



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS GARANTÍAS EN EL SISTEMA  
ELÉCTRICO CHILENO CON OTROS PAÍSES Y PROPUESTAS DE MEJORA  
AL SISTEMA VIGENTE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

IVÁN GUSTAVO TRONCOSO KURTOVIĆ

PROFESOR GUÍA:  
SEBASTIÁN NOVOA CURIHUENTRO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
JACQUES CLERC PARADA  
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO

SANTIAGO DE CHILE  
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: IVÁN GUSTAVO TRONCOSO KURTOVIĆ  
FECHA: 2024  
PROF. GUÍA: SEBASTIÁN NOVOA CURIHUEWENTRO

## **ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS GARANTÍAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO CON OTROS PAÍSES Y PROPUESTAS DE MEJORA AL SISTEMA VIGENTE**

En el año 2022 sucedió un hecho poco frecuente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dos empresas generadoras renovables, María Elena Solar y Cabo Leones II declararon la imposibilidad de seguir cumpliendo sus respectivos contratos de suministro. Se procedió a ejecutar sus boletas de garantías de manera inmediata.

A partir de estos hechos se encendieron las alarmas, tanto en instituciones como la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y entes privados. Se convocó a una mesa de diálogo público-privada, la cual tuvo como tema principal la seguridad de la cadena de pagos.

Dado el contexto anterior, nace la motivación de estudiar la metodología utilizada para calcular el monto de las garantías en Chile. Se analizó el procedimiento de cálculo de dichas garantías, detectando sus aspectos positivos, limitaciones y buenas prácticas con respecto a la forma que utilizan otros países, además de verificar que cumpla con su objetivo. A raíz de esto, se determinó que sería pertinente proponer una modificación al procedimiento de cálculo, con el propósito de fortalecer y asegurar la integridad de la cadena de pagos.

Para desarrollar el trabajo de título, se llevó a cabo un análisis cuantitativo, que implicó obtener montos de garantías que tendría que pagar, hipotéticamente, una empresa chilena en caso de someterse a las reglas de mercado que rigen a los diferentes países estudiados. Se estudió la metodología de Australia, Brasil, Colombia y España. Además del análisis anterior, se examinaron tres diferentes proyecciones que realiza el CEN (entre muchas otras) para proyectar la operación del SEN, y así calcular el valor de las garantías, con el objetivo de identificar qué tan acertadas son. El objetivo de esto es, evaluar si los montos están bien dimensionados con respecto al riesgo que pretenden cubrir, o bien, la operación real del SEN difiere significativamente de las proyecciones.

Como resultado del estudio, se propuso dos grandes modificaciones. En primer lugar, disminuir los periodos a los cuales el CEN realiza proyecciones para calcular las garantías, con el objetivo de que sean más precisas. Segundo, cambiar a un régimen de garantías mensuales, las cuales sean de un monto menor a la actual garantía anual pero que sea más representativa del riesgo que desea cubrir.

Entre las conclusiones del trabajo se destaca la importancia de estudiar experiencias internacionales en temas de regulación para identificar buenas prácticas. Además, como trabajo futuro se plantea la necesidad de incluir en la metodología de cálculo el almacenamiento de energía.

*A mi Tata y a mi Xica,  
siempre en mis pensamientos.*

# Agradecimientos

Me considero un afortunado de la vida por estar rodeado de una familia y amigos que me aman, me enseñan, me cuidan y me respetan.

Agradezco a Vesna y Gustavo por entregarme absolutamente todo lo necesario para que yo pueda desarrollarme como persona y profesional. A Svenka, Nicolás y Diego, por ser fuente de enseñanzas, risas y recuerdos preciosos.

Agradezco mi Tata y a Pío, por su amor incondicional. Sé que estarían orgullosos de mí. A mi tío Juan por ser el mejor tío que alguien pueda desear.

Agradezco a Sion, por ser una fuente de amor, apoyo y consejos. Has hecho todo más bonito desde que nuestros caminos se cruzaron.

Agradezco a mis amigos por las risas y el apoyo en momentos difíciles, especialmente a Benjamín y Rocío.

Agradezco a todas las mascotas que han sido parte de mi vida: Isis, Xica, Nené, Visita, Chimpón, Bart, Blanquito, Panther, Vaquita, Steven. Gracias por darme un amor que ningún humano puede dar, los llevaré siempre en mi recuerdo.

Finalmente, a los miembros de la comisión revisora, Cristián, Jacques, y en particular, a Sebastián, por su tiempo, dedicación, consejos y conocimientos que me entregó durante el proceso.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	2
1.1.1. Casos de insolvencia en empresas generadoras en Chile . . . . .	2
1.1.2. Informe mesa de diálogo público - privada: mercado de corto plazo . . . . .	4
1.2. Objetivos . . . . .	4
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>6</b>
2.1. Descripción general del sector eléctrico chileno . . . . .	6
2.2. Mercado eléctrico de corto plazo . . . . .	8
2.3. Riesgo en los mercados . . . . .	9
2.4. Riesgo en mercados eléctricos . . . . .	10
2.5. Garantías financieras . . . . .	11
2.6. Método actual de cálculo de garantías en Chile . . . . .	11
2.7. Discrepancia contra el Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo . . . . .	16
<b>3. Revisión internacional de sistemas de cálculo de garantías en mercados eléctricos</b>	<b>20</b>
3.1. Sistema eléctrico Australiano . . . . .	20
3.2. Sistema eléctrico Español . . . . .	22
3.3. Sistema eléctrico Brasileño . . . . .	25
3.3.1. Garantías financieras del mes pasado (M-1), para perfil G . . . . .	25
3.3.2. Cálculo para los meses futuros (M a M+4), para perfil G . . . . .	26
3.3.3. Pago adicional por la diferencia entre la generación declarada y la realizada, para perfil G . . . . .	26
3.3.4. Garantías financieras del mes pasado (M-1), para perfil C . . . . .	27
3.3.5. Cálculo para los meses futuros (M a M+4), para perfil C . . . . .	27
3.3.6. Pago adicional por la diferencia entre la carga declarada y la realizada, para perfil C . . . . .	27
3.4. Sistema eléctrico Colombiano . . . . .	28
3.4.1. Esquema de garantías financieras mensuales . . . . .	28
3.4.2. Esquema de garantías financieras semanales . . . . .	29
3.4.3. Valores a cubrir . . . . .	30
<b>4. Metodología</b>	<b>32</b>
4.1. Actividades principales . . . . .	32
4.2. Actividades específicas . . . . .	33

<b>5. Resultados, análisis y comentarios</b>	<b>35</b>
5.1. Supuestos para la simulación de garantías . . . . .	35
5.1.1. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en Brasil . . . . .	35
5.1.2. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en Australia . . . . .	37
5.1.3. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en Colombia . . . . .	38
5.1.4. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en España . . . . .	39
5.2. Resultados y discusión de cálculos de montos de garantía en países estudiados	40
5.2.1. Resultados de garantías financieras en Brasil . . . . .	42
5.2.2. Resultados de garantías financieras en Australia . . . . .	45
5.2.3. Resultados de garantías financieras en Colombia . . . . .	47
5.2.4. Resultados de garantías financieras en España . . . . .	49
5.2.5. Comparación de montos de garantías con Chile . . . . .	51
5.3. Proyecciones en metodología chilena . . . . .	52
5.4. Análisis de Discrepancia contra el Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo . . . . .	59
5.5. Opinión del autor . . . . .	60
5.6. Propuesta de modificación a la metodología vigente . . . . .	61
<b>6. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>64</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>65</b>
<b>Anexos</b>	<b>68</b>
A. Garantías bajo diferentes casos . . . . .	69
B. Resultados de cálculo de garantía en Brasil . . . . .	72

# Índice de Tablas

5.1.	Resumen de cálculos finales para los montos de garantías financieras en los diferentes países estudiados. . . . .	41
A.1.	Garantías en caso con mayor compra de energía. . . . .	69
A.2.	Garantías en caso con mayor venta de energía. . . . .	70
A.3.	Garantías en caso con desfase de cuatro meses en los parámetros de la empresa. . . . .	71
B.1.	Resultados de cálculo de garantía en Brasil para cada mes y en cada componente de la garantía. . . . .	72

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Esquema resumen de la metodología de cálculo del monto de garantías.[29] . . . . .	15
3.1.	Esquema ejemplo de la línea de tiempo para la proyección mensual [35]. . . . .	29
3.2.	Esquema ejemplo de la línea de tiempo para la proyección semanal [35]. . . . .	30
5.1.	Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de Brasil. Elaboración propia. . . . .	42
5.2.	Montos resultantes de la simulación de garantías para el perfil de consumo bajo el modelo de Brasil. Elaboración propia. . . . .	43
5.3.	Montos resultantes de la simulación de garantías para el perfil de generación bajo el modelo de Brasil. Elaboración propia. . . . .	44
5.4.	Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de Australia. Elaboración propia. . . . .	46
5.5.	Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de Colombia. Elaboración propia. . . . .	48
5.6.	Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de España. Elaboración propia. . . . .	50
5.7.	Montos finales de garantías para los diferentes países estudiados. Elaboración propia. . . . .	51
5.8.	Costos de carbón proyectados para año 2023 [41]. . . . .	53
5.9.	Costos de carbón reales para año 2023. Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional [42]. . . . .	54
5.10.	Costos de diésel proyectados para año 2023 [41]. . . . .	55
5.11.	Costos de diésel reales para año 2023. Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional [42]. . . . .	56
5.12.	Costos de gas proyectados para año 2023 [41]. . . . .	57
5.13.	Costos de gas reales para año 2023. Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional [42]. . . . .	58



# Capítulo 1

## Introducción

Las garantías son respaldos que se utilizan para proporcionar una mayor seguridad en el cumplimiento de compromisos financieros.[1] En función de las condiciones en que se suscribe un contrato y el nivel de riesgo al que expone al sistema, se estima y exige una garantía a una de las partes que asegure que el pago que adquiere va a ser satisfecho.[2] Aunque las garantías son instrumentos de protección ante riesgos financieros, un mal diseño de estas podría generar una sobreexigencia a los actores con interés de entrar en un determinado mercado, y convertirse en una barrera de entrada. Por otro lado, una infraexigencia de las mismas, podría no ser adecuada para el riesgo que pretende cubrir.

La crisis financiera mundial de 2008 impulsó la necesidad de mitigar el riesgo sistémico [3], es decir, evitar que el incumplimiento de un participante pueda generar una cadena de incumplimientos en otros participantes. Si bien los mercados eléctricos poseen características diferentes a los mercados financieros, también están expuestos a los riesgos mencionados previamente.[4]

Según Maradey [4], la exposición a riesgos se origina en que la energía es un bien primario no almacenable, lo cual no permite poseer un inventario como cobertura natural ante fluctuaciones de precio spot. Sin embargo, hoy en día sí es posible almacenar energía. El problema es que actualmente la tecnología de almacenamiento de energía está en pleno desarrollo, por lo que no existe la capacidad instalada necesaria para considerar que se puede almacenar gran cantidad de energía.

Según el reporte estadístico mensual de noviembre de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, la capacidad instalada en Chile de almacenamiento es de 260 MW.[5] En consecuencia, los agentes participantes del mercado eléctrico se encuentran expuestos a riesgos, tanto de precio como de cantidad de energía. [4]

Estos riesgos también están presentes en el mercado eléctrico chileno. En este contexto, el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional establece que, el Coordinador tiene la responsabilidad de garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de corto plazo.[6] De este modo, para garantizar la continuidad de la cadena de pagos en el mercado eléctrico chileno, el Coordinador tiene la facultad de solicitar garantías a los participantes del mercado de corto plazo.[6] Esto ayuda a mitigar el riesgo y brindar seguridad tanto a los

participantes del mercado eléctrico como a los clientes que obtienen suministro a partir de él.

Si bien hoy en día no hay un riesgo inminente de un quiebre en la cadena de pagos del mercado eléctrico chileno, el año 2022 surgieron generadoras de energía renovables incapaces de seguir con el cumplimiento de sus contratos de suministro, tales como el caso de Cabo Leones II y María Elena Solar.[7][8] A partir de este hecho poco habitual en el sector eléctrico, se convocó a una mesa de diálogo público-privada, con presencia de la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional y diversos actores privados. En dicha mesa de diálogo, se realizó un levantamiento de las miradas que poseen los diferentes actores del SEN con respecto de la situación de las empresas anteriormente mencionadas que declararon la imposibilidad de cumplir sus obligaciones derivadas del mercado de corto plazo.[9]

Lo anterior tiene por objetivo que la CNE realice un diagnóstico de la situación, y proponer, en caso que corresponda, los pasos a seguir para el corto, mediano y largo plazo.[9]

## **1.1. Antecedentes**

### **1.1.1. Casos de insolvencia en empresas generadoras en Chile**

A finales de septiembre de 2022 ocurrió un hecho pocas veces visto en el mercado de corto plazo. Una empresa generadora de energía renovable, indicó que no podrá seguir cumpliendo sus obligaciones asociadas a sus contratos de suministro regulados. Se trata de la empresa María Elena Solar S.A. la cual declaró que "por razones totalmente fuera de nuestro control (...) Proyecto Granja Solar se encuentra en la imposibilidad económica de continuar cumpliendo su obligación de pago de los montos que emanan de los Balances de Transferencias Económicas". Dada esta situación, la empresa que opera el parque fotovoltaico se comunicó mediante una carta al Coordinador Eléctrico Nacional para que se ejecutara la boleta de garantía por una suma de \$2.507 millones, los cuales no logran cubrir la totalidad de las deudas impagas por balances que ascienden a \$2.788 millones.[7]

Granja Solar es un proyecto ubicado en Pozo Almonte, Región de Tarapacá, de 105 MW de capacidad instalada y con un total de 332.000 paneles solares.

Posteriormente, a los pocos días de la noticia de insolvencia por parte de María Elena Solar, se sumaría otra generadora de energía renovable a la imposibilidad de cumplir con las obligaciones de pago derivadas de los Balances de Transferencias Económicas del mercado de corto plazo. Esta vez, se trataría de el parque eólico Ibereólica Cabo Leones II. La empresa que opera el parque eólico pidió al Coordinador Eléctrico Nacional que se ejecutara la boleta de garantía para cumplir con sus contratos por una suma de \$964 millones.[8]

El parque eólico Cabo Leones II se encuentra en Huasco, Región de Atacama y se compone por 49 aerogeneradores de 5 MW cada uno, obteniendo un total de 245 MW de potencia instalada.

Ambas empresas en conjunto representan el 2.3 % de la energía contratada en 2022.[8]

Resulta importante mencionar cuáles fueron los factores que llevaron a estas empresas a la situación descrita. En primer lugar, se puede mencionar los desacoples presentes en el SEN. Éstos son situaciones provocadas por fallas o congestiones en líneas de transmisión. Producen una operación y despacho económico independiente en una o más partes del sistema eléctrico.[10] Es decir, los costos marginales en barras de un subsistema podrían ser distintos al de otro.[10] Los principales desacoples en el SEN ocurren entre la zona norte del país, donde se encuentra la mayor cantidad de generación renovable eólica y solar, y la zona centro-sur, donde se encuentran grandes centros de consumo.[10]

Dado que María Elena Solar y Cabo Leones II inyectan su energía en la zona norte y mantienen contratos de suministro con distribuidoras de la zona centro-sur, están vendiendo la energía que inyectan a la red a un costo marginal más bajo y, al mismo tiempo, comprar energía para abastecer sus consumos a un costo marginal más elevado.[10]

En segundo lugar, se puede mencionar los precios que aquellas empresas ofertaron en la licitación de suministro para clientes regulados de 2015-1, y los riesgos que asumieron en ese momento.

María Elena Solar obtuvo un contrato de suministro por 254 GWh al año en el bloque 2-B (entre 8:00 y 17:59 hrs), desde el año 2021 al 2040 con una oferta de 29.1 USD/MWh, la más baja de todas las presentadas en la licitación.[11] Cabo Leones II obtuvo un contrato de suministro por 779 GWh al año entre los bloques 2-A (entre 00:00 y 7:59 hrs y entre 23:00 y 23:59 hrs), 2-B y 2-C (entre 18:00 y 22:59 hrs), desde el año 2021 al 2040 con una oferta de 47.2 USD/MWh.[11]

En estos contratos, se establece que la empresa generadora (el vendedor) debe comprar energía y potencia en el mercado spot para abastecer la demanda de la empresa de distribución (el comprador). De esta manera, en este contrato de largo plazo, el vendedor acepta todo el riesgo de precio de mercado spot por los retiros del comprador.[10] Considerando los desacoples entre la zona norte y zona centro-sur mencionados previamente, se generan transferencias económicas negativas para las empresas señaladas, debido a que el costo marginal de inyección de energía en el norte es menor al costo marginal de retiro de energía en la zona centro-sur.

En consecuencia, los desacoples generan riesgos en los contratos de suministro, los cuales podrían reducir las ventajas asociadas a la contratación para las empresas generadoras.[10]

Posterior a estos casos y debido a las alertas que empresas y gremios del sector eléctrico han manifestado que habría más casos de generadoras con problemas financieros similares, la Comisión Nacional de Energía convocó una mesa público - privada con el objetivo de recabar información precisa y concreta, además de analizar eventuales medidas de corto, mediano y largo plazo de forma preventiva a una eventual situación de riesgo para el suministro a clientes regulados.[8]

### 1.1.2. Informe mesa de diálogo público - privada: mercado de corto plazo

La Comisión Nacional de Energía convocó a diferentes actores y gremios del sector eléctrico chileno [12] a una mesa de diálogo público - privada, a partir de las situaciones previamente descritas, en que empresas suministradoras declararon la imposibilidad de cumplir con las obligaciones de pagos en el mercado de corto plazo. En dicha mesa de diálogo, se habló sobre diferentes problemáticas tales como licitaciones de suministro, planificación y remuneración de la transmisión, costos sistémicos y pagos laterales, entre otros. Sin embargo, el principal objetivo fue analizar las diferentes causas particulares y sistémicas que influyeron en la situación de las empresas María Elena Solar y Cabo Leones II, y así determinar los pasos a seguir.[9]

Dentro del tema de regulación y tarificación, se habló sobre los incentivos a terminar contratos por falta de penalización. Gran parte de los invitados a la mesa de diálogo (8 de 12 participantes que expusieron), coinciden en que, al no existir penalizaciones en la regulación, hay un incentivo a que las empresas generadoras tengan un comportamiento oportunista ya que la única consecuencia del término anticipado de sus contratos de suministro sea la ejecución de la boleta de garantías, sin tener otro tipo de sanción o penalización.[12]

Además de lo anterior, en la mesa de diálogo se realizaron propuestas en los diferentes temas conversados. Específicamente, dentro de las propuestas asociadas a la cadena de pagos del mercado de corto plazo se encuentran [12]:

- Revisar los montos de garantías de mercado de corto plazo, con el objetivo de disminuir los riesgos a los que se expone la continuidad de la cadena de pagos del mercado.
- Incorporación de multas ante incumplimientos en la cadena de pagos del mercado, con el fin de desincentivar el comportamiento oportunista anteriormente mencionado y así evitar términos anticipados de contratos.
- Monitoreo y resguardo preventivo de la cadena de pagos por parte del Coordinador, con la finalidad de reducir los riesgos de quiebra en la cadena de pagos del mercado.
- Remuneración de cargos sistémicos a prorrata de quien pueda gestionar los riesgos, con el objetivo de reducir los mismos en la continuidad de la cadena de pagos por insolvencia de empresas generadoras.

## 1.2. Objetivos

El objetivo general del trabajo de título y los objetivos específicos son:

- **Objetivo general:** plantear mejoras o modificaciones al sistema de garantías en el mercado eléctrico chileno.
- **Objetivo específico 1:** comprender el rol e importancia de las garantías financieras en los mercados

- **Objetivo específico 2:** analizar el funcionamiento del sistema vigente de cálculo de garantías en el mercado eléctrico chileno, buscando identificar posibles oportunidades de mejora.
- **Objetivo específico 3:** analizar sistemas de garantías en mercados eléctricos de otros países, y comparar con el sistema chileno. Detectar mejores prácticas.
- **Objetivo específico 4:** comparar las proyecciones de costos de combustibles y los costos reales, para analizar horizontes de tiempo en proyecciones realizadas por el CEN.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

En el presente capítulo se explicarán algunos conceptos para establecer una base de conocimientos sobre las cuales se puede comprender de mejor forma el planteamiento del problema, la importancia de la investigación, las metodologías de otros países en estudio, el posterior análisis y discusión, y finalmente el resultado del trabajo de título.

En este apartado se introducirá brevemente el sector eléctrico chileno y sus actores, qué es el mercado de corto plazo, qué son los riesgos en los diferentes mercados y en el eléctrico, qué son las garantías financieras y por último cuál es la metodología de cálculo de dichas garantías en Chile.

### 2.1. Descripción general del sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno está dividido regulatoriamente en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Además, un agente de gran importancia vinculado a la demanda son los clientes.[13] A continuación se describen brevemente estos actores del sector eléctrico:

- Segmento de generación: es un segmento que opera bajo el supuesto de la libre competencia. Además, cuenta con libre acceso a las redes de transmisión y distribución para comercializar su producto. Puede participar en el mercado de las transferencias instantáneas a costo marginal, conocido como mercado spot, o bien, en el mercado de contratos, entre generadores, para proveer a clientes libres o empresas de distribución de clientes regulados. Tiene la obligación de ser un agente coordinado, es decir, está sujeto a las instrucciones del Coordinador Eléctrico Nacional en términos de operación.[13]
- Segmento de transmisión: sector reconocido por ser un monopolio natural, debido a las significativas economías de escala (a mayores niveles de tensión, disminuyen las pérdidas de energía y aumenta la capacidad de transmisión).[14] Por esta situación, el Estado regula activamente este segmento a través de la calificación, valoración y tarificación de sus instalaciones.[13] La planificación de las obras de expansión es centralizada, a cargo de la Comisión Nacional de Energía y, posteriormente, a través de un proceso de licitaciones a cargo del Coordinador, se adjudican estas obras. Este escenario representa el único espacio en el sector donde existe competencia.[13]
- Segmento de distribución: conjunto de líneas y subestaciones diseñadas para transportar la energía desde los sistemas de transmisión zonales y distribuirla a todos los clientes que

se encuentren dentro del territorio atendido. Es un sector considerado monopolio natural, debido a las economías de densidad, inversiones individuales y ubicación geográfica para la entrega del suministro al cliente. Está regulado por el Estado de forma similar al segmento de transmisión, no obstante, a diferencia de esta última, las obras de expansión son realizadas de forma autónoma por la empresa concesionaria.[13]

- Clientes: dependiendo del nivel de potencia conectada del cliente y su ubicación física en el sistema eléctrico, la regulación chilena establece dos tipos de clientes:
  1. Clientes sometidos a regulación de precios: también conocidos como clientes regulados, están ubicados dentro de una zona de concesión de distribución. Están sujetos a la fijación de tarifas, siendo obligatorio permanecer en este régimen para aquellos con potencias menores a 500 kW. Por otro lado, los clientes con potencia entre 500 kW y 5.000 kW tienen el derecho a elegir el régimen de tarificación, según lo establecido por la regulación.[13] Sin perjuicio de lo anterior, en diciembre de 2023, el Ministerio de Energía envió un oficio al Tribunal de la Libre Competencia para que se pronuncie acerca de la factibilidad de disminuir el límite para elegir el tipo de cliente a 300 kW.[15]
  2. Clientes no sometidos a regulación de precios: también conocidos como clientes libres, pueden encontrarse tanto dentro como fuera de una zona de concesión de distribución. Este tipo de clientes gestiona su suministro de energía y potencia directamente con un suministrador, lo que implica que no están sujetos a la fijación de precios regulados, ya que las condiciones se acuerdan de manera particular entre las partes.[13]

Adicionalmente, es importante mencionar los conceptos de almacenamiento de energía y generación distribuida.

