO (en Chile, es el CEN) administra tanto el DAM como las subastas FTR.

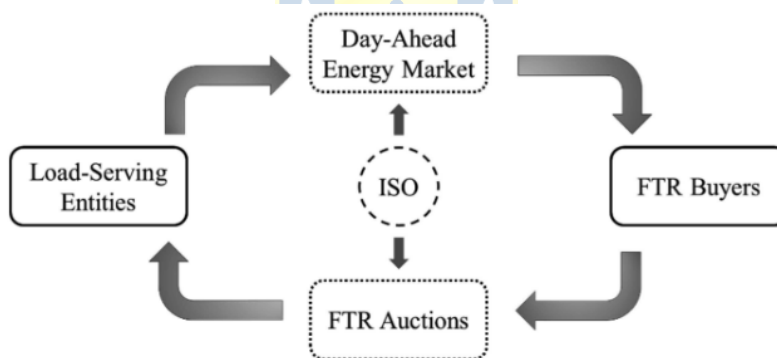


Figura 5-2. Flujo de dinero en un ISO a través de congestiones y FTR. [64]

En la práctica, realizar una prueba de factibilidad puede no ser una garantía de tener los ingresos suficientes, es decir, se busca un egreso equivalente al nivel de ingreso. Esto debido a que el ISO (en nuestro caso el CEN) utiliza una “fotografía” de la red para dar solución al problema de la capacidad y optimizar la subasta de FTR. Para ello, se debe tener presente el flujo en bucle (o anillo) y la ruta del contrato de transmisión.

Debido a la estructura de los sistemas de transmisión, las transacciones de energía entre dos puntos pueden provocar flujos en circuitos de transmisión paralelos, los cuales pueden participar de forma indirecta, esto lleva a preguntarse ¿Cuál es la capacidad de transmisión de la red? La capacidad

real en cualquier momento puede ser significativamente mayor o menor. Este problema no depende del estado físico de la línea de transmisión, incluso en escenarios normales de operación, la capacidad de transmisión de una región a otra depende enormemente de los puntos de conexión de carga y generación. Por ende, se sugiere ampliar la definición de la “ruta del contrato” por “red de contratos”²². Con la finalidad de incorporar de mejor manera la configuración presente en el sistema, con principal énfasis en los flujos en bucle.

ECCO Int. propone 2 tipos de FTR: los obligatorios y los de opción. FTR obligatorios son una estructura de bilateral, lo que significa que el FTR le da al titular la diferencia entre $LMP(\text{destino})$ y el $LMP(\text{origen})$. Si $LMP_b > LMP_a$, el CEN le paga dinero al titular del FTR. Si $LMP_b < LMP_a$, el titular del FTR debe pagar al CEN. Los FTR de opción se diferencian de los anteriores en que no hay un cargo o pago al CEN si la congestión está en la dirección opuesta al FTR de opción, es decir cuando se da la condición de $LMP_b < LMP_a$.

Los FTR tendrán una vigencia o duración establecida. Para esto, se consideran 4 categorías: mensual, trimestral (siguiendo el orden del calendario gregoriano), por 10 años y un FTR de transmisión mercante de 30 años o por la vida útil prevista de la instalación (lo que suceda primero).

Al CEN se le encomienda la tarea de crear los FTR y de administrar el mercado de FTR. Existirá un proceso de asignación de FTR y uno de subastas de FTR, los cuales se celebran en 2 periodos, mensual y anual. Para asegurar un balance en los ingresos²³, se llevará a cabo una prueba denominada “prueba de factibilidad simultánea”, en resumen empleará un modelo completo de la red para analizar el comportamiento de inyecciones y retiros en los nodos “fuente” y “sumidero” del FTR.

Como comentario adicional, los FTR benefician a modo de seguro o cobertura del riesgo, a las pequeñas empresas generadoras que no cuenten con más unidades distribuidas en otras locaciones para vender energía, es decir, no tengan otra fuente de ingresos, y al mismo tiempo, sean expuestas a los riesgos que representan las congestiones²⁴. Por lo que, dichas generadoras podrían terminar en la bancarrota si la congestión persiste por un periodo prolongado de tiempo y deben comprar la mayor parte de la cantidad de MW transados en el contrato en el DAM a precios más elevados que su precio de contrato, con el propósito de, cumplir su contrato de energía.

²² El enfoque de red de contratos proporciona una simplificación aceptable de la red real, que mantiene los aspectos económicos y limitaciones de transmisión reales. A fin de, definir derechos de largo plazo considerando los derechos de corto plazo, logrando un uso armonizado y eficiente del propio sistema.

²³ Entiéndase el balance de ingresos como que el CEN recaude al menos tantos ingresos por congestión como los que se pagan en derechos de FTR a los titulares de FTR.

²⁴ Por ejemplo, una pequeña generadora, que se ubique en el norte, y que la venta de su energía (por contrato) sea retirada en un nodo aguas abajo de la congestión, su nivel de venta de energía estaría truncado por la capacidad térmica de la línea.

Los FTR también proporcionan protección a los clientes regulados, cuando las LSE (distribuidoras) son titulares de un FTR, ya que cubren el riesgo (aumento del LMP) derivado de la congestión. Como se evidencia en la Figura 5-2, el CEN asignaría a las LSE los excedentes de las rentas por congestión de los precios nodales, todo esto mediante la asignación de las ARR.

Cabe mencionar que, los clientes libres pueden participar en el mercado de FTR si es que lo estiman conveniente y el CEN lo permite. Esto luego de que, el CEN realice la prueba de factibilidad simultánea y determine que existe capacidad de transmisión en el tramo de red involucrado.

En el documento entregado por la consultora, no se evidencian sugerencias sobre posibles usos del ingreso por congestión (o renta por congestión) para financiar nueva infraestructura de transmisión. Tampoco se deja claro la forma de determinar el volumen de MW para cada participante, sólo se menciona que se deja a elección de cada uno dependiendo del contrato que posean.

La cobertura de riesgos derivados de las congestiones se puede realizar mediante derechos físicos y derechos financieros, por lo tanto, se vuelve relevante estudiarlos, con la finalidad de reconocer las diferencias entre ellos

En la Tabla 5-1 se resumen las diferencias entre los derechos de transmisión financieros (FTR) y los derechos de transmisión físicos (PTR, por su sigla en inglés).

	Derecho Financiero	Derecho Físico
¿Qué?	Percibir el diferencial nodal de precios entre 2 ubicaciones (en congestión).	Transportar un volumen de energía (MW) a través de una red entre 2 ubicaciones
¿Cómo?	No influye en el despacho realizado por el operador, cancela el riesgo de precio y no cubre el riesgo de base (restricción física).	Influye en el despacho realizado por el operador, cancela el riesgo de base y requiere control de la capacidad utilizada de la red.

Tabla 5-1. Comparación entre FTR y PTR. Fuente: elaboración propia.

B. Contratos por diferencia (CfD)

En este tipo de contrato define una banda con un precio mínimo y un precio máximo, permitiendo al precio marginal fluctuar en esa banda donde la generadora no recibe subsidio pero tampoco está obligada a reembolsar. Si el precio marginal se escapa de los límites de la banda establecida, se dan los siguientes 2 casos: si ocurre una caída respecto a la banda, se le paga a la generadora el dinero correspondiente al margen desviado desde el borde inferior de la banda; si ocurre una subida respecto a la banda, la generadora debe devolver ese exceso de dinero correspondiente al margen desviado desde el borde superior de la banda. Por lo tanto, los CfD son un derivado financiero, que en palabras simples, al generador se le garantiza una compensación mínima en tiempos críticos pero también se le limitan las ganancias en tiempos de prosperidad. Esto se ilustra en la Figura 5-3.

Téngase presente que estos contratos pueden tener diferentes periodos de liquidación, por ejemplo, pueden ser horarios, mensuales, anuales, entre otros.

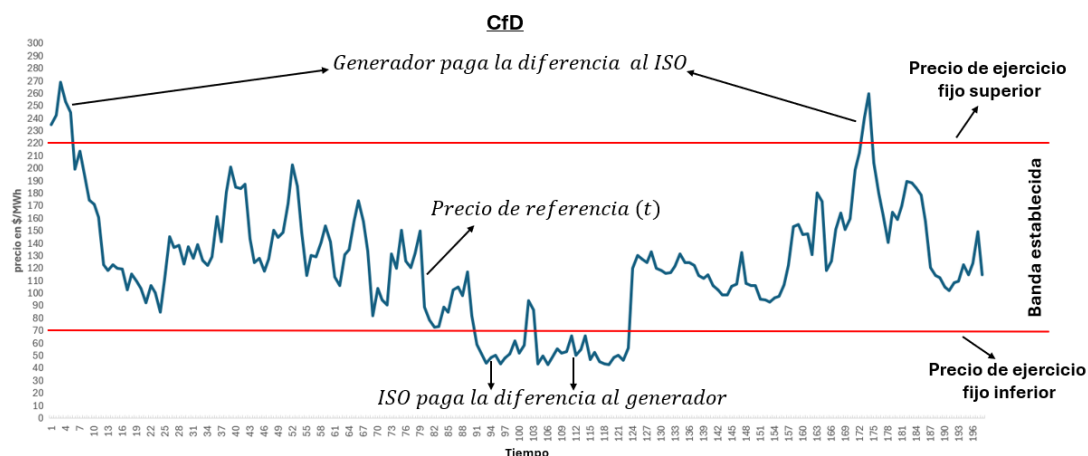


Figura 5-3. Representación del funcionamiento de los CfD. Fuente: elaboración propia.

ECCO Int. sugiere que exista un CfD entre los consumidores y los proveedores de capacidad, con la finalidad de mejorar la liquidez y reducir la incertidumbre del mercado. Además, se autoriza a que agentes especulen con el precio (a través de un bróker), y así obtener beneficios económicos.

El CEN es la entidad encargada de coordinar y monitorear la cadena de pagos mensuales para equilibrar las transferencias de energía de corto plazo, exponiendo a los participantes del mercado al pool de energía, para que la demanda responda a los precios spot, a la vez que se mejora la eficiencia.

Con los CfD se ofrecería a los actores los incentivos para invertir en energía renovable, ya que contarían con una cobertura del riesgo, en momentos cuando los valores del mercado sean bajos. También se daría una suerte de protección a los consumidores cuando los precios del mercado sean altos. ECCO sostiene que, es un error pensar que los especuladores que buscan ganancias impondrán una carga adicional a los consumidores o desviarán dinero de la industria energética que debería haberse destinado a financiar inversiones. Por el contrario, la cobertura cruzada²⁵ de productos básicos estabiliza los flujos de ingresos de los generadores, reducen su riesgo y, en consecuencia, reducen el costo de capital. Por ejemplo, la inversión en infraestructura para producción de hidrógeno o amoníaco verdes pueden tomar fuerza mediante la cobertura cruzada.

Como comentario adicional, la existencia de un corredor de bolsa (o bróker) asociado a la operación del mercado eléctrico mayorista es un requisito importante para implementar correctamente los CfD. Actualmente, el mercado eléctrico chileno no cuenta con los servicios de un bróker.

²⁵ Se da cuando un inversionista no cuenta con un contrato de futuros sobre un activo subyacente que busca negociar en una fecha futura. Por lo tanto, durante ese tiempo “se protege” con un contrato de futuros en un activo subyacente diferente.

C. Obligaciones de capacidad con metodología ELCC

El ELCC se basa en calcular los LOLE para cada hora del sistema. El proceso de cálculo inicia obteniendo el LOLE del sistema sin la central en evaluación. Luego, se agrega la central en evaluación al sistema y se espera que disminuya la probabilidad de pérdida de carga al haber más capacidad instalada disponible. Finalmente, a la demanda se le van agregando bloques de carga, con la finalidad de ajustar mediante iteraciones hasta que el LOLE del sistema con el generador en evaluación es el mismo que el LOLE base (sin la central). Lo anterior se muestra en la ecuación (5.8).

$$LOLE(base) = LOLE(base + central\ en\ evaluación + carga\ extra) \quad (5.8)$$

Cuando el algoritmo llega a la igualdad, significa que ese valor resultante es el ELCC de la central en evaluación²⁶. Por lo tanto, ese valor es su capacidad firme y su contribución a la suficiencia.

Téngase presente que se puede utilizar un ELCC unitario (unidad por unidad) o un ELCC promedio por tecnología o por zonas estratégicas (mediante agrupación o clusterización) y después distribuir equitativamente por unidad. La Figura 5-4 ilustra lo anterior. A modo de mostrar el contraste del tema, PJM ha adoptado el enfoque ELCC promedio; mientras que, ISO-New York ha adoptado el enfoque ELCC unitario [16].

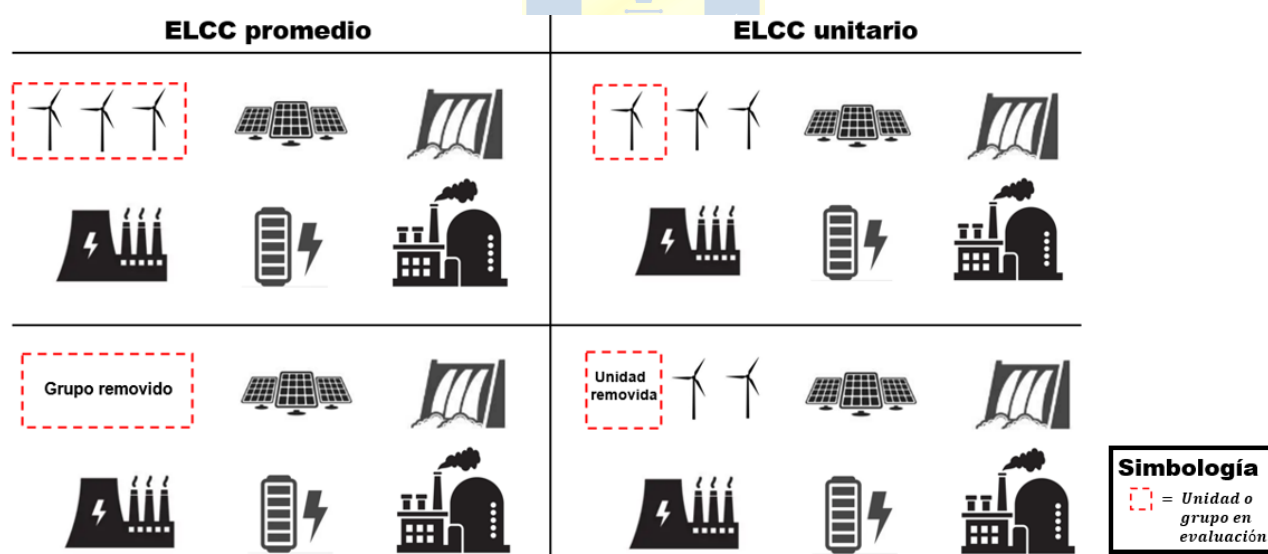


Figura 5-4. Enfoques de la metodología ELCC. Fuente: elaboración propia.

ECCO Int. recomienda el uso de la metodología ELCC con enfoque unitario, puesto que es la aplicación correcta del método, a pesar de que, a medida que crece la participación en la matriz energética de los recursos intermitentes, el valor reconocido de estos recursos disminuirá rápidamente.

²⁶ Por ejemplo, una central fotovoltaica de 100 MW de capacidad instalada, que al someterse a evaluación por parte del algoritmo resulta un valor de 30 MW, se traduce en que, la central posee un ELCC de 30%.

Como comentario adicional, si bien el indicador ELCC es una metodología bastante aceptada para el cálculo del valor de potencia de suficiencia de centrales de ERV y de sistemas de almacenamiento, su cálculo implica una alta carga computacional, siendo esto un desafío para el CEN. Además, un aspecto importante para la aplicación de la metodología ELCC a una central, es que en primer término debe definirse la métrica de confiabilidad que será utilizada y el objetivo a alcanzar por parte del sistema a evaluar. A modo de ejemplo, la meta se puede establecer en una confiabilidad centrada en un LOLE = 0.1 días/año como caso base, es decir, el LOLE del sistema sin incluir la central generadora bajo el análisis.

Una pregunta que surge es, ¿el orden de las unidades existentes afecta el cálculo del ELCC? Para ello, existe la metodología delta por clases en zonas estratégicamente significativas. Este cálculo basado en ELCC promedio por clase se utiliza para determinar la contribución de un tipo de tecnología de generación a la suficiencia. Hay 2 formas que se utilizan para llevar a cabo el proceso de aplicación el ELCC “First-in” y ELCC “Last-in”:

- First-in : Se calcula el ELCC asumiendo que la clase seleccionada, es la tecnología primera en ser agregada en el aporte de capacidad (o despacho). Por ejemplo, si se elige la energía solar, se deben eliminar los recursos eólicos, almacenamiento, biomasa, geotérmicos, hidroeléctricas, etc. El resultado de aplicar el ELCC sin los demás recursos, es un valor de capacidad promedio propio de esa clase, con las características propias de la zona geográfica.
- Last-in: Se calcula el ELCC asumiendo que la clase seleccionada, es la última en ser agregada en el aporte de capacidad (o despacho).

La Figura 5-5 muestra un ejemplo de combinaciones de clases de unidades generadoras.

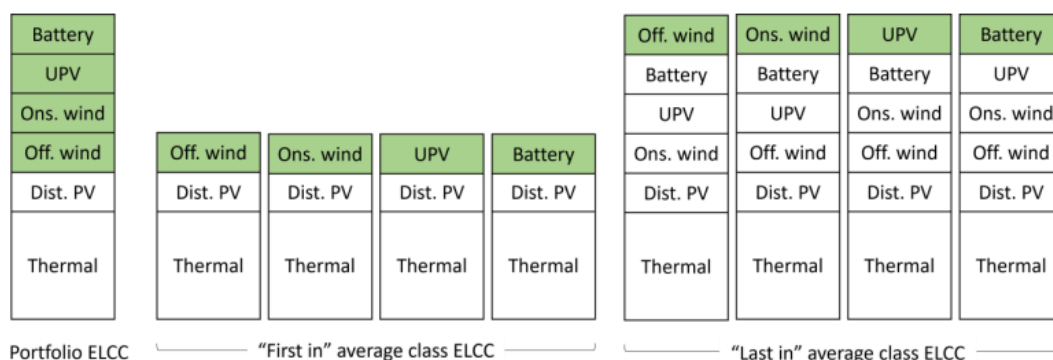


Figura 5-5. ELCC promedio "First-in" y "Last-in" con una cartera determinada. [65]

Como ya se abordó, el método delta posee 3 pilares, el portafolio o cartera de unidades, el “First in” y el “Last in”. Este método garantiza que el valor que se otorgue a cada recurso se encuentre entre las situaciones extremas en el despacho. El proceso de cálculo se muestra en la Figura 5-6.

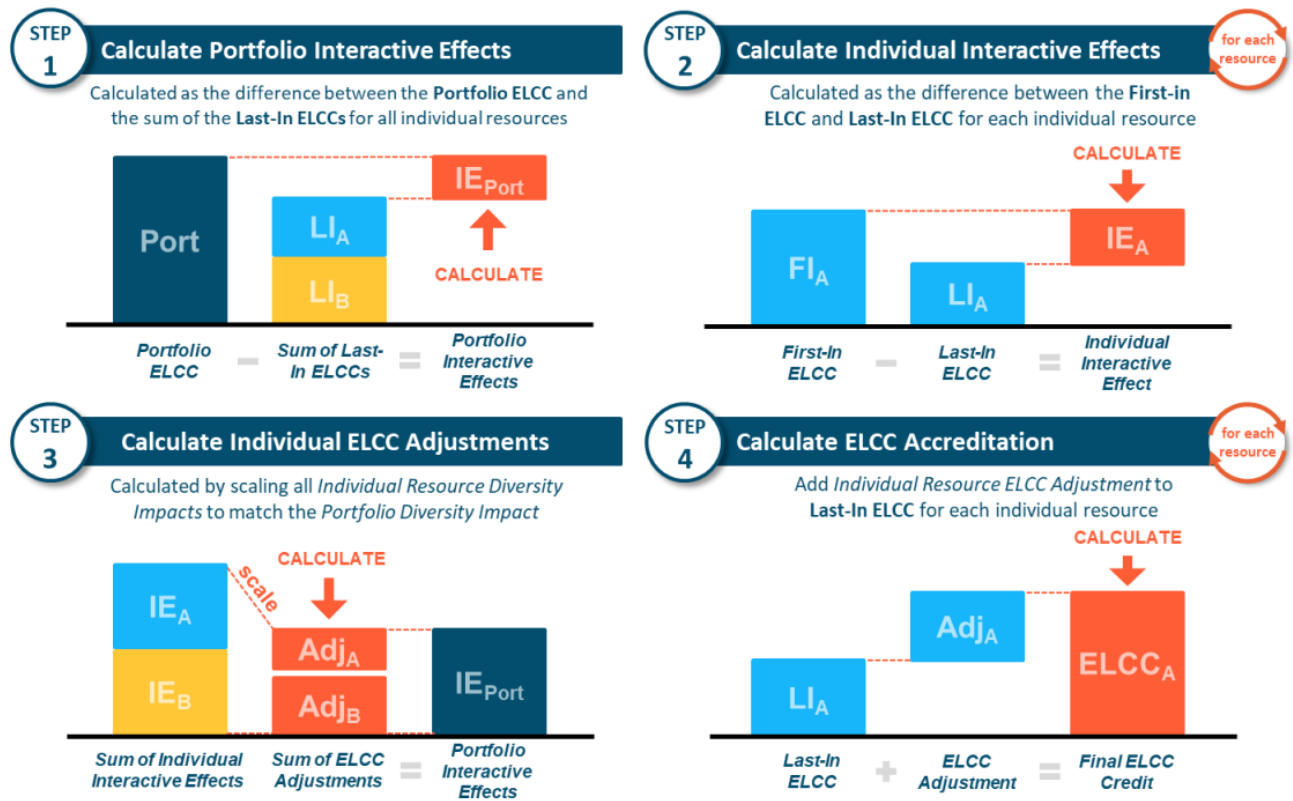


Figura 5-6. Enfoque del cálculo. [66]

Por lo tanto, de la Figura 5-6, se desprende que el ELCC promedio para un tipo de recurso viene dado por la ecuación (5.9), el cual se mide en MW.

$$ELCC_A [MW] = Last_{in_A} + \left(Portfolio\ ELCC - \sum_{i=1}^n Last_{in_i} \right) \left(\frac{First_{in_A} - Last_{in_A}}{\sum_{i=1}^n (First_{in_i} - Last_{in_i})} \right) \quad (5.9)$$

Donde,

Portfolio ELCC: es la suma de las capacidades en MW del área en estudio.

