



# Análisis del uso de derechos financieros de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional considerando bloques horarios solares

---

NICOLÁS IGNACIO GARCÍA SALINAS

---

2026

Requisito parcial para obtener el título de:  
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Patrocinante:  
Rodrigo Andrés Rozas Valderrama

Co-referentes:  
Juan Carlos Araneda Tapia  
Leonardo Esteban Gacitúa Rocha

Santiago, 26 de marzo de 2026.



## CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

### 1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

**Tipo de monografía (marcar una opción):**  Memoria o trabajo de título  Tesis de Postgrado

**Título del trabajo:** Análisis del uso de derechos financieros de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional considerando bloques horarios solares

**Nombre del candidato(a):** Nicolás Ignacio García Salinas

**Carrera / Grado:** Ingeniería Civil Eléctrica

**Campus:** San Joaquín **Departamento:** Eléctrica

### 2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Andrés Rozas Valderrama, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

### 3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses  12 meses  2 años  3 años  5 años  10 años

**Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):**

### 4.- FIRMAS

**Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:**

**Fecha:** 02/04/2026

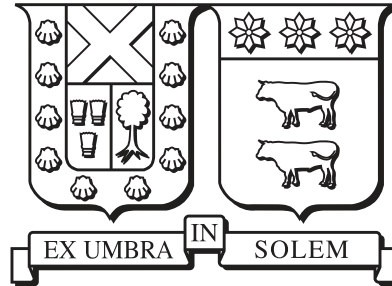
**Firma:** 

**Estudiante o Candidato(a):**

**Fecha:** 02/04/2026

**Firma:** 

*Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.*



**Análisis del uso de derechos financieros de  
transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional  
considerando bloques horarios solares**

---

**NICOLÁS IGNACIO GARCÍA SALINAS**

---

2026

*“Sin conocer el dolor es imposible que seas un triunfador.”*  
— *Eduardo Bonvallet*

*“Eu farei 10x se for preciso.”*  
— *Vinicius Jr*

# Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a los profesores que guiaron y revisaron este trabajo: Rodrigo Rozas, Juan Carlos Araneda y Leonardo Gacitúa. Gracias por su disposición y su tiempo. Sus comentarios, exigencia y orientación fueron fundamentales para darle forma y llevar esta memoria a buen puerto.

A mi mamá, quiero agradecerle desde lo más profundo por todo lo que ha hecho por mí. Si no fuera por ti, jamás habría podido estudiar con la dedicación y tranquilidad con la que lo hice. Sé que ya llegará el momento de recompensar todo tu esfuerzo y sacrificio, pero por ahora, espero que tomes este logro como una verdadera alegría para nosotros, un abrazo al corazón después de todo lo duro y lo mal que lo hemos pasado durante este proceso con las partidas de mi hermana y mi abuelita.

Quiero hacer una mención muy especial y profunda a la mujer de mi vida, la Carlita. Gracias por acompañarme de manera incondicional a lo largo de todos estos años y contando. Gracias por aguantarme, por tu infinita paciencia y por soportarme (y yo a ti). Estando contigo he podido relajarme y encontrar paz en los momentos más complicados, no solo producto de la universidad, sino también a nivel personal. Agradecer también a tu familia, que siempre me ha recibido como un integrante más.

A mis compañeros, con quienes compartí tantos ramos y largas jornadas de estudio (a veces no) durante todos estos años. El apañe mutuo hizo que la carga fuera mucho más liviana. Al Krill, Joaco, Lucas, Javo y Danuel, con los que más me relacioné y compartí en esta etapa, donde también jugamos innumerables veces el peor juego de la historia. Al Lixal que, pese a ser de la contra, es y será siempre un gran amigo.

A los integrantes del ex-club Shelby Equipo, tuvimos el prime más corto de la historia pero las risas no faltaron, una lástima no haber levantado esa copa (nunca estuvimos cerca).

Quiero agradecer al Pepo, al Dr Japi y a todos los habitantes de ese laboratorio, agradecerles por apañar en todas esas largas jornadas de 8 a 8. Hicieron que el cierre de esta etapa fuera mucho más llevadero, con ejercicio y Papa Johns entremedio.

Finalmente, una mención a todas las personas con las que compartí durante este último año, que a nivel personal fue bastante complicado. Gracias por su simpatía y por siempre estar ahí para escucharme, a pesar del poco tiempo que nos conocimos, estoy profundamente agradecido por eso.

# Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	VII
Resumen	1
Abstract	2
<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>6</b>
2.1. Objetivo general . . . . .	6
2.2. Objetivos específicos . . . . .	6
<b>3. Marco Teórico</b>	<b>7</b>
3.1. Fundamentos de la Operación del Sistema Eléctrico . . . . .	7
3.1.1. Aplicación en sistema uninodal . . . . .	7
3.1.2. Aplicación en sistema multinodal con congestión . . . . .	9
3.1.3. Definición Legal y Función del Ingreso Tarifario . . . . .	11
3.2. Derechos Financieros de Transmisión . . . . .	12
3.2.1. Naturaleza y Mecanismo de Cobertura . . . . .	12
3.2.2. Tipos de Derechos: Obligación y Opción . . . . .	12
3.2.3. Experiencia Internacional . . . . .	13
3.2.3.a. El modelo de PJM como referente . . . . .	13
3.2.4. New York Independent System Operator (NYISO) . . . . .	13
3.2.5. Perspectiva Nacional y Requerimientos de Implementación . . . . .	14
3.2.6. Modelación Matemática . . . . .	15
3.2.6.a. Matriz de Factores de Distribución de Transferencia (PTDF) . . . . .	15

---

<b>4. Metodología</b>	<b>17</b>
4.1. Caracterización del Sistema de Estudio . . . . .	17
4.1.1. Herramienta de Simulación . . . . .	17
4.1.2. Topología de la Red y Supuestos de Transmisión . . . . .	18
4.1.3. Escenario de Demanda Proyectada . . . . .	20
4.1.4. Escenario de Generación y Disposición de las Unidades . . . . .	22
4.1.5. Asignación de Contratos de Suministro . . . . .	24
4.2. Caracterización del Mercado de Oferta . . . . .	27
4.2.1. Definición de Parámetros Económicos: CV y LCOE . . . . .	27
4.2.2. Estrategia de Ofertas en el Mercado Energético . . . . .	29
4.3. Estrategia de Participación en el Mercado de DFT . . . . .	31
4.3.1. Perfiles y Comportamiento de los Agentes . . . . .	31
4.3.2. Determinación del Volumen de Oferta . . . . .	32
4.3.3. Determinación del Precio de Oferta . . . . .	33
4.3.4. Integración con el Modelo de Subasta . . . . .	37
4.4. Consideraciones Temporales de la Simulación . . . . .	38
<b>5. Resultados y Análisis</b>	<b>39</b>
5.1. Operación del Mercado Energético Anual . . . . .	39
5.1.1. Evolución de las Ofertas de Energía . . . . .	39
5.1.2. Matriz de Generación y Despacho Físico . . . . .	40
5.2. Aplicación de DFT 24 horas . . . . .	41
5.2.1. Desempeño Individual de los Agentes . . . . .	45
5.2.1.a. Agente H053 . . . . .	45
5.2.1.b. Agente H078 . . . . .	48
5.3. Aplicación de DFT en bloque horario: Diurno y Nocturno . . . . .	50
5.3.1. Desempeño Individual de los Agentes . . . . .	53
5.3.1.a. Agente H053 . . . . .	53
5.3.2. Desacople marginal por bloque horario . . . . .	55
5.4. Análisis sistémico de la congestión por bloque horario . . . . .	57
5.4.1. Horas de congestión por bloque . . . . .	57
5.4.1.a. Recaudación de Ingresos Tarifarios . . . . .	58
5.5. Suficiencia de Ingresos y Balance Sistémico . . . . .	59
5.6. Participación de los agentes sobre las líneas de transmisión . . . . .	60
5.6.1. Dinámica de participación y competencia mensual . . . . .	62
5.6.2. Variación de rutas entre bloques operativos . . . . .	64