La Ley 20.936, promulgada en 2016, marca un hito al definir por primera vez los sistemas de almacenamiento en el contexto energético. Según esta legislación, se considera como tales a aquellos “equipamientos tecnológicos capaces de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”.[16]

Hasta el momento, los embalses hidroeléctricos han sido la principal fuente de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, se prevé una importante diversificación de proyectos en este ámbito, tal como lo señala la “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada”[17] para mejorar la seguridad y flexibilidad del SEN, además de lograr la transición energética y posibilitar un escenario de generación 100 % renovable, a cualquier hora del día, al contar del año 2030.[17]

Con respecto a la generación distribuida, se define “como Medios de generación de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones de una Empresa Distribuidora, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público”.[18] En los últimos años los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD),

se han consolidado como una industria sólida dentro del rubro energético, ofreciendo nuevas oportunidades de inversión y contribuyendo directamente en el desarrollo económico del país.[19]

Por otra parte, existen diversos organismos e instituciones que coordinan, reglamentan y supervisan el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional, siendo los más importantes: [20]

- **Ministerio de Energía:** Institución responsable de elaborar y coordinar los diferentes planes, políticas y normas para el desarrollo del sector eléctrico del país. Algunas de sus funciones son fijar estándares mínimos de eficiencia energética que deberán cumplir productos, instrumentos, equipos, entre otros, para su comercialización en el país; estudiar y preparar proyecciones de la demanda y oferta de energía; contratar los estudios relacionados con el funcionamiento y desarrollo del sector; elaborar, coordinar, proponer y dictar normas aplicables al sector de energía; entre otras.
- **Comisión Nacional de Energía:** Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que se deben ajustar las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía con el propósito de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Algunas de sus funciones son analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos; fijar normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas; monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector eléctrico, entre otras.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles:** Ente que fiscaliza y vigila el cumplimiento de disposiciones legales, reglamentarias y normativas. Dentro de las funciones de la SEC se encuentra gestionar concesiones eléctricas; verificar la calidad de suministro de las distribuidoras; otorgar licencias de instalador eléctrico, entre otras.
- **Coordinador Eléctrico Nacional:** Organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. Entre los principios que sustentan su actividad se encuentra preservar la seguridad de servicio; garantizar la operación económica del sistema y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Este organismo tiene muchas funciones, pero algunas de las más importantes son monitorear la cadena de pagos; formulación de programas de operación y mantenimiento; coordinación y determinación de transferencias económicas entre empresas, instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios, entre muchas otras.

## 2.2. Mercado eléctrico de corto plazo

El mercado de corto plazo es aquel en que se realizan las transferencias económicas entre las empresas sujetas a coordinación por el Coordinador Eléctrico Nacional. Estas transferencias son resultado de los balances de energía, potencia y servicios complementarios. [21]

Existen condiciones que deben ser cumplidas para que una empresa u organización pueda participar en el mercado de corto plazo, las cuales se encuentran enumeradas en la Norma Técnica de Coordinación y Operación del SEN (capítulo 3, artículo 3-4) y son:[21]



- Ser el titular de una instalación de generación eléctrica, sistema de almacenamiento de energía o alguna instalación que preste servicios complementarios y esté conectada al sistema eléctrico.
- Poseer los instrumentos y equipos necesarios para medir las inyecciones y retiros de energía.
- Cumplir con los pagos que establece el Coordinador a través de las transferencias económicas en los plazos y formas que se indique.
- En caso de retirar energía del sistema para abastecer a clientes finales, se debe disponer de las garantías correspondientes, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Coordinación y Operación.

## 2.3. Riesgo en los mercados

Hasta el presente no hay una sola definición de riesgo. Como menciona Liu, en su trabajo sobre gestión de riesgos en el mercado eléctrico, el significado básico del riesgo es la incerteza en los resultados futuros.[22] Bajo circunstancias normales, se considera el riesgo como la desviación de los resultados actuales y los retornos esperados.[22]

Los mercados financieros se enfrentan, constantemente, a riesgos por diferentes fuerzas económicas y, por ende, es muy importante conocer cuáles son las principales razones que provocan estos riesgos y, así, tomar medidas que puedan mitigar los daños que provoquen y reducir las probabilidades de obtener un resultado negativo.

Existen diferentes riesgos financieros entre los cuales se encuentran [23]:

- **Riesgo de mercado:** surge cuando hay pérdidas en el valor y la posición de un activo de una empresa debido a cambios propios de los mercados tales como cambio de divisa, subidas o bajadas de tasas de interés, cambio de valor en bonos o acciones, entre otros. En el mercado eléctrico estos podrían ser cambios en los precios de combustibles, variaciones imprevistas en costos marginales o desacoples entre subsistemas debido a fallas o congestiones en líneas de transmisión. [10]
- **Riesgo de crédito:** es la incapacidad de una de las partes para pagar las deudas que adquiere a partir de un contrato. Un ejemplo de esto, es cuando el cliente de una empresa no paga por el servicio que se le prestó, por lo que la empresa se enfrenta a una disminución de dinero en su flujo de caja. Este tipo de riesgo financiero toma especial importancia a la hora de proteger la cadena de pagos en los mercados eléctricos.
- **Riesgo operativo:** es cuando se generan pérdidas financieras debido a una mala gestión, falta de controles internos dentro de una organización o fallas tecnológicas y/o errores humanos que provocan una reducción en la producción comercial o causan resultados no deseados.
- **Riesgo de liquidez:** se define como la capacidad que tiene una empresa para pagar sus obligaciones financieras en el corto plazo. Así, toda organización debe tener suficiente flujo efectivo para hacer frente a sus obligaciones.

## 2.4. Riesgo en mercados eléctricos

La correcta operación de un mercado eléctrico debe fundamentarse en la base de que los contratos sean cumplidos y, por lo tanto, los operadores de mercado deben poner especial atención al riesgo de impago de los participantes del mercado a causa de diferentes eventos de riesgo.[24]

El sector eléctrico está expuesto a diversos factores de riesgo, y en ausencia de una adecuada mitigación o consideración en contratos, estos pueden tener un impacto negativo en los agentes que participan en él. A continuación, se listan algunos ejemplos:

- Alzas en precios de combustibles [25]
- Desacoples en barras por líneas de transmisión copadas [10]
- Fenómenos meteorológicos/naturales de corto plazo [25]
- Fenómenos meteorológicos/naturales de largo plazo [25](sequía, el niño)
- Pérdida intempestiva de generación [25]
- Cambios regulatorios [25]

Si bien estos factores de riesgo podrían contribuir a que las empresas participantes del mercado eléctrico se vean afectadas, es importante destacar que esto se suma a los riesgos inherentes que asume el propio agente, lo que podría llevar a casos como el de María Elena Solar y Cabo Leones II, los cuales declararon cese de participación en el mercado de transferencias de energía y potencia. Algunos de estos riesgos incluyen, por ejemplo, sobrecontratación o contratos de venta de energía de largo plazo a precio fijo.

La sobrecontratación es un ejemplo porque, como ocurrió en 2018, los retiros de energía de clientes regulados alcanzaron los 30.649 GWh, mientras que la energía licitada para ese periodo fue de 40.781 GWh, es decir, hubo un 25 % de sobrecontratación.[26] Esta situación tuvo un impacto directo en los ingresos de las empresas que construyeron centrales de generación para abastecer los contratos adjudicados, ya que se vieron obligadas a vender energía excedente en el mercado spot. En este último, el costo marginal cerró con un promedio de US\$64.6, un precio inferior al promedio de los contratos licitados, que fue alrededor de US\$80.[26]

De igual forma, los contratos de venta de energía a largo plazo a precio fijo representan un ejemplo de riesgo inherente para los participantes en el mercado eléctrico, debido a que, como menciona Lima en su trabajo “Desacoples y Riesgos para Contratos de Suministros de Largo Plazo en el Mercado Eléctrico Chileno” [10], las diferencias de costos marginales observados en los últimos dos años, a causa del aumento en la congestión de líneas de transmisión, ha afectado a empresas de generación renovable. Dado que estas empresas inyectan su energía a la red en la zona norte del país y mantienen contratos de suministro con distribuidoras de la zona centro-sur del país, venden la energía que inyectan a un costo marginal bajo, mientras que, al mismo tiempo, deben comprar energía para abastecer sus contratos a un costo más elevado.[10]

## 2.5. Garantías financieras

Como se explicó anteriormente, existen riesgos asociados a los mercados que transan bienes o servicios a futuro, como es el caso del mercado eléctrico. Para mitigar estos riesgos se utilizan garantías financieras. Una garantía financiera se define como un instrumento que garantiza el cumplimiento de las obligaciones establecidas en un contrato por una de las partes. Es un recurso utilizado por las entidades para disminuir el riesgo de que el pago adquirido por un usuario, empresa u organización quede inconcluso [27].

Existen diferentes tipos de garantías financieras tales como [28]:

- **Garantía bancaria:** Es emitida por una entidad financiera y garantiza el cumplimiento de un contrato o pago de una deuda. Es una promesa de pago por parte del banco emisor.
- **Aval bancario:** Garantía emitida por un banco para respaldar el cumplimiento de contratos. No obstante, a diferencia de la garantía bancaria, el aval bancario supone una responsabilidad solidaria por parte del banco, por lo que este asume el compromiso de pago en caso de incumplimiento.
- **Seguro de caución:** Tipo de garantía proporcionada por una compañía de seguros. Garantiza el cumplimiento del contrato o pago de una deuda. Es comúnmente utilizado en el rubro de la construcción y licitaciones, sin embargo, ofrece amplias coberturas de actuación para otros sectores como energías renovables, medioambientales, entre otros.
- **Garantías pignoradas o fianza:** Garantía otorgada por una persona o empresa a favor de otra persona u organización. Se deja como fianza una cantidad de dinero o un bien de valor similar a la deuda que se adquiere [1].

## 2.6. Método actual de cálculo de garantías en Chile

De acuerdo con el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional y a la normativa vigente, el Coordinador debe garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los participantes de las transacciones económicas del mercado de corto plazo. Para cumplir aquello, el Coordinador solicitará garantías que pueden ser satisfechas de diferentes formas, tales como certificados de depósito a la vista, boletas bancarias de garantía a la vista, carta de crédito *stand by* emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente, entre otras formas.[6]

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente, en el mes de octubre, los montos de las garantías que serán exigidas a los Coordinados. Para establecer dichos montos, se deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar para cada uno de los participantes la diferencia entre los retiros e inyecciones, considerando los contratos de compraventa entre empresas generadoras que notifiquen de inyecciones y retiros físicos.[6]

A continuación, se explicará de manera detallada la metodología utilizada para determinar el monto de las garantías que se exigen a las empresas para participar en el mercado de corto plazo.

En primer lugar, como se acaba de mencionar, el valor final de garantías se obtiene a partir de parámetros proyectados de la operación del sistema eléctrico nacional (SEN). De esta forma, la primera proyección que se explicará es sobre la operación del sistema.

Para efectos de proyectar la operación del sistema en los siguientes 12 meses, se trabaja con un modelo de mediano plazo (MT) y un modelo de corto plazo (ST), los cuales se encuentran acoplados entre sí por el costo futuro del agua embalsada.

Para resolver el problema de minimización de costos de operación de sistemas hidrotérmicos se utiliza el software PLP, el cual posee capacidad de representación multinodal del sistema de transmisión y, además, el factor de carga del consumo semanal. El modelo MT utiliza cinco diferentes bloques para representar el consumo de la semana, los cuales son:

- Primer bloque: demandas agregadas en horas de medianoche.
- Segundo bloque: demandas agregadas en horas de madrugada.
- Tercer bloque: demandas agregadas en horas de la mañana.
- Cuarto bloque: demandas agregadas en horas de la tarde.
- Quinto bloque: demandas agregadas en horas de la noche.

Por otra parte, para la modelación ST se utiliza el software PLEXOS, el cual permite representar de manera aproximada las restricciones operativas de las centrales generadoras. Algunas características de esta modelación y que se consideran una ventaja son: la representación de mínimos técnicos para satisfacer requerimientos mínimos de inercia, aumento de granularidad temporal (al menos 10 bloques horarios por día), para una mejor representación de la generación de recursos variables, y un mayor detalle en la modelación de recursos intra-semanales gestionables, tales como embalses de menor regulación y volúmenes de gas semanales con restricciones diarias.

Los *inputs* para los modelos MT y ST son los mismos, donde a continuación se mencionan los cinco principales:

- Demanda: corresponde a la demanda proyectada para el sistema eléctrico nacional con resolución horaria.
- Disponibilidad de GNL-GN: considera disponibilidad de Gas Natural Argentino a firme y también una proyección de GNL inflexible para todo el horizonte de tiempo. Cabe destacar que la disponibilidad de GNL corresponde a los volúmenes declarados y aprobados en el horizonte proyectado.
- Costos variables: para el corto plazo, se utilizan los costos variables declarados y aprobados mediante el Sistema de Costos Variables. Para el largo plazo, se utilizan indexadores y se aplica la metodología del estudio de costos de combustibles del SEN.
- Afluentes: se utilizan volúmenes de afluentes de acuerdo a proyecciones del pronóstico de caudales y el pronóstico de deshielos.
- Cotas de embalses: se utilizan cotas de embalses con datos reales.

Para una primera etapa de modelación, se considerarán tres escenarios hidrológicos posibles [6]:

- Hidrología húmeda: considera un año con 20 % de probabilidad de excedencia, lo cual corresponde a la energía afluyente del año hidrológico 1992-1993.
- Hidrología media: considera un año con 50 % de probabilidad de excedencia, lo cual corresponde a la energía afluyente del año hidrológico 1974-1975.
- Hidrología seca: considera un año con 90 % de probabilidad de excedencia, lo cual corresponde a la energía afluyente del año hidrológico 2016-2017.

Para una segunda etapa de modelación, se ligan los resultados finales de cada semana de simulación con el modelo ST con los valores de agua que se obtuvieron desde la función de costo futuro del modelo MT, para cada una de las 3 hidrologías previamente mencionadas.

A partir de la modelación MT-ST se obtienen dos grandes resultados: la energía inyectada en MWh para todas las centrales definidas en el sistema por, hidrología y por hora ( $Q_{iny}$ ), y el costo marginal en USD/MWh para todas las barras definidas en el sistema por hidrología y por hora ( $P_h$ ).

La segunda proyección para los 12 meses siguientes, es la de los retiros de energía de cada empresa desde el SEN. Para esta proyección, se utilizan los datos recopilados en el Informe de Valoración de Transferencias (IVT), específicamente, la información de la reliquidación de IVT de julio. Con estos datos, se crean perfiles tipo por hora del día y día tipo, para cada una de las empresas en la base de datos utilizada.

Los perfiles para cada uno de los retiros se calculan como:

$$PerfilRetiroA_{H,DT} = \overline{MedidaIVT A_{H,DT}} \quad (2.1)$$

Donde los términos son:

- $PerfilRetiroA_{H,DT}$ : Perfil de retiro A, para cada hora H y cada día tipo DT.
- $\overline{MedidaIVT A_{H,DT}}$ : Promedio de las medidas IVT para el retiro A, considerando todas las horas H y para todos los días tipo D, de la base de datos del IVT.
- H: Hora del día (1 a 24).
- DT: Día tipo, siendo lunes, trabajo (martes a viernes), sábado y domingo (domingo y festivos).

A partir de la proyección de demanda para el año en cálculo, se calculan factores de crecimiento por hora del día, día tipo y tipo de cliente, los cuales, se aplican a los perfiles de retiro obtenidos del IVT, dando como resultado final el vector de retiro para el año considerado;

$$PerfilRetiro A_{Año,Horario} = FactorRetiro_{Horario,DT,TC} \cdot PerfilRetiro A_{H,DT} \quad (2.2)$$

Donde los términos son:

- $FactorRetiro_{Horario,DT,TC}$ : Ponderador que ajusta la tasa de crecimiento del Retiro, según el Tipo de Cliente (TC), de acuerdo con las tasas de crecimiento de demanda utilizadas en PLEXOS.
- $TC$ : Tipo de Cliente, siendo Regulado (R), Libre (L) o Libre en Zona de Distribución (LD)

Con la metodología descrita, se obtiene el tercer gran resultado: la proyección energía retirada de forma horaria para cada una de las empresas existente en la base de datos ( $Q_{ret}$ ).

La tercera proyección, es la que se realiza para obtener un estimado de las Compra/Venta de energía para los siguientes 12 meses. Para efectos de realizar dicha proyección, se solicitan antecedentes asociados a contratos de compraventas físicas de energía entre empresas generadoras. Adicionalmente, se consideran observaciones que las empresas generadoras envían al Coordinador y, posteriormente, observaciones al informe preliminar que emite el mismo CEN.

Finalmente, considerando también las proyecciones previas de inyecciones y retiros de energía de cada empresa, se obtiene la proyección de Compra/Venta de energía de forma horaria y para cada contrato informado al Coordinador ( $Q_{CV}$ ).

Con las proyecciones previamente explicadas, se han obtenido 4 resultados proyectados a los siguientes 12 meses:

- Costos marginales de cada barra (P) en USD/MWh.
- Energía inyectada en cada central definida del sistema por hidrología y para cada hora ( $Q_{iny}$ ) en MWh.
- Energía retirada de forma horaria para cada empresa ( $Q_{ret}$ ) en MWh.
- Compra/Venta de energía en forma horaria y para cada contrato informado al Coordinador ( $Q_{CV}$ ) en MWh.

Con estos resultados, se calcula el balance de inyecciones, retiros y compra/ventas (BIR). Este balance, se calcula de forma mensual para cada empresa y para cada una de las hidrologías mencionadas, considerando el costo marginal (P) y cantidades de energía proyectadas (Q):

$$BIR = P \cdot Q_{iny} - P \cdot Q_{ret} \pm P \cdot Q_{CV} \quad (2.3)$$

Posteriormente, de acuerdo a las disposiciones de la Norma Técnica, el monto de la garantía se determinará para el escenario hidrológico que implica un mayor déficit para la empresa según la valoración descrita en 2.3. Para encontrar cuál es la hidrología que cumple lo anterior, se procede a calcular el BIR anual de cada empresa y se verifica cuál de las 3 hidrologías produce un mayor déficit en el balance final. La hidrología seleccionada se denominará "hidrología desfavorable".

Por último, el monto de la garantía que se exigirá a cada empresa para participar en el mercado de corto plazo, corresponderá a la suma de los 3 meses en que la empresa presente una mayor posición deficitaria en el BIR para la hidrología desfavorable. En caso de que dicha suma sea positiva, la empresa se encuentra en una condición excedentaria, por lo que queda excluida de entregar boletas de garantías al CEN.

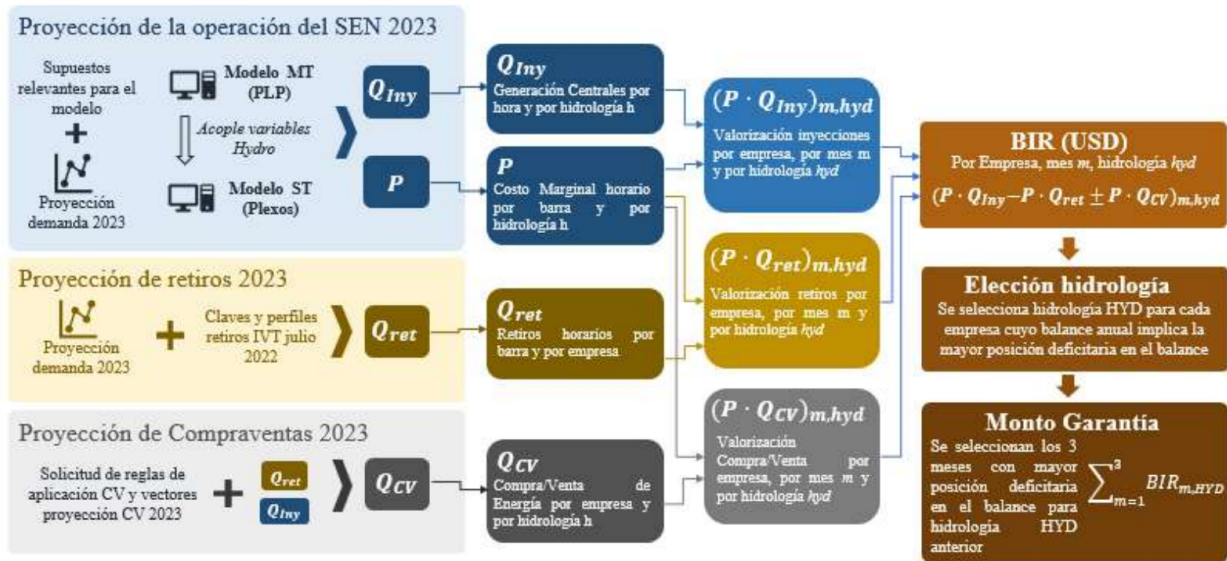


Figura 2.1: Esquema resumen de la metodología de cálculo del monto de garantías.[29]

Es importante destacar que el día 28 de agosto de 2023 el Coordinador emitió una actualización de su “Procedimiento interno de cumplimiento de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo”. En esta nueva versión se incorporó una sección acerca de un “Proceso de revisión mensual de garantías”, la cual revisa la pertinencia de actualizar los montos determinados de garantías financieras que deben presentar las empresas, a partir de la mejor información disponible a la fecha.[21]

Dicho proceso de revisión mensual de garantías se realizará entre los meses enero a julio y octubre a diciembre, excluyendo agosto y septiembre por ser los meses en que se lleva a cabo el cálculo anual de garantías para el siguiente periodo.

Además, se indica que esta revisión considerará al menos [21]:

- i Información de los contratos vigentes.
- ii Fallas o mantenimientos prolongados de unidades generadoras, no considerados en el cálculo original.
- iii Disponibilidad de combustible o de recurso primario.
- iv Cambios topológicos relevantes en el sistema de transmisión.
- v Nuevos contratos de suministro o cambios en las condiciones de éstos.
- vi Variaciones en el tipo de cambio.

vii Información actualizada de cotas de embalse y caudales afluentes.

Una vez que el Coordinador publica los resultados, y en caso de verificar un aumento o disminución de un 25 % entre la garantía revisada y la garantía que entregó cada Coordinado, se procede a actualizar el monto de ésta.[21]

Cabe destacar que este procedimiento interno del Coordinador Eléctrico Nacional fue llevado al Panel de Expertos mediante una discrepancia presentada por la empresa Imelsa Energía.

## 2.7. Discrepancia contra el Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo

El 15 de mayo de 2023, Imelsa Energía presentó una discrepancia contra el CEN respecto al Procedimiento Interno denominado “Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo” (PICP). La empresa privada señala que las materias discrepadas guardan relación con la forma en que el PICP regula el proceso de revisión y actualización del monto de la garantía, pues, en su opinión, al realizarlo se habrían “traspasado los límites establecidos en la normativa aplicable”. [30]

En particular, se refiere a cinco materias discrepadas [30]:

- Primera materia: el PICP establece que el Coordinador debe mantener “los valores calculados en la última versión vigente de las garantías”, es decir, meses anteriores que fueron considerados en el proceso anual de determinación de éstas.

Como se explicó anteriormente, cuando se calculan las garantías, se obtiene el balance de inyección y retiro para cada mes (BIR), luego, la suma de los tres meses más deficitarios son el monto final de la garantía.

Considerando esto, Imelsa sostiene que se contravendría la regulación contenida en la normativa aplicable, argumentando que: (i) la finalidad de la garantía es asegurar el cumplimiento futuro de la cadena de pagos, por lo que no correspondería, para efectos de su actualización, utilizar datos proyectados de meses anteriores que ya no estarán sujetos a caución; (ii) el monto de la garantía se determina en base a una estimación de lo que ocurrirá hacia adelante, por lo que en su revisión, se debiera considerar solo la proyección de la operación de meses futuros, y no referida a un periodo anterior, haya ocurrido o no.

Por lo anterior, Imelsa solicita eliminar la frase “En cuanto a los meses anteriores a la publicación del cálculo, se mantendrán los valores calculados en la última versión de las garantías”.

- Segunda materia: Imelsa señala que en el PICP se regula la metodología de detalle de la proyección de la operación que efectúa el CEN, pero no dice nada respecto de la



necesaria determinación de la exposición del coordinado, los meses a garantizar y el monto de la garantía, para lo que resta del año calendario objeto de revisión.

Así, a juicio de la empresa privada, el CEN estaría excluyendo del proceso la ejecución de las tareas que la normativa le impone cumplir, por lo que se contravendría la regulación.

Por esto, Imelsa solicitó al Panel la incorporación de una frase al PICP donde, de manera resumida, se establezca que durante el proceso de revisión mensual de garantías, se proyecte la operación del sistema para lo que resta del año calendario y que, consecuentemente, el monto resultante de la garantía se determine de igual forma basándose en los meses restantes del año calendario.