First_{in_A}: Evaluación del ELCC con la unidad A como primera en la lista.

Last_{in_A}: Evaluación del ELCC con la unidad A como última en la lista.

D. Precios de escasez y curvas de demanda de reserva operativa (ORDC)

El precio de escasez se utiliza en los mercados eléctricos cuando no hay suficiente generación o reserva operativa para satisfacer la demanda prevista o la demanda real. Estos precios poseen distintos niveles de escasez según la necesidad del mercado, en otras palabras, el precio aumenta a medida que aumenta el nivel de escasez, reflejando una situación crítica en el sistema eléctrico.

La ORDC es un mecanismo que valora las reservas operativas en el mercado mayorista en función de la escasez de esas reservas y refleja ese valor en los precios de la energía. Su operación

incluye el valor de la pérdida de carga (VOLL, por su sigla en inglés) y la probabilidad que la carga se reduzca. Dentro del principio de funcionamiento de la ORDC se reconocen 2 casos:

- Siempre que haya una reducción involuntaria de la carga y el sistema tiene sólo el mínimo de reservas operativas de contingencia, entonces los precios deberían subir al valor del VOLL.
- En niveles de reserva operativa que no requieran una reducción involuntaria de la carga, la ORDC debe reflejar la LOLP multiplicado por el VOLL, de modo que, a medida que aumentan las reservas operativas, la LOLP disminuya y la ORDC eventualmente descienda a cero.

ECCO Int. recomienda la adopción de este mecanismo para un mercado de capacidad centralizado. No obstante, los parámetros de la ORDC se deben adaptar al mercado eléctrico chileno.

Como comentario adicional, los precios de escasez en un mercado concentrado como el chileno puede no ser buena opción, debido a que es complicado diferenciar entre rentas de escasez legítimas y precios altos resultantes del abuso de poder de mercado o de estrategias malintencionadas.

5.3.4 Hoja de ruta recomendada por la consultora

Cada una de las funciones explicadas anteriormente, se deben incorporar gradualmente, por lo que, a continuación se muestran las 3 fases recomendadas para transitar del mercado actual al diseño propuesto, junto con los periodos y elementos que las conforman. La Figura 5-7 muestra una línea de tiempo que distribuye cada características en el periodo respectivo.

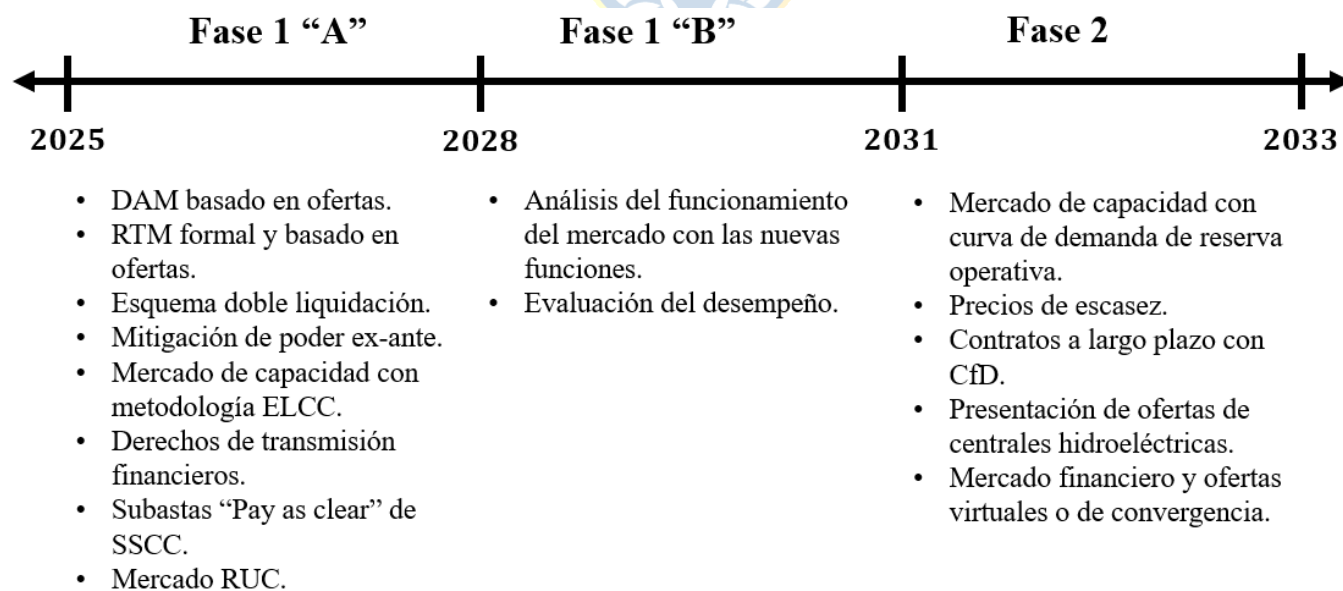


Figura 5-7. Línea de tiempo de la propuesta de ECCO Int. Fuente: elaboración propia.

5.4. Análisis del impacto a nivel de legislación, reglamento y normativa

Cada elemento que compone el diseño propuesto por la consultora ECCO Int. se evalúa respecto a la situación actual de la legislación chilena, de los reglamentos y de la normativa, con la finalidad de dimensionar el impacto que tendría la implementación de dicho diseño, en términos de modificaciones a los documentos oficiales que rigen tanto al SEN como al mercado eléctrico. Esto se muestra en la Tabla 5-2.

Fase	Ítem	Legislación	Reglamento	Normativa
Fase 1 "A"	Co-optimización de energía y reserva con algoritmo de Compromiso de unidades con restricciones de seguridad	x	x	✓
	Mercado diario de energía basado en ofertas	✓	✓	✓
	mercado en tiempo real formal y basado en ofertas	✓	✓	✓
	Mercado de compromiso de unidades de confiabilidad	x	x	✓
	Mitigación ex-ante del poder de mercado	x	x	✓
	Mercado de capacidad con metodología effective load carrying capacity	✓	✓	✓
	Sistema de doble liquidación	✓	✓	✓
	Derechos de transmisión financieros	✓	✓	✓
	Arquitectura nodal	x	x	x
	Fijación de precios tipo locational marginal pricing	x	x	✓
Fase 1 "B"	Mercado tecnológicamente neutral	x	x	x
	Evaluación del desempeño	x	x	x
Fase 2	Mercado de capacidad con precio de escasez y curva de demanda de reserva operativa	✓	✓	✓
	Mercado virtual con ofertas virtuales o de convergencia	✓	✓	✓
	Ofertas por parte de centrales hidroeléctricas	✓	✓	✓
	Contratos a largo plazo con contratos por diferencia	✓	✓	✓

Simbología	
Requiere modificación	✓
No requiere modificación	x

Tabla 5-2. Impacto del diseño de ECCO Int. en documentos oficiales nacionales. Fuente: elaboración propia.

En conclusión, la Tabla 5-2 deja en evidencia que, la implementación del diseño propuesto por la consultora ECCO Int. no depende solamente de la influencia del CEN o la CNE, sino que además involucra la participación del Parlamento. Por consiguiente, la implementación de dicho diseño requeriría de mucho más tiempo, debido al proceso que conllevaría establecer las condiciones habilitantes impuestas por la consultora y el respectivo proceso de tramitación en el Parlamento.

Si bien, tanto la fase 1 "A" como la fase 2 requieren de diversas modificaciones. La fase 2 es mucho más desafiante debido a que, las reformas requieren de un perfecto entendimiento de las implicancias técnicas y económicas, por parte del Parlamento, puesto que, todas las características internacionales son adaptaciones desde cero para el mercado eléctrico mayorista nacional. Esto sumado a que, se incorporan nuevos tipos de participantes (los financieros), los cuales exigen al mercado contar con la regulación idónea, a fin de lograr los objetivos esperados por el CEN.

Capítulo 6. Recomendaciones para la implementación del diseño de ECCO Int.

6.1. Introducción

El diseño de mercado eléctrico mayorista propuesto por ECCO Int. presenta aspectos que pueden desarrollarse más, mediante sugerencias claves que busquen mejorar tanto el proceso de implementación como su desempeño en el futuro. También, la consultora deja algunos puntos de su diseño sujetos a elección, dichos puntos se abordan y se elige la opción considerada como más apropiada, según las condiciones actuales y futuras del mercado chileno.

Adicionalmente, se plantean sugerencias a la normativa y legislación actual, que podrían beneficiar no tan sólo la correcta adopción del diseño de ECCO Int., sino que también pueden servir para potenciar las condiciones habilitantes de otras reformas consideradas por el CEN.

En el presente capítulo se sugieren 9 recomendaciones para el CEN, las cuales podrían contribuir a reducir o evitar posibles efectos negativos durante los procesos de implementación, puesta en marcha, y finalmente durante el funcionamiento del diseño propuesto por ECCO International u otros diseños que seleccione el CEN para modernizar el actual mercado eléctrico mayorista.

6.2. Recomendaciones técnicas

6.2.1 ELCC promedio, y luego evaluar la adopción del ELCC unitario

Generalmente el proceso de determinación del ELCC, sin importar si el enfoque es promedio o unitario, requiere simulaciones de Monte Carlo para desarrollar el desafío que involucra su cálculo, además se deben hacer una gran cantidad de iteraciones. La información que se necesita es relativa a la tasa de falla de las distintas componentes del sistema, la disponibilidad de los distintos recursos energéticos, perfiles de demanda, entre otros.

Si bien el formato unitario es la aplicación idónea de la metodología ELCC, desde una perspectiva económica y matemática; el formato promedio puede ser la adecuada al Chile actual, desde una perspectiva de requerimiento computacional y desafíos técnicos menores.

¿Conviene en términos de costo-beneficio ir directo por el enfoque unitario? El enfoque unitario presenta menores valores de reconocimiento de capacidad firme, debido a su mayor sensibilidad en la determinación de la contribución marginal real a la suficiencia al incorporar una unidad de generación extra al sistema y ver si se generan cambios perceptibles a la confiabilidad. No

obstante, el enfoque promedio garantiza que la acreditación represente el valor de capacidad total correcto para la cartera, aunque su señal al mercado sea un poco más sobrevalorada en relación con la necesidad real de nueva capacidad. Cabe mencionar que en Estados Unidos, la regulación es abierta, permitiendo que los operadores “experimenten” diversas combinaciones que se ajusten a las necesidades y prioridades de cada uno [59].

Desde una mirada local, en Chile, es recomendable incorporar el ELCC promedio, en una primera instancia, al ser de menor exigencia para el CEN, debido a que necesita una menor cantidad de información histórica, lo que simplifica el cálculo. Además con una buena clusterización, el aporte a la suficiencia presentará variaciones anuales relativamente suaves. Esto podría significar una mejor adaptación de la metodología y una implementación en un plazo más corto de tiempo, en comparación con el enfoque unitario. Para ello, el perfeccionamiento del marco regulatorio juega un rol clave.

Para finalizar, tomando el enfoque unitario, las centrales de menor tamaño o que se encuentren en lugares o zonas con un exceso de capacidad, evaluar la contribución a la confiabilidad del sistema se vuelve una tarea técnicamente compleja en términos de determinar con precisión el aporte de este tipo de centrales.

6.2.2 Metodología ELCC en Chile, ¿Qué indicador y estándar utilizar?

En el Capítulo 4, se analizó que Chile no contaba con un objetivo de confiabilidad definido para el SEN. Siendo esto un requisito para implementar exitosamente la metodología ELCC [62].

A modo de contexto, en Estados Unidos, la mayoría de los operadores aplican el criterio de “un día de falla en 10 años”, lo que se traduce en un LOLE = 2.4 horas/año. Cabe mencionar que, para algunos el estándar es vinculante; mientras que, para otros el estándar es meramente indicativo.

Además, se recomienda tener presente el caso de Irlanda hasta el año 2018, debido a que posee características muy similares a las del actual proceso en Chile. Esto según la Tabla 6-1.

Característica	Irlanda hasta 2018	Chile
Mecanismo	Pagos por capacidad	Pagos por capacidad
Razón entre capacidad instalada y demanda máxima	235%	238%
Producto	Capacidad firme	Capacidad firme
Participantes	Empresas generadoras	Empresas generadoras
Horizonte	Para el año en curso	Para el año en curso
Determinación del precio	Administrativo	Administrativo
Objetivo de confiabilidad	LOLE = 8 h/año	No definido
Valor de referencia	Menor costo de inversión anualizado de una central que satisface la demanda de punta. Se utiliza una turbina a gas	Similar a Irlanda

Tabla 6-1. Comparativa entre Irlanda y Chile. Fuente: elaboración propia.

Para el caso del SEN, una alternativa sería establecer un estándar tipo regulatorio/normativo, que considere como referencia el LOLE del estándar de Estados Unidos (internacional) y el LOLE establecido en Irlanda 2018, incorporando las características propias de nuestro sistema.

6.2.3 Inclinarse por la creación de zonas RUC en el SEN

El compromiso de la unidad de confiabilidad (RUC, por su sigla en inglés) tiene por objetivo principal garantizar que se comprometa suficiente capacidad de recursos, además de la capacidad de SSCC, en las ubicaciones correctas para atender de manera confiable ciertas desviaciones respecto de la carga pronosticada en el sistema durante el día (esto se revisa con más detalle en el Capítulo 5).

Ahora bien, ECCO Int. dejó sujeto a elección la implementación del RUC en nuestro mercado. Las opciones son las siguientes: La primera alternativa señala que el CEN puede crear varias zonas RUC, aclarando que una zona RUC es una colección de nodos, y éstos pueden no necesariamente coincidir con las zonas de carga. La segunda alternativa es, mantener un único RUC para todo el SEN.

La recomendación para el CEN, es un RUC zonal. Debido a que, este formato puede incorporar de mejor manera el comportamiento dinámico de SEN, sirviendo dicha información para seleccionar los equipos disponibles más cercanos al punto crítico, evitando problemas asociados con transmisión (congestiones en la red). Además, este enfoque garantizaría el comisionamiento de las unidades autocomprometidas de menor impacto al sistema, antes que comprometer las unidades fuera de línea.

Otro punto clave es, la precisión del pronóstico de carga, siendo esto la piedra angular para que el RUC asegure la capacidad de generación justa y necesaria en todo momento. A fin de satisfacer tanto los requisitos fortuitos de seguridad de la red como el margen de reserva global óptimo. Adicionalmente, se podría asumir que el pronóstico de carga en el RUC local está muy cerca de la carga en tiempo real, por consiguiente al operar un RUC local, se indicaría un compromiso de RUC mínimo y altamente logístico. Esto es razonable con el hecho que, sólo se contemplan las contingencias de zonas estratégicas. Evitando pagos adicionales desde el CEN hacia generadoras (afán de comprometer más capacidad de la necesidad real del sistema) por una mala previsión de la carga real a nivel nacional, lo que reduce el costo y la aumenta la eficiencia del mercado RUC.

6.2.4 Precio de escasez y calibración de la ORDC en Chile

La discusión se enfoca en: Si una parte importante de muchos aumentos repentinos de precios se debe al poder de mercado y no al precio de escasez, ¿Están justificadas las intervenciones en el mercado para mitigarlo? No tomar medidas es, sin duda, una opción; la segunda es, esperar que la

competencia presente en el mercado devuelva precios razonables a largo plazo. Una solución es, incorporar un tope de precios, no obstante, este método es altamente imperfecto en la identificación.

ERCOT implementó la curva de demanda de reserva operativa (ORDC, por su sigla en inglés) para abordar el problema del “dinero faltante”²⁷. Sin embargo, la ORDC tampoco resuelve por completo este problema. Debido a que la calibración depende de elementos que son, en cierta medida, aleatorios y altamente impredecibles, por ejemplo, la exposición de la ORDC a patrones de generación ERV (énfasis en la tecnología eólica).

La recomendación para el CEN recae en un llamado a la precaución con esta medida para generar las señales correctas de precios a los inversores, debido a que su implementación en Chile podría significar que, el poder de mercado sea más que un fenómeno transitorio. La justificación se basa en que, Chile posee un mercado eléctrico con un alto nivel de concentración, por ende distinguir entre la escasez y el poder de mercado, se vuelve complejo. El marco regulatorio, tiene la misión de establecer una regulación idónea y rigurosa sobre el tema. A fin de, limitar el posible ejercicio de poder de mercado, y las preocupaciones sobre las consecuencias negativas derivadas del mismo.

6.3. Recomendaciones sobre cambios en normativas, reglamentos y legislación

6.3.1 Mercado de potencia: demanda como proveedor de suficiencia

Esta medida fue mencionada por Hugh Rudnick[†], 2019 [46]. Señala que, el marco regulatorio del mercado de capacidad en Chile sólo permite que las unidades de generación participen en la oferta de suficiencia. Los clientes libres solamente pueden participar en el mercado reduciendo su consumo para el período de control. Esto permitiría a la demanda (clientes libres) participar activamente en el mercado del lado de la oferta. En resumen, habría que crear un mercado de subastas de capacidad.

¿Cuál es la situación regulatoria? La LGSE requeriría de un mención explícita de la demanda para su participación en el mecanismo actual de suficiencia, porque el artículo 149° de dicha ley establece que, las transferencias de potencia son entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1. La inclusión de la demanda como proveedor de suficiencia, también requiere una reforma al actual DS N°62 (considerando el DS N°70). Debido a que el reglamento tiene un fuerte enfoque sobre características intrínsecas de unidades generadoras o almacenamiento. La

²⁷ El problema del dinero faltante hace referencia a la insuficiencia de los precios de la energía presentes en mercados eléctricos mayoristas competitivos para dar cobertura al valor de inversión de los recursos necesarios para cumplir con el requisito de confiabilidad del sistema eléctrico.

reestructuración debe incluir las metodologías pertinentes de los nuevos agentes (clientes libres u otros) para la determinación de la potencia inicial y suficiencia.

La recomendación para el CEN se centra en la oportunidad que significa permitir a los clientes libres suministrar flexibilidad al sistema, principalmente a través del mercado de capacidad. Esto se visibiliza como un aumento en la integración y participación de respuesta de la demanda, con esquemas que reconozcan la variedad de consumidores y su potencial para reaccionar a distintos tipos de incentivos. Siendo piezas claves para una buena implementación de un mercado basado en ofertas.

El actual objetivo de descarbonización y un desarrollo sostenible del sector energético en Chile, se alinea con el fomento a esta medida. Además, contribuye en la transición hacia mecanismos de capacidad basados en el mercado, y no en pagos administrativos como el actual caso chileno.

6.3.2 Nivel de exigencia en pronósticos de centrales ERV

El Capítulo 4 abordó la necesidad de contar con pronósticos más rigurosos en el nivel de generación real de centrales solares y eólicas, visibilizando la inexistencia de un estándar claro y fijo en la actual NTCyO sobre la exigencia requerida en los informes entregados por las empresas generadoras, tampoco se evidencia en el DS N°125. Esto es un impedimento para el correcto desarrollo de una potencial granularidad temporal y geográfica en el mercado eléctrico chileno.

El Artículo N°68 del Reglamento de Coordinación y Operación establece que “el pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el artículo anterior, deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real”. No obstante, el presente Artículo no especifica un estándar de desviación máxima permitida o aceptable. Al no haber una regulación específica o incentivo para mejorar la calidad de los pronósticos, la existencia de desviaciones significativas se vuelve un problema cotidiano, dificultando la operación del sistema.

La recomendación es modificar el Artículo N°68 de Reglamento de Coordinación y Operación o en su defecto, modificar el Artículo 7-7 de la NTCyO, el cual se refiere al mismo tema. Con la finalidad de, establecer una cuantificación del margen de error o desviación tolerada en los pronósticos enviados al CEN. Esto contribuye a representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos en el SEN, siendo esto un requisito para tener un mercado más granular y más eficiente.

Se expone como referencia el caso de México 2013, el cual se basó en castigos monetarios. Si el pronóstico de generación perteneciente a una central ERV tenía un $\pm 5\%$ de error respecto del nivel real, recibía como máximo el 98% del LMP correspondiente [60].

6.3.3 **Discrepancia entre definiciones del CMg en el DFL N°4 refundido, y además, con la propuesta de ECCO Int.**

A continuación, se muestran Artículos del DFL N°4 refundido que hacen alusión a diferentes tipos de costos marginales.

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.

Artículo 72°-8.- Sistemas de Información Pública del Coordinador.

d) Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, demanda, generación de las centrales, **costos marginales reales** y potencia transitada, entre otros;

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;

Artículo 72°-17.-Sólo las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149°. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencia. Sin perjuicio de lo anterior, en esta etapa, dichas inyecciones no deberán ser consideradas para la determinación del **costo marginal del Sistema**, ni para la repartición de ingresos por potencia.