- Tercera materia: el PICP faculta al CEN para solicitar un aumento de las garantías cuando “se verifique que los montos determinados en el Informe de Valoración de Transferencias Económicas (IVTE), para un mes cualquiera, superen las garantías vigentes”. Agrega además que “el CEN podrá incrementar la garantía a un monto tal, que permita cubrir los compromisos establecidos en el Plazo Informe de Valoración de Transferencias Económicas”.

Según la perspectiva de Imelsa, esto constituiría una infracción a la normativa por cuatro razones: (i) la actualización no se deriva de los procedimientos establecidos en la norma, como la proyección de la operación, la determinación de la exposición del coordinado y los meses a garantizar; (ii) no es consistente con los plazos estipulados, dado que para la implementación de un aumento de la garantía se disponen de 50 días, mientras que el plazo de pago de los montos determinados en el IVTE es de 7 días; (iii) debido al punto anterior, el riesgo que se pretende aminorar, no sería efectivamente caucionado; (iv) la actualización no contemplaría el margen de incremento o disminución de un 25 % propuesto por el propio CEN.

Así, Imelsa propone eliminar el párrafo donde se indica lo mencionado en la tercera materia.

- Cuarta materia: el PICP establece que el CEN puede actualizar los montos de garantías en caso de reemplazo de un coordinado, o el inicio o término de un contrato físico.

La empresa discrepante indica que no está en desacuerdo en considerar, tanto las inyecciones físicas de las instalaciones de cada coordinado, como sus contratos físicos, como elementos relevantes en el proceso de determinación y revisión del monto de la garantía. En consecuencia, agrega que cualquier modificación en este aspecto podría constituir una condición relevante que el Coordinador debe incorporar en la revisión mensual. Adicionalmente, Imelsa señala que esta regulación podría tener efectos indeseados en una actividad rápida y eficiente entre las empresas del mercado eléctrico.

Por lo anterior, Imelsa propone eliminar el párrafo donde se menciona la cuarta materia.

- Quinta materia: el PCIP posee un párrafo donde se indica que, si el reemplazo de un coordinado afecta un contrato de suministro libre, el suministrador deberá notificar a él, o los clientes afectados. En el caso de contratos con empresas distribuidoras, para el suministro de clientes regulados, la Comisión Nacional de Energía dará la aprobación del cambio en el contrato de suministro, previo al cálculo de la garantía y la autorización del reemplazo.

Imelsa señala que se está regulando materias ajenas al aseguramiento de la cadena de pagos y se estaría incorporando requisitos adicionales a los que contempla la normativa respecto del reemplazo de un coordinado.

Por lo anterior, la empresa discrepante propone eliminar el párrafo en cuestión.

El dictamen realizado por el Panel de Expertos fue el siguiente [30]:

- Primera materia: Rechazar la petición de Imelsa Energía.
- Segunda materia: Rechazar la petición de Imelsa Energía.
- Tercera materia: Eliminar el párrafo solicitado.
- Cuarta materia: Eliminar el párrafo solicitado.
- Quinta materia: Eliminar el párrafo solicitado.

Cabe destacar que el dictamen de la primera y la cuarta materia fueron por mayoría, mientras que el resto de las materias fue por unanimidad.[30] Considerando lo anterior, es importante mencionar cuáles son los argumentos que tuvieron las minorías en las votaciones que no fueron unánimes.

Con respecto a la primera materia, el voto de minoría del integrante Fernando Fuentes argumenta que “el proceso de revisión periódica de las garantías debe ser consistente con la lógica y los principios que se han empleado en la determinación anual de estas, por lo que no es razonable que dicha revisión presente sesgos en alguna dirección.”[30]

En su opinión, señala que la imposición presente en el PICP (imposibilidad de modificar o reemplazar los meses incluidos en la estimación anual, aunque dicho mes ya haya transcurrido) implica un sesgo, ya que “basta que un mes que aún no ha transcurrido implique mayor exposición a la empresa que alguno de los tres considerados en el cálculo inicial para que se reemplace uno de estos tres meses, incrementando la garantía. Sin embargo, si cada uno de los meses futuros del año implicaran una exposición menor que cualquiera de los tres meses considerados en el monto anual, no se modificaría el monto de la garantía exigible”.[30]

Con respecto a la cuarta materia, el voto de minoría del integrante Luis Vargas argumenta que “la temporalidad de la presentación de garantías debe estar en concordancia con el artículo 72-11 de la LGSE (“adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad de la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a coordinación”). (...) Por ello, las garantías deben exigirse, y entregarse, antes de que ocurra el cambio en las condiciones contractuales de los agentes que origina el mayor riesgo”.[30] Además, indica que

los contratos de compraventa física y reemplazos, tanto en sus inicios como en su expiración, podrían conllevar cambios en la exposición de los agentes, induciendo un mayor riesgo en el mercado de corto plazo.[30]

# Capítulo 3

## Revisión internacional de sistemas de cálculo de garantías en mercados eléctricos

En el presente capítulo, se presenta una revisión de las metodologías de cálculo de los montos de garantías financieras que están definidas en los documentos que regulan los mercados eléctricos de Australia, España, Brasil y Colombia. Se detallará el procedimiento de cálculo y cuáles son las variables que influyen en éste, además de mencionar las proyecciones que se realizan y si se toma en cuenta los datos de operación real.

### 3.1. Sistema eléctrico Australiano

Uno de los criterios para participar en el mercado eléctrico australiano (NEM), es poseer recursos financieros, demostrando que los posee y que puede cumplir con sus obligaciones en el mercado minorista.[31] Esta situación surge debido a que el riesgo de mercado recae en los participantes del mismo. Esto se debe a que, cualquier déficit de algún participante de mercado en relación con un periodo de facturación se comparte proporcionalmente entre los demás de participantes del mercado que también tienen pagos pendientes en ese ciclo de facturación.[32] De esta forma, para administrar el riesgo es que se exige a los participantes algún instrumento financiero, es decir, una garantía financiera obtenida en mercados externos al eléctrico.

El encargado de gestionar los instrumentos financieros o garantías bancarias es el AEMO (*Australian Energy Market Operator*), el cual a través del “*National Electricity Market Credit Limit Procedures*” determina los montos de las garantías financieras (conocidas como “*Credit Support*” o apoyo crediticio en su reglamentación) que los participantes del NEM (*National Electricity Market*) deben proveer a AEMO. [32]

La garantía que se pide a los participantes del mercado *maximum credit limit* (MCL), se calcula como la suma de “*outstandings limit*” (OSL o límite de pendientes)” y “*prudential margin* (PM) O límite prudencial.

$$MCL = OSL + PM \tag{3.1}$$

El propósito del OSL y del PM es garantizar que el NEM no esté expuesto a un riesgo prudencial incompatible con la norma prudencial durante el periodo de tiempo de cobertura de cada uno, es decir, 35 y 7 días respectivamente.[32] Más detalles sobre la norma prudencial pueden ser encontrados en el procedimiento de determinación de límite de crédito (National Electricity Market Credit Limit Procedures).[32]

El valor resultante de los cálculos para el OSL puede ser negativo pero su valor absoluto no puede ser menor que el PM. Por otra parte, los cálculos del PM deben resultar positivos, por lo que el MCL nunca puede ser menor a cero.

Adicionalmente, se realizarán redondeos a los resultados tanto del OSL, el PM y el MCL con el objetivo de eliminar cambios insignificantes y simplificar la gestión de la garantía o credit support. Para el PM y el OSL, se redondeará hacia arriba para el múltiplo más cercano de A\$1000 (mil dólares australianos). Para el redondeo del valor del MCL, dependerá de la cantidad:

- Siguiendo múltiplo de A\$10.000 si  $MCL \leq A\$250.000$
- Siguiendo múltiplo de A\$100.000 si  $MCL > A\$250.000$

Los cálculos del OSL se determinan como sigue a continuación:

$$OSL = \sum_R Max(OSL_{R,U}, OSL_{R,I}) \quad (3.2)$$

Donde se tiene que:

- $OSL_{R,U}$ : corresponde al OSL teniendo en cuenta la volatilidad regional.
- $OSL_{R,I}$ : corresponde al OSL sin tener en cuenta la volatilidad regional.

Estos valores se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$OSL_{R,U} = (VEL_R + VRD_R + RD\$_R) \cdot T_{OSL} - (VEG_R + VRC_R + RC\$_R) \cdot T_{OSL} \quad (3.3)$$

$$OSL_{R,I} = (VEL_R + VRD_R) \cdot \frac{T_{OSL}}{VFOSL_R} - (VEG_R + VRC_R) \cdot \frac{T_{OSL}}{VFOSL_R} + (RD\$_R - RC\$_R) \cdot T_{OSL} \quad (3.4)$$

Donde los parámetros son:

- $VEL_R$ : representa el valor de carga para un participante del mercado en la región R.
- $VRD_R$ : representa el valor de las reasignaciones de energía de débito para un participante del mercado en la región R.
- $RD\$_R$ : representa el monto promedio de las transacciones de reasignación ex ante para la cual el participante del mercado es la parte deudora, en la región R.

- $RC\$_R$ : representa el monto promedio de las transacciones de reasignación ex ante para la cual el participante del mercado es la parte de crédito, en la región R.
- $T_{OSL}$ : período de tiempo del OSL, que corresponde a 35 días.
- $VEG_R$ : representa el valor de generación para un participante del mercado en la región R.
- $VRC_R$ : representa el valor de las reasignaciones de energía crediticia para un participante del mercado en la región R.
- $VFOSL_R$ : es un factor de volatilidad, el cual es un factor de escala específico del OSL utilizado para lograr la norma prudencial para cada región R.

Por otra parte, el cálculo del límite prudencial (PM) se detalla a continuación: (bajo el supuesto de *limited offset*)

$$PM = Max[\sum_R (PM_{R,E}), 0] + Max[\sum_R (PM_{R,R}), 0] \quad (3.5)$$

Donde los parámetros son:

- $PM_{R,E}$ : representa el valor de la energía en el PM regional sin tener en cuenta la volatilidad regional en los montos netos de crédito.
- $PM_{R,R}$ : representa el valor de las reasignaciones en el PM regional sin tener en cuenta la volatilidad regional en los montos netos de crédito.

Estos valores se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$PM_{R,E} = Max[(VEL_R - VEG_R) \cdot T_{RP}, (VEL_R - VEG_R) \cdot \frac{T_{RP}}{VFPM_R}] \quad (3.6)$$

$$PM_{R,R} : Max[(VRD_R - VRC_R + RD\$_R - RC\$_R) \cdot T_{RP}, \frac{(VRD_R - VRC_R)}{VFPM_R \cdot T_{RP}} + (RD\$_R - RC\$_R) \cdot T_{RP}] \quad (3.7)$$

Donde  $T_{RP}$  es igual a 7 días.

## 3.2. Sistema eléctrico Español

Toda empresa que desee participar en el mercado eléctrico español, debe demostrar al Operador del Sistema, a través de instrumentos financieros (específicamente garantías financieras), que posee la solvencia económica para realizarlo. De esta forma, el mercado eléctrico español se resguarda de posibles incumplimientos de compromisos de pagos por parte de empresas generadoras. El procedimiento que regula lo relacionado a garantías financieras para resguardo del mercado eléctrico, está en la Resolución 5582 del 23 de febrero de 2023.[33]

Existen 5 tipos de garantías que las empresas que desean participar en los mercados deben presentar, las cuales se explican a continuación [33]:

- **Garantía de operación:** cubre el valor de las ofertas deudoras de las unidades que el agente es titular. La falta de esta garantía implica que el agente no pueda participar el proceso de casación correspondiente.
- **Garantía de crédito:** cubre las obligaciones de pago devengadas y no pagadas. Esta garantía no se fijará “a priori” por el Operador de Mercado, sino que será calculada una vez que se tengan los resultados de la liquidación. No obstante lo anterior, aquellos agentes que hayan aportado una garantía de operación que haya permitido la casación de su oferta, tendrán cubierta la garantía de crédito mediante la conversión automática en garantía de crédito de la parte de la garantía de operación que resulte necesaria.
- **Garantía complementaria:** se exige a aquellos agentes que el Operador del Sistema considere que tiene un riesgo superior al que cubren las garantías previas, o por otras circunstancias especiales que justifiquen de manera objetiva la garantía complementaria. El Operador de Mercado podrá solicitar a una compañía de “rating” la calificación del riesgo del agente para justificar de manera objetiva la exigencia de esta garantía complementaria.
- **Garantía requerida a agentes titulares de unidades de adquisición nacionales:** cubre las obligaciones de pago de la liquidación del posible déficit de económico del régimen económico de energías renovables.
- **Garantía requerida a agentes titulares de unidades de producción nacional adscritas al régimen económico de energías renovables:** cubre las obligaciones de pago de la liquidación de dicho régimen económico.

Con respecto al periodo de vigencia de las garantías, dependerá si son físicas o electrónicas. En el caso de las primeras, el Operador de Mercado rechazará aquellas garantías cuya vigencia sea menor a diez meses a partir del momento en que son aceptadas. Con respecto a las garantías electrónicas, el Operador de Mercado rechazará aquellas garantías cuya vigencia sea inferior a cinco meses a partir del momento en que son aceptadas.

En caso de que el agente en el mercado solicite la devolución de la garantía entregada, el Operador de Mercado liberará dicha garantía siempre y cuando el agente haya cumplido con todas sus obligaciones derivadas de su participación en el mercado. En cuanto a la determinación de los montos de las garantías anteriormente mencionadas, estas se componen de una gran cantidad de parámetros. En primer lugar, la garantía de crédito está dada por (en caso de que el agente está establecido en España):

$$GC = (EOP \cdot PEST + EOP_{cd} \cdot PEST \cdot (1 + IE \cdot (1 - RIE \cdot 0,85/100))) \cdot (1 + IVA) + GMIC \quad (3.8)$$

Donde los términos son:

- EOP: previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición, excepto las de consumidor directo a mercado.
- EOP<sub>cd</sub>: previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición de consumidor directo a mercado.

- PEST: precio medio ponderado por la energía en zona española y portuguesa del precio español y portugués en cada hora de los últimos treinta días. El precio español o portugués en cada hora será la media ponderada por la energía transada en la hora en la zona correspondiente en cada mercado, del precio del mercado diario en la zona, de cada uno de los intradiarios de subastas en la zona y del precio de referencia del mercado continuo en la zona.
- IE: cuota del Impuesto Especial sobre la Electricidad. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de “Impuesto Especial sobre la Electricidad”.
- RIE: porcentaje con derecho a beneficiarse de reducción en el Impuesto de Electricidad en caso de que el agente ostente o represente la actividad de consumidor directo en el mercado en España y disponga de CIE.
- IVA: cuota del Impuesto del Valor Añadido en España, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de “Impuesto del Valor Añadido”.
- GMIC: volumen de garantía destinado a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización.

En segundo lugar, la garantía de operación está dada por:

$$GO = (EOFC \cdot PC + EOFcd \cdot PC \cdot (1 + IE)) \cdot (1 + IVA) \quad (3.9)$$

Donde los términos son:

- EOFC: energía máxima de compra que el agente espera ofertar para cualquiera de las sesiones de mercado diario o intradiario de subastas con el conjunto de sus unidades, excepto con las de consumo directo a mercado.
- EOFcd: energía máxima de compra que el agente espera ofertar para cualquiera de las sesiones de mercado diario o intradiario de subastas con las unidades de consumo directo a mercado.
- PC: precio máximo positivo al que el agente espera ofertar sus compras.

Adicionalmente, el agente puede cederse a sí mismo o a un tercero derechos de cobro, los cuales están dados por:

$$DC = EDC \cdot PEST \cdot (1 + IVA) \quad (3.10)$$

Donde EDC es la previsión de ventas en el mercado diario en N días con unidades venta. De esta forma, el total de las garantías que el agente debe entregar al Operador de Mercado, en el supuesto de que se ceda los derechos de cobro a sí mismo, es:

$$G = Max(GC - DC, 0) + GO \quad (3.11)$$



### 3.3. Sistema eléctrico Brasileño

En las últimas 2 décadas, ha habido diferentes cambios regulatorios relacionados a las garantías financieras en el mercado eléctrico brasileño. Dichas garantías, podrían encontrarse en los siguientes activos financieros [34]:

1. Moneda nacional
2. Bonos del gobierno federal
3. Carta de fianza
4. Cuotas de fondos de inversión en renta fija

A partir 2012, comenzó a utilizarse la metodología de cálculo de garantías para el mercado de corto plazo que sigue vigente hasta la actualidad. Esta nueva metodología de cálculo, utiliza un horizonte temporal que abarca 6 meses. El mes en que se realiza el cálculo, se denomina “mes M”, el mes anterior se llama “mes M-1” y los cuatro meses siguientes que completan dicho horizonte temporal de cálculo se llaman, “mes M+1 a M+4”.

El valor total de las garantías que el agente debe aportar, se compone por valores de garantías financieras del mes anterior (M-1), garantías financieras de los meses futuros (M a M+4), garantías financieras correspondientes a diferencias en las declaraciones y, finalmente, garantías financieras debido a penalidades [34].

$$GF_{Total} = GF_{Pas} + GF_{Fut} + GF_{Dif} + GF_{Pen} \quad (3.12)$$

Es importante tener en cuenta que en el caso de agentes con múltiples perfiles, como los de generación y consumo, los resultados de ambos perfiles se sumarán para cada mes dentro del horizonte de cálculo. Así, la suma resultante mayor a cero, en cada mes, será considerada como la garantía financiera del agente.

A continuación, se detallará cómo se determina el monto de la garantía para un agente con perfil de generación (perfil G).

#### 3.3.1. Garantías financieras del mes pasado (M-1), para perfil G

Para realizar el cálculo de la garantía financiera correspondiente al mes pasado, se debe tener en consideración el resultado de la contabilización del mes mencionado y las penalidades que debe pagar el agente.

$$GF_{Pas} = TPG + TPENG + G_{Aju} + TPAPG \quad (3.13)$$

Donde cada término corresponde a:

- TPG: pago total de la CCEE al perfil de Generación del agente.
- TPENG: penalizaciones efectivamente pagadas por el perfil de generación del agente. Es un valor positivo o cero.
- $G_{Aju}$ : total de ajustes del perfil de generación del agente.

- TPAPG: penalidad debida por el perfil de generación del agente. Valor positivo o cero y se debe pagar en la próxima liquidación financiera.

### 3.3.2. Cálculo para los meses futuros (M a M+4), para perfil G

Para calcular las exposiciones de los meses futuros del perfil de generación, es necesario conocer el lastro por central eléctrica para cada mes del horizonte de cálculo en cada submercado. Lastro, se refiere a la suma entre la generación estimada de las centrales del agente, que están dentro del programa de operación mensual (PMO), y garantía física (cantidad máxima de energía y potencia que la planta puede comercializar en el ámbito de la CCEE, es decir, la energía que puede ser efectivamente generada y consumida) en aquellas centrales del agente que no están proyectadas en el programa de operación mensual.

La garantía financiera referente a los meses futuros, se calcula entonces como:

$$GF_{Fut} = (CQTSG - LTSG) \cdot PLD_{Medio} \cdot FAGF \quad (3.14)$$

Donde los términos corresponden a:

- CQTSG: cantidad total de venta del perfil de generación del agente. Cantidad total de todos los contratos de venta del agente. Valor presentado para cada submercado.
- LTSG: cantidad total de lastro del agente. Lastro total que será comparado con la cantidad total de contratos de venta del agente.
- $PLD_{Medio}$ : PLD medio. Precio utilizado para valorar las exposiciones de los meses siguientes. Valor presentado para cada submercado.
- FAGF: factor de atenuación de la garantía financiera. Factor utilizado para atenuar el valor de la garantía financiera a aportar. A principios de 2009, se asumió los siguientes valores: marzo: 0,4; abril: 0,3; mayo: 0,2; junio: 0,1. A partir de julio de 2009, se utiliza un factor igual a 1. El valor presentado es igual para todos los submercados.

### 3.3.3. Pago adicional por la diferencia entre la generación declarada y la realizada, para perfil G

Para el cálculo de las garantías financieras, los agentes con perfil de generación y que tengan centrales eléctricas sin garantía física definida en actos regulatorios, deben declarar la generación mensual estimada para los meses M a M+4 de acuerdo con las Reglas de Comercialización vigentes.

De esta forma, el pago adicional por la diferencia entre la generación declarada y la real de un agente con perfil de generación, se refiere a un valor calculado por la CCEE en función de las diferencias entre las declaraciones y la generación realizada en el mes M-1, considerando una tolerancia del 10%. Si el resultado de la operación es negativo, se reemplazará por cero.

A modo de ejemplo, si se tiene que la generación estimada para un mes futuro era 800 MWh, la generación verificada del mes M-1 fue 690 MWh y el PLD medio es R\$130, entonces la contribución de ese mes futuro al pago adicional corresponde a:

$$((800[MWh] \cdot 0,9) - 690[MWh]) \cdot R\$130 = R\$3.900,00$$

A continuación, se describirá el proceso de cálculo para determinar el monto de la garantía aplicable a los agentes con perfil de consumidor (Perfil C). Se observará que la metodología sigue la misma estructura que el procedimiento para el perfil G, aunque con ajustes en ciertos parámetros que reflejan las diferencias entre la generación y el consumo de energía.

### 3.3.4. Garantías financieras del mes pasado (M-1), para perfil C

Al igual que en el caso anteriormente visto, el cálculo de la garantía financiera correspondiente al mes pasado, considera el resultado de la contabilización de dicho mes y las penalidades que el agente pudiese tener.

$$GF_{Pas} = TRAP + TPENC + R_{Aju} + TPAPC \quad (3.15)$$

Donde cada término corresponde a:

- TRAP: pago total ajustado del perfil de consumo del agente.
- TPENC: penalidades efectivamente pagadas por el perfil de consumo del agente. Es un valor positivo o cero.
- $G_{Aju}$ : total de ajustes del perfil de consumo del agente.
- TPAPC: penalidad debida por el perfil de consumo del agente. Valor positivo o cero y se debe pagar en la próxima liquidación financiera.

### 3.3.5. Cálculo para los meses futuros (M a M+4), para perfil C

De manera similar al caso del agente de generación, es necesario calcular las exposiciones de los meses futuros, pero en esta ocasión para el consumo. Para realizar esto, es necesario conocer la energía que se va a requerir para cada mes del horizonte de cálculo considerado.

La garantía financiera referente a los meses futuros, se calcula entonces como:

$$GF_{Fut} = (QTSC - CQTSR) \cdot PLD_{Medio} \quad (3.16)$$

Donde los términos corresponden a:

- QTSC: cantidad total de energía requerida.
- CQTSR: cantidad total de energía comprada considerando todos los contratos de compra del agente.
- $PLD_{Medio}$ : PLD medio. Precio utilizado para valorar las exposiciones de los meses siguientes. Valor presentado para cada submercado.

### 3.3.6. Pago adicional por la diferencia entre la carga declarada y la realizada, para perfil C

Análogamente al caso del perfil de generación del agente, existe un pago adicional por la diferencia entre la carga declarada y la real, el cual es calculado por la CCEE en función de

las diferencias entre las declaraciones y el consumo realizado en el mes M-1, considerando una tolerancia del 10 %.

A modo de ejemplo, si se tiene que la carga estimada para un mes futuro es 22.500,00 MWh, la carga verificada del mes M-1 fue 25.000,00 MWh y el PLD medio es R\$141,01, entonces la contribución de ese mes futuro al pago adicional corresponde a:

$$(25.000[MWh] - (22.500[MWh] \cdot 1,1)) \cdot R\$141,01 = R\$35.252,50$$

## **3.4. Sistema eléctrico Colombiano**

Acorde a la regulación vigente del mercado eléctrico colombiano, existen dos diferentes esquemas excluyentes entre sí que garantizan el pago de las obligaciones que pueden generarse por las transacciones de energía en la bolsa, servicios complementarios, cargo por uso de las redes del sistema interconectado nacional y, en general, por cualquier concepto derivado de la participación en el mercado eléctrico de Colombia. Dichos esquemas son garantías financieras mensuales y garantías financieras semanales, las cuales se encuentran reguladas en la Resolución CREG 019 de 2006 y la Resolución CREG 158 de 2011, y se explican en mayor detalle a continuación.

### **3.4.1. Esquema de garantías financieras mensuales**

Todos los meses, 16 días hábiles antes de comenzar las operaciones del mes siguiente, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, XM, lleva a cabo una proyección de las garantías financieras para el mes siguiente al cual se está realizando el cálculo [35].

Además de lo anterior, con el objetivo de realizar ajustes a los cálculos, dicha proyección mensual se recalcula semanalmente los días viernes con la mejor información disponible a la fecha sobre registro de Contratos y Fronteras. De igual modo, se realiza el ajuste de la semana con información real de la operación de la semana que recién pasó, es decir, el día viernes de la semana S se calcula el ajuste de la semana S-1 [35].

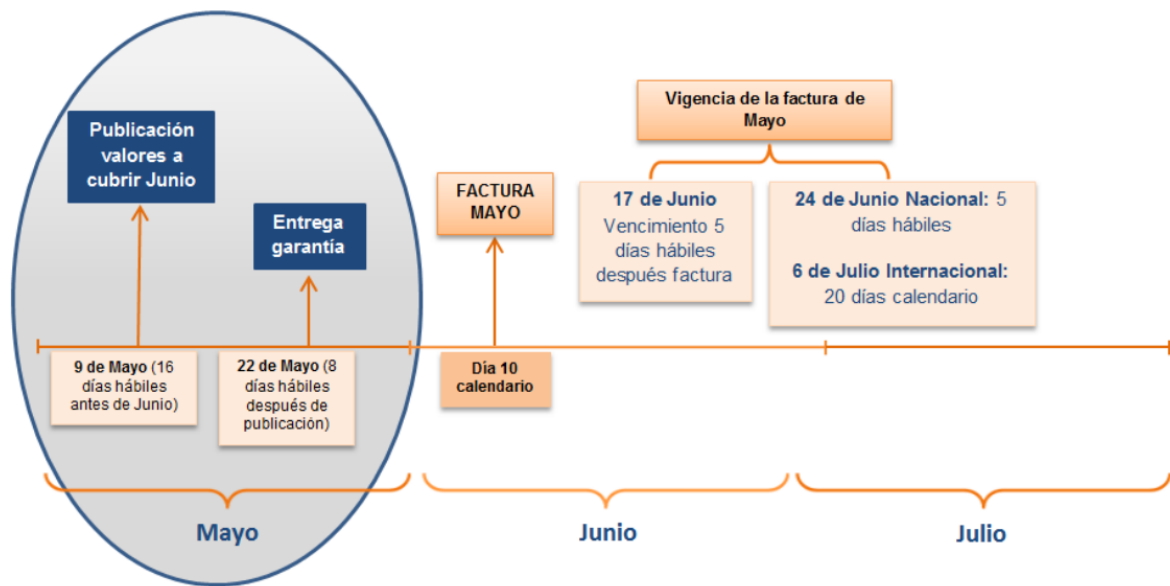


Figura 3.1: Esquema ejemplo de la línea de tiempo para la proyección mensual [35].

### 3.4.2. Esquema de garantías financieras semanales

Situándose en la semana  $S$ , el día viernes de dicha semana se realiza una proyección a la semana  $S+3$  con la mejor información disponible sobre registro de Contratos y Fronteras. Luego, al igual que se realiza en el esquema de garantías mensuales, se realizan ajustes semanales consecutivos a esa semana  $S+3$  con la información actualizada de la operación del mercado y del registro de Contratos y Fronteras [35].

El primer ajuste a la proyección de la semana  $S+3$ , se realiza el día viernes de la semana  $S+1$ , el segundo ajuste semanal de la proyección a semana  $S+3$  se realiza el día viernes de semana  $S+2$ , el tercer ajuste a semana  $S+3$  se publica el día viernes de la semana  $S+3$ . Finalmente, se realiza un cuarto y último ajuste semanal a semana  $S+3$  el día viernes de semana  $S+4$  con las liquidaciones diarias de transacciones del mercado de energía mayorista en versión TX2 (versión final).[35]

En resumen de lo anterior, cada viernes se publica la proyección de la semana  $S+3$ , el primer ajuste de la semana  $S+2$ , el segundo ajuste de la semana  $S+1$ , el tercer ajuste de la semana  $S$  y el cuarto ajuste de la semana  $S-1$  con información de la operación en versión TX2.

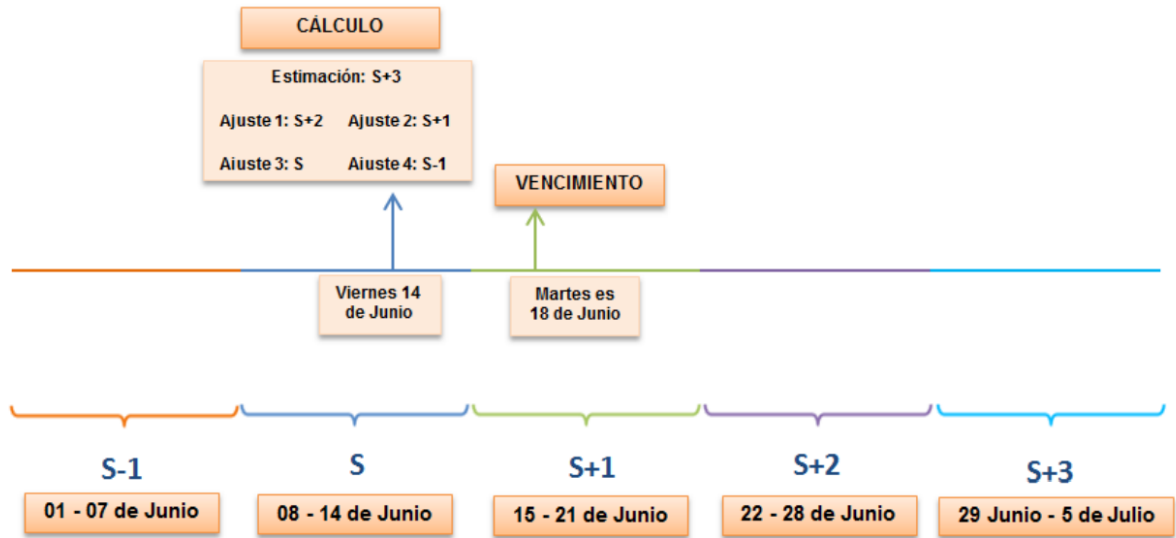


Figura 3.2: Esquema ejemplo de la línea de tiempo para la proyección semanal [35].

### 3.4.3. Valores a cubrir

A partir de lo dispuesto en la CREG 019-2006 y las modificaciones hechas en la CREG158-2011, el monto total a cubrir se determinará como la sumatoria de los valores que resulten para cada uno de los siguientes conceptos [35]:

$$Garantía = VOTB + S + STN + STR \quad (3.17)$$

Donde los términos corresponden a:

- S: remuneración que perciben el Centro Nacional de Despacho (CND) y el Administrador del SIC (ASIC)
- STN: cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.
- STR: cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional.

Y el término VOTB se calcula como:

$$VOTB = EB \cdot PB + REST - VREC + CREC - SAGC + RCAGC - VDESV + CDESV + CSRPF - VSRPF + VR - VD \quad (3.18)$$

Donde los términos corresponden a:

- EB: energía en bolsa (kWh).
- PB: precio promedio ponderado de bolsa (\$/kWh), del último mes facturado.
- REST: restricciones, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados, incluyendo la asignación de las Rentas de Congestión.

- VREC: ventas reconciliación, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- CREC: compras por reconciliación, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- SAGC: valor del servicio de AGC, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- RCAGC: valor de la responsabilidad comercial por la prestación del servicio de AGC, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- VDESV: ventas por desviaciones, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- CDESV: compras por desviaciones, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- CSRPF: compras regulación primaria de frecuencia, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- VSRPF: ventas regulación primaria de frecuencia, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los últimos tres meses facturados.
- VR: valor a recaudar por cargo por capacidad, en pesos.
- VD: valor a distribuir por cargo por capacidad, en pesos.

# Capítulo 4

## Metodología

A continuación, se describirá la metodología para desarrollar este trabajo de título, presentando las principales actividades que se llevarán a cabo. Posteriormente, se enumerarán las tareas específicas necesarias para cumplir dicha metodología.

### 4.1. Actividades principales

El trabajo de título, como se ha contextualizado y explicado en secciones anteriores, tiene una fuerte componente conceptual, al tratarse de un estudio acerca de métodos de cálculo de garantías exigidas a las empresas generadoras de energía que quieren o participan en un determinado mercado eléctrico seleccionado.

La metodología adoptada será comparativa. A continuación, se presentan seis actividades principales que se llevarán a cabo para alcanzar el objetivo general.

Pasos a seguir:

1. Identificación de sistemas de garantías en países seleccionados: en esta fase, se examinarán diferentes mercados eléctricos de países seleccionados, centrándose específicamente en los métodos de cálculo de garantías empleados. Se obtuvo los sistemas de cálculo de garantías para cuatro países: Australia, Brasil, Colombia y España.
2. Planteamiento de parámetros y características a comparar: en esta etapa, se establecerán los ejes y características que se compararán entre los distintos sistemas de cálculo, tanto en Chile como en los demás países. A modo de ejemplo, algunas de las características a considerar podrían incluir: tiempo, proyecciones, categorías, entre otras.
3. Análisis comparativo entre los diferentes sistemas: con el objetivo de realizar un análisis comparativo, se seleccionará empresa generadora específica y real de Chile, utilizando todos sus datos relevantes de generación, retiros, balances, contratos de compra/venta, entre otros, necesarios para el análisis. Se emplearán datos reales del año 2022 proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional. Se evaluará cual habría sido el monto de la garantía financiera que esa empresa generadora habría tenido que pagar si estuviera en los otros países bajo estudio. Para llevar a cabo este análisis, se utilizarán herramientas de análisis de datos y cálculo como Microsoft Excel. La empresa para realizar el estudio fue escogida dado que corresponde a la empresa asociada al grupo en el cual se está



realizando este trabajo de título y corresponde a Ecom Generación, con sus datos de operación del año 2022. Dicha empresa posee un PMGD de generación solar con capacidad instalada de 3 MW con punto de conexión a la red en la SE Punta Peuco, comuna de Til Til.

4. Evaluación de los sistemas de garantías: a partir de los resultados obtenidos en la actividad anterior, se llevará a cabo un análisis con el objetivo de comprender por qué existen diferencias en los montos de garantías según el país en que ésta se calcula respecto de los otros y cuál es el enfoque que busca cubrir dicha garantía. Para lograr esto último, se propondrán 3 casos de estudio diferentes utilizando los datos de operación de la empresa: aumento del 50 % en la compra de energía, aumento del 50 % en la venta de energía y desfase en la operación de 4 meses. Este análisis permitirá identificar cómo cada situación influye en los montos de garantías y fundamentar el enfoque de la metodología. El análisis de estos resultados facilitará la identificación de diferencias entre los mercados analizados, estableciendo una base para argumentar sobre la pertinencia de proponer modificaciones al método de cálculo de garantías en Chile.
5. Evaluación del desempeño de proyecciones internas: además del análisis de los montos de garantías que la empresa tendría que entregar en caso de operar en otros países seleccionados, se llevará a cabo una evaluación del desempeño de algunas proyecciones realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional lleva a cabo para calcular las garantías en Chile. El objetivo es verificar la consistencia, analizar el impacto y evaluar la relevancia de estas proyecciones en la metodología de cálculo vigente.
6. Generación de propuestas para mejorar metodología actual: a partir del análisis cualitativo y cuantitativo realizado previamente, se considerarán, a criterio del autor, características que busquen proporcionar mayor coherencia para un sistema de cálculo de garantías. Esto se logrará nutriéndose de las perspectivas de los países en estudio, con el objetivo de presentar una propuesta que busque reconocer de mejor forma los riesgos al que está expuesto el mercado eléctrico, incorporando experiencias internacionales y aprovechando las virtudes de la actual metodología de cálculo.

## 4.2. Actividades específicas

Para el desarrollo de las actividades principales anteriormente mencionadas, será necesario realizar:

1. Búsqueda de documentación: investigación y búsqueda de normativas, resoluciones, procedimientos, guías, instructivos u otros documentos que expliquen la metodología de cálculo utilizada para garantías financieras en el mercado eléctrico, en cada uno de los diferentes países en estudio.
2. Contacto con organismos correspondientes: en caso de ser necesario, contactar al (los) organismo (s) correspondiente (s) para solicitar información adicional sobre el cálculo de garantías en los respectivos mercados eléctricos.
3. Obtención de fórmulas y simuladores: recopilación de fórmulas utilizadas en el cálculo de garantías y búsqueda de simuladores, si están disponibles, para facilitar la reproducción de las metodologías.

4. Obtención de datos de operación: recolección de datos de operación de la empresa seleccionada para los cálculos, a través del sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.
5. Reproducción de metodologías: reproducción de las metodologías de cálculo de los países seleccionados, ya sea de forma manual o mediante simuladores de garantía en caso de existir.
6. Análisis y comentarios del autor: realización de un análisis de los montos obtenidos, evaluando el comportamiento a lo largo del año, examinando los objetivos que busca cubrir la garantía, entre otras consideraciones.
7. Obtención y análisis de proyecciones: obtención de proyecciones realizadas por el Coordinador para costos de combustible en el año 2023. Comparación con los costos de combustibles reales en el mismo año. Análisis y comentarios sobre las divergencias entre lo proyectado y lo real.
8. Propuesta de modificación del autor: desarrollo de una propuesta de modificación a la metodología vigente basada en los análisis previos, identificando ventajas y desventajas en comparación con los otros países estudiados y considerando el contexto específico de Chile.

# Capítulo 5

## Resultados, análisis y comentarios

En el presente capítulo, se presentarán los resultados derivados de la reproducción de las metodologías utilizadas en los diferentes países de estudio, para el cálculo de las garantías financieras requeridas en cada mercado eléctrico analizado. Estos resultados estarán acompañados de un análisis, observaciones y comentarios del autor. Adicionalmente, se enunciarán los supuestos utilizados para realizar el cálculo de garantías bajo los diferentes modelos utilizados en cada país.

Posteriormente, se mostrarán proyecciones de costos de combustibles que realizó el Coordinador Eléctrico Nacional para el 2023 y se compararán con los costos reales que ha habido en el mismo año para evaluar el desempeño de las proyecciones a un año. Finalmente, en base al análisis realizado, se realizan propuestas de modificaciones a la metodología actual para el cálculo de garantías financieras en Chile.

### 5.1. Supuestos para la simulación de garantías

A continuación, se mencionarán los diferentes supuestos que se tomaron en cuenta para la generación de los montos de garantías en los diferentes países estudiados. Además de esto, se explicará de manera general el procedimiento para el cálculo de dichas garantías.

Los supuestos empleados se mencionarán específicamente en cada una de las secciones de reproducción de metodologías de cada país. No obstante lo anterior, un supuesto que se utilizó para cada uno de los procedimientos de cálculo de garantía es que la estimación de generación de energía de la empresa se calculó en base a datos de nuestro país. Es decir, dado que la generación de la empresa escogida es un PMGD fotovoltaico, mediante la utilización de la herramienta explorador solar se obtuvo una estimación de generación que se utilizará, aún cuando se esté calculando la garantía en otros países.

#### 5.1.1. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en Brasil

Como se mencionó anteriormente en el Capítulo 3, el valor final de la garantía financiera calculada en Brasil se obtiene con una componente de garantía pasada ( $GF_{Pas}$ ), una componente de garantía de meses futuros ( $GF_{Fut}$ ), una componente de diferencias con las proyecciones realizadas ( $GF_{Dif}$ ) y una componente de penalizaciones ( $GF_{Pen}$ ).

El primer supuesto considerado es que no se tendrán en cuenta penalizaciones al calcular la garantía financiera. Esta decisión se fundamenta en la premisa de que la empresa cumple con todas sus obligaciones dentro de los plazos establecidos. Por ende, no recae en el cálculo una componente de penalizaciones.

Como se explicó en el Capítulo 3, específicamente en la sección de metodología brasileña, la garantía final se compondrá de 2 diferentes cálculos debido a 2 diferentes perfiles del agente: perfil consumidor y perfil generador. A continuación, se explicará en primer lugar los cálculos del perfil consumidor y luego del generador.

Para establecer el monto de la garantía correspondiente al mes pasado (M-1), se necesita el valor de pago total ajustado del perfil de consumo del agente, el cual se obtuvo con la cantidad de energía libre retirada desde la red multiplicado por el PLD medio de cada mes. El primer valor mencionado se obtuvo desde el archivo de “Nivel de contratación” proporcionado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la pestaña “Contratación”, mientras que el PLD medio se obtuvo desde la página web de la cámara de comercialización de energía eléctrica de Brasil, CCEE.

Además, existen algunos items de penalidades en el cálculo del mes M-1, pero como se mencionó, se supondrá que no hay penalidades al agente.

Para el cálculo de la garantía asociada a los meses futuros del perfil de consumo (M a M+4), en primer lugar, se necesita la cantidad total de energía requerida, la cual se obtuvo con la cantidad de energía libre retirada de la red. Además de esto, se necesita la cantidad total de energía de compra del perfil de consumo en contratos bilaterales. Esta información también se obtuvo desde el archivo de “Nivel de contratación” proporcionado por el CEN, en la pestaña de “Contratos de Compraventa”.

Teniendo ambos datos para los meses a considerar, se calcula la diferencia entre la cantidad total de energía requerida y la cantidad total de energía de compra en contratos bilaterales, luego, dicha diferencia se multiplica por el PLD medio de cada mes respectivamente, obteniendo así la componente de garantía financiera de meses futuros en el perfil de consumidor.

En tercer lugar, se calcula un monto de garantía correspondiente a la diferencia entre la carga declarada y la realizada. Para esto se debe considerar el consumo verificado del agente en el mes anterior, el consumo estimado del agente en los siguientes 5 meses y el PLD medio de cada mes correspondiente. El consumo estimado se obtuvo a partir del nivel de contratación del agente y el consumo verificado se obtuvo del retiro libre de energía de la red. Se calculó el margen de 10 % mencionado en el Capítulo 3, específicamente en la sección 3.1.3.6 para luego obtener el valor de garantía correspondiente a la diferencia entre la carga declarada y la realizada.

Considerando los tres cálculos mencionados, se obtiene la garantía de cada mes para el perfil de consumo del agente. A continuación, se explicará el procedimiento de cálculo para el perfil de generación del agente.

Para calcular el aporte a la garantía financiera correspondiente al mes pasado (M-1), se requiere la valorización de las inyecciones del perfil de generación del agente. Este valor se obtuvo con el documento de “Nivel de contratación” proporcionado por el CEN, considerando la inyección de energía a la red del agente. Para obtener el resultado en unidad monetaria, se multiplica la inyección mensual por el PLD medio del mes correspondiente, encontrando así el monto que recibe por inyección de energía el perfil de generación del agente en el mes M-1.

Es importante mencionar que, dado que el agente inyectó energía a la red, esto disminuye el valor de la garantía, por lo que se debe considerar el resultado como un valor negativo. Al igual que en el cálculo del perfil de consumo, se asumirá que no hay penalidades, por lo que el valor calculado corresponde al aporte de la garantía del mes M-1.

Para el cálculo de la garantía de los meses futuros (M a M+4) se requiere dos valores principalmente. En primer lugar, se necesita la cantidad total de venta del perfil de generación, el cual se obtuvo del archivo “Ventas\_SEN\_2022” que proporciona el CEN, donde aparece mes a mes la cantidad y el cliente al cual se le suministró energía. En segundo lugar, se necesita la cantidad total de lastro del agente, lo cual se traduce a una estimación de cuánta energía va a generar el perfil de generación. Estos valores se obtuvieron de la herramienta explorador solar, ya que en 2022 Ecom poseía un PMGD solar de 3 MW de capacidad instalada, el cual tiene como punto de conexión la SE Punta Peuco.[36] Con la herramienta explorador solar, ingresando la capacidad instalada y una ubicación en el mapa, se obtuvo una estimación de la generación mensual. Finalmente, se realiza la resta entre la cantidad total de venta y la cantidad total de lastro y ésta se multiplica por el PLD medio del mes correspondiente para obtener el valor que aporta a la garantía de los meses futuros.

Por último, se calcula una componente de la garantía correspondiente a la diferencia entre la generación estimada y la generación verificada del mes anterior, donde al igual que como se mencionó en el otro caso, hay un 10 % de margen donde no se cobra garantía. Para el cálculo de esta diferencia se consideraron los valores de energía estimada a generar que se obtuvo de la herramienta explorador solar y la generación verificada del mes anterior que se obtuvo del archivo nivel de contratación del CEN. Se procede a calcular la diferencia, considerando un margen del 10 % y el resultado se multiplica por el PLD medio de cada mes, obteniendo la garantía por la diferencia entre generación declarada y realizada.

De esta forma, se calculó la garantía que debe aportar el agente en sus dos perfiles, generación y consumo. Es importante destacar que los cálculos se realizan por separado, pero luego, dentro del horizonte de cálculo, los resultados de los perfiles serán sumados. Así, la suma de los resultados de cada mes mayor que cero compondrá la garantía financiera que deberá entregar el agente.

### **5.1.2. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en Australia**

Si bien mediante el estudio de la metodología de cálculo de las garantías financieras en Australia se obtuvo las fórmulas de cálculo específicas, explicadas en el Capítulo 3, el Operador de Mercado de Energía de Australia (AEMO) tiene en su sitio web archivos Excel que

funcionan como calculadoras del monto a entregar como garantía financiera, a disposición de empresas o agentes que deseen realizar una estimación del monto a entregar en un periodo futuro. Debido a esto, se utilizaron dichas calculadoras para obtener valores más precisos y que los resultados sean una fiel referencia a lo que realmente se debería entregar como garantía financiera para el periodo bajo estudio.

Es importante mencionar que existe una calculadora para cada uno de los periodos a cubrir con garantía, es decir, Summer (verano), Winter (invierno) y Shoulder (entre medio). Para no obtener valores erróneos, en el sitio web de AEMO se especifica que se debe usar la correcta calculadora para la respectiva temporada a cubrir.

Dentro de los supuestos que se tomaron en consideración para el cálculo del monto de la garantía en Australia, en primer lugar, se menciona que se eligió la región de New South Gales (NSW), principalmente por ser la región más poblada de Australia y donde se encuentra una de las ciudades más importantes del país, Sídney. En segundo lugar, se supuso que no habrá reasignaciones (reallocations) en los valores de carga y generación de energía, principalmente por el problema que supone modelar ese parámetro cuando no existe en Chile. En tercer y último lugar, existe la posibilidad de registrar el perfil cada 5 minutos de un día completo del agente, esto para modificar algunos parámetros que vienen con un valor predeterminado inicialmente. Dicho perfil cada 5 minutos no se utilizó por la misma razón mencionada en el supuesto anterior.

Con respecto a la carga y generación estimada, se obtuvo de las mismas fuentes de información mencionadas en la descripción de cálculo del monto según la metodología brasileña.

Los días que se consideran en los tiempos para el cálculo del “Outstanding limit” y “Prudential margin”, se obtuvieron directamente del procedimiento que describe el cálculo de las garantías financieras de Australia, siendo 35 y 7 días respectivamente. El impuesto de bienes y servicios se estableció en 10%. [37] Finalmente, el precio de referencia fue obtenido directamente del sitio web del operador de mercado australiano AEMO. [38]

El resto de los parámetros a completar, siendo su gran mayoría parámetros regionales propios del sistema ya vienen establecidos, lo cual es una gran ventaja al momento de calcular el monto de garantía ya que ahorra mucho tiempo de su búsqueda y además permite que los cálculos sean más acordes a la realidad debido a que son parámetros proporcionados por el mismo operador de mercado.

### **5.1.3. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en Colombia**

Al igual que en el caso del proceso de cálculo del monto de garantía en Australia, el administrador del mercado eléctrico de Colombia, XM, tiene a la disposición de empresas y agentes que deseen realizar estimaciones de cálculo de la garantía un simulador de garantías. A diferencia del utilizado en Australia, este simulador se utiliza en el sitio web y requiere de menos información, por lo que su utilización es más sencilla en comparación al caso anterior.

Uno de los supuestos realizados para calcular el monto de garantía es que el último mes facturado en el mercado del agente es el mes más cercano al cual se quiere calcular la garantía. En otras palabras, si se está determinando el monto del mes de agosto, se usa como supuesto que el último mes facturado fue el mes de julio.

Dentro de los inputs que requiere el simulador está la fecha inicial y final del periodo a garantizar. Éstas fechas se definieron como el primer y último día de cada mes respectivamente.

Luego de esto, los montos de energía estimada a comprar y vender en contratos bilaterales para el periodo definido fue obtenido a partir del documento “Nivel de contratación”, en la pestaña “Contratos de compraventa” proporcionado por el CEN.