Artículo 135° quinquies.- Los contratos resultantes de las referidas licitaciones estarán sujetos a un mecanismo especial de ajuste de precios, adicional a su fórmula de indexación. Para estos efectos, el Coordinador monitoreará la diferencia entre la componente de energía del precio medio de mercado vigente en el momento de la convocatoria, y el **costo marginal horario** en el punto de oferta correspondiente.

Téngase presente que, la NTCyO establece el periodo de cálculo de los CMg como periodos consecutivos de 15 minutos, los que se utilizan para el cálculo del costo marginal real, el costo

marginal en línea y las transferencias de energía. Además, la NTCyO define que, el costo marginal en línea es el valor que representa el costo en que incurre el sistema en suministrar energía durante un intervalo de 15 minutos, expresado en USD/MWh, obtenido de integrar la medición durante un periodo de cálculo. Se determina a más tardar quince minutos de finalizado el periodo de cálculo; mientras que, el costo marginal real es el valor expresado en USD/MWh, obtenido a partir del costo marginal en línea. Se determina una vez que se han resuelto las observaciones recibidas por el CEN. Este costo es el que se utiliza, luego de su conversión a pesos chilenos, para la valorización de la energía en el balance de transferencias.

ECCO Int. en su diseño hace referencia a 2 costos marginales financieramente vinculantes dentro del RTM, uno cada 15 minutos y otro cada 5 minutos.

La recomendación se basa en realizar una unificación de las definiciones del CMg en estos documentos oficiales, a fin de evitar confusiones en la implementación del diseño de ECCO Int. asociados a la operación del RTM, ya que se debe tener claro que CMg se usará para las transacciones. Además, se deben modificar los periodos de cálculo especificados en la NTCyO, junto con una aclaración de cuál será el CMg real y el CMg instantáneo que se mencionan en el DFL N°4.

Otro punto que se desprende es que los periodos de cálculo del CMg son solamente indicativos, ya que no presentan vinculancia. Sólo son financieramente vinculantes los CMg en el mercado spot.

6.4. Recomendaciones financieras

6.4.1 Derivar los ingresos por congestión a la financiación de nueva infraestructura de transmisión

La recomendación para el CEN recae en que en la legislación chilena no existe una orden o decreto asociado con el flujo del dinero recaudado a través de los ingresos por congestión. Esto debe tenerse en cuenta a la hora de implementar herramientas financieras como los CfD o FTR u otras.

Como modelo a seguir, está la Unión Europea. El Capítulo 3, muestra cómo la Unión Europea decretó que los ingresos por congestión se utilicen para el mantenimiento y desarrollo de redes de transmisión eléctrica; con el objetivo de reducir futuras congestiones en el sistema eléctrico.

6.4.2 Inexistencia de un bróker en el mercado eléctrico chileno

A día de hoy, el mercado eléctrico nacional (el CEN) no realiza trading financiero ni tampoco existe un bróker o corredor de bolsa ligado al funcionamiento, debido a que no hay derivados

financieros en el diseño actual; siendo esto un impedimento evidente para la correcta implementación de los derivados financieros que recomienda ECCO Int. en su diseño.

Como referencia, se menciona el Nord Pool (Capítulo 3). Este mercado eléctrico mayorista cuenta con una clara división de las 3 facetas claves en el funcionamiento.

- Operador de mercado (físico): El Nord Pool AS es el encargado de supervisar, gestionar y velar por la correcta operación del mercado de electricidad spot en los países en los que existe influencia del Nord Pool.
- Operador de sistema: Cada país en los cuales Nord Pool tiene influencia, posee su propio operador de sistema, que son independientes de Nord Pool y cuya misión es garantizar la seguridad en la operación de sistema eléctrico (red). A continuación se nombran algunos: Fingrid Oyj (Finlandia), Energinet (Dinamarca), Statnett (Noruega) y Svenska Kräfnat (Suecia).
- Operador de los trading financieros: es un bróker o corredor de bolsa que se encarga de toda la parte financiera asociada al mercado eléctrico mayorista. El Nord Pool vendió sus derivados financieros a Nasdaq, siendo ésta una de las bolsas de valores automatizadas más grandes de Estados Unidos.

La recomendación para el CEN se centra en que dicha entidad se encargue sola y exclusivamente de las operaciones físicas del mercado mayorista. Por lo tanto, el CEN tiene que buscar algún bróker especializado y experimentado para que se encargue del mercado financiero, dentro del cual, el bróker debe garantizar una buena gestión los derivados financieros que se implementen en Chile.

Capítulo 7. Aplicación de cobertura del riesgo en Chile combinando CfD y FTR

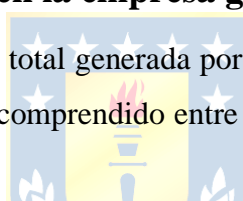
7.1. Introducción

Una suerte de “cobertura perfecta” a nivel de riesgo temporal y geográfico podría lograrse siempre y cuando la cantidad de energía que se estipule en el CfD sea igual al FTR que cubre un cierto tramo de transmisión de la red eléctrica. La incorporación de las herramientas CfD y FTR se vuelve necesaria al conocer la variabilidad que presenta el LMP en el territorio nacional (Capítulo 4).

El presente capítulo tiene como objetivo demostrar la existencia de complementariedad en la cobertura del riesgo mediante una combinación de las herramientas financieras FTR y CfD. Para ello, se desarrolla un ejemplo con CMg reales extraídos desde la página web del CEN.

7.2. Contextualización basada en la empresa generadora Daza S.A.

La Figura 7-1 muestra la energía total generada por la empresa Daza S.A.²⁸ y la suma de sus contratos de energía durante el periodo comprendido entre enero de 2017 y diciembre de 2023. Los datos se encuentran en el Anexo I.



Daza S.A.



Figura 7-1. Energía total generada vs contratos. Fuente: elaboración propia.

Teniendo presente la evolución de la generación y sus contratos, lo siguiente es identificar las unidades de generación de Daza S.A., junto con sus respectivas ubicaciones en el SEN (barra de conexión asociada). Téngase presente que se asumen las barras principales del SEN como puntos de conexión más cercanos, debido a que se cuenta con los datos de los LMP promedio mensuales (Tabla

²⁸ Daza S.A. es una empresa generadora ficticia, la cual fue creada para desarrollar el presente ejemplo de implementación de FTR y CfD en Chile.

7-1). Dicho supuesto no altera significativamente el resultado, puesto que sólo se tendrían diferencias de precios debido a los factores de penalización o congestiones en algunos tramos de la red.

Tecnología	Unidad	Capacidad [MW]	Localización (región)	Suposición de Barra Conexión	LMP [US\$/MWh] (Dic 2023)
Hidráulica de embalse	Central 1	324,1	Biobío	Charrúa 220 [kV]	32
	Central 2	172	Los Lagos	Puerto Montt 220 [kV]	48
	Central 3	467,3	Maule	Charrúa 220 [kV]	32
	Central 4	95	Maule	Charrúa 220 [kV]	32
Térmica	Central 5	854,9	O'Higgins	Quillota 220 [kV]	40
	Central 6	249,5	Valparaíso	Quillota 220 [kV]	40
	Central 7	374	Biobío	Charrúa 220 [kV]	32
	Central 8	107,7	Biobío	Charrúa 220 [kV]	32
Solar	Central 9	230	Atacama	Cardones 220 [kV]	44
Hidráulica de pasada	Central 10	53	Valparaíso	Quillota 220 [kV]	40
	Central 12	61	Valparaíso	Quillota 220 [kV]	40
	Central 13	29,2	Valparaíso	Quillota 220 [kV]	40
	Central 14	39,9	Valparaíso	Quillota 220 [kV]	40

Tabla 7-1. Datos de inyección de energía de Daza S.A. en diciembre de 2023. Fuente: elaboración propia.

Para simplificar más el entendimiento del problema, se asume que existirá una gran central generadora de la misma capacidad que sumen las unidades de la Tabla 7-1 en cada barra de conexión. La tecnología de esa central se determinará según la generación total del mes de diciembre 2023, para luego dividir por tecnología de generación (Tabla 7-2).

Generación de Daza S.A. (GWh) en diciembre 2023			
Hidráulica de Pasada	Hidráulica de Embalse	Térmica	Solar
213	412	16	51

Tabla 7-2. Generación por tecnología. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, se debe identificar las barras de retiro de la energía, es irrelevante si estos son clientes regulados o libres, lo importante es conocer la cantidad de energía transada y el LMP del nodo respectivo de conexión en el que se retira la energía. Por simplicidad, se asumen 4 clientes conectados en barras diferentes entre ellos y distintas a las de inyección. Esto se muestra en la Tabla 7-3.

Cliente	Contrato [MW]	Localización (región)	Suposición de Barra Conexión	LMP [US\$/MWh] (Dic 2023)
Cliente 1	50	Antofagasta	Crucero 220 [kV]	46
Cliente 2	100	Metropolitana	Alto Jahuel 220 [kV]	35
Cliente 3	600	Coquimbo	Pan de Azúcar 220 [kV]	43
Cliente 4	150	Tarapacá	Tarapacá 220 [kV]	48

Tabla 7-3. Detalle de los clientes de Daza S.A. Fuente: elaboración propia.

Llegado este punto, Daza S.A. tiene que definir 2 cosas: el tamaño a tomar en el FTR y en el CfD, y además, decidir qué período de liquidación tomar.

La elección del tamaño o volumen debe cumplir la condición representada en la ecuación (7.1). El consumo del cliente es el contrato de compra/venta de energía.

$$\text{Tamaño CfD (MW)} = \text{Tamaño FTR (MW)} = \text{Consumo del Cliente (MW)} \quad (7.1)$$

La elección de la liquidación (tiempo) debe ser la misma para el CfD y FTR. Las opciones son: spot, mensual, trimestral, semestral, anual y X años. Para este ejemplo, se elige liquidación mensual.

7.3. Transacciones de energía de la empresa generadora Daza S.A. en el SEN

Según los datos presentados en los ítems anteriores, una buena opción para Daza S.A. en relación con la cantidad total en MW para los contratos de compra/venta o transmisión de energía desde los nodos de generación a los nodos de consumo es de 900 [MW]. Estos 900 [MW] se distribuyen a prorrata en las 4 barras principales de conexión de la unidades de generación, según lo comentado en el ítem anterior. Más detalles se encuentran en la Tabla 7-4 y la Figura 7-2.

Unidad Generadora	Cliente	Tamaño del contrato [MW]
Generadora 1	Cliente 1	50
Generadora 2	Cliente 2	100
Generadora 3	Cliente 3	600
Generadora 4	Cliente 4	150

Tabla 7-4. Parejas entre unidades generadoras y clientes. Fuente: elaboración propia.

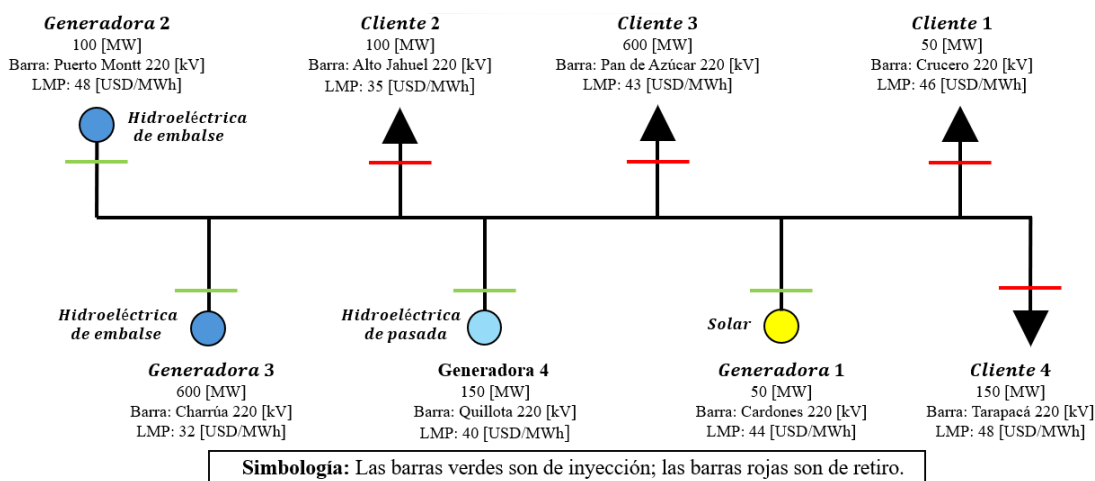


Figura 7-2. Diagrama simplificado de los nodos de inyección y retiro en el SEN. Fuente: elaboración propia.

Para aclarar la situación hasta ahora, ya se han definido los siguientes puntos claves:

- Tamaños de los contratos de compra/venta de energía (PPA, por su sigla en inglés) y las parejas, es decir, cada generadora junto con su respectivo cliente (sea este libre o regulado).
- El periodo de liquidación es mensual.
- Localización de las unidades generadoras (barra de conexión en el SEN), su nivel de generación comprometida y sus LMP mensuales.
- Localización de los clientes (barra de conexión en el SEN), su nivel de consumo comprometido y sus LMP mensuales.

7.4. Definición del precio de ejercicio (strike price) en los CfD de Daza S.A.

La definición del precio de ejercicio (o fijado) es clave, puesto que, determina el nivel de ganancias que recibiría Daza S.A. y también determina el nivel de riesgo que dicha empresa está dispuesta a tolerar. No obstante, la gracia del precio de ejercicio está en que es el resultado de un acuerdo entre ambas partes (generadora y cliente), en otras palabras, el precio de ejercicio representa el dinero que Daza S.A. está dispuesta a aceptar por sus servicios y el dinero que cada uno de sus clientes está dispuesto a pagar. Los acuerdos de los precios de ejercicios quedan sujetos a la capacidad de realizar un estudio previo lo suficientemente bueno, puesto que de no ser así, la parte que mejor proyecte el precio del mercado, tendrá mejor rentabilidad económica, pudiendo persuadir a la contraparte para aceptar precios de ejercicios no tan convenientes. Los precios de ejercicios brindan seguridad a largo plazo para ambas partes, debido a que realizan sus transacciones a un precio estable y conocido, lo que es independiente de las incertidumbres propias del mercado.

Los PPA son una opción de compraventa de energía de largo plazo entre un generador y una carga, en el que se define un periodo de tiempo y un precio predeterminado; esto compromete a los vendedores a abastecer con un suministro estable y al precio acordado. No obstante, estos contratos están expuestos a la volatilidad propia del mercado, lo que puede afectar la rentabilidad de los PPA. Aquí aparecen los CfD, los que se integran en el PPA para mitigar posibles riesgos financieros.

Para el desarrollo de este ejemplo, se asumen los precios de ejercicio²⁹ como resultado de la celebración de los PPA entre Daza S.A. y sus respectivos clientes, fijando el precio de ejercicio superior en 45 [USD/MWh] y el precio de ejercicio inferior en 30 [USD/MWh]. Esto significa que por mutuo acuerdo se limita el precio de compra de energía a Daza S.A. en 45 [USD/MWh]; mientras que, a Daza S.A. se le garantiza un precio de compra de energía mínimo de 30 [USD/MWh].

7.5. Cobertura eficiente del riesgo de Daza S.A. combinando CfD y FTR

Primero hay que aclarar que el ejercicio se basa en que existe congestión en la red, en este caso en el SEN. Esto es importante debido que en esa situación se da una “renta por congestión” (Capítulo 5); en caso contrario, con una red robusta, no se dan las condiciones para que haya congestión, debido a que existe la infraestructura de transmisión que demanda el mercado. Por lo tanto, si no existe la infraestructura necesaria, lo idóneo es invertir la renta por congestión obtenida en mitigar esa brecha.

²⁹ Los valores tomados tienen la finalidad de cubrir la mayor cantidad de casos posibles, teniendo presente que se conocen los datos de los LMP mensuales, los cuales no se alteran.

En la Tabla 7-5 se muestra un desarrollo algebraico paso a paso del proceso de cobertura del riesgo en una transacción de energía, utilizando la combinación de las herramientas financieras CfD y FTR. Un supuesto clave es que Daza S.A. es titular de un FTR en cada uno de los 4 nodos de conexión de sus respectivas unidades. Para un mayor entendimiento del flujo del dinero en las liquidaciones, hay que considerar que (+) es un ingreso de dinero y (-) es un egreso de dinero.

	Generador (conectado al nodo A)	Cliente (conectado al nodo B)	Comentarios
Mercado Spot. Q es el volumen del contrato	$LMP_A \cdot Q$	$-LMP_B \cdot Q$	Los ingresos y los costos en el mercado spot para el generador y consumidor respectivamente.
CfD bidirreccional con P siendo el strike price	$ P - LMP_B \cdot Q$	$ P - LMP_B \cdot Q$	Si $LMP_B > P$, el generador paga al consumidor la diferencia; pero si $LMP_B < P$, el consumidor paga al generador la diferencia.
Balance Spot + CfD	$P \cdot Q + LMP_A \cdot Q - LMP_B \cdot Q$	$-P \cdot Q - LMP_B \cdot Q + LMP_B \cdot Q$	Suma de los pagos de energía con el CfD respectivo.
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$Q \cdot [LMP_B - LMP_A]$		Muestra el pago por FTR. Este es cero para el consumidor, ya que sólo el generador es titular FTR.
Balance Final	$P \cdot Q$	$-P \cdot Q$	Muestra el flujo de dinero final. Con FTR, el CfD y la cantidad de producción/consumo físico = Q.

Tabla 7-5. Desarrollo de una transacción de energía con cobertura perfecta. Fuente: elaboración propia.

A continuación se abordan cada una de las transacciones de energía entre las unidades generadoras de Daza S.A. y sus respectivos clientes. Para ello, se hace uso del desarrollo algebraico expuesto en la Tabla 7-5 y los datos técnicos tratados en los ítems anteriores.

A. Caso 1: generadora 1 y cliente 1

En la Tabla 7-6 se analiza el contrato de energía entre la unidad generadora 1 y el cliente 1.

	Unidad Generadora 1	Cliente 1
Mercado Spot	$LMP_{Cardones} \cdot Q$	$-LMP_{Crucero} \cdot Q$
CfD bidireccional con P el strike price	$ P - LMP_{Crucero} \cdot Q$	$ P - LMP_{Crucero} \cdot Q$
Spot + CfD	$P \cdot Q + LMP_{Cardones} \cdot Q - LMP_{Crucero} \cdot Q$	$-P \cdot Q - LMP_{Crucero} \cdot Q + LMP_{Crucero} \cdot Q$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$Q \cdot [LMP_{Crucero} - LMP_{Cardones}]$	
Balance Final	$P \cdot Q$	$-P \cdot Q$

Tabla 7-6. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 1 y el cliente 1. Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 7-7 se analiza numéricamente. Cabe señalar que como los LMP de ambas barras de conexión son mayores al precio de ejercicio mínimo, pero el LMP de compra del cliente es más grande que el precio fijado, por consiguiente Daza S.A. deberá reembolsar la diferencia.

	Unidad Generadora 1	Cliente 1
Mercado Spot	$44 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh]$	$-46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh]$
CfD bidireccional	$- \left 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right \cdot 50 [MWh]$	$\left 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right \cdot 50 [MWh]$
Spot + CfD	$44 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh] - 46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh] + 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh]$	$-46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh] - 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh] + 46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh]$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$50 [MWh] \cdot \left[46 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 44 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right]$	0
Balance Final	$45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh]$	$-45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 50 [MWh]$

Tabla 7-7. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 1 y el cliente 1. Fuente: elaboración propia.

B. Caso 2: generadora 2 y cliente 2

En la Tabla 7-8 se analiza el contrato de energía entre la unidad generadora 2 y el cliente 2.

	Unidad Generadora 2	Cliente 2
Mercado Spot	$LMP_{Puerto Montt} \cdot Q$	$-LMP_{Alto Jahuel} \cdot Q$
CfD bidireccional con P el strike price	$ P - LMP_{Alto Jahuel} \cdot Q$	$ P - LMP_{Alto Jahuel} \cdot Q$
Spot + CfD	$P \cdot Q + LMP_{Puerto Montt} \cdot Q - LMP_{Alto Jahuel} \cdot Q$	$-P \cdot Q - LMP_{Alto Jahuel} \cdot Q + LMP_{Alto Jahuel} \cdot Q$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$Q \cdot [LMP_{Alto Jahuel} - LMP_{Puerto Montt}]$	
Balance Final	$P \cdot Q$	$-P \cdot Q$

Tabla 7-8. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 2 y el cliente 2. Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 7-9 se analiza numéricamente. Cabe señalar que como los LMP de ambas barras de conexión son mayores al precio de ejercicio mínimo, pero el LMP de venta del generador es mayor al precio fijado, por consiguiente el precio de venta que percibe Daza S.A. es el máximo pactado.

	Unidad Generadora 2	Cliente 2
Mercado Spot	$48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh]$	$-35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh]$
CfD bidireccional	$\left 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right \cdot 100 [MWh]$	$- \left 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right \cdot 100 [MWh]$
Spot + CfD	$48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh] - 35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh] + 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh]$	$-35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh] - 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh] + 35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh]$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$100 \cdot \left[35 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right]$	0
Balance Final	$45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh]$	$-45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 100 [MWh]$

Tabla 7-9. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 2 y el cliente 2. Fuente: elaboración propia.

C. Caso 3: generadora 3 y cliente 3

En la Tabla 7-10 se analiza el contrato de energía entre la unidad generadora 3 y el cliente 3.