A continuación, se pide la generación ideal de los últimos 3 meses facturados en el mercado. Para este parámetro, se utilizó los datos de generación de la empresa modelo en los meses correspondientes para el año de referencia.

Por otra parte, la demanda estimada para el periodo definido se obtuvo de los datos encontrados en el documento “Nivel de contratación” que proporciona el CEN.

Finalmente, el precio de bolsa ponderado que se utiliza para la valorización de la exposición se obtuvo de datos históricos de precio de bolsa ponderado que se puede encontrar en la información proporcionada en el sitio web del administrador del mercado eléctrico colombiano, XM.

#### **5.1.4. Supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo en España**

De forma similar a los procedimientos de cálculo de Australia y Colombia, el operador de mercado eléctrico de España tiene en su sitio web un simulador de garantías de pago para facilitar la estimación de dichas garantías a aportar en favor del operador de mercado.

El primer supuesto que se tuvo en consideración para el cálculo de la garantía de pago es que el número de días a considerar en el ciclo de pagos es 10, pudiendo ser un valor entre 10 y 12 en caso de días festivos. De esta forma, la previsión de compra y venta de energía se obtuvo de las mismas fuentes mencionadas previamente, ya sea “Nivel de contratación” o “Ventas\_SEN\_2022”, ambos documentos proporcionados por el CEN, pero en este caso teniendo la consideración de dividir en 3 cada uno de los valores mensuales a utilizar en el cálculo de la garantía.

El segundo supuesto utilizado es que no se consideró un volumen de la garantía destinado a la negociación en el mercado intradiario.

Finalmente, para el precio máximo positivo al que el agente espera ofertar sus compras se supuso como el promedio mensual de precio marginal en el sistema español para cada respectivo mes de cálculo. Esta información de datos históricos de precios fue obtenida directamente en el sitio web del Operador de Mercado Eléctrico (OMIE).

Además de lo anterior, si bien se mencionó que los montos de garantías consideran un ciclo de pagos de 10 días, solamente se realizó un cálculo por mes y no tres, con el objetivo de simplificar el análisis posterior con las demás cifras encontradas.

Cabe destacar que los datos a completar que hacen referencia a consumidor directo fueron llenados con 0 MWh ya que un consumidor directo es aquel consumidor de volúmenes de energía muy elevados, que compra la energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo.

## 5.2. Resultados y discusión de cálculos de montos de garantía en países estudiados

A partir de la metodología planteada para el desarrollo del presente trabajo de título y expuesta en el Capítulo 4, se procedió a estudiar y analizar las fórmulas específicas para obtener los valores de garantías financieras que deben entregar las empresas que deseen participar en las transacciones de los mercados eléctricos seleccionados.

Con esta información y los datos proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional, se llevó a cabo el cálculo de las garantías financieras que se le habrían solicitado a una empresa generadora seleccionada, en cada uno de los países estudiados. El propósito de este ejercicio fue obtener valores de referencia que reflejaran la cantidad de recursos financieros que la empresa tendría que la empresa tendría que destinar en cada país, permitiendo así generar un análisis cuantitativo. Estos resultados servirán como argumento para la posterior propuesta de modificaciones a la metodología utilizada en Chile.

Con respecto a la empresa escogida para realizar el presente estudio, se escogió Ecom Generación, la cual es una empresa presente en el mercado eléctrico de corto plazo. Posee un PMGD fotovoltaico en las cercanías de la barra Polpaico 220 kV y se procedió a recopilar todos los datos del año 2022 necesarios para realizar la reproducción de los cálculos de garantía en los respectivos países de estudio.

Es importante recalcar que los valores obtenidos pueden tomarse como una buena referencia, pero se debe considerar que los cálculos poseen diferentes supuestos por distintas razones como puede ser facilitar los cálculos sin perder utilidad de los resultados.

Considerando las indicaciones previamente mencionadas en cada una de las secciones de supuestos utilizados para el procedimiento de cálculo para los países en estudio, se realizó los respectivos cálculos para obtener cifras de referencia en cuánto al valor que debería entregar Ecom Generación a partir de su operación del año 2022, dependiendo del país y su respectiva metodología de cálculo.

A continuación, en la Tabla 5.1 se expone un resumen de resultados, donde se especifica el horizonte de tiempo que cubre la garantía, el periodo específico y el respectivo monto de garantía calculado, expresado en pesos chilenos.



Tabla 5.1: Resumen de cálculos finales para los montos de garantías financieras en los diferentes países estudiados.

País	Horizonte de tiempo	Periodo	Monto (\$)
Chile	Anual	2022	31.792.504
Brasil	Mensual	ene-22	3.059.117
		feb-22	5.387.257
		mar-22	8.279.870
		abr-22	10.813.267
		may-22	16.035.233
		jun-22	22.552.033
		jul-22	36.146.099
		ago-22	42.805.989
		sept-22	23.759.411
		oct-22	17.727.180
		nov-22	11.985.004
		dic-22	10.405.755
Australia	Temporadas	Summer (verano)	26.570.489
		Winter (invierno)	68.109.409
		Shoulder (entre medio)	37.347.327
Colombia	Mensual	ene-22	10.644.397
		feb-22	16.179.432
		mar-22	14.848.040
		abr-22	6.337.634
		may-22	4.801.992
		jun-22	1.118.543
		jul-22	189.084
		ago-22	1.001.328
		sept-22	730.738
		oct-22	2.563.998
		nov-22	3.928.829
		dic-22	4.753.270
España	Entre 10 y 12 días	ene-22	30.801.654
		feb-22	44.656.926
		mar-22	39.168.850
		abr-22	33.576.258
		may-22	36.026.468
		jun-22	38.227.220
		jul-22	42.867.336
		ago-22	42.166.290
		sept-22	40.032.586
		oct-22	45.808.574
		nov-22	50.333.328
		dic-22	46.167.478

Los resultados obtenidos y expuestos en la Tabla 5.1, que representan una referencia de los montos que la empresa Ecom Generación debería entregar si se encontrase en los diferentes países de estudio muestra información valiosa para hacer un primer análisis cuantitativo.

### 5.2.1. Resultados de garantías financieras en Brasil

El primer país en observar y analizar sus datos corresponde a Brasil. En la Figura 5.1 se observa de manera visual el comportamiento para los montos de garantía financiera en Brasil a lo largo de todo un año.

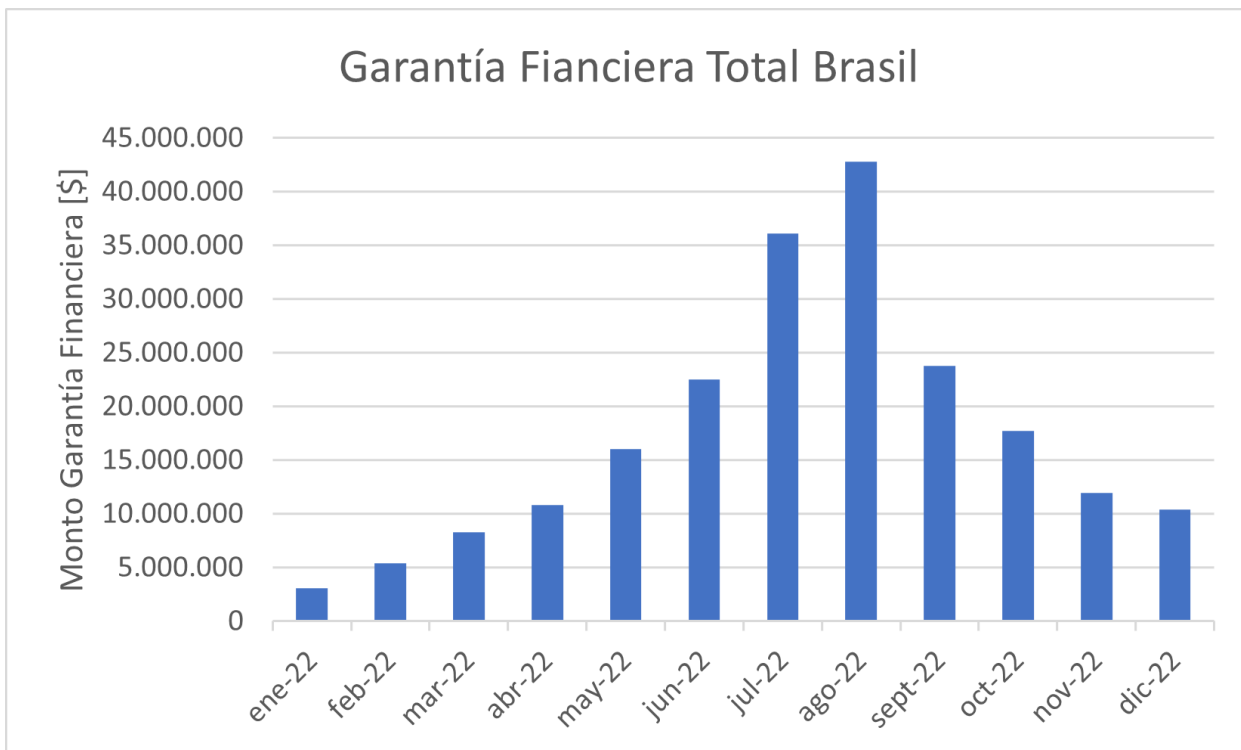


Figura 5.1: Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de Brasil. Elaboración propia.

Durante los primeros tres meses del año el monto de la garantía es inferior a los \$10 millones, representando mensualmente menos de un tercio de lo requerido en Chile para cubrir las obligaciones de todo el año. Sin embargo, estos montos experimentan un aumento progresivo hasta alcanzar su punto máximo en agosto, con una cifra cercana a los \$43 millones. A partir de septiembre, se registra una disminución continua hasta el cierre del año, con cifras nuevamente cercanas a los \$10 millones.

El comportamiento descrito se puede comprender mejor mediante las Figuras 5.2 y 5.3. En primer lugar, la garantía financiera del mes pasado para el perfil de consumo muestra un incremento desde enero hasta julio, aunque agosto es casi igual al mes anterior. Este aumento puede explicarse por la mayor demanda de energía durante los meses de invierno. Después de agosto, los valores disminuyen y se mantienen relativamente estables lo que coincide con el periodo más cálido del año, caracterizado por una menor demanda de energía.

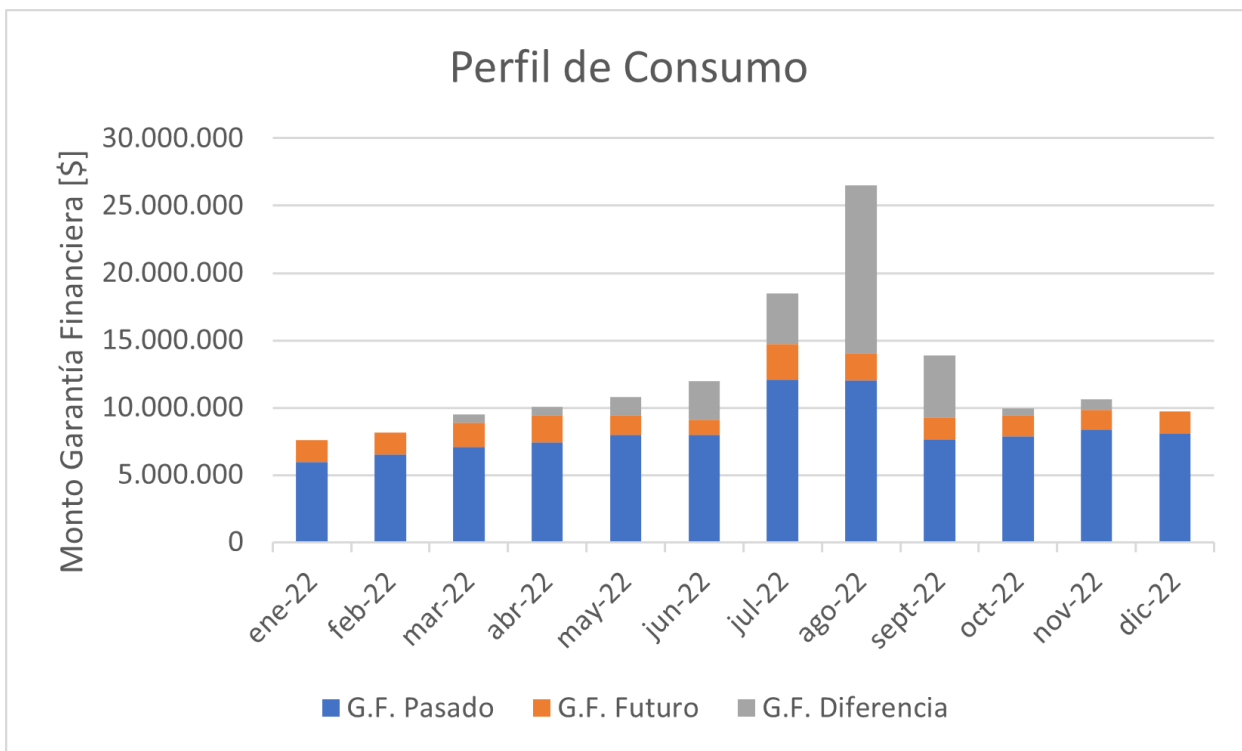


Figura 5.2: Montos resultantes de la simulación de garantías para el perfil de consumo bajo el modelo de Brasil. Elaboración propia.

Un patrón diferente se observa en la componente de garantía financiera del mes pasado para el perfil de generación, la cual contribuye a reducir el valor total de la garantía. Los meses con valores de mayor magnitud son aquellos durante los periodos más cálidos (enero a marzo y octubre a diciembre), mientras que, en los meses más fríos, la magnitud disminuye hasta alcanzar su punto más bajo. Este comportamiento puede explicarse por el tipo de generación que posee Ecom Generación, que se ha mencionado previamente como PMGD fotovoltaico.

En segundo lugar, la componente de garantía financiera de meses futuros del perfil de generación contribuye de gran manera al monto total de la garantía, como se observa en la Figura 5.3. Durante los meses más cálidos y de verano, los montos calculados relativamente bajos, llegando a ser inferiores a \$3 millones. Por el contrario, se observa que durante los meses de invierno especialmente julio y agosto, los montos son significativamente más altos, contribuyendo en gran medida al valor total de la garantía.

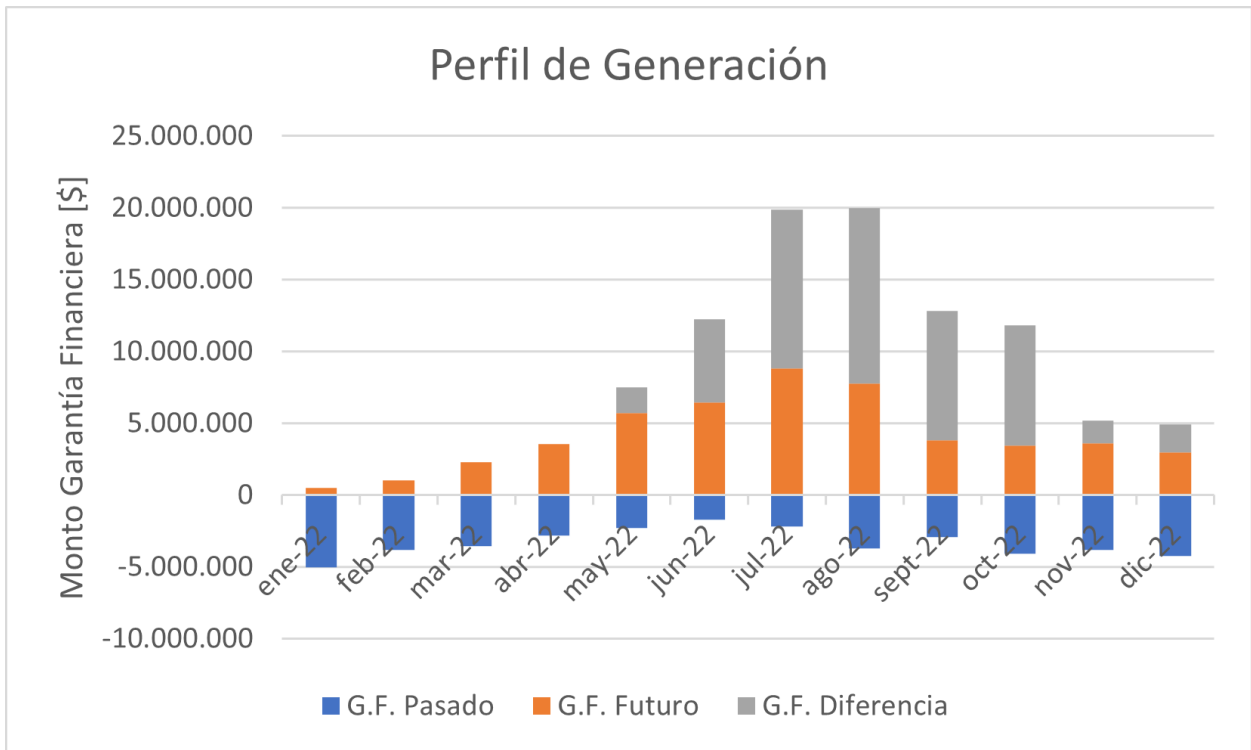


Figura 5.3: Montos resultantes de la simulación de garantías para el perfil de generación bajo el modelo de Brasil. Elaboración propia.

La explicación para este comportamiento es similar a lo mencionado anteriormente, ya que el perfil de generación de Ecom se basa en un PMGD fotovoltaico. Por lo tanto, es natural esperar una mayor generación durante los meses de verano, mientras que en invierno esta disminuye.

En tercer lugar, se observa en la Figura 5.2 que la componente de garantía financiera asociada a las diferencias con lo proyectado en el perfil de consumo del agente no tiende a ser alta y, en algunos casos, incluso puede ser de \$0, salvo en agosto y, en menor medida, en septiembre. Esto se debe a que esta componente considera el consumo de energía verificado del mes anterior y lo compara con el consumo proyectado para los siguientes 5 meses.

Por lo tanto, dado que julio y agosto registran los mayores consumos del año, y además se proyecta un menor consumo de energía para los meses siguientes, la garantía financiera asociada a las diferencias con lo proyectado tiende a ser muy elevada. En otras palabras, se penaliza al agente cuando el consumo de un mes difiere considerablemente de los consumos proyectados para los meses siguientes.

De manera similar, en el caso del perfil de generación del agente, se observa en la Figura 5.3 que durante los meses de julio a octubre, la magnitud del valor de la garantía asociada a la diferencia entre la generación verificada y la proyectada alcanza niveles muy altos en comparación con otros meses. Esto se explica porque esta componente de la garantía considera la generación verificada del mes anterior y la compara con la generación proyectada para los siguientes 5 meses.

Por lo tanto, dado que la generación fotovoltaica en invierno disminuye significativamente en comparación con los meses de verano, y además las proyecciones de generación no se ajustaron adecuadamente a lo que realmente se generó, el valor de la garantía financiera debido a las diferencias con lo proyectado alcanza su punto máximo en julio y agosto. A partir de esto, se puede inferir que la metodología de cálculo penaliza a aquellos agentes cuya generación difiere considerablemente de lo proyectado, con el objetivo de suavizar las variaciones de generación mes a mes.

Esta última afirmación se condice con el hecho de que la metodología de cálculo tiene en consideración los resultados de la operación del mes pasado, para contrastar las proyecciones con la realidad. No obstante lo anterior, a partir de los casos de estudio, se verificó que las garantías serían más altas con mayor energía de venta en contratos, como se observa en la Tabla A.2. Así, se infiere que la metodología busca cubrir posibles falencias en ventas de energía.

Con respecto a que la periodicidad mensual del cálculo, sugiere que la metodología busca precisión al actualizar mes a mes información como consumos proyectados, generación proyectada, precio con que se valorizará la energía (PLD, similar al costo marginal pero con algunas diferencias), así como la entrada o salida en vigencia de contratos de compraventa, entre otros parámetros relevantes. Esta actualización constante permite adaptar las garantías financieras a las condiciones cambiantes del mercado eléctrico, lo que refuerza la estabilidad y fiabilidad del sistema.

Es importante destacar que dado el horizonte de tiempo que considera el cálculo de la garantía, se logra captar de manera más precisa las variaciones en parámetros de mercado debido a fenómenos climáticos temporales como las lluvias de estacionales y los cambios en la radiación solar durante los meses de verano e invierno.

Adicionalmente, si bien se realizan proyecciones a futuro, estas no abarcan un horizonte a largo plazo, sino que se proyectan hasta cuatro meses adelante. Esto aumenta la probabilidad de que las proyecciones se ajusten de manera más precisa a los eventos que finalmente se materializan, como el precio de la energía (PLD), la generación y el consumo de energía. En adición a lo anterior, dado que la garantía se calcula mensualmente, estas proyecciones se actualizan constantemente, lo que minimiza el posible error en los valores proyectados para cada parámetro en comparación con los valores reales obtenidos de la operación, tanto del agente como de factores externos a este.

## **5.2.2. Resultados de garantías financieras en Australia**

El próximo país cuyos resultados se analizarán es Australia. Como se ha mencionado previamente, en este país el cálculo de las garantías financieras, conocidas como “Credit Support” en su documentación, se realiza en temporadas. Estas temporadas no tienen la misma duración ya que la temporada de verano o “summer” abarca 4 meses (diciembre a marzo), la temporada de invierno o “winter” comprende 5 meses (abril a agosto) y la temporada intermedia, denominada “shoulder” considera 3 meses (septiembre a noviembre).

A continuación se muestra en la Figura 5.4 un resumen de los montos de garantía calculados utilizando el modelo de Australia.

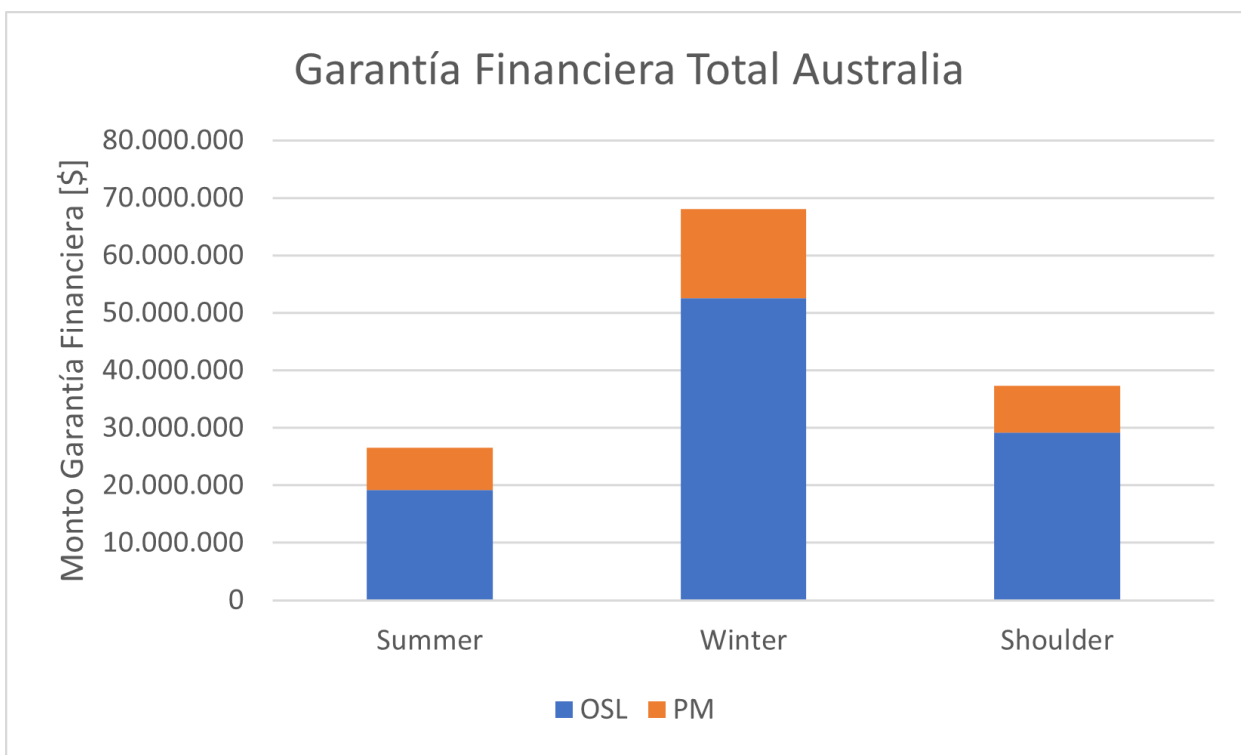


Figura 5.4: Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de Australia. Elaboración propia.

En primer lugar, se observa en la Figura 5.4 que los valores de la garantía son mínimos durante la temporada de verano, alcanzando los \$26.5 millones, mientras que el valor más alto se registra para la temporada de invierno, con \$68 millones. Por otra parte, en la temporada intermedia, el valor de la garantía asciende a casi \$37 millones. Si se divide cada uno de estos valores por el número de meses que componen la respectiva temporada, se obtienen las siguientes cifras mensuales:

- Summer: \$6.642.622
- Winter: \$13.621.881
- Shoulder: \$12.449.108

A partir de estos valores, se observa que, si se analizaran como si fueran mensuales (aunque no lo son), la temporada de verano muestra la cifra más baja. Luego, la temporada intermedia sigue en magnitud y, finalmente, se registra la cifra más alta en la temporada de invierno. Sin embargo, éstas últimas dos temporadas tienen valores más cercanos que cuando se consideran las cifras totales de la temporada. Existen diversas razones que explican este comportamiento de los montos de las garantías, sin embargo existen 3 principales: carga estimada, generación estimada y precio promedio regional.

El comportamiento descrito anteriormente, donde la mayor generación de energía se concentra en los meses de verano y la mayor demanda de la misma se produce en los meses de invierno, impacta directamente en los cálculos del valor de la garantía. Esto significa que el procedimiento de cálculo vigente en Australia también es susceptible a las diferencias de generación y carga entre los meses de verano y los de invierno. Por esta razón, es posible deducir que uno de los factores que la metodología utilizada en Australia busca cubrir mediante las garantías son los cambios que se generan en la operación del agente debido a las estaciones del año.

La afirmación anterior también se refleja en las estimaciones de precio promedio regional ( $P_R$ ), que son las siguientes:

- Summer: 40.628 [\$/MWh]
- Winter: 46.776 [\$/MWh]
- Shoulder: 42.217 [\$/MWh]

Estos valores influyen directamente en el monto final de la garantía financiera, ya que son los precios utilizados para valorizar la garantía. Por lo tanto, constituyen uno de los factores que la metodología de cálculo busca cubrir. Además, un resultado relevante que se desprende del estudio de casos es que las garantías aumentan significativamente cuando hay una mayor venta de energía, como se observa en la Tabla A.2. Por lo tanto, al igual que en el caso de Brasil, se puede inferir que la garantía busca cubrir posibles deficiencias en la energía vendida en contratos.

### 5.2.3. Resultados de garantías financieras en Colombia

El tercer país cuyos resultados se analizarán corresponde a Colombia. En la Figura 5.5 se presenta de manera gráfica la magnitud y el comportamiento de los montos de garantía financiera en Colombia a lo largo de un año, considerando los datos de operación del 2022.

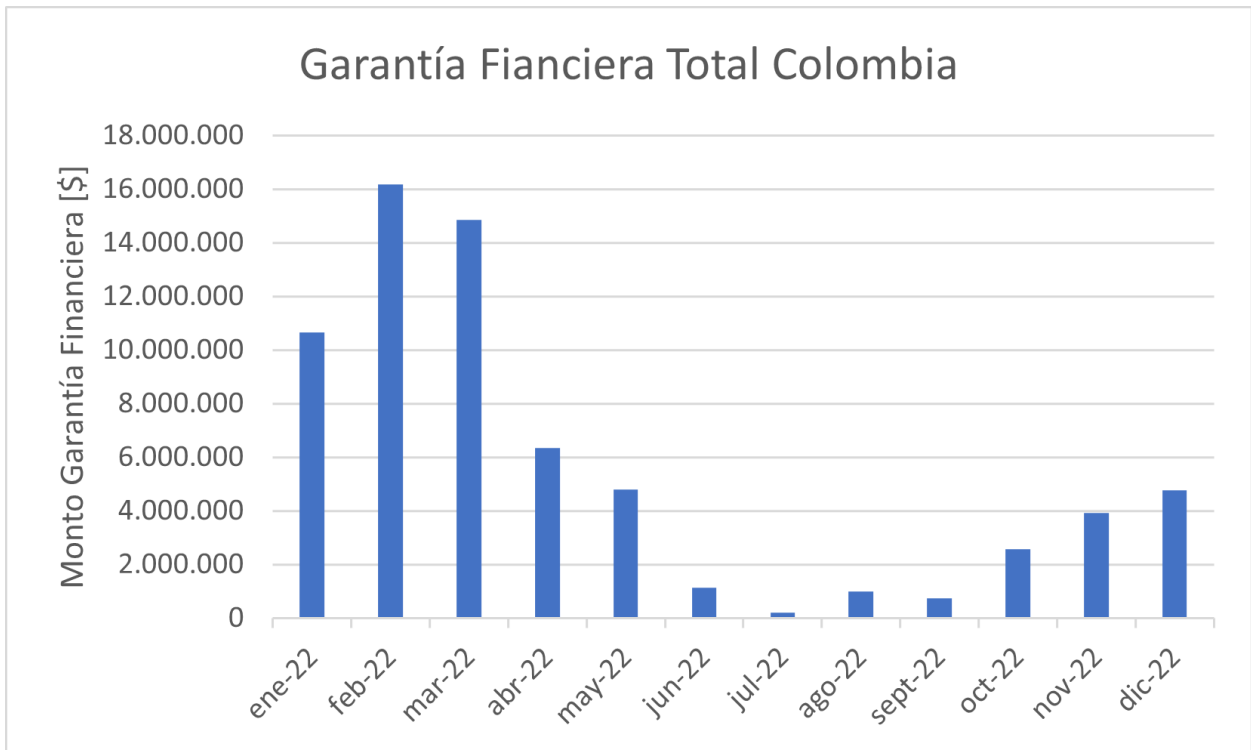


Figura 5.5: Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de Colombia. Elaboración propia.

A partir de la Figura 5.5, se puede verificar que Colombia muestra cifras muy diferentes a las de los otros países analizados. En primer lugar, los montos de las garantías durante los primeros tres meses del año son los más altos de todo el año, alcanzando su máximo en febrero con un valor estimado de \$16 millones. A partir del mes de abril, el monto de la garantía comienza a disminuir hasta llegar al mínimo en junio. Posteriormente, se observan ligeros aumentos en el valor de la garantía, finalizando el año con un valor cercano a los \$6 millones.

Ciertamente son muchos los factores que influyen en los montos determinados para las garantías financieras que se obtienen con la metodología de Colombia, sin embargo, a continuación se exponen las razones que podrían explicar el comportamiento previamente descrito.

En primer lugar, la magnitud de la garantía durante los meses de junio a octubre es notablemente reducida, y esto se atribuye principalmente a los bajos precios de mercado durante este período. Lo anterior podría tener su explicación en las abundantes precipitaciones que caracterizan estos meses, ya que la temporada más lluviosa en el país se extiende de marzo a diciembre, con picos de lluvia en abril, mayo y octubre [39].

Es importante destacar que en Colombia la generación hidráulica es la tecnología dominante, representando el 66% de la capacidad instalada total de energía, lo que equivale a 13.206 MW de un total de 19.928 MW [40]. Como resultado, se registran precios de mercado muy bajos durante los meses de junio a septiembre por la gran cantidad de precipitaciones registradas y como consecuencia, el valor de la garantía también experimenta una disminución



durante este periodo.

Esta posible explicación también coincide con el comportamiento de los precios en el resto del año. Durante los meses de noviembre a marzo, se observan los precios más altos en el mercado, ya que son períodos con menos precipitaciones. En consecuencia, el valor del agua tiende a aumentar en comparación con los meses de precipitaciones más abundantes. En consecuencia, el valor de la garantía durante los meses de verano son más altos. Esto se refleja en los montos más altos de la garantía durante los meses de verano.

Con respecto al horizonte de tiempo utilizado en la metodología de cálculo, es importante tener en cuenta que puede ser mensual o semanal, dependiendo de la elección del agente. Ambos periodos son a corto plazo, lo cual puede explicarse debido al predominio de la generación hidráulica en Colombia. Como se mencionó anteriormente, aproximadamente dos tercios de la capacidad instalada de generación corresponden a la generación hidráulica, lo que implica una alta dependencia del agua acumulada por las precipitaciones. Por lo tanto, se puede inferir que las proyecciones y consideraciones a futuro se realizan a corto plazo con el objetivo de minimizar las diferencias entre dichas proyecciones y la realidad en términos de generación.

Además de lo anterior, a partir del estudio de casos realizado, se observa que la metodología busca proteger el mercado ante posibles fallos en la compra de energía por parte de las empresas. Esto se evidencia en la Tabla A.1, donde se observa un aumento significativo en los montos de la garantía cuando se incrementó un 50 % la compra de energía.

Es relevante señalar que, si bien se podría argumentar que los horizontes de tiempo a corto plazo considerados en el cálculo de la garantía tienen como objetivo adicional minimizar el error en las proyecciones de generación solar y eólica, esto carece de sustento. A diferencia de otros países, la generación eólica y solar tienen una escasa relevancia en Colombia. En conjunto, solo representan 473 MW de capacidad instalada, lo que equivale aproximadamente al 2,4 % [40] de la capacidad total instalada.

#### **5.2.4. Resultados de garantías financieras en España**

El cuarto y último país en estudio corresponde a España, siendo el único país del continente europeo considerado en el estudio. En la Figura 5.6 se muestra de manera gráfica los montos simulados para las garantías financieras resultantes bajo el modelo de cálculo de España.

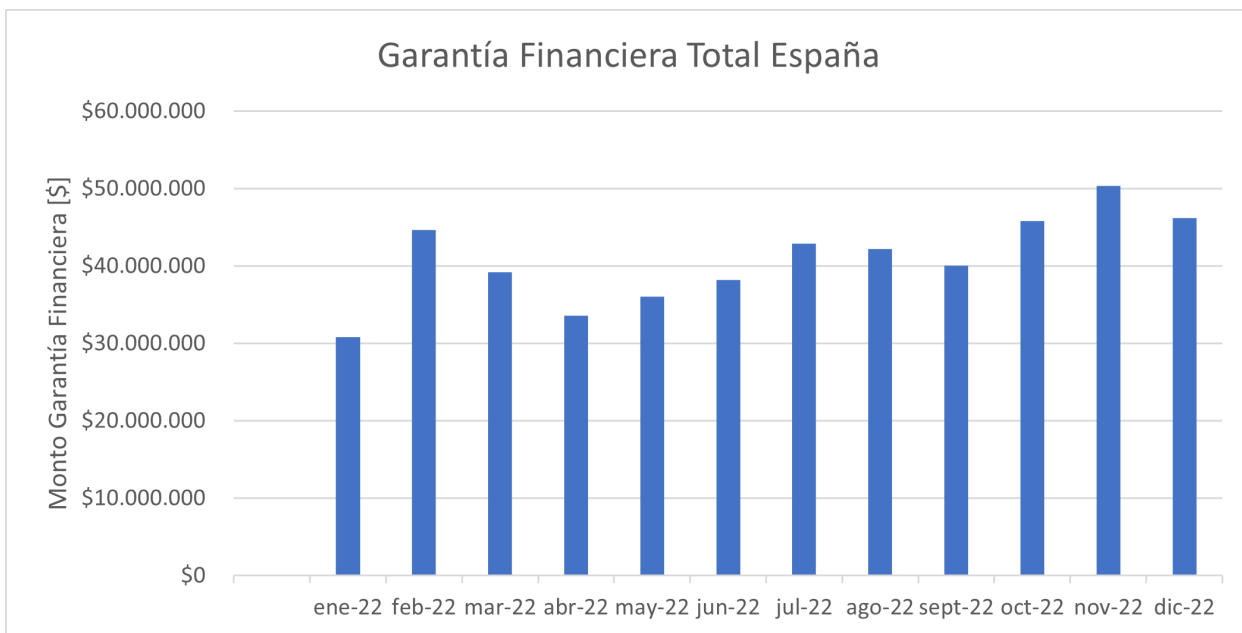


Figura 5.6: Montos resultantes de la simulación de garantías bajo el modelo de España. Elaboración propia.

Observando la Figura 5.6, se aprecia que los valores no experimentan una gran variación a lo largo del año, concentrándose entre los \$33 y \$45 millones. El comportamiento observado en la garantía a lo largo del año se debe principalmente a la variación del precio máximo al que se oferta la energía.

En los meses de menor generación y mayor consumo para la empresa (junio, julio y agosto), el precio de oferta en España no alcanzó sus máximos anuales, lo que contribuyó a equilibrar el monto final de la garantía para esos meses. Sin embargo, el precio alcanzó sus valores más altos en febrero, octubre y noviembre, coincidiendo con los meses en que la garantía presentó los montos más elevados del año.

De este modo, se puede inferir que el precio máximo al que el agente espera ofertar su energía influye significativamente en la determinación del monto de la garantía para el período considerado.

En adición al análisis de la magnitud y comportamiento de los montos de garantías, existe otro punto importante a tener en cuenta para analizar. Tanto la garantía de operación como la garantía de crédito consideran en sus cálculos una componente de impuesto al valor añadido (IVA) del 21 %. Este factor influye considerablemente en el valor final de la garantía, añadiendo desde €5.550 hasta casi €9.000 en el mes donde tiene mayor impacto.

De esta manera, si se consideraran los montos de las garantías sin dicho impuesto, los valores oscilarían entre los \$25 y \$41 millones, con un promedio de \$33.7 millones.

Con respecto al horizonte de tiempo que considera la metodología de cálculo en España, es notablemente más corto en comparación con el resto de países estudiados, siendo de entre 10 y 12 días. Esta brevedad puede atribuirse al mercado diario que funciona a España.

Sin embargo, también podría tener como objetivo minimizar la incertidumbre a futuro con respecto a la generación y demanda de los agentes. Se evidencia que, a diferencia de los otros países estudiados, incluyendo a Chile, no se realizan proyecciones a futuro a largo plazo, como podría ser una proyección anual o por temporadas.

### 5.2.5. Comparación de montos de garantías con Chile

Con los resultados previamente presentados y analizados, ahora procederemos a comparar tanto la magnitud de las garantías bajo los diferentes métodos de cálculo como el comportamiento de estas garantías en comparación con las calculadas en Chile. A continuación, en la Figura 5.7, se muestra el monto que una misma empresa debe entregar según diversas metodologías de cálculo.

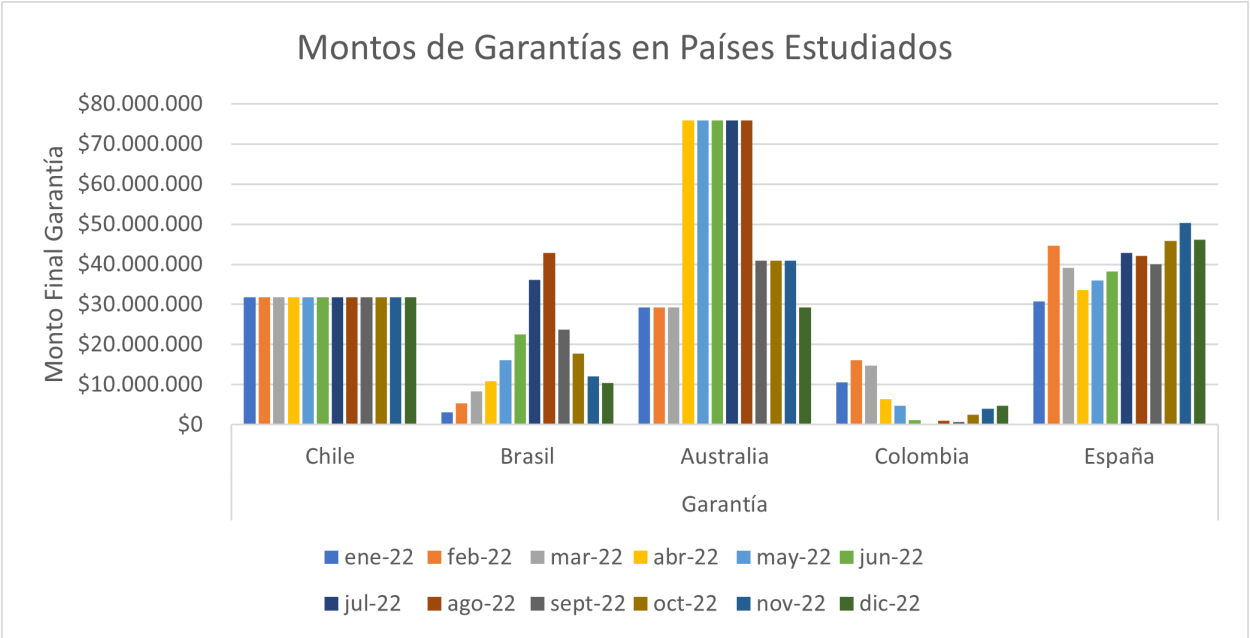


Figura 5.7: Montos finales de garantías para los diferentes países estudiados. Elaboración propia.

Observando la Figura 5.7, es evidente que Chile es el único país en el cual la garantía es un monto fijo para todo el año. En contraste, en los demás países estudiados, el monto de la garantía cambia mes a mes, o incluso en periodos inferiores a un mes, con la excepción de Australia, donde varía por temporadas.

Con respecto a la magnitud de las cifras, en el caso de Brasil, se observa que solamente dos meses, julio y agosto, tienen un monto superior a los casi \$32 millones exigidos en Chile, siendo \$36 y \$42.8 millones, respectivamente. Por otro lado, hay ocho meses en los cuales el valor de la garantía es inferior a los \$20 millones, e incluso los primeros tres meses del año tienen un valor menor a los \$10 millones. Esto indica que en la gran mayoría de los meses, el monto que se debería entregar sería menor al calculado por la metodología vigente en Chile.

En cuanto a la garantía en Australia, al compararlos con el valor de Chile, se observa que para la temporada de verano es menor al monto exigido en Chile, alcanzando los \$26.5 millones, lo que corresponde a un 16% menos. Sin embargo, al considerar el monto para la

temporada intermedia, este ya supera el valor de Chile en aproximadamente \$6 millones, llegando a los \$37 millones. Por último, el valor de la garantía para la temporada de invierno se dispara significativamente, alcanzando los \$68 millones, lo cual equivale a más del doble del monto anual que se debe entregar según los cálculos de la metodología chilena. Esto demuestra que existe una notable variación en los montos, dependiendo de la temporada considerada, y estas discrepancias se deben principalmente a los tres factores mencionados en el análisis de Australia, siendo carga estimada, generación estimada y precio promedio regional.

En contraste, Colombia presenta montos notablemente inferiores a los observados en Chile. Durante los primeros tres meses del año, las garantías son las más altas, alcanzando los \$16 millones, aproximadamente la mitad de la garantía en Chile. Sin embargo, para el resto de los meses del año, el monto de la garantía es inferior a los \$10 millones, lo que supone una marcada disparidad en comparación con los casi \$32 millones calculados en Chile. Esta discrepancia se debe principalmente a los bajos costos de la energía en Colombia, resultado de la predominancia de la generación hidráulica en dicho país.

Por último, los montos observados en España son en su mayoría superiores a los \$32 millones registrados en Chile. El valor más alto se alcanza en el mes de noviembre, con aproximadamente \$50 millones, mientras que el monto más bajo se registra en enero, con un valor muy similar a la garantía en Chile, siendo aproximadamente \$30 millones. Esto indica que, en promedio, los montos en España son los más cercanos en magnitud a los de Chile.

### **5.3. Proyecciones en metodología chilena**

En el Capítulo 2, específicamente en la sección 6, se detalló la metodología utilizada en Chile para el cálculo de las garantías, donde se mencionaron algunas proyecciones realizadas por el Coordinador respecto a la operación del SEN. Entre estas proyecciones se encuentran las relacionadas con los costos de combustibles de centrales térmicas como carbón, petróleo y gas. Estas proyecciones son de suma importancia, ya que los costos de combustibles influyen directamente en los costos variables de las centrales térmicas y, por ende, en su operación.

En este sentido, se plantea realizar un análisis comparativo entre los valores proyectados para el año 2023 por el CEN y los costos reales de combustible que han debido afrontar las distintas centrales térmicas, con el fin de evaluar la precisión de las proyecciones realizadas por el Coordinador a un año en costos de combustibles. Este análisis proporcionará información valiosa sobre la capacidad de predicción del Coordinador en un aspecto crucial para la operación del Sistema Eléctrico Nacional y también en el cálculo de las garantías financieras que deben proporcionar las empresas dueñas de las centrales térmicas.

Con el fin de llevar a cabo esta evaluación, se recopilaron las proyecciones realizadas por el Coordinador para los costos de combustibles correspondientes al año 2023, obtenidas directamente de su página web. Además, se recabaron los costos reales de combustible para carbón, gas y diésel que han enfrentado las diversas centrales y empresas propietarias de centrales térmicas, también extraídos de la misma fuente de datos. Este proceso de recopilación y comparación permitirá determinar la precisión de las proyecciones del Coordinador en comparación con los costos reales experimentados por las centrales térmicas durante el año

en cuestión.

A continuación, se presenta en la Figura 5.8 los costos proyectados para el carbón en el año 2023 para diferentes centrales térmicas que operan con este combustible.

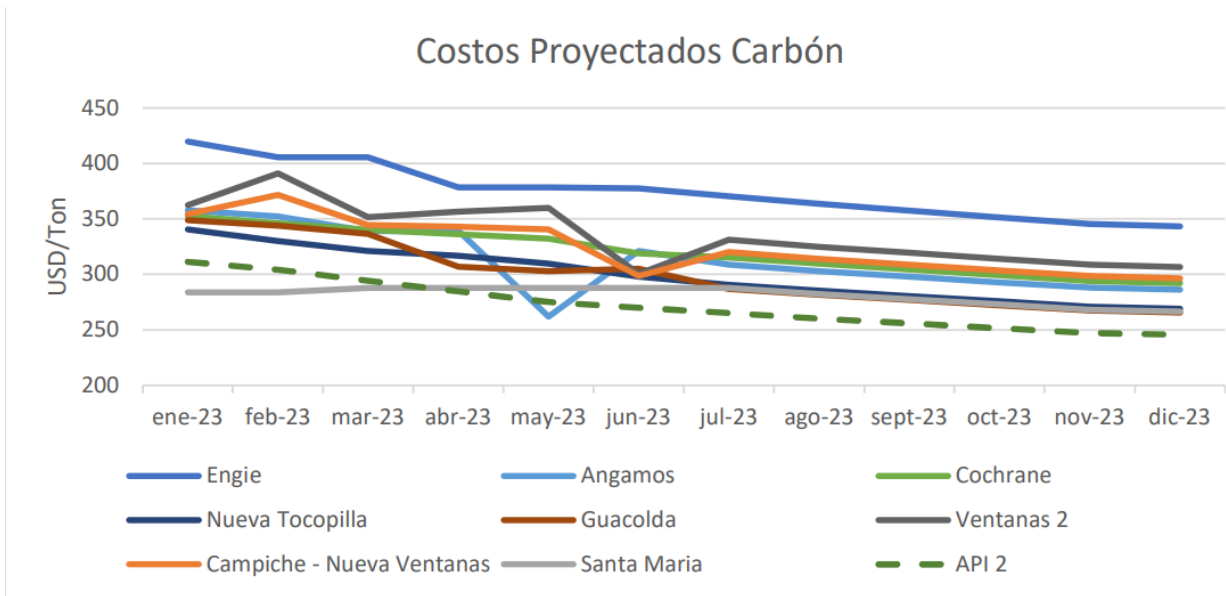


Figura 5.8: Costos de carbón proyectados para año 2023 [41].

En primer lugar, a partir de la Figura 5.8, es posible percatarse que todas las centrales tienen un costo estimado del carbón menor a fin de año en comparación a inicio de año.

Por otro lado, se observa que al inicio del año, la mayoría de las centrales muestran costos cercanos a los 350 USD/Tonelada. Hacia la mitad del año, estos costos tienden a disminuir, ubicándose entre los 300 y 325 USD/Tonelada, y para finales de año, la proyección indica que casi todas las centrales operarán con costos de carbón de 300 USD/Tonelada o menos, sin llegar a alcanzar los 250 USD/Tonelada.

Para contrastar con los costos reales de combustible que han experimentado las centrales térmicas, se emplearon los datos proporcionados por el Coordinador en su página web. Estos datos se graficaron hasta el 31 de octubre de 2023 en la Figura 5.9, utilizando las mismas centrales que se presentan en el gráfico de costos proyectados en la Figura 5.8.