	Unidad Generadora 3	Cliente 3
Mercado Spot	$LMP_{Charrúa} \cdot Q$	$-LMP_{Pan\ de\ Azúcar} \cdot Q$
Cfd bidireccional con P el strike price	$ P - LMP_{Pan\ de\ Azúcar} \cdot Q$	$ P - LMP_{Pan\ de\ Azúcar} \cdot Q$
Spot + Cfd	$P \cdot Q + LMP_{Charrúa} \cdot Q - LMP_{Pan\ de\ Azúcar} \cdot Q$	$-P \cdot Q - LMP_{Pan\ de\ Azúcar} \cdot Q + LMP_{Pan\ de\ Azúcar} \cdot Q$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$Q \cdot [LMP_{Pan\ de\ Azúcar} - LMP_{Charrúa}]$	
Balance Final	$P \cdot Q$	$-P \cdot Q$

Tabla 7-10. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 3 y el cliente 3. Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 7-11 se analiza numéricamente. Cabe señalar que como los LMP de ambas barras de conexión son menores al precio de ejercicio máximo acordado y mayores al precio de ejercicio mínimo acordado. No opera ninguna herramienta financiera para cubrir el riesgo por congestión.

	Unidad Generadora 3	Cliente 3
Mercado Spot	$32 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 600 [MWh]$	$-43 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 600 [MWh]$
Cfd bidireccional	0	0
Spot + Cfd	$32 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 600 [MWh]$	$-43 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 600 [MWh]$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	0	0
Balance Final	$32 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 600 [MWh]$	$-43 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 600 [MWh]$

Tabla 7-11. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 3 y el cliente 3. Fuente: elaboración propia.

D. Caso 4: generadora 4 y cliente 4

En la Tabla 7-12 se analiza el contrato de energía entre la unidad generadora 4 y el cliente 4.

	Unidad Generadora 4	Cliente 4
Mercado Spot	$LMP_{Quillota} \cdot Q$	$-LMP_{Tarapacá} \cdot Q$
Cfd bidireccional con P el strike price	$ P - LMP_{Tarapacá} \cdot Q$	$ P - LMP_{Tarapacá} \cdot Q$
Spot + Cfd	$P \cdot Q + LMP_{Quillota} \cdot Q - LMP_{Tarapacá} \cdot Q$	$-P \cdot Q - LMP_{Tarapacá} \cdot Q + LMP_{Tarapacá} \cdot Q$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$Q \cdot [LMP_{Tarapacá} - LMP_{Quillota}]$	
Balance Final	$P \cdot Q$	$-P \cdot Q$

Tabla 7-12. Desarrollo algebraico entre la unidad generadora 4 y el cliente 4. Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 7-13 se analiza numéricamente. Cabe señalar que como los LMP de ambas barras de conexión son mayores al precio de ejercicio mínimo, pero el LMP de compra del cliente es más grande que el precio fijado, por consiguiente Daza S.A. deberá reembolsar la diferencia.

	Unidad Generadora 4	Cliente 4
Mercado Spot	$40 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$	$- 48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$
Cfd bidireccional	$- \left 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right \cdot 150 [MWh]$	$\left 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right \cdot 150 [MWh]$
Spot + Cfd	$40 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh] - 48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$ $+ 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$	$-48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh] - 45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$ $+ 48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$
FTR en el nodo de inyección (entre Daza S.A. y el CEN)	$150 \cdot \left[48 \left[\frac{USD}{MWh} \right] - 40 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \right]$	0
Balance Final	$45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$	$-45 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 150 [MWh]$

Tabla 7-13. Desarrollo numérico entre la unidad generadora 4 y el cliente 4. Fuente: elaboración propia.

7.6. Discusión de los resultados obtenidos en el ítem anterior

Tanto en el caso 1 (Tabla 7-7) como en el caso 4 (Tabla 7-13) se evidencia una correcta operación de la fusión de las herramientas financieras Cfd y FTR, debido a que el LMP de los clientes era mayor al precio fijado (estaban pagando más de lo acordado por contrato); el administrador del mercado debe devolver esa diferencia a los clientes afectados. Esto finaliza en un equilibrio en el precio de ejercicio superior del Cfd y en esta situación existe renta por congestión (el LMP de compra superó la banda fija superior establecida en el Cfd).

En el caso 2 (Tabla 7-9) se evidencia la correcta operación de la fusión de las herramientas financieras Cfd y FTR, debido a que el LMP de oferta de Daza S.A. en su unidad generadora 2 era más alto que el precio fijado; esa diferencia causada a raíz de la presencia de congestión en la red, se limita al precio máximo pactado, es decir, se reducen las ganancias extraordinarias de Daza S.A. Esto finaliza en un equilibrio en el precio de ejercicio superior del Cfd y en esta situación existe renta por congestión (el LMP de venta superó la banda fija superior establecida en el Cfd).

En el caso 3 (Tabla 7-11) se refleja cuando el LMP se encuentra dentro de la banda fijada en el Cfd, es decir, está en la zona considerada como exenta de riesgo financiero y que asegura una rentabilidad tanto para la generadora como para los clientes. Por consiguiente, no opera la fusión de las herramientas financieras Cfd y FTR, ya que no son requeridas. Finalmente, en esta situación no existe renta por congestión (ni el LMP de venta ni el LMP de compra cruzaron las bandas fijas establecidas en el Cfd).

Capítulo 8. Conclusiones

8.1. Sumario

La investigación realizada en la presente memoria consistió en estudiar los desafíos en la captación de los costos de oportunidad que implica la incorporación a gran escala de centrales de ERV en la matriz energética, en particular centrales solares, centrales eólicas y SAE, con el objetivo de analizar el funcionamiento de la actual metodología del mercado eléctrico mayorista en Chile, que se basa en costos auditados. Para ello, se recopiló información técnica, regulatoria y económica acerca del mercado de energía, mercado de transmisión, mercado de potencia y mercado de SSSC.

Luego, se presenta el Nord Pool como un posible modelo a seguir, en términos de flexibilidad y eficiencia, destacando características relevantes en su diseño, entre las cuales se encuentra la operación basada en ofertas, que contrasta totalmente con la del actual mercado mayorista chileno; aunque también poseen similitudes, ya que ambos tienen una gran componente hidráulica en su sistema eléctrico. La idea detrás de exponer este mercado, es intentar replicar las “buenas prácticas” y evitar errores durante el proceso de modernización o mejoramiento del mercado eléctrico nacional.

Siguiendo con el desarrollo, se evalúa la eficiencia operativa de los productos que conforman el mercado mayorista nacional, teniendo como punto de referencia la información sobre Nord Pool. Aquí se identifican algunos de los problemas que tienen en jaque a la teoría marginalista basada en costos auditados, los cuales se deben considerar a la hora de diseñar un nuevo modelo de mercado.

Una vez hecho lo anterior, se revisa la propuesta de la consultora ECCO Int., que tiene por objetivos principales sugerir un posible diseño de mercado para Chile y guiar al CEN en su proceso de perfeccionamiento del mercado, debido a la transición energética. Dicha propuesta se analiza en aspectos técnicos, relacionados al diseño y al proceso de implementación, identificando posibles debilidades o controversias presentes en las nuevas metodologías. Adicionalmente, se examina la regulación y la normativa vigente, en búsqueda de posibles inconvenientes o barreras que signifiquen contratiempos para la adopción de un mercado eléctrico mayorista basado en ofertas.

En base al trabajo realizado, se exponen recomendaciones que podrían ayudar al CEN, en su exploración de diversas metodologías que contribuyan a mejorar la flexibilidad del mercado actual. Además, se aplica la combinación CfD y FTR en Chile, tomando de ejemplo la empresa Daza S.A.

Por último, se reconoce que no existe una solución universal, debido a la enorme dependencia de las características intrínsecas de cada sistema. Por lo tanto, de no considerar todas las variables, el diseño a implementar puede no tener el éxito esperado. Además, depende de la política de cada país.

8.2. Conclusiones

El estudio del actual mercado eléctrico mayorista evidenció que se requieren cambios profundos en los procesos operativos y la incorporación de nuevas metodologías que sean eficientes y posean la flexibilidad necesaria frente a una matriz energética en vías de descarbonización y con una penetración de centrales ERV cada vez mayor.

En base al estudio del mercado mayorista Nord Pool, se obtuvieron los conocimientos necesarios para entender herramientas que no existen actualmente en Chile pero que se buscan implementar como lo son los FTR, CfD, un DAM basado en ofertas tanto de generación como de consumo, RTM, entre otros. La conclusión es que Nord Pool logró implementar exitosamente todas las herramientas antes mencionadas, siendo un buen ejemplo para el CEN a la hora de elaborar futuras reformas a la operación del actual mercado eléctrico nacional, evitando errores técnicos o económicos que podrían “costar caro”, y que también guíe de cierta manera el correcto desarrollo de la regulación.

El diseño propuesto por la consultora ECCO Int. para el CEN tiene varios lineamientos interesantes, los cuales podrían otorgar al mercado la flexibilidad necesaria para funcionar eficientemente con una matriz predominantemente renovable. Para ello, se deben adoptar una serie de metodologías internacionales que, sin duda, marcarán un precedente en el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. No obstante, el análisis realizado al diseño reveló que se necesitan muchos cambios a nivel legislativo, normativo y técnico, para que las reformas tengan el éxito esperado. Por lo tanto, la implementación debe ser paulatina y cautelosa, con la finalidad de evitar la mayor cantidad de errores en el proceso de adaptación.

El estudio de la propuesta de ECCO Int. reveló que el diseño presenta algunos “vacíos”, o simplemente, deja a elección algunos puntos. Debido a lo anterior, se recomendó un total de 9 sugerencias que contribuyen a mejorar las condiciones habilitantes o facilitan la implementación del diseño propuesto por la consultora ECCO Int. en el mercado eléctrico nacional; apuntando a temas técnicos, financieros y legislativos.

Los resultados de aplicar la combinación CfD bidireccional y FTR en las transacciones de energía entre Daza S.A. y sus clientes, demostraron que existe una suerte de cobertura “perfecta” del riesgo financiero. La eficiencia se traduce en un seguro financiero que pueden tomarlo tanto los clientes como las generadoras, el cual reduce la incertidumbre futura asociada al precio, a través de garantizar un precio máximo y mínimo de compra/venta de energía, esto sin importar la distancia entre el nodo de inyección y el de retiro, siempre y cuando, el volumen de energía transmitido sea el mismo que se estipula en el CfD y FTR, el volumen a utilizar está restringido solamente por el

consumo y la red. También hay que mencionar que la tecnología de generación que utilice la unidad no altera la eficiencia operativa de la combinación de CfD y FTR.

En base al análisis realizado se concluye que una eventual transición desde una metodología centrada en costos auditados a un sistema basado en ofertas no implicaría abandonar totalmente la teoría marginalista, por el contrario, varias herramientas que se buscan implementar no interfieren con los principios de dicha teoría. Lo ideal para Chile es realizar una transición hacia una operación del mercado que se encuentre entre ambos extremos, apuntando a una operación descentralizada del mercado mayorista con nuevos productos, herramientas y actores. Todo lo anterior, daría como resultado un modelo de mercado más flexible, eficiente y representativo en los costos de producción, en contraste con el modelo actual, lo que fomentaría una mayor competencia entre los actores y daría las señales más cercanas a la realidad a los futuros inversionistas.

8.3. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro se sugieren los siguientes temas:

- Analizar los cambios en la regulación y los efectos en la competencia en el mercado de generación, al incorporar los PMDG con precio estabilizado al mercado de los PPA, permitiéndoles vender su energía a los clientes regulados en el territorio nacional.
- Analizar la propuesta de reforma al actual mercado eléctrico mayorista elaborada por Vinken-Dictuc³⁰ por encargo de la CNE, la importancia del análisis radica en que la investigación posee los mismos lineamientos que la licitación ganada por ECCO Int. para el CEN. Además, Vinken-Dictuc analiza otros mercados eléctricos mayoristas, los cuales no se contemplan en la propuesta de ECCO Int., por lo que se aportaría otra visión con nuevos componentes y características.

³⁰ Vinken-Dictuc es una consultora nacional especializada y experimentada en investigación avanzada.

Bibliografía

- [1] Comité Consultivo de Energía 2050, “Hoja de ruta 2050,” Septiembre 2015. [Online]. Disponible en: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/hoja_de_ruta_cc_e2050.pdf Revisado: 21/3/2024.
- [2] Ministerio de Energía, “Ruta energética 2018-2022,” 2018. [Online]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/documentos/ruta-energetica-2018-2022> . Revisado: 25/3/2024.
- [3] Y. Li, N. Peng Yu, W. Wang, “Machine Learning-Driven Virtual Bidding with Electricity Market Efficiency Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 37, pp 354-364, Ene 2022.
- [4] S. Baltaoglu, L. Tong, and Q. Zhao, “Algorithmic bidding for virtual trading in electricity markets,” IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 34, no. 1, pp. 535–543, 2018.
- [5] M. Kohansal, A. Sadeghi-Mobarakeh, S. D. Manshadi, H. Mohsenian-Rad, “Strategic Convergence Bidding in Nodal Electricity Markets: Optimal Bid Selection and Market Implications”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 35, pp 891-901, Sep 2020.
- [6] E. Samani, M. Kohansal, H. Mohsenian-Rad, “A Data-Driven Convergence Bidding Strategy Based on Reverse Engineering of Market Participants Performance: A Case of California ISO”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 36, pp 2122-2136, May 2022.
- [7] L. Mones, S. Lovett, “General Stochastic Optimization Framework for Convergence Bidding”, IEEE Transactions on Energy Markets, Vol 1, pp 60-72, Oct 2022.
- [8] E. Samani, H. Mohsenian-Rad, “A Data-Driven Study to Discover, Characterize, and Classify Convergence Bidding Strategies in California ISO Energy Market”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 35, pp 188-197, Nov 2020.
- [9] P. Shinde, Mohammed R. Hezamsadeh & P. Date, “Optimal Dispatch in a Balancing Market with Intermittent Renewable Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 36, pp 865-878, Mar 2021.
- [10] P. Holmberg & Robert A. Ritz, 2019. "Capacity mechanisms and the technology mix in competitive electricity markets," Working Papers EPRG1921, Energy Policy Research Group, Cambridge Judge Business School, University of Cambridge.

- [11] R. Bansal, Y. Chen, P. You, E. Mallada, “Market Power Mitigation in Two-Stage Electricity Markets with Supply Function and Quantity Bidding”, IEEE Transactions on Energy Markets, Vol 38, pp 512 -522, Sep 2023.
- [12] Z. Zhu, K.K. Chan, S. Bu, A. Siu O, X. Gao, S. Xia, “Analysis of Evolutionary Dynamics for Bidding Strategy Driven by Multi-Agent Reinforcement Learning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 36, pp 5975-5978, Nov 2021.
- [13] Mauricio O. Araya., “Simetría,” El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad, Vol 1, pp. 43 - 101, 2020. [Online]. Disponible en: <https://pdfcoffee.com/simetria-olivares-araya-mauricio-3-pdf-free.html> . Revisado: 4/4/2024.
- [14] C. Barría, B. Eguiguren, C. Coronado, A. Varas, R. González, J. Obach & L. Gutiérrez, “Transición energética de Chile: política energética nacional”, Somos la energía del futuro, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Santiago de Chile, Febrero 2022. [Online]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf . Revisado: 17/04/2024.
- [15] Claudio A. Roa S., “Apuntes Mercado Eléctrico”, Universidad de Concepción, 2023.
- [16] ECCO International, “Design of a Bid-based Wholesale Energy Market, Ancillary Services and Capacity Market in Chile”, Asesoría al CEN, San Francisco, Estados Unidos, Jul 2024. [Online]. Disponible en: [Link de descarga del informe en pdf](#) . Revisado: 7/7/2024.
- [17] Ministerio de Energía, “Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno,” Marzo 2009. [Online]. Disponible en: [Link de descarga del informe en pdf](#) . Revisado: 22/04/2024.
- [18] Comisión Nacional de Energía (2019). Norma Técnica de Servicios Complementarios. [Online]. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>. Revisado: 7/5/2024.
- [19] Congestion income does not constitute profit or revenue for Elering but a fund for financing investments. Elering. [Online]. Enero 2022. Disponible en: <https://elering.ee/en/congestion-income-does-not-constitute-profit-or-revenue-elering-fund-financing-investments> . Revisado: 8/7/2024.
- [20] L. Villarroel, “Desarrollo de un modelo Económico-Operacional para el ingreso de las Energías Renovables No Convencionales al Mercado Eléctrico Chileno” Informe de memoria

- presentada per optar al grau de Doctor per la Universitat de Lleida Programa de Doctorat en Dret i Administració d' Empreses, Universitat de Lleida, España, 2022. [Online]. Disponible en: <https://www.tesisenred.net/handle/10803/688032> . Revisado: 13/05/2024.
- [21] Vinken-Dictuc, “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”, Comisión Nacional de Energía, Vol 1, pp 65-105, Dic 2021. [Online]. Disponible en: <https://www.cne.cl/estudios/electricidad/> . Revisado: 14/05/2024.
- [22] Synex, el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas & Estudios Energéticos, “Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile”, Generadoras de Chile, Vol 1, pp 14-77, Feb 2018. [Online] . Disponible en: [Link de descarga del informe en pdf](#). Revisado: 20/05/2024.
- [23] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, DS 62: Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, establecido en la LGSE. 2007. [Online] . Disponible en : <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=250604> . Revisado: 23/05/2024.
- [24] Vinken-Dictuc, “Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones”, CEN, Vol 1, pp 32-74, Mar 2019. [Online]. Disponible en: [Link de descarga del informe en pdf](#). Revisado: 28/05/2024.
- [25] CNE. [Online]. Disponible en: <https://www.cne.cl/> . Revisado 8/06/2024.
- [26] F. Muñoz & A. Mills, “Endogenous assessment of the capacity value of solar PV in generation investment planning studies”, IEEE Trans. on Sust. Energy, Vol 6(4), pp 1574-1585, Oct 2015.
- [27] C. Johanna Crucianelli, “Teoría de subastas y modelos de aprendizaje en subastas de primer precio”, Tesis de Licenciatura, Dpto. de Matemática, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, Argentina, 2022. [Online]. Disponible en: https://web.dm.uba.ar/files/tesis_lic/2022/crucianelli.pdf . Revisado: 19/03/2024.
- [28] C. Martínez, “Teoría de Subastas. Aplicaciones.”, Trabajo de Fin de Grado en Economía, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de Valladolid, España, 2022. [Online]. Disponible en: [Link de descarga de la tesis en pdf](#) . Revisado: 22/03/2024.

- [29] Ley N° 20936. Biblioteca del Congreso Nacional. [Online]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695> . Revisado 14/06/2024.
- [30] Nord Pool. [Online]. Disponible en: <https://www.nordpoolgroup.com/> . Revisado 1/07/2024.
- [31] Brose, Eirik Braaten and Haugsbø, Andreas Sandal, “Flow-Based Market Coupling in the Nordic Power Market”. MA thesis. Norwegian School of Economics, Noruega, 2019. [Online]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/288306844.pdf> . Revisado: 3/6/2024
- [32] H. Sutter, “Nord Pool Spot–Leading the Power Markets Integration”, Nord Pool Spot, 2014. [Online]. Disponible: http://basrec.net/wp-content/uploads/2013/11/7_Hando%20Sutter.pdf . Revisado: 5/6/2024.
- [33] NEMO Committee, “Single Price Coupling Algorithm”, EUPHEMIA Public Description, 2020. [Online]. Disponible en: <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/euphemia-public-description.pdf> . Revisado: 5/6/2024.
- [34] REGULATION 2015/1222, “Establishing a guideline on capacity allocation and congestion management”, Official Journal of the European Union, COMMISSION REGULATION (EU), 2015/1222, 24 July 2015. [Online]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A32015R1222> . Revisado: 10/6/2024.
- [35] N. Shang, Y. Ding and W. Cui, "Review of Market Power Assessment and Mitigation in Reshaping of Power Systems," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol. 10, no. 5, pp. 1067-1084, Sep 2022.
- [36] STATNETT, ENERGINET, FRINGIRD & SVENSKA KRAFNAT, “Nordic MMS - aFRR capacity market”, BSP - Implementation Guide, NMB, public information, February 2024. [Online]. Disponible en: [Link de descarga del informe en pdf](#) . Revisado: 10/6/2024.
- [37] Generadoras de Chile. [Online]. Disponible en: <https://generadoras.cl/> . Revisado: 15/07/2024.
- [38] Z. Hameed, M. Pollitt, P. Kattuman & C. Træholt, “Frequency markets and the problem of predictability”, Cambridge Working Papers in Economics (CWPE), Faculty of Economics, University of Cambridge, England, 2023.
- [39] B. Willems, Y. Yu, “Bidding and Investment in Wholesale Electricity Markets: Pay-as-Bid vs Uniform-Price Auctions”, Working Paper, Tilburg University and Toulouse School of Economics, 2022. [Online]. Disponible en: <https://www.tse->

- fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/doc/wp/2023/wp_tse_1462.pdf Revisado: 11/6/2024.
- [40] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang & J. Østergaard, “Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response”. *Applied Energy* ,Vol 138 , 695–706, Jan 2015.
- [41] K. Imran & I. Kockar “A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe”, *Electric Power Systems Research*, Vol 108 , 59–67, Jan 2013.
- [42] Amundsen, E. & L. Bergman “Why has the Nordic electricity market worked so well? Utilities Policy”, *Researchgate*, vol. 14, p. 148-157, Septiembre 2006. . [Online]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/222532951_Why_has_the_Nordic_electricity_market_worked_so_well . Revisado 6/07/2024.
- [43] CEN. [Online]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/coordinador/> . Revisado 8/07/2024.
- [44] Comisión Nacional de Energía (2019). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro. [Online]. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/> Revisado: 17/6/2024.
- [45] ACENOR. [Online]. Disponible en: <https://acenor.cl/> . Revisado 22/07/2024.
- [46] H. Rudnick, “Los clientes libres y cambios esperados de la ley de flexibilidad”, *Systep*, Seminario ACENOR, septiembre 2019. [Online]. Disponible en: <https://systep.cl/documents/Acenor-Rudnick-19.pdf> . Revisado: 25/7/2024.
- [47] IRENA, “Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers”, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dabi, Nov 2018. [Online]. Disponible en: [Link de descarga del informe en pdf](#) . Revisado: 17/7/2024.
- [48] M. Medinilla, “Licitación de Suministro: Sólo cinco empresas compiten por 3600 GWh en Chile”, *Energía Estratégica*, abril 2024. [Online]. Disponible en: [Link de la noticia](#) . Revisado: 28/7/2024.
- [49] Valhalla Energía. [Online]. Disponible en: <http://valhalla.cl/es/> . Revisado el 30/07/2024.
- [50] N. Walson & P. Bolton, “Contracts for Difference”, *House of commons library*, commons library parliament of United Kingdom, United Kingdom, September 2023. [Online]. Disponible en: <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9871/CBP-9871.pdf> . Revisado: 29/7/2024.

- [51] MITei, MIT Energy Initiative, “Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition”, Informe desarrollado en colaboración con IIT-Comillas, Dic 2016. [Online]. Disponible en: https://issuu.com/opusboston/docs/mitei_utilityofthefuture_report . Revisado: 30/7/2024.
- [52] L. Paulsson & K. Pohjanpalo, “Trader Error Means Some Finnish Consumers to Get Free Power”, Bloomberg, Noviembre 2023. [Online]. Disponible en: [Link de la noticia](#) . Revisado: 31/7/2024.
- [53] L. Paulsson & K. Pohjanpalo, “Trader Error Causes Huge Plunge in Finnish Power Prices”, Bloomberg, Noviembre 2023. [Online]. Disponible en: [Link de la noticia](#). Revisado 1/8/2024.
- [54] L. Paulsson & E. Farhat, “Trade Error Gives Free Power to Nordic Homes, Again”, Bloomberg, Abril 2024. [Online]. Disponible en: [Link de la noticia](#) . Revisado: 31/7/2024.
- [55] O.Vilnes & A. Tigerstedt, “Trader sees low price impact from 600 MW Swedish bid error” Montel New, Abril 2024. [Online]. Disponible en: [Link de la noticia](#) . Revisado: 2/8/2024.
- [56] ACER. [Online]. Disponible en: <https://www.acer.europa.eu/> . Revisado: 19/8/2024.
- [57] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, DS 70: Modifica decreto supremo n° 62, de 2006, del ministerio de economía, fomento y reconstrucción, establecido en la LGSE. 2024. [Online]. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1204012> . Revisado: 20/8/2024.
- [58] CAISO. [Online]. Disponible en: <https://www.caiso.com/> . Revisado: 29/08/2024.
- [59] J Cavicchi & C. Wu, “FERC's acceptance of 2 capacity accreditation methods will complicate renewables development”, UtilityDive, June 2022. [Online]. Disponible en: [Link de la noticia](#). Revisado: 31/08/2024.
- [60] GIZ, “Electrical Energy Storage in Mexico. PV + Battery Storage in Baja California Sur”. [Online]. Disponible en: <https://www.bivica.org/file/view/id/5368> . Revisado: 02/09/2024.
- [61] Energía Abierta. Iniciativa CNE. [Online]. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/> . Revisado: 03/09/2024.
- [62] C. Suazo, E. Pereira, H. Otárola & R. Haro, “Aplicación en el contexto nacional: Métodos probabilísticos para determinar la contribución a la suficiencia”, SPEC, Julio 2021. [Online]. Disponible en: <https://www.spec.cl/SPEC-ELCC-ECP.pdf> . Revisado: 12/09/2024.

- [63] Market Simulation Department, “Financial Transmission Rights”, PJM Manual 06, July 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m06.ashx> . Revisado: 12/09/2024.
- [64] J. Opgrand, Paul V. Preckel, Douglas J. Gotham, Andrew L. Liu, “Price Formation in Auctions for Financial Transmission Rights”, The Energy Journal, 43, 3, (33-57), May 2022. [Online]. Disponible en: <https://doi.org/10.5547/01956574.43.3.jopp> . Revisado: 13/09/2024.
- [65] General Electric International, Inc “Evaluation of ELCC Methodology in the ISO-NE Footprint”, Natural Resources Defense Council, October 2022. [Online]. Disponible en: [Link del documento](#) . Revisado: 16/09/2024.
- [66] A. Olson, Z. Ming, B. Carron & S. Kramer, “ELCC Allocation Methodologies: Marginal, Average, and the Delta Method”, Energy + Environmental Economics, September 2021. [Online]. Disponible en: [Link del documento](#). Revisado: 17/09/2024.



Anexo A. Explicación de sistemas multiliquidación en mercados eléctricos

Un mercado de liquidación múltiple es un mercado de electricidad organizado centralmente en el que los productos físicos de electricidad se compran y venden inicialmente sobre una base a futuro y luego se liquidan de nuevo en relación con la producción y el consumo reales en el horizonte operativo en tiempo real.

La liquidación anticipada con un día de antelación es fundamental porque coordina cuestiones técnicas y de costos que se resuelven mejor antes del período operativo. La más importante de ellas es aclarar de antemano la combinación óptima de recursos que tienen distintos requisitos técnicos de puesta en marcha y tiempo de funcionamiento. Algunas unidades necesitan ocho horas o más para estar listas para la producción y otras unidades deben permanecer en funcionamiento durante un tiempo mínimo o máximo.

Uno de los aspectos clave del mercado diario que facilita el buen desempeño del mercado y permite a los participantes cubrir los riesgos de manera eficiente es el comercio virtual. El comercio virtual implica comprar o vender energía en el mercado diario de manera financiera, lo que da como resultado que la energía se venda o se vuelva a comprar en el mercado en tiempo real. Las transacciones virtuales de oferta y demanda permiten a los participantes arbitrar las diferencias entre los precios diarios y los precios en tiempo real. Las eficiencias descritas anteriormente se logran cuando los resultados del mercado diario convergen con los resultados esperados en el mercado en tiempo real. Las transacciones virtuales desempeñan un papel importante al permitir que los participantes en el mercado diario respondan a diferencias significativas de precios. La convergencia se logra cuando los participantes arbitran estas diferencias.

A. Ejemplo con un Parque Eólico

El ejemplo de la Tabla A-1 busca ilustrar la alta variabilidad de las centrales de ERV respecto de la predicción del clima para conocer su producción con certeza y cómo esto determina la adopción de posturas de compra-venta de energía en el mercado del generador y la carga. Donde se demuestra que mientras más precisa es la proyección en el DAM, menor será la exposición al precio en el RTM; en caso contrario, es fundamental tener una buena capacidad de respuesta rápida para cambiar el nivel de suministro de energía que se entrega a la red. Además, se explica cómo es el balance económico final tanto para la generadora como para la carga o consumidor final y el compromiso financiero a firme que existe, lo que permite un trato simétrico para ambas partes y un sistema en equilibrio.

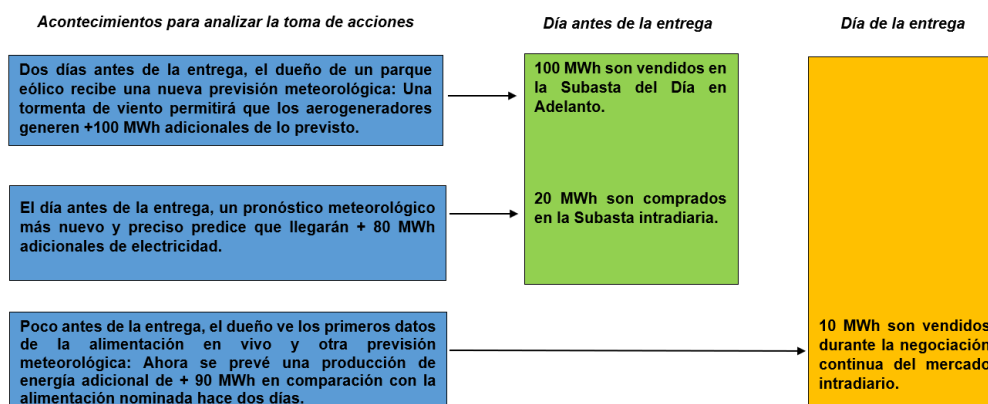


Tabla A-1. Acciones en el DAM y RTM a causa de la incertidumbre en producción. Fuente: elaboración propia.

B. Liquidaciones en el RTM (agrupando productor y cliente)

En la Figura A-1, se abordan las liquidaciones en el RTM tanto del cliente como del generador, suponiendo que el precio en tiempo real es más alto que el precio spot. Si un productor genera menos que el contrato del día anterior, tiene que comprar el delta de energía en el RTM para compensar el déficit, la energía comprada se liquida por el precio en tiempo real. Si un productor genera más que el contrato del día anterior, puede vender el exceso de energía en el RTM, la energía se liquida por el precio spot. Si un consumidor usa menos que el contrato del día anterior; por el contrario, consumir menos es equivalente a producir, por lo que puede vender el delta no consumido en el RTM, la energía se liquida al precio en tiempo real. Si un consumidor usa más que el contrato del día anterior, necesita comprar energía adicional en el RTM, ese extra de energía se liquida por el precio en tiempo real.

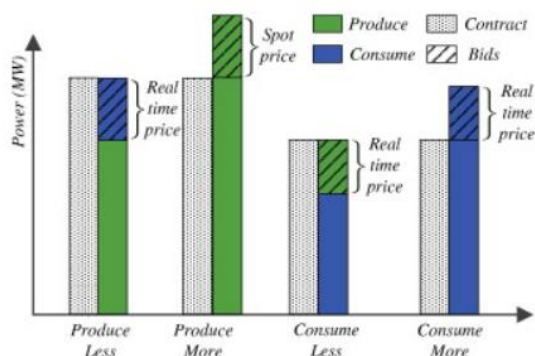


Figura A-1. Liquidaciones en el RTM. [40]

En conclusión, a la generadora se le garantiza el dinero por la cantidad de energía transada en el DAM pero ante cualquier variación debe comprar o vender en el RTM. El principio inverso funciona para la carga. Cabe mencionar que el balance económico final, se hace con los precios del DAM o RTM, dependiendo de en dónde se hace la transacción de compra/venta. En definitiva, tener un mercado eléctrico de multiliquidación, ayuda a tener más eficiencia y flexibilidad.

Anexo B. CMg y PMM entre los años 2008 y 2024

La Tabla B-1 muestra los precios spot de energía mensual (se realizó un promedio del CMg horario en USD/MWh) y la Tabla B-2 muestra el precio medio de mercado (PMM), los datos fueron extraídos desde la página web del CEN y de la CNE, respectivamente.

Las barras en análisis son: Tarapacá 220 kV, Atacama 220 kV, Cardones 220 kV, Quillota 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV, Crucero 220 kV, Charrúa 220 kV y Puerto Montt 220 kV. El periodo de estudio contempla desde enero de 2008 hasta junio de 2024.

Fecha	Barras de referencia							
	Crucero 220 kV	Tarapacá 220 kV	Pan de Azúcar 220 kV	Charrúa 220 kV	Cardones 220 kV	Atacama 220 kV	Quillota 220 kV	Puerto Montt 220 kV
enero-2008	201	206	262	246	271	196	246	255
febrero-2008	174	179	284	278	290	170	271	294
marzo-2008	168	174	322	335	313	164	325	351
abril-2008	194	199	282	289	283	189	279	313
mayo-2008	230	237	258	238	260	227	253	255
junio-2008	233	239	194	150	204	230	181	167
julio-2008	239	248	212	172	222	238	199	180
agosto-2008	290	295	153	116	160	283	140	133
septiembre-2008	240	245	187	74	199	233	132	88
octubre-2008	188	193	197	112	209	182	154	136
noviembre-2008	162	173	173	134	182	155	141	169
diciembre-2008	104	111	137	119	147	100	127	140
enero-2009	111	119	126	114	133	106	114	125
febrero-2009	86	89	151	141	155	83	142	139
marzo-2009	91	93	140	133	143	88	133	139
abril-2009	105	108	130	121	136	101	120	137
mayo-2009	101	104	108	92	117	98	94	110
junio-2009	119	122	121	102	129	115	108	110
julio-2009	123	126	113	84	121	119	101	92
agosto-2009	128	131	95	79	96	122	95	88
septiembre-2009	140	143	70	47	79	135	67	60
octubre-2009	110	112	116	81	121	105	102	105
noviembre-2009	120	123	97	64	102	116	90	91
diciembre-2009	89	92	92	53	98	88	85	82
enero-2010	100	104	119	109	123	99	115	124
febrero-2010	149	152	147	137	152	145	134	147
marzo-2010	144	151	136	123	140	140	133	128
abril-2010	143	148	134	133	139	140	133	139
mayo-2010	101	104	129	141	132	99	138	145
junio-2010	120	123	139	153	142	118	147	159
julio-2010	113	116	130	145	134	110	135	145
agosto-2010	107	110	147	175	146	105	151	174
septiembre-2010	120	124	129	128	134	116	127	132
octubre-2010	108	111	129	130	135	106	121	141
noviembre-2010	123	126	129	135	134	120	121	149
diciembre-2010	122	133	187	185	197	119	161	188
enero-2011	101	104	159	169	163	99	154	184
febrero-2011	95	99	218	238	222	95	218	262
marzo-2011	118	132	234	252	243	116	235	279
abril-2011	131	151	204	217	207	129	204	239
mayo-2011	104	110	219	242	222	103	221	251
junio-2011	126	153	199	251	195	124	202	248
julio-2011	75	87	176	190	171	75	181	195
agosto-2011	74	79	152	156	149	73	154	162
septiembre-2011	67	80	169	150	174	67	161	158
octubre-2011	104	107	148	87	157	103	133	103
noviembre-2011	84	86	183	109	196	83	152	130
diciembre-2011	65	133	213	158	229	64	168	174
enero-2012	64	68	200	182	203	63	182	197
febrero-2012	87	90	186	182	178	87	182	198
marzo-2012	78	87	227	229	211	78	232	234
abril-2012	112	128	254	265	226	112	268	260
mayo-2012	112	127	221	248	185	113	248	233
junio-2012	132	140	211	106	214	133	143	111

julio-2012	74	78	196	74	204	74	136	78
agosto-2012	67	69	175	163	172	68	163	166
septiembre-2012	71	76	172	152	176	72	162	156
octubre-2012	69	72	196	170	200	69	175	177
noviembre-2012	81	84	206	181	205	82	188	205
diciembre-2012	84	87	179	165	170	85	175	188
enero-2013	98	101	126	116	126	99	119	119
febrero-2013	68	70	134	122	129	69	124	134
marzo-2013	65	67	176	163	164	66	172	176
abril-2013	82	83	167	162	165	83	166	175
mayo-2013	74	78	208	209	203	74	211	210
junio-2013	74	80	235	234	233	74	242	223
julio-2013	82	83	226	173	222	82	232	162
agosto-2013	79	81	193	126	184	80	202	125
septiembre-2013	64	65	95	88	97	65	93	89
octubre-2013	90	95	169	67	183	90	69	70
noviembre-2013	88	95	131	67	139	88	69	83
diciembre-2013	95	99	96	77	99	95	81	84
enero-2014	93	96	156	147	162	93	148	159
febrero-2014	98	101	137	124	133	99	137	133
marzo-2014	73	78	191	193	189	74	192	213
abril-2014	100	104	140	141	135	101	141	146
mayo-2014	86	89	141	141	137	87	143	144
junio-2014	76	78	169	162	167	77	169	160
julio-2014	86	88	184	193	181	88	195	187
agosto-2014	61	63	70	54	68	61	73	56
septiembre-2014	62	64	91	81	94	62	88	86
octubre-2014	61	62	90	69	94	61	76	73
noviembre-2014	58	59	75	84	76	57	89	93
diciembre-2014	51	53	104	110	107	51	115	123
enero-2015	49	51	96	113	89	49	114	118
febrero-2015	49	50	135	141	110	49	140	151
marzo-2015	48	49	126	142	113	48	139	175
abril-2015	52	54	115	136	87	53	134	157
mayo-2015	46	47	151	164	148	46	162	175
junio-2015	76	78	88	83	90	76	88	81
julio-2015	50	51	66	64	61	50	71	61
agosto-2015	59	61	48	46	44	60	53	49
septiembre-2015	57	58	38	32	35	57	41	34
octubre-2015	71	75	36	32	36	71	35	35
noviembre-2015	73	76	39	34	38	74	37	36
diciembre-2015	50	51	37	41	34	50	43	43
enero-2016	48	49	47	48	42	48	49	54
febrero-2016	48	49	49	56	39	48	56	68
marzo-2016	49	50	67	74	47	50	73	86
abril-2016	52	54	47	50	39	52	51	72
mayo-2016	73	77	38	42	33	72	42	90
junio-2016	85	89	85	103	65	84	102	141
julio-2016	82	86	83	99	51	83	100	109
agosto-2016	49	52	32	44	27	50	46	51
septiembre-2016	63	66	38	47	28	64	49	47
octubre-2016	47	49	31	48	23	46	48	52
noviembre-2016	60	62	39	45	29	60	45	50
diciembre-2016	80	83	36	46	22	81	46	54
enero-2017	61	63	45	50	30	61	53	55
febrero-2017	60	62	49	51	36	62	53	57
marzo-2017	57	59	65	80	45	57	81	87
abril-2017	51	53	45	57	32	53	57	59
mayo-2017	60	62	46	62	30	62	61	60
junio-2017	54	55	57	92	39	56	92	85
julio-2017	48	49	42	51	36	50	53	49
agosto-2017	47	47	51	63	37	49	66	62
septiembre-2017	49	49	38	49	32	51	50	46
octubre-2017	58	59	31	36	31	60	39	37
noviembre-2017	56	61	38	32	32	61	34	32
diciembre-2017	55	57	47	43	39	57	46	45
enero-2018	54	56	49	48	40	57	50	49
febrero-2018	42	44	47	52	35	44	53	55
marzo-2018	43	44	59	73	41	43	73	76
abril-2018	51	53	57	61	49	51	62	59
mayo-2018	56	58	66	78	55	57	78	76
junio-2018	53	55	54	77	51	54	77	79
julio-2018	56	58	56	65	54	56	67	64

agosto-2018	59	61	64	81	58	60	81	81
septiembre-2018	54	56	51	57	51	54	58	60
octubre-2018	55	57	52	52	51	55	56	51
noviembre-2018	54	56	52	46	51	54	48	46
diciembre-2018	51	53	48	51	48	51	53	58
enero-2019	51	52	55	61	49	51	62	74
febrero-2019	51	52	55	62	50	51	62	149
marzo-2019	49	50	53	62	48	49	61	106
abril-2019	49	50	56	70	47	51	69	84
mayo-2019	51	52	55	66	51	53	66	66
junio-2019	48	49	49	51	49	48	52	49
julio-2019	46	47	47	48	47	46	48	47
agosto-2019	50	52	50	50	49	51	51	49
septiembre-2019	40	42	41	41	41	41	42	41
octubre-2019	38	39	36	36	36	38	37	43
noviembre-2019	34	34	32	34	33	33	34	36
diciembre-2019	34	34	31	34	33	33	34	36
enero-2020	41	43	39	40	38	40	40	45
febrero-2020	40	41	40	42	41	39	42	55
marzo-2020	64	67	72	67	66	63	66	77
abril-2020	43	44	43	44	42	42	42	47
mayo-2020	40	42	40	44	40	40	43	44
junio-2020	41	43	42	42	41	42	41	41
julio-2020	31	32	30	30	30	31	30	30
agosto-2020	30	31	28	30	29	30	30	33
septiembre-2020	29	29	28	28	27	28	28	29
octubre-2020	34	35	30	29	32	34	30	30
noviembre-2020	34	35	31	31	33	34	33	32
diciembre-2020	43	44	41	40	41	42	42	42
enero-2021	50	52	54	57	53	52	58	86
febrero-2021	75	77	81	83	79	78	83	151
marzo-2021	75	78	81	87	79	77	82	165
abril-2021	71	73	76	82	75	73	76	130
mayo-2021	76	78	80	81	79	78	79	109
junio-2021	67	68	66	65	66	68	66	62
julio-2021	105	107	117	128	114	109	119	126
agosto-2021	97	100	106	127	103	98	110	130
septiembre-2021	47	48	52	56	50	50	55	68
octubre-2021	48	49	48	48	48	49	49	149
noviembre-2021	67	69	69	70	68	70	69	207
diciembre-2021	83	81	84	86	83	79	87	211
enero-2022	68	69	67	74	67	66	67	213
febrero-2022	68	69	67	69	66	66	66	289
marzo-2022	93	95	96	113	94	91	98	209
abril-2022	102	104	116	128	105	102	118	228
mayo-2022	94	97	98	100	97	96	99	192
junio-2022	189	193	191	196	189	185	195	223
julio-2022	115	119	115	146	114	113	152	242
agosto-2022	101	104	108	100	99	98	110	198
septiembre-2022	84	86	81	82	82	80	86	200
octubre-2022	83	85	76	60	78	82	68	77
noviembre-2022	108	111	100	83	102	107	90	97
diciembre-2022	96	98	89	89	90	92	89	112
enero-2023	95	98	90	90	91	92	91	196
febrero-2023	114	117	111	109	110	113	111	215
marzo-2023	106	109	106	131	104	99	130	206
abril-2023	108	111	110	130	107	101	130	159
mayo-2023	106	109	109	122	107	100	120	138
junio-2023	93	96	92	101	90	82	102	85
julio-2023	59	61	57	55	56	55	58	47
agosto-2023	53	55	51	48	52	51	51	36
septiembre-2023	53	55	49	46	46	50	50	32
octubre-2023	43	45	41	33	41	42	41	35
noviembre-2023	45	47	37	28	38	43	37	23
diciembre-2023	46	48	43	32	44	47	40	48
enero-2024	41	43	39	37	40	40	40	78
febrero-2024	53	55	51	49	51	52	51	101
marzo-2024	50	51	48	47	49	48	48	60
abril-2024	57	58	54	63	55	56	56	76
mayo-2024	78	81	81	94	78	78	90	94
junio-2024	54	55	52	47	51	53	53	36