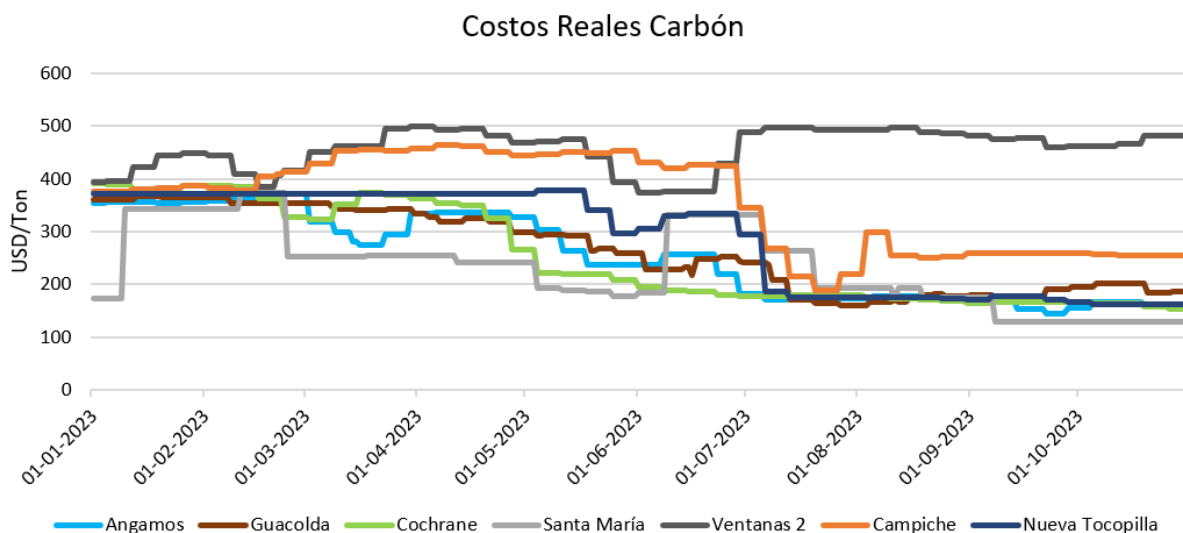


Figura 5.9: Costos de carbón reales para año 2023. Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional [42].

A partir de la Figura 5.9, se observa que al inicio del año, los costos de la mayoría de las centrales se sitúan alrededor de los 350 USD/Ton, con una leve tendencia hacia los 400 USD/Ton. Este patrón se condice con los costos proyectados mencionados anteriormente y representados en la Figura 5.8. Además, el comportamiento de los costos se asemeja bastante a las proyecciones para el inicio de año, como se evidencia en el caso de Ventanas 2 y Campiche, que experimentaron un aumento en los costos en febrero, mientras que el resto de las centrales mantuvieron precios más estables, con una ligera tendencia a la baja durante los primeros meses del año.

No obstante, a medida que el año avanza, las datos reales se tornan cada vez más diferentes a lo que se había proyectado para el año 2023 en términos de costos del carbón.

En junio, se proyectó que el costo del carbón para Campiche y Ventanas 2 sería de alrededor de 300 USD/Ton, pero en realidad, el costo promedio del carbón en dicho mes fue de 420 USD/Ton y 395 USD/Ton respectivamente, lo que representa una diferencia de aproximadamente 100 USD/Ton respecto a las proyecciones. Además, otras centrales tuvieron costos más bajos a lo proyectado y con diferencias de entre 50 y 120 USD/Ton, como es el caso de Angamos, Guacolda y Cochrane.

La disparidad entre los costos reales y los proyectados se profundiza hacia los últimos meses del período analizado (septiembre y octubre). Por un lado, se destacan los costos extremadamente altos de Ventanas 2, que se sitúan ligeramente por debajo de los 500 USD/Ton, mientras que la proyección sugería valores cercanos a los 300 USD/Ton. Por otro lado, muchas otras centrales, como Angamos, Guacolda, Cochrane, Nueva Tocopilla y especialmente Santa María, registraron costos considerablemente más bajos. Estas centrales reportaron costos promedio inferiores a los 200 USD/Ton, con Santa María destacando con costos cercanos a los 130 USD/Ton. Sin embargo, los costos proyectados para el carbón en estas centrales durante septiembre y octubre oscilaban entre los 275 y 300 USD/Ton.

La única central que mantuvo costos similares a los proyectados en estos últimos meses fue Campiche, con costos cercano a los 300 USD/Ton.

Existen diversas razones por las cuales los costos reales pueden diferir significativamente de lo proyectado, aunque estas no son objeto de estudio en este trabajo. La principal conclusión que se puede extraer del análisis de costos realizado es que, a medida que aumenta el horizonte de tiempo de la proyección, la precisión de esta disminuye, lo que incrementa la probabilidad de que las discrepancias con la realidad sean considerablemente mayores.

Continuando con el análisis de los costos de combustible, se presentan a continuación las proyecciones de costos de diésel realizadas por el CEN para el año 2023, en diversas centrales térmicas que dependen de este combustible, como se observa en la Figura 5.10.

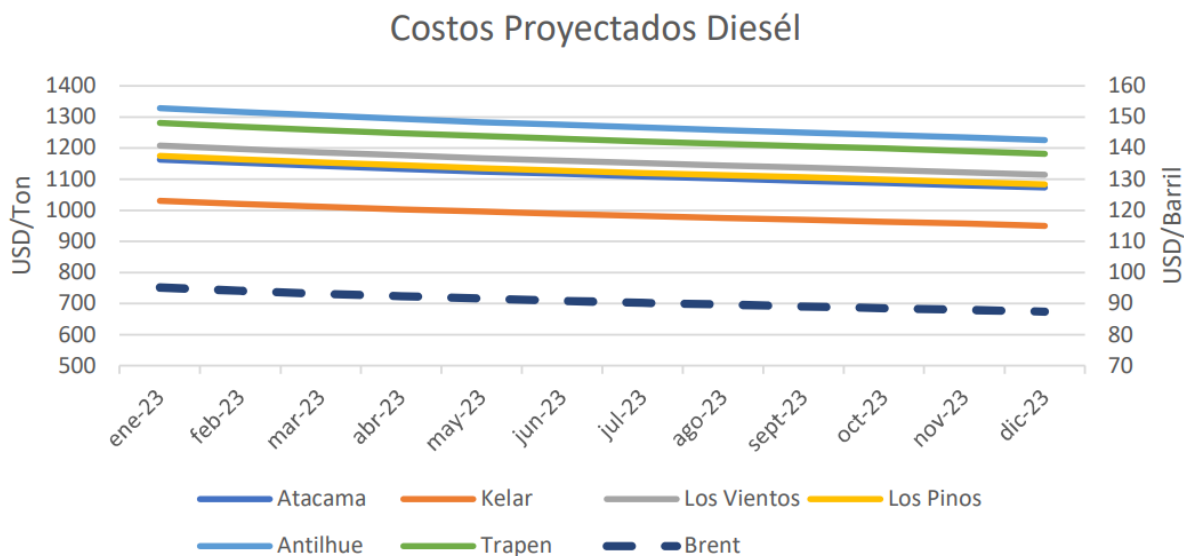


Figura 5.10: Costos de diésel proyectados para año 2023 [41].

En la Figura 5.10 se muestra la proyección realizada por el Coordinador respecto a los costos del diésel para distintas centrales durante el año 2023. Se observa que todas las centrales exhiben un comportamiento casi uniforme, con una variación de precios mínima a lo largo del año y una tendencia a la baja. Destaca que la central Antilhue presenta el costo más alto, proyectado en poco más de 1.300 USD/Ton al inicio del año y descendiendo a casi 1.200 USD/Ton hacia finales de año. En contraste, la central Kelar registra el costo más bajo, con proyecciones cercanas a los 1.000 USD/Ton al inicio del año y aproximadamente 950 USD/Ton hacia finales de año, lo que sugiere una variación menos pronunciada en comparación con otras centrales como Antilhue.

El resto de las centrales se sitúan en un rango intermedio entre Antilhue y Kelar. Los Vientos, Los Pinos y Atacama muestran costos muy similares a lo largo del año, comenzando alrededor de 1.200 USD/Ton y descendiendo a cerca de 1.100 USD/Ton hacia finales del año. Por otro lado, Trapen presenta costos más cercanos a los de Antilhue, aunque ligeramente inferiores. Sus proyecciones comienzan el año ligeramente por debajo de los 1.300 USD/Ton y terminan el año cerca, pero por debajo, de los 1.200 USD/Ton.

Ahora, en la Figura 5.11, se presentan los costos reales que han incurrido las mismas centrales térmicas mencionadas anteriormente para el diésel utilizado en su proceso de generación de energía.

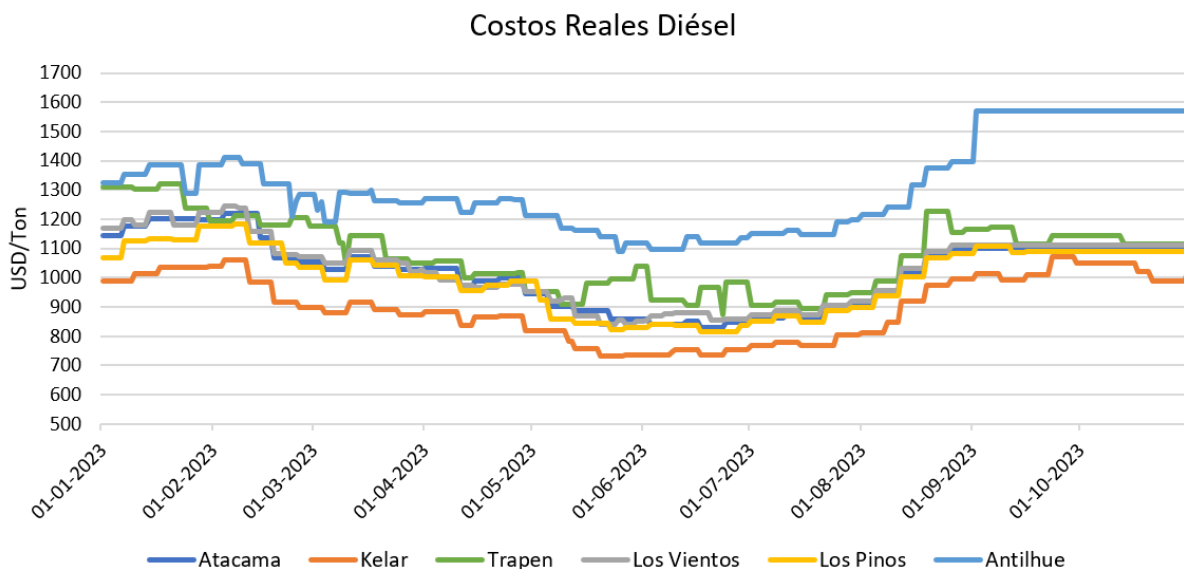


Figura 5.11: Costos de diésel reales para año 2023. Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional [42].

Al examinar los costos reales al inicio del año, se observa que en términos generales, los costos de diésel fueron muy similares a las proyecciones iniciales. Antilhue y Trapen registraron costos cercanos a los 1.300 USD/Ton, siendo Antilhue ligeramente más alto que Trapen. Kelar mantuvo los costos más bajos alrededor de los 1.000 USD/Ton, en línea con las proyecciones. Por otro lado, Los Vientos, Los Pinos y Atacama se ubicaron en una franja media, con valores cercanos a los 1.200 USD/Ton, excepto Los Pinos, que experimentó costos más bajos de lo anticipado.

Sin embargo, a partir de febrero, los costos de casi todas las centrales comenzaron a aumentar, seguidos de una disminución en marzo, como se había proyectado. No obstante, la magnitud de esta disminución no coincide con las proyecciones del Coordinador.

Por ejemplo, la central Kelar registró costos ligeramente superiores a los 700 USD/Ton en junio, en marcado contraste con los 1.000 USD/Ton proyectados. Esta discrepancia se repite en el resto de las centrales, cuyos costos reales son significativamente inferiores a las proyecciones del Coordinador para el 2023.

Durante la mitad de mayo hasta agosto, las centrales Los Pinos, Los Vientos y Atacama tuvieron costos de combustible alrededor de 850 USD/Ton, mientras que las proyecciones indicaban un costo de aproximadamente 1.100 USD/Ton para ese período.

Desde agosto, los costos de todos los centrales comienzan a aumentar y se estabilizan en septiembre en valores muy cercanos a los proyectados, con la excepción de Antilhue. Esta central registró valores considerablemente más altos que las proyecciones, alcanzando casi los



1.600 USD/Ton.

A partir de esta comparación entre los costos proyectados por el Coordinador para el diésel en 2023 y los costos reales que han registrado las centrales, se llega a una conclusión similar a la comparación previa del costo del carbón. Al inicio del año, los costos reales tienden a ser similares tanto en magnitud como en comportamiento con lo proyectado. Sin embargo, a medida que avanza el año, los costos reales alcanzan valores significativamente diferentes a las proyecciones.

Si bien, a partir del mes de septiembre y durante octubre, los costos de combustible para casi todas las centrales convergen hacia un valor similar al proyectado, el comportamiento que los llevó a esos montos difiere totalmente de la proyección. Además, durante una parte importante del año, los costos de combustible de todas las centrales son excesivamente menores a los costos proyectados. Finalmente, el caso de la central Antilhue durante septiembre y octubre se escapa totalmente de la proyección que tenía dicha central debido a sus altísimos costos de combustible.

Para finalizar el análisis de las proyecciones de los costos de combustibles, a continuación se presentan en la Figura 5.12 las proyecciones realizadas por el Coordinador para los costos de gas en el año 2023, en diversas empresas propietarias de centrales térmicas que utilizan gas en el proceso de generación de energía.

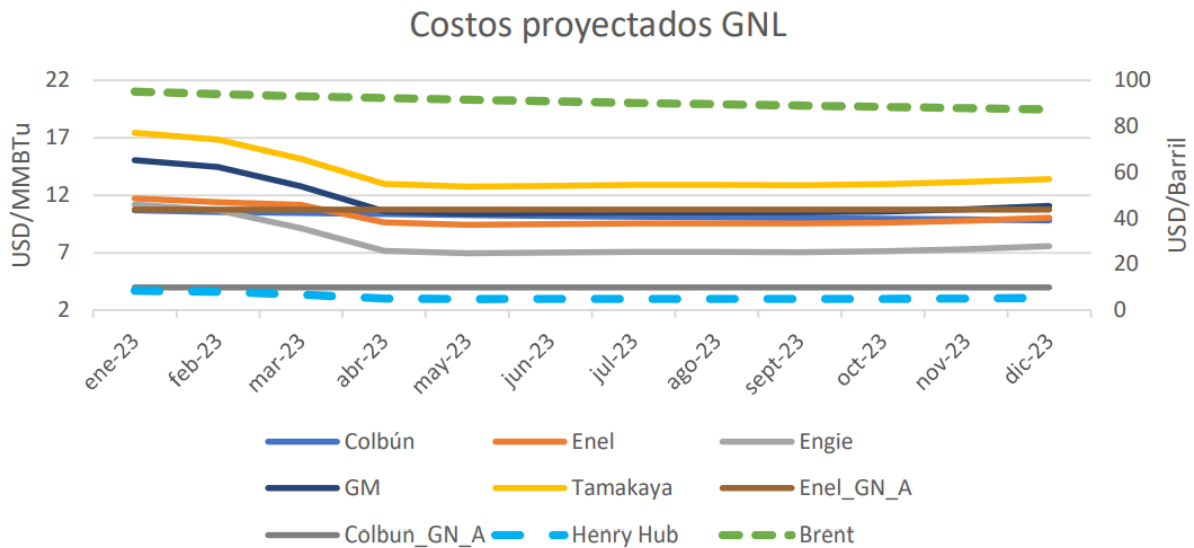


Figura 5.12: Costos de gas proyectados para año 2023 [41].

A partir de la Figura 5.12, se observa que tanto para Enel como para Colbún, los costos de gas natural proveniente de Argentina se mantienen constantes a lo largo de todo el año. En el caso de Enel, este valor se sitúa en aproximadamente 10 USD/MMBTu, mientras que para Colbún es de alrededor de 4 USD/MMBTu. Por otro lado, las proyecciones de GNL para el resto de las empresas muestran un patrón bastante similar, las cuales experimentan una disminución en los costos durante febrero y marzo, seguida de una estabilización hasta fin de año, con una leve tendencia al alza en los últimos meses.

Es importante destacar que Tamakaya es la empresa con los costos proyectados más altos, comenzando el año con un costo de 17 USD/MMBTu y finalizando cerca de los 13 USD/MMBTu. Por otro lado, Enel, Engie y Colbún muestran costos muy similares durante los primeros dos meses del año, tras lo cual Colbún registra proyecciones de costos más bajos. A partir de abril, Enel, Engie y GM mantienen costos prácticamente iguales hasta fin de año, con un valor aproximado de 11 USD/MMBTu.

Ahora, a continuación en la Figura 5.13, se muestran los costos de combustible reales que han percibido las empresas, con datos obtenidos del sitio web del Coordinador.

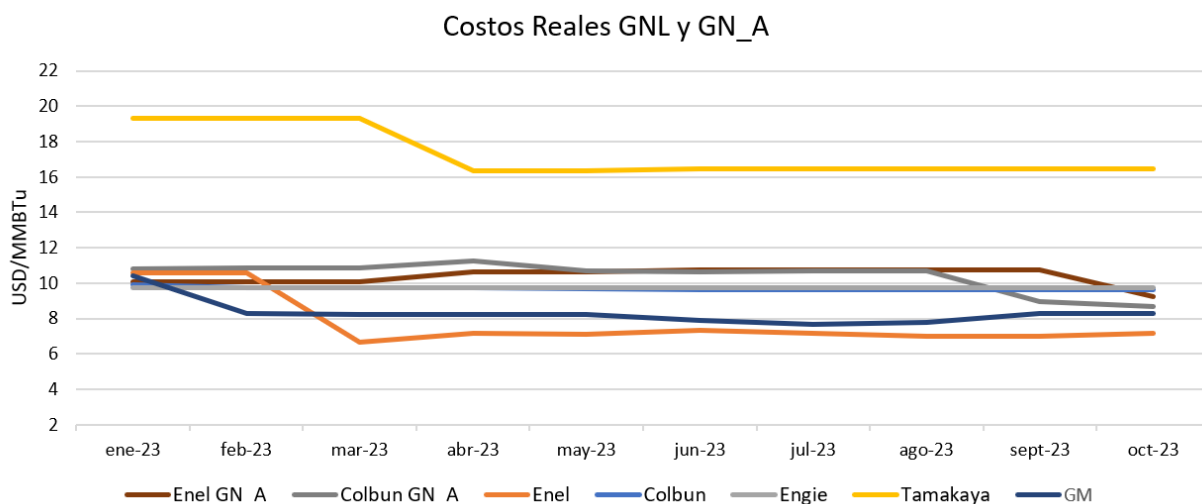


Figura 5.13: Costos de gas reales para año 2023. Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional [42].

Al comparar las proyecciones recién descritas con los costos reales de gas representados en la Figura 5.13, se destacan similitudes y diferencias. En primer lugar, al analizar los costos de Tamakaya, se observa un comportamiento bastante similar a lo proyectado, aunque con diferencias en las magnitudes de los precios. Durante los primeros tres meses del año, registró costos de aproximadamente 17 USD/MMBTu, en línea con la proyección. Sin embargo, a partir de abril, los costos disminuyeron a 16 USD/MMBTu, marcando una diferencia considerable respecto a los 13 USD/MMBTu proyectados. A partir de entonces, el costo se mantuvo constante durante el resto del año, coincidiendo con el comportamiento de su respectiva proyección.

Por otra parte, Engie registra costos constantes de 10 USD/MMBTu durante todos los meses del año, lo cual contrasta con sus costos proyectados. Según las proyecciones, a partir de abril deberían disminuir a 7 USD/MMBTu. No obstante lo anterior, durante los primeros dos meses del año, los costos coinciden con las proyecciones.

Al analizar los costos reales de GM y Enel, se observa un comportamiento similar al proyectado, con una disminución en los primeros meses. Sin embargo, la magnitud de los montos no coincide con las proyecciones, ya que se mantienen en 8 y 7 USD/MMBTu respectivamente, en contraste con los 10 u 11 USD/MMBTu proyectados por el coordinador.

Por último, solo Colbún tuvo costos reales de gas muy parecidos con lo que se proyectó para el 2023, esto es un valor constante y cercano a los 10 USD/MMBTu.

El análisis de las proyecciones de costos de combustibles revela una tendencia clara. Los primeros meses de la proyección, que coinciden con el principio del año, las proyecciones tienden a asimilarse razonablemente bien con los costos reales observados. Sin embargo, a medida que las proyecciones se alejan en el tiempo, éstas pierden precisión y se vuelven significativamente diferentes de los costos reales. Esta discrepancia se vuelve especialmente perceptible en los costos de diésel, donde las diferencias en magnitud y comportamiento son significativas.

A partir de lo expuesto, se evidencia la necesidad de realizar proyecciones con un horizonte temporal adecuado. La precisión en la estimación de parámetros críticos, como los costos de combustibles, resulta fundamental para garantizar la coherencia de los cálculos de las garantías financieras. La discrepancia entre las proyecciones y la realidad resalta la importancia de revisar y ajustar los parámetros de entrada que utiliza el método de cálculo de las garantías a medida que se disponga de datos actualizados.

## **5.4. Análisis de Discrepancia contra el Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo**

Como se mencionó anteriormente, en mayo de 2023, Imelsa Energía presentó una discrepancia contra el Coordinador en el Panel de Expertos respecto al Procedimiento Interno denominado “Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo”. A continuación, se analizará la importancia de este caso en determinar si es necesario o no, realizar una propuesta de modificación al método de cálculo de las garantías financieras. Dicho análisis se centrará en la primera materia discrepada.

Es crucial destacar que el Panel de Expertos tiene como función pronunciarse sobre las discrepancias y conflictos que surjan con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica. En otras palabras, su dictamen se basa en determinar si se está contraviniendo o infringiendo la normativa vigente, no en evaluar la optimización de un procedimiento.

Recordando la discrepancia, Imelsa señala que al realizar la revisión mensual de los valores de las garantías, se contravendría la regulación debido a que, según el procedimiento interno, se debe mantener los valores calculados en la última versión vigente de las garantías. Sin embargo, la regulación establece que la finalidad de la garantía es asegurar el cumplimiento futuro de la cadena de pagos. Además, el monto de la garantía se determina en base a una estimación de lo que ocurrirá en el futuro.

La respuesta del Panel fue que, de acuerdo con la normativa, el CEN debe evaluar la actualización de las garantías anuales, y no calcular nuevas garantías considerando solamente los meses restantes del año. Por esta razón, el Panel estima que no se infringe la regulación vigente.

La decisión no fue unánime. El voto de la minoría argumenta que “no existe un argumento taxativo para no poder modificar el uso de exposiciones de meses ya transcurridos en el cálculo de las garantías, existiendo, además, múltiples posibilidades a efectos de realizar revisiones en los últimos tres meses de cada año”. Además, señala que la revisión presenta sesgos, ya que “basta que un mes que aún no ha transcurrido implique mayor exposición a la empresa que alguno de los tres considerados en el cálculo inicial para que se reemplace uno de estos tres meses, incrementando la garantía. Sin embargo, si cada uno de los meses futuros del año implicaran una exposición menor que cualquiera de los tres meses considerados en el monto anual, no se modificaría el monto de la garantía exigible”.

Los argumentos presentados por Fernando Fuentes Hernández, miembro que votó en contra de la decisión del Panel, sugieren que resulta poco comprensible que en la revisión mensual de las garantías no se permita modificar o reemplazar alguno de los meses ya transcurridos incluidos en la estimación anual de garantías.

A la luz de los argumentos presentados por Fernando Fuentes y según la perspectiva del autor de este trabajo, resulta poco lógico incluir en el cálculo de la garantía anual los meses del año calendario que ya han transcurrido. Para ilustrar esta inconsistencia, consideremos un ejemplo práctico: una empresa cuyos meses más deficitarios fueron enero, febrero y marzo no tendría la posibilidad de reducir el monto de la garantía para el resto del año, incluso si la revisión se realiza en abril, mayo u otro mes posterior.