Tabla B-1. Datos sobre el CMg de las barras. [61]

Fecha	PMM SING	PMM SIC	PMM SEN
enero-2008	44,49	43,81	
febrero-2008	47,33	43,53	
marzo-2008	49,07	43,91	
abril-2008	51,78	45,45	
mayo-2008	53,33	49,41	
junio-2008	52,26	50,81	
julio-2008	52,90	52,89	
agosto-2008	56,83	54,13	
septiembre-2008	61,78	52,83	
octubre-2008	68,71	52,95	
noviembre-2008	77,87	52,19	
diciembre-2008	84,29	51,66	
enero-2009	91,72	52,80	
febrero-2009	93,49	54,23	
marzo-2009	89,99	55,67	
abril-2009	86,86	57,10	
mayo-2009	81,58	57,84	
junio-2009	76,81	57,15	
julio-2009	75,15	57,35	
agosto-2009	73,06	55,57	
septiembre-2009	70,21	52,95	
octubre-2009	69,60	50,18	
noviembre-2009	69,55	48,22	
diciembre-2009	69,21	46,60	
enero-2010	68,77	45,40	
febrero-2010	66,74	44,26	
marzo-2010	63,86	43,00	
abril-2010	59,95	43,58	
mayo-2010	61,68	44,83	
junio-2010	64,34	46,53	
julio-2010	67,72	48,43	
agosto-2010	67,79	50,80	
septiembre-2010	65,99	52,92	
octubre-2010	64,26	54,13	
noviembre-2010	62,79	56,07	
diciembre-2010	62,88	56,63	
enero-2011	62,75	56,60	
febrero-2011	62,41	56,02	
marzo-2011	62,56	55,99	
abril-2011	63,67	54,51	
mayo-2011	65,06	54,29	
junio-2011	65,02	53,79	
julio-2011	64,81	53,42	
agosto-2011	63,35	54,98	
septiembre-2011	62,57	55,82	
octubre-2011	62,06	56,52	
noviembre-2011	60,56	56,25	
diciembre-2011	60,05	56,47	
enero-2012	59,80	55,97	
febrero-2012	60,37	56,30	
marzo-2012	61,40	57,65	
abril-2012	60,25	56,11	
mayo-2012	59,14	55,67	
junio-2012	57,70	55,12	
julio-2012	55,82	55,35	
agosto-2012	56,22	56,27	

septiembre-2012	57,19	56,21	
octubre-2012	56,64	55,61	
noviembre-2012	56,85	54,49	
diciembre-2012	54,74	53,32	
enero-2013	52,32	53,04	
febrero-2013	51,87	53,54	
marzo-2013	51,99	53,35	
abril-2013	52,59	52,13	
mayo-2013	53,07	50,97	
junio-2013	51,83	50,28	
julio-2013	51,96	49,98	
agosto-2013	51,27	52,11	
septiembre-2013	50,35	54,54	
octubre-2013	50,05	55,87	
noviembre-2013	49,35	56,54	
diciembre-2013	49,18	54,49	
enero-2014	49,21	51,72	
febrero-2014	49,70	49,70	
marzo-2014	50,79	48,82	
abril-2014	52,71	50,79	
mayo-2014	55,47	52,95	
junio-2014	56,28	55,68	
julio-2014	57,71	56,42	
agosto-2014	58,37	56,03	
septiembre-2014	57,74	58,07	
octubre-2014	58,62	59,14	
noviembre-2014	58,98	60,44	
diciembre-2014	59,57	60,57	
enero-2015	59,25	59,22	
febrero-2015	58,63	57,56	
marzo-2015	57,93	58,23	
abril-2015	56,86	58,78	
mayo-2015	56,82	62,23	
junio-2015	56,49	62,71	
julio-2015	55,43	62,60	
agosto-2015	54,99	62,94	
septiembre-2015	55,68	62,38	
octubre-2015	56,20	62,10	
noviembre-2015	57,81	61,41	
diciembre-2015	58,82	61,95	
enero-2016	57,59	60,86	
febrero-2016	57,52	61,14	
marzo-2016	56,31	61,22	
abril-2016	55,71	61,53	
mayo-2016	54,94	61,82	
junio-2016	52,77	61,90	
julio-2016	51,86	60,29	
agosto-2016	51,94	65,08	
septiembre-2016	51,66	64,47	
octubre-2016	52,76	63,73	
noviembre-2016	52,04	63,00	
diciembre-2016	51,42	62,82	
enero-2017	52,17	62,22	
febrero-2017	51,94	61,92	
marzo-2017	53,24	62,10	
abril-2017	54,66	61,87	
mayo-2017	57,11	62,04	
junio-2017	59,18	62,01	

julio-2017	60,05	62,16	
agosto-2017	59,59	62,02	
septiembre-2017	58,19	62,43	
octubre-2017	56,96	63,18	
noviembre-2017	55,62	63,52	
diciembre-2017			62,19
enero-2018			62,17
febrero-2018			61,95
marzo-2018			62,27
abril-2018			61,22
mayo-2018			60,52
junio-2018			59,62
julio-2018			59,11
agosto-2018			59,40
septiembre-2018			60,56
octubre-2018			61,98
noviembre-2018			63,41
diciembre-2018			64,72
enero-2019			65,39
febrero-2019			65,39
marzo-2019			65,32
abril-2019			66,46
mayo-2019			67,84
junio-2019			69,08
julio-2019			69,79
agosto-2019			68,65
septiembre-2019			68,32
octubre-2019			67,73
noviembre-2019			67,87
diciembre-2019			68,64
enero-2020			68,78
febrero-2020			69,31
marzo-2020			69,71
abril-2020			71,43
mayo-2020			72,62
junio-2020			72,92
julio-2020			74,13
agosto-2020			74,21
septiembre-2020			73,56
octubre-2020			73,71
noviembre-2020			74,66
diciembre-2020			74,97
enero-2021			74,48
febrero-2021			74,15
marzo-2021			73,58
abril-2021			71,53
mayo-2021			71,09
junio-2021			69,69
julio-2021			69,07
agosto-2021			69,22
septiembre-2021			69,98
octubre-2021			70,83
noviembre-2021			72,26
diciembre-2021			74,78
enero-2022			76,12
febrero-2022			77,92
marzo-2022			79,47
abril-2022			79,44

mayo-2022			80,61
junio-2022			79,40
julio-2022			79,41
agosto-2022			81,81
septiembre-2022			82,76
octubre-2022			86,88
noviembre-2022			88,98
diciembre-2022			91,74
enero-2023			95,08
febrero-2023			96,04
marzo-2023			96,57
abril-2023			94,90
mayo-2023			95,16
junio-2023			93,19
julio-2023			106,50
agosto-2023			105,14
septiembre-2023			103,36
octubre-2023			102,00
noviembre-2023			102,20
diciembre-2023			103,06
enero-2024			103,408
febrero-2024			102,119
marzo-2024			102,10
abril-2024			102,272
mayo-2024			103,289
junio-2024			104,029

Tabla B-2. Datos del PMM. [61]



Anexo C. Comparación técnica entre mercados de EE.UU. y Europa

En este Anexo se presenta la Tabla C-1, que es una comparativa sobre las características más relevantes que conforman los mercados energéticos mayoristas en EE.UU. y en Europa. La comparación abarca el diseño general del mercado mayorista, el rol de las generadoras, el manejo de la transmisión y el procesamiento de ofertas.

En EE.UU., el enfoque está en CAISO; mientras que en Europa, está en los países nórdicos.

Ítem	Característica	EE.UU. (CAISO)	Europa (países nórdicos)
Diseño del mercado mayorista	Participación en el mercado	Obligatorio	Voluntario o abierto
	Interacción entre operadores de transmisión y de mercado	Están fusionados en una sola entidad	Son organizaciones independientes
	Operador de transmisión	Operador único	Operador por país
	Propiedad	Público	Público
	Operador del mercado	Pool de energía único	Múltiples bolsas de intercambio de energía
	Mercado de capacidad	Existe	No existe
Rol de las centrales generadoras	Tipo de oferta en el DAM	Ofertas de 3 partes: Costo de puesta en marcha y sin carga, costo a mínimo técnico y carga incremental	Ofertas de una sola parte basadas en precios que contienen precio y volumen de energía
	Ofertas en bloque	No aceptada	Aceptada
	Datos solicitados en el DAM	Limites de funcionamiento y rampa y los tiempos mínimos de subida y bajada	Están implícitos en la oferta
	Programación del generador y comisionamiento	Parcialmente automática Mercado RUC y mercado integrado	Automática
Manejo de la capacidad de transmisión	Método de asignación de capacidad de transmisión	FTR que se subastan explícitamente en un mercado FTR	CfD que se utilizan para los intercambios bilaterales interzonales
	Método de cálculo de la capacidad de transmisión del DAM	Precios marginales según ubicación	Acoplamiento de mercado basado en flujo
	Método de asignación de capacidad de transmisión del DAM	Uso del modelo completo de red	Subasta implícita de capacidad interzonal
	Restricciones en la red de transmisión	Pueden diferir para cada nodo	Se tienen en cuenta tanto las restricciones interzonales como las intrazonales
Procesamiento de las ofertas	Función objetivo	Mínimización de los costos generales	Maximización del bienestar social
	Tipo de mitigación del poder de mercado	Ex-ante y Ex-post	Ex-post
	Algoritmo de optimización	SCUC	EUPHEMIA y XBID
	Tipo de precio	Precio nodal (LMP)	Precio zonal mediante agregación de nodos
	Ofertas virtuales	Existe	No existe
	Proceso de optimización	Co-optimización de energía y reserva	Optimización mediante acoplamiento de precios

Tabla C-1. Comparación modelos de mercados mayoristas. Fuente: elaboración propia

Anexo D. Mercado de la energía en Chile

Este mercado está conformado por las empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras cuyas unidades son despachadas por el coordinador para cubrir los requerimientos de la demanda de energía. La energía despachada que los generadores venderán en este mercado tiene dos clasificaciones: energía de mercado spot y energía vendida a consumidores finales y/o a empresas distribuidoras con contrato de suministro.

Como resultado del equilibrio de demanda-oferta, con la realización del despacho económico de unidades generadoras, el CEN da a conocer el costo marginal del sistema en dólares por MWh.

La Figura D-1 resume de forma básica el esquema de funcionamiento entre los generadores en el mercado eléctrico mayorista en Chile. En el caso de los contratos bilaterales financieros, señalado con líneas rojas, representan contratos que se definen mediante negociación directa y libre entre las partes, es decir el G1 con el Cliente Libre 1, mientras que las líneas azules representan contratos que son regulados, como se puede ver en el diagrama, el G3 y G1 con la empresa distribuidora.

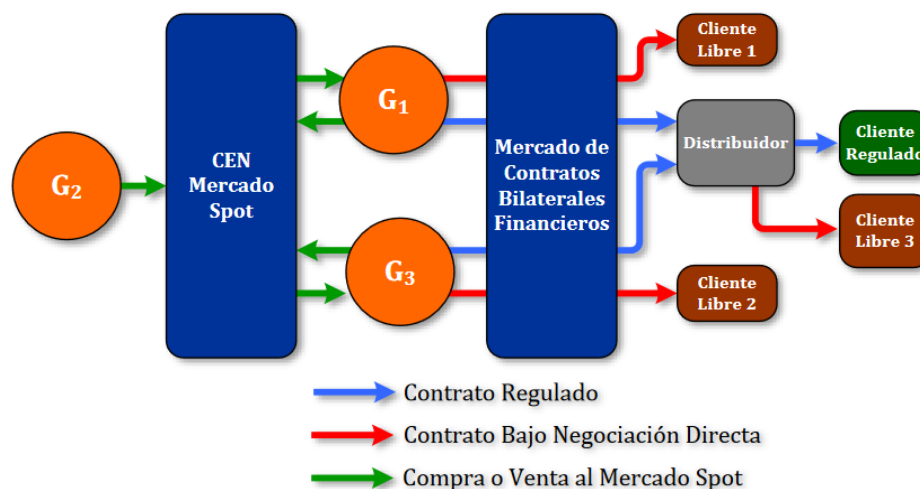


Figura D-1. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno. [20]

D.1. Predicción de la demanda y predespacho

En Chile, la demanda se estima con una semana de anticipación. Todos los miércoles se entrega la predicción de la demanda para los próximos siete días (Programación de Corto Plazo). Esta predicción se realiza en base al perfil de consumo del día, condiciones climáticas, hora de demanda máxima, eventos sociales, estación del año, etc.

Una vez estimada la demanda, para poder suplirla, se debe seleccionar las unidades más baratas y disponibles para un posterior despacho. Este proceso de selección se conoce como predespacho de

unidades y se realiza cada una hora. En la estructura pool, todos los generadores entran a una lista de unidades disponibles por obligación. Es decir, si la unidad está operativa, sin fallas, y con disponibilidad de combustible primario, ésta se encuentra obligada a comunicarle al operador que se encuentra habilitada.

Los estados de la máquina se suelen clasificar como apagado, banking, encendido a mínimo técnico y encendido a máximo técnico. Considerando lo anterior, en el problema del predespacho se tiene la siguiente función objetivo (ecuación D.1), que representa los costos de despachar una unidad.

$$F(P, t) = \sum_{h=1}^H \sum_{n=1}^{N_U} \{u_n^h C_n^h(P_n^h) + CSU_n(S_n^h) + CSD_n\} \quad (D.1)$$

Donde,

h : Índice que representa cada una de las horas en análisis.

n : Índice que representa cada una de las unidades del sistema.

N_U : Número total de unidades del sistema.

u_n^h : Valor dicotómico que es 0 si la unidad está apagada y es 1 si la unidad está encendida.

$C_n^h(P_n^h)$: Representa el costo de operación de una unidad generadora, es constante para operación en banking y es cuadrática en función de la potencia en otro modo de operación.

$CSU_n(S_n^h)$: Costo de encendido de una unidad generadora, es lineal en el tiempo para partida en banking y de tipo exponencial para partida en frío.

CSD_n : Costo de apagado de una unidad generadora, es constante.

Cabe mencionar que el predespacho todavía no da la solución óptima para cubrir efectivamente la demanda, para que ello se debe ajustar con el despacho en tiempo real.

D.2. Despacho económico de unidades

El despacho de unidades generadoras en el SEN es realizado por el CEN como resultando de una planificación en base a la ecuación de equilibrio de la potencia (ecuación D.2), lo que lleva a una operación a mínimo costo del sistema, considerando las limitaciones y restricciones pertinentes.

$$\sum_{k=1}^n P_G - P_L - P_D = 0 \quad (D.2)$$

Donde,

P_G : Potencia generada.

P_L : Potencia que representa las pérdidas en la línea de transmisión.

P_D : Potencia demanda por el sistema o puede considerarse como retiros efectuados.

La función de costos de producción total se representa en la ecuación (D.3).

$$F_T = \sum_{k=1}^n F_k \quad (\text{D.3})$$

Al trabajar con las ecuaciones (D.2) y (D.3) se obtiene la ecuación (D.4), que representa el costo marginal de producción.

$$\lambda = \frac{\partial F_T}{\partial P_G} \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_G}} \right) \quad (\text{D.4})$$

Por un lado, el factor en paréntesis corresponde al factor de penalización, el cual valoriza la pérdidas relacionadas con la transmisión de esa unidad de energía adicional que se inyecta al sistema eléctrico, cuya incorporación de este factor en el programa de despacho favorece la óptima distribución de la energía demanda en el sistema entre las generadoras disponibles.

Por otro lado, el término $\frac{\partial F_T}{\partial P_G}$ expresa el costo de producción de esa unidad adicional que se incorpora al sistema con la salvedad que asume las pérdidas iguales a cero.

La optimización del despacho económico determina el costo marginal por hora (precio spot) para cada barra en el sistema, sean estas de inyección o retiro, tomando en consideración para el proceso de solución la barra de referencia.

La operación más económica se logra mediante el despacho de unidades por orden de mérito basados en los costos (teoría marginalista), es decir se realiza un orden creciente según el costo de generación hasta lograr cubrir la demanda que requiere el sistema en una hora determinada. A modo de ejemplo: las unidades con menor costo variable en sus producción tales como las centrales fotovoltaicas y eólicas son las primeras en ser despachadas.

D.3. Mercado spot

En el mercado spot sólo existen transacciones entre generadores, es decir entre excedentarios y deficitarios, según sea la configuración que se genere entre hora y hora de operación. Puede darse el caso que un generador solamente venda en este mercado como es el caso de G2 (Figura D-1).

Aquellas unidades generadoras que por el despacho económico resultan con una generación mayor a la comprometida por contrato con sus clientes (empresas excedentarias) venden esa energía excedentaria en el mercado spot, y aquellas que por el despacho en tiempo real tienen una generación inferior a la contratada con sus clientes (empresas deficitarias) deben comprar energía en el mercado spot. De esta manera se realiza el balance de energía y potencia hora a hora. Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el coordinador del sistema, y se valorizan, en

el caso de la energía, en forma horaria al coste marginal (CMg) de la barra en que se inyecta o se retira energía (Decreto N°52, 2018). En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo de la potencia que fija la CNE cada seis meses (Decreto N°62, 2007). Un MWh generado bajo cualquier tipo de central es idéntico, por lo tanto se considera un producto homogéneo esto a efecto de las transacciones económicas entre los generadores.

D.4. Mercado de contratos

Los contratos son confidenciales, ya que contienen información técnica como punto de conexión y medidas, potencia contratada e información comercial como el precio de la energía y potencia, pero esta información debe ser entregada al Coordinador del sistema para su administración y cálculo del precio medio de mercado. En el mercado de contratos se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado donde normalmente oferta el generador, y esta oferta dependerá de la disponibilidad de potencia y del costo variable de combustible que le corresponda [15].

Los contratos son formalmente financieros, es decir, el generador hace el ejercicio de comprar en el mercado spot para vender en el mercado de contratos, estando o no la unidad generadora en servicio o despachada como se conoce en el ámbito técnico operacional.

D.5. Balance financiero de generadoras

Se debe considerar que todos los consumos se encuentran previamente contratados sea de clientes libres o regulados a través de contratos financieros bilaterales, donde cada empresa generadora “g” debe realizar su balance, tomando en cuenta los ingresos en el punto de inyección, los retiros de energía para sus clientes y el pago de los clientes por concepto del consumo de energía, amparado en el contrato bilateral existente, el balance siempre considera los costos variables de generación ocurridos durante el tiempo medido.

A continuación, se muestra la ecuación general de balance financiero entre generadores y consumidores, la cual se representa en la ecuación (D.5).

$$BF_g^h = PG_g^h (PS_{G_g}^h - CVG_g) + \sum_{n=1}^N (PL_{gn}^h \cdot (CFB_{gn} - PS_n^h)) \quad (D.5)$$

Donde,

BF_g^h : Balance Financiero del generador “g” en la hora “h”.

PG_g^h : Potencia del generador “g” en la hora “h”.

PS_G^h : Precio spot de inyección del generador “g” en la hora “h”.

CVG_g : Costo variable de generación del generador “g”.

PL_{gn}^h : Potencia cliente “n” en la hora “h”.

CFB_{gn} : Precio contrato bilateral financiero entre generador “g” y cliente “n”.

PS_n^h : Precio spot (CMg) en la barra de retiro del cliente “n” en la hora “h”.

A modo de ilustrar lo anterior, se presenta la Figura D-2 que es un ejemplo de elaboración propia.

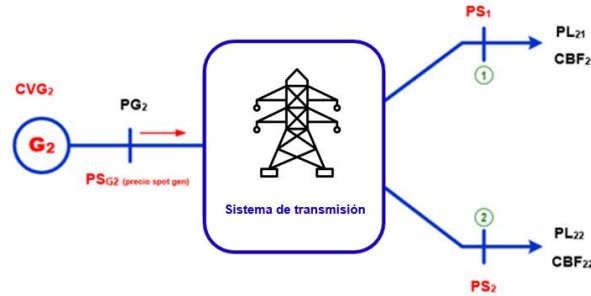


Figura D-2. Balance financiero generadores asociado a energía. Fuente: elaboración propia.

D.6. Curva de duración de carga

Esta curva representa un orden decreciente de la potencia demandada horaria a lo largo de un año. El área cubierta por la curva de duración de carga es la energía consumida en el durante el año. La Figura D-3 muestra un ejemplo, donde la potencia máxima demandada esta al principio de la curva.

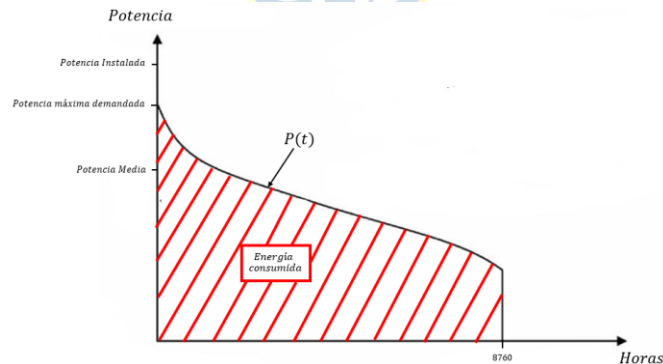


Figura D-3. Curva de duración de carga. Fuente: elaboración propia.

Según la función que desempeñan dentro del sistema, las centrales se clasifican en 3 grupos:

- Central de base: están sometidas a variaciones de carga muy limitadas. Zona inferior de la curva de duración de carga.
- Central de punta: cubren la zona asociada a la punta de la curva de duración de carga (horas de mayor demanda). Son centrales que poseen un alto ramping y cycling.
- Centrales de reserva: sirven para sustituir total o parcialmente. Son de uso intermitente.

Anexo E. Mercado de la potencia/capacidad en Chile

E.1. Potencia de suficiencia

La definición de suficiencia se toma en un ámbito operacional como la habilidad del sistema eléctrico de cubrir la totalidad de la demanda y de forma continua, considerando ciertas problemáticas como salidas programadas del sistema de centrales por mantenimiento u otro motivo y no programadas de centrales por falla, teniendo alguna cuota razonable de anticipación para afrontarlos eficientemente.

La potencia de suficiencia se define en el decreto n° 62 como “la potencia que una unidad generadora aporta a la suficiencia de potencia del sistema o subsistema”. Esta se le asigna a cada unidad generadora en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación (combustible) y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora en conjunto con sus instalaciones que la conectan con el SEN.

Esta potencia tiene como finalidad reconocer el aporte de las unidades para cubrir la demanda del sistema en horas de punta más pérdidas y reserva, para ello valoriza esos aportes a precio nudo de corto plazo de la potencia, este pago ayuda a que se vuelva rentable las inversiones en las unidades, en conformidad con la teoría marginalista. La metodología que permite determinar la potencia de suficiencia respectiva de cada unidad, se encuentra en la Norma Técnica de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras.

El precio de la potencia lo fija la CNE mediante un informe. El precio nudo se asocia a cuánto cuesta construir la central de la tecnología más cara en su instalación, con el objetivo de dar rentabilidad en la instalación a todo tipo de centrales de generación. En Chile, existen 3 zonas para el cálculo del precio nudo de potencia (Tabla E-1).

N°	Zona cubierta	Barra de referencia
1	Instalaciones del ex SING hasta subestación Almagro 220 [kV]	Lagunas 220 [kV]
2	Entre las subestaciones Almagro 220 [kV] y Cautín 220 [kV]	Nogales 220 [kV]
3	Entre las subestaciones Ciruelos 220 [kV] y Chiloé 220 [kV]	Puerto Montt 220 [kV]

Tabla E-1. Zonificación para el cálculo de precio nudo. Fuente: elaboración propia.

Según el decreto supremo 62 establecido en la LGSE, la potencia de cada unidad generadora se escala en base a distintos parámetros para obtener la Potencia de Suficiencia Definitiva. El proceso que se realiza se muestra en un esquema de elaboración propia (Figura E-1).



Figura E-1. Proceso de cálculo de la potencia definitiva. Fuente: elaboración propia.

E.1.1 Asignación de la potencia inicial

La asignación de potencia inicial para cada tecnología se describe en el DS °62. El cálculo de potencia inicial depende directamente de la potencia máxima y la disponibilidad del insumo principal y alternativo de generación de cada unidad (combustible, agua, viento, sol, entre otros). Se entiende como insumo de generación la materia prima o fuente primaria de energía, que posteriormente se transforma en energía eléctrica.

Para conocer la disponibilidad del insumo de generación se utiliza como base información estadística acorde a los diferentes tipos de centrales. En el caso de centrales térmicas corresponde a la menor disponibilidad de combustible anual de los últimos cinco años. Para centrales solares o eólicas se utiliza el mínimo entre el peor factor de planta anual de los últimos 5 años o el factor de planta promedio de las 52 horas de máxima demanda del año anterior al año de cálculo. Con respecto a centrales hidroeléctricas se utilizará la información correspondiente a los dos peores años hidrológicos de menor energía afluente en la estadística disponible.

El DS N°70 en su Artículo 31, establece para una unidad generadora que posea capacidad de respaldo, su potencia inicial se determinará de acuerdo a la expresión de la ecuación (E.1). Además, el DS N°70 en su Artículo 37, establece que la potencia inicial de cada instalación se determinará a partir de la expresión dada en la ecuación (E.2).

$$P_{inicial} = \min\{P_{m\acute{a}x_p}; P_{m\acute{a}x_p} \cdot DIP + P_{m\acute{a}x_A} \cdot (1 - DIP) \cdot DIA\} \quad (E.1)$$

Donde,

DIP: Menor disponibilidad media anual del insumo principal de la unidad generadora, para los últimos cinco años anteriores al año de cálculo.

DIA: Menor disponibilidad media anual del insumo alternativo de la unidad generadora, para los últimos cinco años anteriores al año de cálculo, en los periodos en los que no se dispone de insumo principal para dicha unidad generadora.

$P_{m\acute{a}x_p}$: Potencia máxima asociada al insumo principal de la unidad generadora.

$P_{m\acute{a}x_A}$: Potencia máxima asociada al insumo alternativo de la unidad generadora.

$$P_{inicial} = D_{punta_{sist}} - D_{punta_{SA}} \quad (E.2)$$

Donde,

$D_{punta_{sist}}$: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema.

$D_{punta_{SA}}$: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga horaria equivalente del sistema.

Finalmente, el DS °70 establece la potencia inicial de un SAE o de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la potencia máxima de dicha componente o sistema, y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la Tabla E-2.

Cabe señalar que, los porcentajes de reconocimiento presentes en la Tabla E-2, que son usados para el cálculo de la potencia inicial, tienen una duración de 10 años desde la entrada en vigencia del DS °70, es decir, como la publicación del DS °70 fue en junio de 2024, el periodo de validez de dicha tabla finaliza en junio de 2034.

Cantidad de Horas de Almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento
<1	0%
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
≥5	100%

Tabla E-2. Porcentaje de reconocimiento de SAE. [57]

E.1.2 Asignación de la potencia preliminar

En concordancia con el Artículo 49 del DS °62, para el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar la metodología la determina el coordinador. La potencia inicial utilizada para el cálculo de la potencia preliminar corresponderá al mínimo entre la potencia inicial descrita anteriormente y la potencia equivalente, la cual se especifica en la Norma Técnica °62 y se calcula en base a los estados deteriorados de la unidad.

Dentro del análisis es importante citar el Artículo 54 del DS °62 el cual establece que: “La indisponibilidad forzada de una unidad generadora incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda. Del mismo modo, la indisponibilidad

técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada. Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a la Unidad Generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad” [23].

En conformidad con el Artículo 52 del DS °62, se tiene que “La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.” El parámetro de indisponibilidad forzada, de ahora en adelante e indistintamente IFOR, se expresa en base a una serie de estados operativos (ver ecuación E.3).

$$IFOR = \frac{T_{off}}{T_{on} - T_{off}} \quad (E.3)$$

Donde,

T_{off} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible.

T_{on} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación.

E.1.3 Determinación de la potencia de suficiencia final

La potencia de suficiencia definitiva se calcula en base a la potencia preliminar y un factor de ajuste a la demanda, único para cada subsistema, sin que se perjudiquen los intereses de ningún participante. El factor de ajuste dependerá únicamente de la demanda máxima de cada subsistema y de la potencia preliminar total de este.

Luego, de la determinación de la potencia de suficiencia final o definitiva (PSF), se debe ordenar las unidades por propietario, por lo tanto la suma de las PSF de cada una de sus unidades, lo que representa la cantidad de potencia confiable que puede vender. Con lo anterior en mente, se asocian los contratos de suministro a cada uno de los proveedores. En este punto, se compara la suma de las PSF con la suma de las potencias comprometidas en los contratos. Arrojando 2 categorías dependiendo del resultado, si la suma de las PSF de todas las unidades que posea un proveedor arbitrario es mayor que la suma de todas las potencias comprometidas en cada uno de sus contratos, entonces se denomina generador excedentario; en caso contrario, se le denomina generador deficitario,

por tanto este generador debe comprar potencia al excedentario. En el caso que la comparación sea equivalente significa que el generador satisface todos sus contratos con margen nulo.

E.2. Indicadores de suficiencia

Para conocer la suficiencia presente en el sistema se emplean métricas que consideran características del sistema como son las fallas, variaciones en la demanda, variaciones en la generación, entre otros. Las métricas más destacadas son el LOLP, LOLE y ENSS.

E.2.1 LOLP

La probabilidad de pérdida de carga (en inglés: Loss of Load Probability) es una métrica que indica la probabilidad de que la generación presente en el sistema no cubra a la demanda en el mismo instante de tiempo (usualmente en ventanas de una hora), debido a indisponibilidades en la generación [15]. Matemáticamente se define como la ecuación (E.4).

$$LOLP_t = Prop\{G_t < D_t\}, \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (E.4)$$

Donde,

G_t : generación total disponible en el tiempo t .

D_t : demanda total en el tiempo t .

La función de probabilidad utilizada para el cálculo del LOLP requiere de información estadística del sistema eléctrico, tales como la indisponibilidad de las unidades de generación (se utiliza el índice IFOR), la disponibilidad del combustible o insumos de generación variables (en centrales eólicas y solares) y los perfiles de demanda futuros.

E.2.2 LOLE

La pérdida de carga esperada (en inglés: Loss of Load Expectation) es una métrica que muestra una estimación del tiempo durante el año, donde se espera que el sistema no cubra la demanda (puede ser en formato numérico o en porcentaje) [15]. Matemáticamente se define como la ecuación (E.5).

$$LOLE [h] = \sum_{t=0}^T \Delta t \cdot LOLP_t \quad o \quad LOLE [p.u] = \sum_{t=0}^T \frac{\Delta t}{T} \cdot LOLP_t \quad (E.5)$$

E.2.3 ENSS

La energía esperada no suministrada (en inglés: Expected Energy Not Supplied) es una métrica que corresponde a una cuantificación energética de la falta de suministro en un período de tiempo (profundidad de la falla). Matemáticamente se define como la ecuación (E.6).

$$ENSS = \sum_{t=0}^T \Delta t \cdot LOLP_t \cdot PNS_t \quad (E.6)$$

Donde,

PNS: Corresponde a la potencia no suministrada en el tiempo t.

E.3. Margen de Reserva Teórico (MRT)

La definición del margen de reserva teórico, según el Artículo 61 del DS °62 de 2006 es “El margen de reserva teórico o mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, será determinado conforme a lo establecido en este reglamento”.

La función que representa al MRT se compone del margen de potencia (MP), donde el MP corresponde al cociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta del sistema [23]. Lo anterior se muestra en las ecuaciones (E.7) y (E.8).

$$MRT = \begin{cases} 15\% - \left[\frac{MP - 1}{0.05} \right], & \text{si } MP \leq 1.25 \\ 10\%, & \text{si } MP > 1.25 \end{cases} \quad (E.7)$$

$$MP = \frac{\sum_{i=1}^N P_{inicial}}{D_{punta}} \quad (E.8)$$

E.4. Remuneración por potencia o capacidad

El cálculo del precio básico de la potencia de punta se hace mediante la ecuación (E.9) y representa el costo de marginal incremental al sistema de abastecer en las horas de punta. Se puede apreciar que está ponderado tanto por el MRT como por el factor de pérdidas respectivo.

$$P_{pot} = [(C_{TG}FRC_T + C_{SE}FRC_{SE} + C_{LT}FRC_{LT}) \cdot C_F + C_{fijo}] \cdot (1 + MRT) \cdot (1 + FP) \quad (E.9)$$

Donde,

C_{TG} : Costo unitario de la unidad generadora para el respectivo proyecto.

FRC_T : Factor de recuperación de capital de la inversión de la unidad generadora.

C_{SE} : Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.

FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la inversión de la subestación eléctrica.

C_{LT} : Costo unitario de la línea que conecta la subestación del proyecto con la de referencia.

FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la inversión de la línea de transmisión.

C_F : Costo financiero.

C_{fijo} : Costo fijo de operación y mantenimiento.

¿Cómo se remunera a inicio de año a las centrales si la demanda ocurre durante el año? Al tener presente que la demanda máxima aún no se conoce, se realiza un estudio previo el último cuatrimestre del año para el año siguiente, con el fin de proyectar la disponibilidad de cada central y poder efectuar un pago de tipo provisorio, que posteriormente se recalcula a fin de año y se reajusta el monto pagado de forma preliminar [23]. El pago por capacidad incentiva las inversiones al aumentar y estabilizar los volátiles ingresos de los generadores del mercado energético.



Anexo F. Mercado de los SSCC en Chile

Si bien la energía es el producto primario que se transa en el mercado eléctrico y por el cual se desarrolla la actividad de generación, existen otros servicios que estos agentes prestan al sistema como, por ejemplo, la suficiencia que dice relación con el mercado de la potencia y todos aquellos productos que aportan seguridad al sistema. Estos últimos son denominados servicios complementarios.

El concepto servicios complementarios fue introducido en la legislación el año 2004, por media de la Ley Corta 1. Los servicios auxiliares constan de varias reservas necesarias para proporcionar equilibrio de carga, regulación de frecuencia de estabilidad de voltaje, capacidad de rampa y confiabilidad general. La mayoría de los servicios auxiliares pueden ser proporcionados por todas las unidades de generación, ya sea como productos distintos adquiridos por el operador del sistema a través de mecanismos de mercado o como una obligación de autoabastecimiento de reservas que da al operador del sistema cierta libertad para controlar la producción de las unidades.

La importancia de los SSCC se vio incrementada al con las centrales ERNC, puesto que estas tienen una limitada o nula capacidad de aportar a la respuesta dinámica del sistema eléctrico (regulación de frecuencia y tensión). Considerando que actualmente se requiere bajar la producción de las centrales térmicas durante gran parte del día, se reducirá la respuesta dinámica del sistema, con lo cual se deteriora la calidad de servicio y aumenta el riesgo de desconexiones parciales o totales (blackout). Por lo tanto, se muestran las categorías existentes y el mercado que los involucra. La implementación de los SSCC se realiza mediante procesos de licitación competitivos.

F.1. Categorización de los SSCC

La ley establece un esquema en que la CNE determina anualmente, luego de una propuesta entregada por el CEN que señale los servicios que el sistema eléctrico requiere, la definición de los SSCC y sus categorías, son vía resolución exenta. En la Figura F-1, se puede ver los campos de acción y las categorías de los servicios complementarios actuales en el SEN.

Además, hay que mencionar que, se incorporará el SSCC de fortaleza de red, que son básicamente condensadores síncronos, es decir, máquinas síncronas más todo el equipamiento secundario y auxiliar, tal como sistema de arranque, excitación, refrigeración, transformador elevador, entre otros. También pueden ser SSCC de fortaleza de red, la reconversión de unidades carboneras, esto último a raíz de la meta de descarbonización de la matriz energética de Chile para el año 2050.

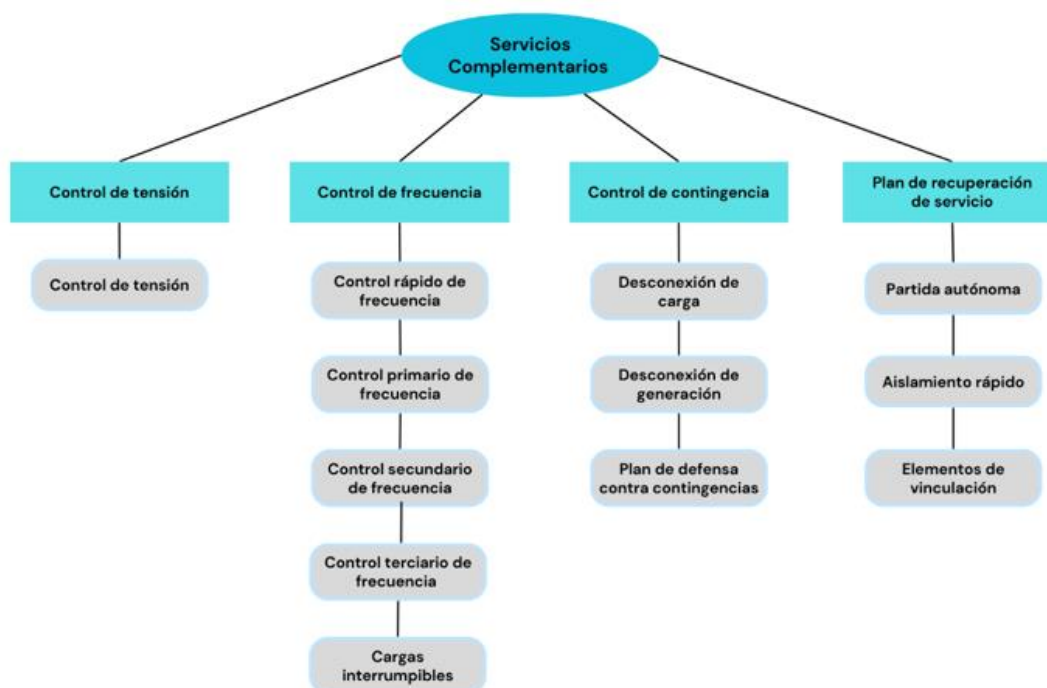


Figura F-1. SSCC presentes en territorio nacional. Fuente: elaboración propia.

F.2. Proceso de licitación según la Norma Técnica de SSCC

En primer término, las propuestas y proyectos de SSCC, la Norma Técnica de SSCC menciona que, durante el mes de enero de cada año, los interesados podrán presentar al Coordinador, para su consideración en la elaboración del Informe SSCC, proyectos y propuestas de soluciones para la prestación de Servicios Complementarios.

A estos efectos, el Coordinador deberá publicar en su sitio web, en diciembre de cada año, los antecedentes requeridos junto con los formatos de entrega de la información a que se refiere el inciso precedente, entre los requerimientos el Coordinador deberá exigir la entrega de antecedentes que acrediten la seriedad del respectivo proyecto, tales como antecedentes que justifiquen la necesidad del proyecto y la evaluación técnico - económica del mismo. Asimismo, junto con el Informe SSCC deberá publicar en su sitio web todos los proyectos y propuestas recibidas, señalando la forma en que fueron considerados los proyectos y propuestas cuando corresponda.

Acercas del diseño de las subastas y licitaciones, la Norma Técnica de SSCC dicta que el Coordinador deberá considerar los requerimientos de seguridad y flexibilidad del SEN para establecer los periodos de entrega específicos de prestación del servicio y sus especificaciones técnicas particulares, verificando que dichas especificaciones se encuentren en cumplimiento con la definición

de los SSCC y sus respectivas categorías contenidos en la Resolución SSCC y las exigencias de la normativa vigente.

En particular, el Coordinador deberá velar que el diseño de las subastas y licitaciones admita únicamente ofertas consistentes con las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada uno de los SSCC, y sus categorías, de conformidad a lo establecido en la Resolución SSCC.

En el diseño de las subastas o licitaciones de SSCC el Coordinador podrá considerar que éste permita la aceptación de diferentes tipos de ofertas, tales como: ofertas por precio cuando la cuantía del recurso a licitar o subastar se encuentre establecida, ofertas por precio y cantidad, ofertas divisibles, ofertas enlazadas, ofertas excluyentes. Para estos efectos deberá establecer las restricciones que sean necesarias para efectuar las ofertas condicionadas, como por ejemplo el número máximo de bloques horarios a enlazar.

En relación con la participación en subasta y licitaciones, podrán participar de las subastas de SSCC todos aquellos que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas, económicas y administrativas definidas por el Coordinador, en conformidad a la normativa vigente, para el correspondiente servicio subastado. Podrán participar de las licitaciones de SSCC, todos aquellos que cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Coordinador en las respectivas Bases, en conformidad a la normativa vigente, para el correspondiente servicio licitado. Entre las exigencias a que se refieren los incisos precedentes y con el objeto de preservar la seguridad y calidad de servicio del SEN, el Coordinador podrá establecer exigencias técnicas asociadas a la calidad de producto, de suministro o de servicio, para lo cual podrá considerar aspectos tales como tasas de fallas, desvíos injustificados, u operación incorrecta respecto a lo instruido. A estos efectos, se entenderá como desvíos injustificados a aquellos desvíos respecto de lo programado que no hayan sido debidamente justificados o cuya causa sea propia de la instalación y no permita al Coordinador descartar que otro desvío inminente pueda ocurrir.

Las subastas serán adjudicadas a aquellas ofertas que permitan la operación más económica del SEN de acuerdo con las condiciones establecidas previamente por el Coordinador para la evaluación de ofertas conforme a lo señalado en el Artículo 2-16 y el Artículo 2-48 de la Norma Técnica de SSCC [18].

F.3. Consideración de los costos, formulación de ofertas y remuneración

Para hacer las respectivas ofertas, los participantes deben internalizar los costos directos, es decir, solo los costos asociados a desgaste, y al ser remunerados ex-post tanto los costos de oportunidad como los sobrecostos que puedan darse, los agentes enfrentan menores niveles de incertidumbre al momento de realizar sus ofertas [43].