Cabe recordar que la finalidad de las garantías es caucionar el cumplimiento futuro de la cadena de pagos, por lo que no correspondería utilizar montos calculados para meses anteriores que ya no serán objeto de caución.

## 5.5. Opinión del autor

Dado los análisis previos realizados sobre los montos de garantías y su comportamiento a lo largo de un año en cuatro países distintos, junto con la comparación de las proyecciones de costos de combustibles realizadas por el Coordinador para el cálculo de garantías en Chile en contraste con los costos reales registrados, y la discrepancia tramitada en el Panel de Expertos de Imelsa Energía contra el Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo, se llega a la conclusión de que es necesario efectuar modificaciones en el método de cálculo de las garantías financieras para participar en el mercado de corto plazo en Chile.

Una de las razones que sustentan esta conclusión es que el actual método de cálculo de garantías no permite capturar los diferentes niveles de riesgo a los que está expuesto el agente según el momento del año. La garantía única para los 12 meses no refleja adecuadamente las fluctuaciones estacionales y los riesgos específicos de cada periodo. En algunos meses, esta garantía podría sobrestimar el riesgo al que está expuesto el agente, ya que se basa en el balance de los tres meses más deficitarios. Potencialmente, esta forma de cálculo podría desincentivar la participación de nuevos inversores.

Otro fundamento para esta conclusión radica en la capacidad de proyección de los parámetros utilizados por el Coordinador para calcular las garantías. Como se demostró, las

proyecciones de los costos de los combustibles solo se ajustaban a la realidad durante los primeros dos o tres meses del año. Sin embargo, en los meses siguientes, estas proyecciones diferían significativamente de los costos reales de los combustibles, tanto en magnitud como en comportamiento. Esta diferencia desvirtúa el propósito del cálculo de la garantía basado en proyecciones, ya que no refleja con precisión el riesgo al que se enfrenta el agente en el mercado.

Finalmente, la discrepancia presentada por Imelsa ante el Panel de Expertos evidenció una contradicción entre el propósito de establecer garantías financieras y el proceso de revisión mensual de las mismas. Según argumenta la empresa, la función de estas garantías es asegurar el cumplimiento futuro de la cadena de pagos. En línea con este propósito, resultaría inconsistente utilizar datos proyectados de meses ya transcurridos para determinar el monto de la garantía. Esta discrepancia resalta la necesidad de modificar y ajustar el proceso de revisión y actualización de las garantías para que cumpla efectivamente con su objetivo principal, asegurar el cumplimiento de los compromisos financieros en el futuro.

Considerando lo expuesto, en la siguiente sección se presenta una propuesta de modificación que aborda las deficiencias identificadas en el método actual de cálculo de garantías financieras para participar en el mercado de corto plazo.

## 5.6. Propuesta de modificación a la metodología vigente

En función del estudio, discusión y análisis de los procedimientos de cálculo de garantías que utilizan en los países estudiados, es posible afirmar que la metodología de cálculo en Chile posee muchos factores positivos y la convierten en una mucho más completa que la de sus pares.

Se pueden destacar varios factores importantes en esta propuesta de modificación del método de cálculo de las garantías financieras. Uno de ellos es la utilización de proyecciones de costos de combustible para las centrales térmicas, así como la consideración de proyecciones de volúmenes de afluentes y escenarios hidrológicos. Además, se incorporan aspectos que no son considerados por otros países, como el plan de mantenimiento mayor de las centrales de generación y el plan de obras, que tiene en cuenta la puesta en servicio o desconexión de centrales de generación y de instalaciones de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional. Esta variedad de factores considerados es muy positiva, ya que busca que las proyecciones se ajusten de manera más precisa a la realidad operativa del SEN.

Sin embargo, el procedimiento de cálculo aún puede mejorar en diferentes aspectos, por lo que a continuación se presenta una propuesta de modificaciones que busca perfeccionar la metodología a la vez que no descuida la seguridad del SEN. Las modificaciones propuestas son las siguientes:

1. **Proyecciones:** Actualmente, el Coordinador Eléctrico Nacional lleva a cabo diversas proyecciones que abarcan los doce meses del año siguiente, con el fin de simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Aunque no se examinaron todas las proyecciones realizadas, se llevó a cabo un análisis

específico de los costos proyectados de los combustibles en comparación con los costos reales incurridos por las centrales generadoras. La conclusión principal extraída de este análisis es que únicamente durante los meses más cercanos a la realización de las proyecciones se aproximaban tanto en magnitud como en comportamiento a los costos reales. Sin embargo, después de este periodo inicial, se observó una discrepancia considerable entre los costos de los tres combustibles analizados y sus proyecciones.

Es por esto que se propone considerar proyecciones a un periodo más acotado, siendo un tiempo prudente 3 meses hacia el futuro. Con esto, se lograría que la simulación del SEN sea mucho más parecida a lo que efectivamente será en la realidad, y de esa forma los cálculos que se realicen para la determinación de los montos de las garantías serán más exactos.

Entre los parámetros que tendrían un mejor seguimiento se encuentran: el tipo de cambio, los costos de combustibles, la proyección de la demanda, las cotas de embalses y los caudales afluentes, las precipitaciones, la información de contratos vigentes, los cambios topológicos importantes en el sistema de transmisión, las fallas o los mantenimientos prolongados de las centrales, entre otros.

Considerando esta modificación, se esperaría que al realizar mejores proyecciones a futuro, el monto de la garantía se ajustaría de mejor forma al riesgo que esta pretende cubrir.

2. **Monto de garantías a futuro:** La propuesta planteada previamente sugiere un cambio significativo en el enfoque del cálculo de las garantías financieras. Por lo tanto, en lugar de basarse en los tres meses más deficitarios en un balance anual, se sugiere adoptar un enfoque mensual. Esto implica calcular el monto de la garantía mes a mes, utilizando la información más actualizada disponible en cada periodo.

La mejora en la estimación de proyecciones al considerar un horizonte temporal más corto elimina la necesidad del balance de los tres meses más deficitarios para determinar el monto de la garantía. Como resultado, una ventaja importante de esta modificación radica en que se dimensionará de mejor forma el riesgo que el agente está imputando al sistema, bajo la situación más cercana a la realidad esperada y no en base a casos hipotéticos que no tienen correlación con la realidad particular del sistema. Esto se traduce en la reducción del valor de la garantía requerida para cada agente que participa en el mercado de corto plazo.

Una ventaja adicional a destacar es que se capturarán de manera más precisa las variaciones en la operación de los agentes debido a procesos estacionales, como lluvias, deshielos, cambios en la radiación solar, entre otros. Esto permite una mejor adaptación a las condiciones cambiantes del mercado y mejora la capacidad de la garantía para mitigar los riesgos asociados.

Es relevante mencionar que, con un cálculo mensual de garantías, se elimina la necesidad del proceso de revisión mensual que actualmente realiza el Coordinador. Este proceso, como se ha analizado, generó discrepancia entre empresas privadas y el Procedimiento Interno del Coordinador debido al uso de datos de meses ya transcurridos para determinar el monto de la garantía futura.

Sin embargo, esta modificación conlleva ajustes en las operaciones del Coordinador. Por un lado, implica la asignación de mayores recursos, tanto en términos de personal

como financieros. Con el cambio a un cálculo mensual, se requerirá un equipo dedicado a realizar proyecciones continuas y determinar los montos de garantía de manera mensual. Adicionalmente, los procesos de seguimiento de la cadena de pagos y retiro de empresas del mercado de corto plazo en caso de no pago, deberán ser más rigurosos y expeditos. Con la implementación de garantías mensuales, será necesario detectar de manera oportuna a los agentes que estén imposibilitados de cumplir sus obligaciones de pago y excluirlos de la participación de transferencias económicas hasta que regularicen sus boletas de garantías.

Así, esta propuesta de modificación puede representar un beneficio para los participantes del mercado y aquellos interesados en nuevas inversiones. Sin embargo, es crucial reconocer que su ejecución demandará un incremento en los recursos asignados al cálculo de las garantías, tanto en términos de personal como financieros.

- 3. Simulador de garantías:** La propuesta de incorporar un simulador de garantías por parte del Coordinador, si bien no está directamente relacionada con la metodología de cálculo en sí, puede ser altamente beneficiosa para los agentes que participan en el mercado energético. Este simulador permitiría a los agentes estimar el monto de garantía que deberían entregar en función de los parámetros de operación, utilizando información tanto del Coordinador como del propio agente.

La implementación de un simulador de este tipo no solo facilitaría a los agentes existentes calcular sus garantías de manera más precisa y eficiente, sino que también sería de gran utilidad para nuevos inversores que deseen comprender los montos de referencia necesarios para participar en el mercado. Además, las empresas que ya están operando en el mercado y planean incorporar nuevas centrales de generación o establecer nuevos contratos podrían utilizar este simulador para anticipar los requisitos financieros asociados.

En términos de transparencia, la introducción de un simulador de garantías proporcionaría una mayor claridad en los procesos de cálculo tanto para los agentes que operan en el mercado como para aquellos que desean ingresar. Esto contribuiría a fomentar la confianza en el mercado energético al ofrecer una herramienta accesible y comprensible para estimar los requisitos financieros necesarios para la participación.

# Capítulo 6

## Conclusiones y trabajos futuros

Luego de un extenso estudio de la regulación sobre el cálculo de garantías en otros países, se logró identificar las mejores prácticas, y así plantear una modificación a la metodología utilizada en Chile. El objetivo general del trabajo se cumplió satisfactoriamente, generando una propuesta de cambio en la forma de calcular las garantías que se exigen a las empresas participantes del mercado de corto plazo.

Entre los principales hallazgos se puede mencionar los menores horizontes de tiempo que cubren las garantías, siendo éstas semanales, mensuales o por temporadas. Además de esto, en algunos países se toma en consideración para el cálculo de la garantía la operación real del agente, con el fin de ajustar el monto correspondiente a partir de sus parámetros.

De esta forma, la propuesta de modificación a la metodología de cálculo se centró en disminuir los tiempos, tanto de las proyecciones que se realizan para calcular las garantías, como también en los horizontes temporales que cubre. Uno de los principales beneficios que puede generar este cambio regulatorio es la disminución de los montos de las garantías. Así mismo, el valor de ésta debiese ser más representativo del riesgo que se pretende cubrir, ya que se espera que las proyecciones usadas para su cálculo sean más precisas con respecto a la realidad.

Sin embargo, el seguimiento a la cadena de pagos debe ser más rápido y estricto, para identificar empresas con potenciales riesgos de incumplimiento de contratos y tomar las medidas necesarias para no poner en riesgo la cadena de pagos del mercado de corto plazo.

Con respecto a los desafíos que aún quedan pendientes se puede nombrar la incorporación del almacenamiento de energía en la metodología de cálculo de garantías. En ninguno de los países estudiados, incluyendo Chile, se menciona el posible impacto y cómo tratar con esta tecnología en el cálculo de garantías financieras.

Es importante destacar que el almacenamiento de energía en baterías es una tecnología que cada año va ganando mayor importancia en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, por lo que es muy relevante anticipar cambios regulatorios y considerar su real impacto tanto en el SEN como en la cadena de pagos del mercado eléctrico.



# Bibliografía

- [1] Abanca. Garantías financieras, ¿De qué estamos hablando?. España, junio, 2018. Sitio web: <https://www.cuentasclaras.es/glosario/que-es-la-garantia-financiera/>
- [2] iAhorro. Qué es garantía financiera. Definición de garantía financiera. España, 2023. Sitio web: <https://www.iahorro.com/diccionario/g/garantia-financiera>
- [3] EOM. ¿Qué es el riesgo sistémico. España, 2023. Sitio web: <https://elordenmundial.com/que-es-riesgo-sistemico/>
- [4] Maradey, K., Pantoja, J., Trespalacios, A. Evaluación de las garantías requeridas para cubrir los riesgos en los mercados de futuros de energía eléctrica. Universidad EAFIT, noviembre, 2017. Colombia.
- [5] ACERA. Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable. Noviembre, 2023. Chile. Sitio web: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>
- [6] Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, Capítulo 3: De la cadena de pagos en el mercado de corto plazo.  
Link: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Reglamento-125-Coordinaci%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n-SEN.pdf>
- [7] Revista Electricidad. "Empresa de energía renovable declara que no podrá cumplir obligaciones asociadas a contratos de suministro".  
Link: <https://www.revistaei.cl/2022/09/30/inedito-en-el-sen-empresa-de-energia-renovable-declara-que-no-podra-cumplir-contratos-de-suministro/>
- [8] La Tercera. "Una segunda empresa de energía renovable cae en insolvencia: Ibereólica Cabo Leones II".  
Link: <https://www.latercera.com/pulso-pm/noticia/una-segunda-empresa-de-energia-renovable-cae-en-insolvencia-ibereolica-cabo-leones-ii/B6VOIJ3MHNFRZB5PIYDLGWD56Y/>
- [9] Comisión Nacional de Energía. Presentación Mesa de Diálogo Público - Privada: mercado de corto plazo. Octubre, 2022. Santiago, Chile.  
Link: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/mesa-publico-privada-mercado-de-corto-plazo/>
- [10] Lima, José Luis. Desacoples y riesgos para contratos de suministros de largo plazo en el mercado eléctrico chileno. Centro Competencia. Universidad Adolfo Ibañez. Marzo, 2023. Chile.
- [11] Empresas Eléctricas. Licitación suministro 2015-1. Santiago, Chile. 2015.
- [12] Comisión Nacional de Energía. Informe Mesa de Diálogo Público - Privada: mercado de corto plazo. Enero, 2023. Santiago, Chile.

Link: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/mesa-publico-privada-mercado-de-corto-plazo/>

- [13] Olivares Araya, M. (2020). Simetría. El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad. (1ª ed.). Santiago de Chile: Editorial USACH.
- [14] Brokering Ch., W., Palma B., R., Blanco, B., & Espín, D. (2018). Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia. (1ª ed.). Santiago de Chile
- [15] Diario Financiero. Ministerio de Energía solicita al TLDC pronunciarse sobre factibilidad de rebajar límite para que pymes puedan optar a régimen de clientes libres. Santiago, Chile. Diciembre, 2023. Sitio web: <https://www.df.cl/empresas/energia/ministerio-de-energia-solicita-al-tdlc-pronunciarse-sobre-factibilidad>
- [16] Comisión Nacional de Energía. Presentación “Reglamentos de Coordinación y Operación: Sistemas de Almacenamiento”. Abril, 2017. Santiago, Chile.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional. “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada”. Junio, 2022. Santiago, Chile.
- [18] Ministerio de Energía. Decreto 88 Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala. Versión de 29/03/2022. Santiago, Chile.
- [19] Solcor Chile. PMGD en Chile. Sitio web: <https://solcorchile.com/pmgd/#:~:text=En%20los%20%C3%BAltimos%20a%C3%B1os%20los,el%20desarrollo%20econ%C3%B3mico%20del%20pa%C3%ADs.> Revisado el 18/02/2024.
- [20] Aguirre Leo, Francisco. Presentación "Mercado y Negocio Eléctrico". EL-6016 Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Primavera, 2022.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional. Procedimiento Interno: Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo. Versión definitiva, agosto, 2023. Santiago, Chile.
- [22] Liu, D., Luo, C., Chen, Q. The investigation for the risk management strategy in the electricity market.
- [23] Riesgos financieros: qué son, tipos y consejos para enfrentarse a ellos. Link: <https://www.becas-santander.com/es/blog/riesgos-financieros.html>
- [24] Wang, R., Shuibin, Z., et al. Risk Control in Electricity Market Based on Margin Requirement. IEEE Sustainable Power and Energy Conference. Chengdu, noviembre, 2020.
- [25] Sánchez Céspedes, M. Modelo de Valoración de Riesgo en la Gestión de Contratos de Venta de Energía Eléctrica. Tesis de maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad del Valle, Facultad de Ingeniería. Santiago de Cali, 2012.
- [26] Revista Electricidad. Sobrecontratación de energía les causará pérdidas a generadoras. Febrero, 2019. Santiago, Chile. Sitio web: <https://www.revistaei.cl/2019/02/04/sobrecontratacion-energia-les-causara-perdidas-generadoras/#>
- [27] Abarca Seguros. ¿Qué es una garantía financiera?. España. Sitio web: <https://www.abarcaseguros.com/que-es-una-garantia-financiera/#:~:text=Una%20garant%C3%ADa%20financiera%20es%20un,particular%2C%20va%20a%20ser%20satisfecho.>
- [28] Abarca Seguros. ¿Cuáles son los tipos de garantías financieras y cómo funcionan?. España. Sitio web: <https://www.abarcaseguros.com/cuales-son-los-tipos-de-garantias-financieras-y-como-funcionan/>

- [29] Coordinador Eléctrico Nacional. Procedimiento Determinación Montos de Garantías 2023, Versión Definitiva. Octubre, 2022. Santiago, Chile.
- [30] Panel de Expertos. Discrepancia presentada por Imelsa Energía SpA contra el Procedimiento Interno del Coordinador Eléctrico Nacional denominado Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo. Dictamen N°36-2023. Santiago, 10 de agosto de 2023.
- [31] Emoac y Ecom. Análisis internacional en países seleccionados para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en área de distribución: Informe de avance 1. Ministerio de Energía.
- [32] Australian Energy Market Operator. (2023). National Electricity Market Credit Limit Procedures. Version 8.0.
- [33] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2023). Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado. Boletín Oficial del Estado de España.
- [34] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2012). Metodologia de Cálculo das Garantias Financeiras do Mercado de Curto Prazo. Guia explicativo.
- [35] XM. Instructivo sobre la consulta de montos a pagar por concepto de garantías semanales y mensuales y la explicación del cálculo.
- [36] Comisión Nacional de Energía. Informe Catastro de Proyectos. NUP: 763. Febrero, 2019. Santiago, Chile.
- [37] Australian Energy Market Operator. Application of the GST to NEM transactions. Version 7, mayo, 2019. Australia.
- [38] Australian Energy Market Operator. Sitio web: <https://aemo.com.au/>
- [39] Weather Spark. El clima y el tiempo promedio en todo el año en Colombia. Sitio web: <https://es.weatherspark.com/y/23310/Clima-promedio-en-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [40] XM Paratec. Parámetros técnicos del SIN. Colombia. Sitio web: <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- [41] Coordinador Eléctrico Nacional. Procedimiento de determinación montos de garantías 2023. Versión definitiva, octubre 2022. Chile.
- [42] Coordinador Eléctrico Nacional. Reporte de Costos de Combustible e Insumos. Santiago, Chile, 2023. Sitio web: <https://costosvariables.coordinador.cl/#/declarationCostPublicReports>

# Anexos

## Anexo A. Garantías bajo diferentes casos

Tabla A.1: Garantías en caso con mayor compra de energía.

País	Horizonte de tiempo	Periodo	Monto (\$)
Brasil	Mensual	ene-22	1.444.707
		feb-22	3.776.549
		mar-22	6.511.798
		abr-22	8.764.562
		may-22	14.558.563
		jun-22	21.407.272
		jul-22	33.526.139
		ago-22	40.814.833
		sept-22	22.100.639
		oct-22	16.184.446
		nov-22	10.526.980
		dic-22	8.750.816
Australia	Temporadas	Summer (verano)	1.878.244
		Shoulder (entre medio)	51.405.112
		Winter (invierno)	19.330.878
Colombia	Mensual	ene-22	18.677.846
		feb-22	28.509.385
		mar-22	29.908.937
		abr-22	15.087.953
		may-22	17.216.978
		jun-22	7.944.103
		jul-22	8.031.238
		ago-22	8.165.497
		sept-22	6.506.206
		oct-22	11.030.875
		nov-22	11.959.589
		dic-22	12.535.255
España	Entre 10 y 12 días	ene-22	26.293.662
		feb-22	39.186.598
		mar-22	33.224.256
		abr-22	27.599.126
		may-22	28.794.158
		jun-22	30.616.286
		jul-22	34.015.028
		ago-22	34.053.482
		sept-22	33.424.414
		oct-22	38.678.808
		69 nov-22	42.647.458
		dic-22	39.023.908

Tabla A.2: Garantías en caso con mayor venta de energía.

País	Horizonte de tiempo	Periodo	Monto (\$)
Brasil	Mensual	ene-22	6.033.354
		feb-22	8.212.855
		mar-22	11.830.906
		abr-22	14.519.581
		may-22	20.414.601
		jun-22	27.104.286
		jul-22	42.184.193
		ago-22	48.827.501
		sept-22	27.574.193
		oct-22	21.663.527
		nov-22	16.160.786
		dic-22	14.438.234
Australia	Temporadas	Summer (verano)	64.548.263
		Shoulder (entre medio)	118.869.836
		Winter (invierno)	74.037.439
Colombia	Mensual	ene-22	381.459
		feb-22	1.982.952
		mar-22	5.205.105
		abr-22	5.754.777
		may-22	11.934.521
		jun-22	8.124.058
		jul-22	9.825.831
		ago-22	7.581.977
		sept-22	6.649.227
		oct-22	7.966.405
		nov-22	5.800.482
		dic-22	4.820.309
España	Entre 10 y 12 días	ene-22	22.156.406
		feb-22	34.165.886
		mar-22	27.767.732
		abr-22	22.111.050
		may-22	22.142.602
		jun-22	23.628.504
		jul-22	25.889.402
		ago-22	26.606.224
		sept-22	27.358.542
		oct-22	32.276.710
		nov-22	35.598.544
		dic-22	32.466.022

Tabla A.3: Garantías en caso con desfase de cuatro meses en los parámetros de la empresa.

País	Horizonte de tiempo	Periodo	Monto (\$)
Brasil	Mensual	ene-22	15.258.217
		feb-22	10.937.345
		mar-22	11.475.334
		abr-22	10.040.635
		may-22	2.854.629
		jun-22	5.388.224
		jul-22	9.975.356
		ago-22	14.841.795
		sept-22	16.857.056
		oct-22	24.135.717
		nov-22	35.455.670
		dic-22	39.490.088
Australia	Temporadas	Summer (verano)	45.045.393
		Shoulder (entre medio)	29.009.131
		Winter (invierno)	51.722.329
Colombia	Mensual	ene-22	1.758.260
		feb-22	3.599.329
		mar-22	10.521.990
		abr-22	6.339.144
		may-22	10.779.040
		jun-22	7.066.579
		jul-22	5.096.706
		ago-22	3.908.129
		sept-22	2.010.116
		oct-22	1.650.694
		nov-22	166.861
		dic-22	1.271.626
España	Entre 10 y 12 días	ene-22	22.379.242
		feb-22	36.106.334
		mar-22	30.788.836
		abr-22	27.831.822
		may-22	23.087.190
		jun-22	26.854.696
		jul-22	27.912.674
		ago-22	25.482.184
		sept-22	25.618.252
		oct-22	25.535.428
		nov-22	28.562.448
		dic-22	26.715.670

## Anexo B. Resultados de cálculo de garantía en Brasil

Tabla B.1: Resultados de cálculo de garantía en Brasil para cada mes y en cada componente de la garantía.

Mes	Perfil de consumo (\$)			Perfil de generación (\$)			Total de garantía (\$)
	GF Pas	GF Fut	GF Dif	GF Pas	GF Fut	GF Dif	
ene-22	5.948.474	1.614.410	0	-5.000.415	496.647	0	3.059.117
feb-22	6.518.902	1.610.708	0	-3.785.168	1.042.815	0	5.387.257
mar-22	7.102.071	1.768.072	618.586	-3.522.226	2.313.366	0	8.279.870
abr-22	7.412.628	2.048.705	582.650	-2.792.976	3.562.260	0	10.813.267
may-22	7.973.807	1.476.669	1.344.998	-2.263.517	5.719.103	1.784.171	16.035.233
jun-22	7.975.239	1.144.761	2.862.099	-1.684.680	6.458.781	5.795.832	22.552.033
jul-22	12.076.187	2.619.960	3.784.886	-2.193.379	8.842.967	11.015.479	36.146.099
ago-22	12.043.023	1.991.156	12.477.093	-3.694.856	7.751.755	12.237.817	42.805.989
sept-22	7.629.565	1.658.771	4.572.041	-2.924.104	3.846.834	8.976.302	23.759.411
oct-22	7.872.694	1.542.734	526.847	-4.061.859	3.452.037	8.394.729	17.727.180
nov-22	8.351.563	1.458.024	821.673	-3.827.474	3.610.836	1.570.382	11.985.004
dic-22	8.064.958	1.654.939	0	-4.218.022	2.978.178	1.925.702	10.405.755