Como el tipo de remuneración que reciben depende del servicio que presten, ya sea de subida o bajada, se analiza el proceso de formación de precios para ambos casos. Considerando para simplicidad que las ofertas muestran los costos reales de los agentes, a su vez cada caso se subdivide en si la unidad es infra o supra marginal. Cada caso se desarrolla entre las ecuaciones (F.1) y (F.7).

A. Servicios de subida

- $CMg_{esp_{i,h}} \geq CV_{i,j}$

$$Cesp_{i,j,h} = E(MW_{adj_{i,j,h}}) \cdot CFD_{i,h} + E(MW_{adj_{i,j,h}}) \cdot E(FA)_{i,j,h} \cdot CD_{i,h} \quad (F.1)$$

Por lo tanto, la oferta correspondería a:

$$Oferta_{i,j,h} = CFD_{i,h} + E(FA)_{i,j,h} \cdot CD_{i,h} \quad (F.2)$$

- $CMg_{esp_{i,h}} < CV_{i,j}$

$$Cesp_{i,j,h} = E(MW_{adj_{i,j,h}}) \cdot E(FA)_{i,j,h} \cdot CD_{i,h} \quad (F.3)$$

Como la remuneración está asociada a disponibilidad, la oferta correspondería a:

$$Oferta_{i,j,h} = E(FA)_{i,j,h} \cdot CD_{i,h} \quad (F.4)$$

B. Servicios de bajada

- $CMg_{esp_{i,h}} \geq CV_{i,j}$

$$Cesp_{i,j,h} = E(MW_{adj_{i,j,h}}) \cdot E(FA)_{i,j,h} \cdot CD_{i,h} \quad (F.5)$$

Por lo tanto, al remunerar solo la activación, la oferta correspondería a:

$$Oferta_{i,j,h} = CD_{i,h} \quad (F.6)$$

- $CMg_{esp_{i,h}} < CV_{i,j}$

En esta situación, a pesar de esperar que la unidad sea instruida a generar (F.7), la oferta sería idéntica a (F.6).

$$Gesp_{i,j,h} = MT_{i,h} + E(MW_{adj_{i,j,h}}) \quad (F.7)$$

Para ambos servicios analizados (subida y bajada), tomar en cuenta que,

- $CFD_{i,h}$: Costos directos de la unidad i en la hora h por desvíos del punto de operación.

- $CD_{i,h}$: Costos directos de la unidad i en la hora h para cambiar el punto de operación.
- $CMg_{esp_{i,h}}$: Valor esperado del costo marginal real en la barra de inyección de la unidad i durante la hora h .
- $CV_{i,h}$: Costo variable de la unidad.
- $E(MW_{adj_{i,j,h}})$: Capacidad esperada adjudicada del servicio j .
- $E(FA_{i,j,h})$: Factor de uso esperado en la activación por hora del servicio j .
- $Cesp_{i,j,h}$: Costo esperado.
- $MT_{i,h}$: Mínimo técnico de la unidad.
- $Gesp_{i,j,h}$: Generación esperada.

Del análisis expuesto, se desprende que para servicios de subida solo se debe estimar el factor de activación, mientras que para los servicios de bajada solo se necesita determinar el costo de desgaste respectivo. Por lo tanto, comprueba la simplicidad de la formación de precios para las ofertas. Téngase presente que el formato actual de las subastas en el mercado de SSCC es de tipo pay as bid.



Anexo G. Mercado de la transmisión en Chile

El mercado de transmisión consiste en cómo se retribuye a un tercero por hacer efectivas las transferencias físicas entre los generadores y los consumidores y distribuidores de energía. La necesidad de contar con este sistema surge por la existencia de restricciones para la producción de energía en el mismo punto en que ella es demandada, o bien, como consecuencia del aprovechamiento de bajos costos de producción o generación de energía en puntos alejados de los centros de demanda.

La ley N° 20.936, de 2016, redefine los sistemas de transmisión presentes en el SEN en 4 categorías. Esto se ilustra en la Figura G-1.

o Transmisión Nacional (Anteriormente Sistema de Transmisión Troncal)

o Transmisión Zonal (Anteriormente Sistema de Subtransmisión)

o Sistemas Dedicados (Anteriormente Sistema de Transmisión Adicional)

o Transmisión para Polos de Desarrollo: Nuevo segmento de transmisión que permitirá, a través de una única línea de transmisión, la evacuación de energía generada desde Polos de Desarrollo.

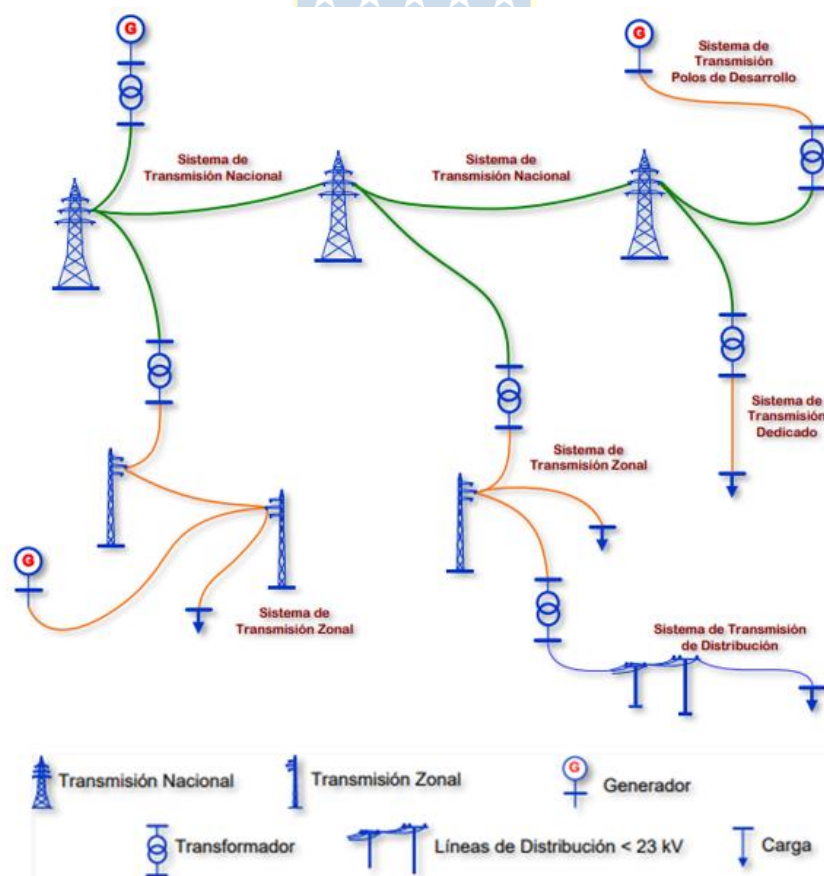


Figura G-1. Segmentación del sistema de transmisión nacional, ley N° 20936. [20]

G.1. Remuneración (VATT)

El sistema de transmisión nacional se encuentra definido por tramos, los cuales están compuestos por líneas, subestaciones y otros elementos de transmisión. Para cada uno de estos segmentos la Ley define un “Valor Anual de Transmisión por Tramo” (VATT), que la suma de la anualidad del valor de inversión (AVI) y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) como se muestra en la siguiente ecuación (G.1).

$$VATT = aVI + COMA \quad (G.1)$$

Cabe señalar que, la ecuación (H.1) es antes del ajuste por efecto de impuesto a la renta.

- Valor de Inversión (VI)

- Utilización de información proveniente del Sistema de información del Coordinador.
- Se determina en función de las características físicas y técnicas, valoradas a precios de mercado vigentes de acuerdo con un principio de adquisición eficiente.
- Las instalaciones son adquiridas e instaladas por una única empresa eficiente en cada segmento de los sistemas de transmisión señalados en el artículo 100° y para cada sistema de transmisión zonal.
- El VI incluye derechos relacionados con uso de suelo valorizados a valor histórico actualizado.

- Costo de Operación Mantenimiento y Administración (COMA)

- COMA se calcula para cada segmento y para cada uno de los Sistemas de Transmisión Zonal para una empresa eficiente que opera las instalaciones de acuerdo con la normativa vigente.
- A partir del COMA de la empresa eficiente se determinará las asignaciones asociadas a cada tramo en función de tecnologías, zonas, valor de inversión, anualidades, entre otros.
- Las bases técnicas señalarán la metodología específica para establecer dichas asignaciones.

Debido a las mejoras en la eficiencia de las líneas a lo largo del tiempo debido a la apertura tecnológica de las economías es que los ingresos tarifarios no fueron suficientes para financiar completamente la operación y desarrollo del negocio de transmisión, de hecho, la cantidad de la anualidad de los costos de transmisión que es cubierta por los ingresos tarifarios es alrededor del 20% [19]. Para ello, la ley corta I (N° 19.940) formaliza la definición del peaje básico como la cantidad que resulta restar el ingreso tarifario anual al VATT (Figura G-2).

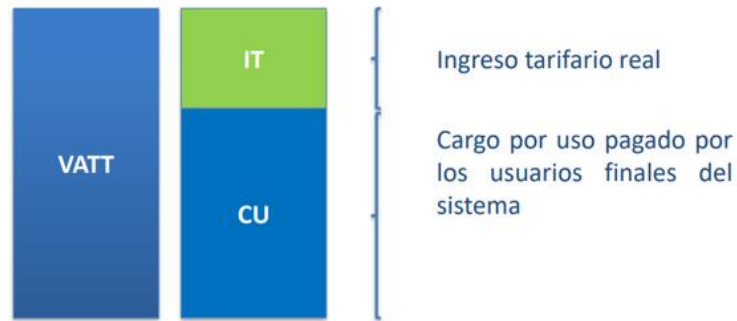


Figura G-2. Efecto de ingreso tarifario. [25]

Por lo tanto, de la Figura G-2 se desprende la ecuación G.2.

$$\text{Cargo por uso (peaje)} = VATT - IT \quad (G.2)$$

Consumidores finales pagarán cargo por uso por la proporción no utilizada de los sistemas para polos de desarrollo. Esto se ilustra en la Figura G-3.

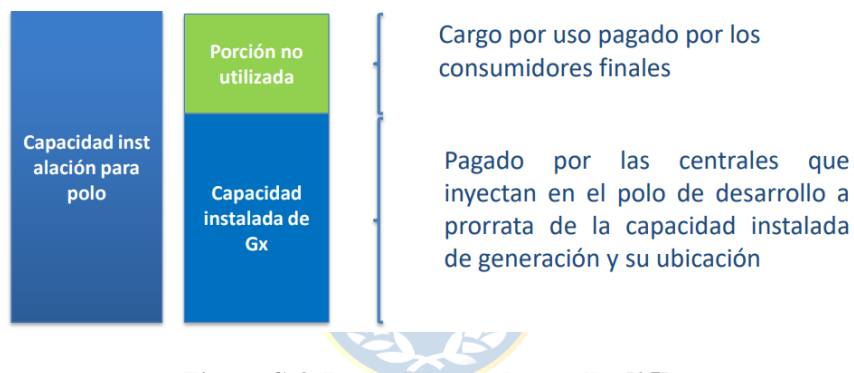


Figura G-3. Pagos polos de desarrollo. [25]

Las inversiones por servicios complementarios asociadas a nueva infraestructura, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente, que sean contemplados en el informe de servicios complementarios, serán remuneradas por los usuarios finales a través de un cargo asociado a dichos servicios.

Cargo por uso determinado de forma similar al cargo por uso del sistema de transmisión nacional y pagado por los usuarios finales del sistema. La ecuación G.3 muestra lo anterior.

$$CU_{clientes} = \frac{Inversión_{infraestructura} + Costos_{anuales\ eficientes}}{Energía_{proyectada_{clientes}}} \quad (G.3)$$

Anualidad de valores de inversión y costos eficientes informados por el Coordinador según resultados de licitaciones

Actualmente, los ingresos tarifarios son pagados por los suministradores, mientras que son un descuento para el cargo de transmisión que pagan los clientes libres y regulados. El ingreso tarifario percibido por la empresa propietaria de la instalación por este tramo está dado por la ecuación G.4.

$$IT = (P_r \cdot CMg_r - P_i \cdot CMg_i) + \left(\sum_{h=1}^{24} P_{rh} \cdot CMg_{rh} - \sum_{h=1}^{24} P_{ih} \cdot CMg_{ih} \right) \quad (G.4)$$

Donde,

IT : Ingreso tarifario horario por tramo.

P_r : Potencia retirada en nodo r .

P_i : Potencia inyectada en nodo i .

CMg_r : Precio de nudo de potencia en nodo de retiro r .

CMg_i : Precio de nudo de potencia de inyección i .

P_{rh} : Potencia promedio inyectada en nodo r a la hora h .

P_{ih} : Potencia promedio inyectada en nodo i a la hora h .

CMg_{rh} : Costo marginal de energía en barra r a la hora h .

CMg_{ih} : Costo marginal de energía i a la hora h .



Anexo H. Sistemas de almacenamiento en Chile

Ante la necesidad de dotar de mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos, se plantean como posible solución, los sistemas de almacenamiento entendidos como herramientas que permiten capturar y conservar la energía en un momento dado y entregarla al sistema cuando se necesite.

H.1. Ley N°20.936

Esta ley en su Artículo N °225 agregó por primera vez en la legislación chilena aspectos referentes al almacenamiento de energía “Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, etc.) y almacenarla con el objeto de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente a la red, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determina el reglamento”. Hoy en día en Chile, ya existen estos sistemas de baterías, también conocidos como BESS (por su sigla en inglés, Battery Energy Storage System), son dispositivos electroquímicos que convierten energía eléctrica en energía química y viceversa. Estos sistemas de almacenamiento de energía pueden ser utilizados en numerosas aplicaciones dependiendo de la capacidad de almacenamiento que posean, la duración de descarga y su velocidad de respuesta.

Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía, y que se interconecte al sistema, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador. El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos [29]. La Figura H-1 muestra los modos de operación de SAE.



Figura H-1. Modos de operación de los Sistemas de Almacenamiento. [25]

H.2. Ley N°21.505

La ley de almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad introdujo una serie de modificaciones a la LGSE. Donde se permite a los sistemas de almacenamiento puros (no asociados

a centrales) recibir ingresos por energía y potencia en el mercado de generación del SEN. De esta forma, se lograr maximizar la participación e integración de ERNC variables en la matriz energética chilena, permitiendo que puedan participar del balance de inyecciones y retiros de energía en el SEN, siendo remunerados de la siguiente manera en el mercado mayorista: por la energía inyectada al SEN o por su disponibilidad para inyectar energía en los momentos de mayor demanda, pudiendo ser valorizadas según los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico y al precio de nudo de la potencia.

H.3. Costos asociados, potencia de suficiencia y funcionamiento en el SEN

En la actualidad son una realidad y vale la pena reconocer sus beneficios sistémicos y lo significativos que son en la seguridad en la operación de un sistema eléctrico y para dar una mano a los mercados eléctricos de energía, potencia y SSCC, aportando soluciones en temas de flexibilidad. A continuación se presentan a grandes rasgos los costos, determinación de potencia de suficiencia, operación y programación en el sistema de transmisión nacional.

A. *Costo variable asociado*

El costo variable de un sistema de almacenamiento, utilizado para la programación de la operación, será calculado por el CEN y debe considerar:

- El valor de la energía retirada del sistema a costo marginal durante un periodo de tiempo (ventana de valorización).
- Las pérdidas de energía ocurridas en el proceso de almacenamiento e inyección de energía.
- El Factor de Pérdidas será determinado por el Coordinador en base a información proporcionada por los Coordinados.
- Los Coordinados podrán solicitar justificadamente al Coordinador modificar la ventana de valorización, el cual deberá evaluar si ello permite una mejor utilización de los recursos disponibles de acuerdo con las condiciones que se prevean para la operación del sistema eléctrico (ecuación H.1).

$$Cv_{SA} = \frac{V_{ER_{ventana}}}{ER_{ventana}} \cdot FP_{SA} \quad (H.1)$$

Donde,

Cv_{SA} : Costo variable de un sistema de almacenamiento.

$V_{ER_{ventana}}$: Valor de la energía retirada a costo marginal en una ventana de tiempo.

$ER_{ventana}$: Energía retirada en una ventana de tiempo.

FP_{SA} : Factor de pérdidas de un sistema de almacenamiento

La ventana de valorización en la que se calculará el costo variable ya descrito, y esta será determinada por el Coordinador, considerando entre otros aspectos:

- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Potencia nominal de la instalación.
- Impacto sistémico de la operación esperada del SAE.

B. Potencia de suficiencia

La información de entrada es de tipo estadística, donde el CEN determinará un factor de disponibilidad a partir de la cantidad de horas en que el SAE hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo con la energía almacenada informada en la hora “i” durante un año (ecuación H.2). Cabe mencionar que se utiliza el menor factor de disponibilidad de los últimos 5 años [25].

$$F_{dis} = \frac{\sum_{i=1}^{H_A} n_i}{H_A} \quad ; \text{ donde } n_i = \min\left(\frac{h_i}{5}, 1\right) \quad (\text{H.2})$$

Donde,

F_{dis} : Factor de disponibilidad de un sistema de almacenamiento.

H_A : Cantidad de horas al año.

h_i : Horas de operación de un sistema de almacenamiento a potencia máxima.

Los cálculos siguientes respecto de la determinación de la potencia de suficiencia preliminar y definitiva del SAE se realizan siguiendo la metodología de uso común para las centrales generadoras.

C. Operación y programación

Un sistema de almacenamiento puede tener como modelo de negocio la gestión temporal de la energía eléctrica, obteniendo su beneficio económico de las diferencias del costo marginal de la energía entre distintos instantes. La operación usual en este esquema implica cargar el sistemas de almacenamiento durante horas de CMg bajo (normalmente bajos niveles de demanda) y descargarlo en las horas de CMg alto (típicamente demanda de punta).

El sistema de almacenamiento deberá participar del balance de transferencia de energía y potencia. Valorizando los costos marginales dependiendo del modo de operación. Si se encuentra en modo retiro, el costo marginal corresponderá a la respectiva barra de retiro; si se encuentre en modo de operación de inyección, el costo marginal corresponderá a la respectiva barra de inyección. El CEN

puede instruir el cambio del modo de operación de un SAE en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del sistema.

La programación para la operación definitiva de los SAE será realizada por el CEN mediante información entregada por los Coordinados (Figura H-2). También el Coordinador utilizará a los SAE para arbitrar el precio de la energía, el proceso se muestra en la Figura H-3, el cual fue elaborado a partir de información proporcionada por la CNE.



Figura H-2. Proceso de programación para la operación de los SAE. [25]



Figura H-3. Proceso para arbitrar el precio de la energía con SAE. Fuente: elaboración propia.

Anexo I. Generación mensual y contratos de Daza S.A.

El presente anexo contiene los datos de generación total mensual y los contratos relacionados a la empresa Daza S.A. entre enero de 2017 y diciembre de 2023. Estos datos son utilizados en el Capítulo 7 para desarrollar una simulación en el SEN involucrando las herramientas CfD y FTR.

Fecha	Empresa Daza S.A.	
	Energía generada mensual [GWh]	Energía contratada mensual [GWh]
enero-2017	1012	916
febrero-2017	937	883
marzo-2017	1086	972
abril-2017	1001	905
mayo-2017	1208	988
junio-2017	1095	1.001
julio-2017	936	996
agosto-2017	931	999
septiembre-2017	1118	924
octubre-2017	1126	909
noviembre-2017	845	842
diciembre-2017	918	917
enero-2018	1073	905
febrero-2018	1031	913
marzo-2018	1119	1.009
abril-2018	1141	953
mayo-2018	1180	1.025
junio-2018	1121	1.044
julio-2018	1109	1.021
agosto-2018	1002	1.033
septiembre-2018	803	909
octubre-2018	961	998
noviembre-2018	831	899
diciembre-2018	1070	925
enero-2019	1152	880
febrero-2019	979	812
marzo-2019	1101	875
abril-2019	1009	854
mayo-2019	1191	925
junio-2019	1048	934
julio-2019	993	972
agosto-2019	782	945
septiembre-2019	693	868
octubre-2019	878	892
noviembre-2019	762	857
diciembre-2019	895	929
enero-2020	925	845
febrero-2020	962	798
marzo-2020	1036	876
abril-2020	983	825
mayo-2020	1070	871
junio-2020	1024	866
julio-2020	1152	912
agosto-2020	1198	913

septiembre-2020	1150	874
octubre-2020	912	874
noviembre-2020	683	846
diciembre-2020	793	908
enero-2021	638	816
febrero-2021	783	771
marzo-2021	967	883
abril-2021	974	783
mayo-2021	1069	876
junio-2021	1095	856
julio-2021	955	896
agosto-2021	1005	864
septiembre-2021	802	738
octubre-2021	776	726
noviembre-2021	556	664
diciembre-2021	915	796
enero-2022	1043	973
febrero-2022	1011	890
marzo-2022	1037	999
abril-2022	1056	944
mayo-2022	1152	1.010
junio-2022	1275	1.004
julio-2022	1204	1.011
agosto-2022	961	1.001
septiembre-2022	1005	974
octubre-2022	1224	975
noviembre-2022	1094	941
diciembre-2022	1051	1.016
enero-2023	1225	1.045
febrero-2023	1023	934
marzo-2023	1109	1.065
abril-2023	1067	983
mayo-2023	1216	1.006
junio-2023	1160	997
julio-2023	1055	914
agosto-2023	913	801
septiembre-2023	752	776
octubre-2023	846	818
noviembre-2023	698	756
diciembre-2023	702	831

Tabla I-1. Datos sobre generadora Daza S.A. Fuente: elaboración propia.