---

5.6.2.a. Evolución mensual de la participación . . . . .	64
<b>6. Conclusiones</b>	<b>69</b>
6.1. Trabajos futuros . . . . .	71
<b>Apéndices</b>	<b>72</b>
<b>A. Congestión del Sistema de Transmisión</b>	<b>72</b>
A.1. Uso anual de las líneas de transmisión . . . . .	73
A.2. Congestionamientos en el Bloque 24 horas . . . . .	74
A.3. Congestionamientos en el Bloque Diurno . . . . .	75
A.4. Congestionamientos en el Bloque Nocturno . . . . .	76
<b>B. Participación de los agentes en subasta de DFT</b>	<b>77</b>
B.1. Participación DFT 24 Horas . . . . .	78
B.2. Participación DFT Bloque Diurno . . . . .	79
B.3. Participación DFT Bloque Nocturno . . . . .	80
<b>Bibliografía</b>	<b>81</b>

# Índice de Figuras

3.1.	Representación esquemática del sistema uninodal de 3 generadores. . . . .	8
3.2.	Sistema de dos barras con restricción de transmisión. . . . .	9
3.3.	Impacto en el flujo de la línea $l$ ante una transferencia de potencia entre las barras $s$ y $r$ . . . . .	15
4.1.	Diagrama unilineal simplificado del Sistema Eléctrico Nacional al año 2030 (topología de 29 barras). . . . .	19
4.2.	Comparación de los cuatro días representativos de demanda para el mes de enero. . . . .	21
4.3.	Proyección de la demanda total del sistema para el escenario de recuperación lenta. . . . .	22
4.4.	Distribución de la capacidad instalada en cada barra por tecnología. . . . .	22
4.5.	Distribución de la capacidad instalada en cada barra de las unidades de almacenamiento. . . . .	24
4.6.	Mapa de calor de la asignación de contratos: bloque diurno. . . . .	26
4.7.	Mapa de calor de la asignación de contratos: bloque nocturno. . . . .	27
4.8.	Rangos de costos por tecnología: LCOE (Lazard). . . . .	28
4.9.	Rangos de costos por tecnología: costo variable (CNE). . . . .	28
4.10.	Lógica de decisión para la actualización de precios de oferta en el mercado energético en función del desempeño. . . . .	31
4.11.	Lógica de decisión para la actualización de precios de oferta en el mercado de DFT en función del nivel de adjudicación y la congestión. . . . .	36
4.12.	Mapa de calor de la matriz de factores de distribución de transferencia de potencia (PTDF). Se ilustra la sensibilidad de los flujos de potencia en las 32 líneas de transmisión frente a las transacciones de los 116 agentes coberturistas del sistema. . . . .	37
5.1.	Evolución mensual de los precios de oferta en el mercado de energía, promediados y agrupados por tipo de tecnología de generación. . . . .	39
5.2.	Evolución mensual de la energía despachada en el sistema, desagregada por tecnología de generación. . . . .	40

5.3.	Participación porcentual de las tecnologías de generación en la matriz energética anual consolidada. . . . .	40
5.4.	Participación mensual de los agentes en la subasta de DFT 24 horas. . . . .	42
5.5.	Clasificación mensual de los agentes participantes en la subasta según su estado de adjudicación y la valorización financiera de sus posiciones (cobertura o pasivo). . . . .	42
5.6.	Desempeño económico de los agentes adjudicados, detallando la rentabilidad neta de las posiciones de cobertura frente a escenarios de sobrepago en la subasta. . . . .	43
5.7.	Distribución porcentual de los flujos económicos netos anuales, contrastando el volumen monetario de las coberturas rentables frente a los escenarios de sobrepago y posiciones pasivas. . . . .	44
5.8.	Evolución mensual de las variables de la estrategia de oferta. Agente H053	46
5.9.	Evolución mensual del balance económico del agente H053, contrastando la exposición neta en el mercado spot (sin DFT) frente a la posición con cobertura financiera (con DFT). . . . .	47
5.10.	Evolución mensual de las variables de la estrategia de oferta. Agente H078	48
5.11.	Evolución mensual del balance económico del agente H078, contrastando la exposición neta en el mercado spot (sin DFT) frente a la posición con cobertura financiera (con DFT). . . . .	49
5.12.	Participación mensual de los agentes en la subasta de DFT en bloque horario diurno y nocturno. Cantidad de agentes. . . . .	50
5.13.	Participación mensual de los agentes en la subasta de DFT en bloque horario diurno y nocturno. Cantidad de MW. . . . .	50
5.14.	Clasificación mensual de los agentes participantes en la subasta según su estado de adjudicación y la valorización financiera de sus posiciones (cobertura o pasivo). . . . .	51
5.15.	Desempeño económico de los agentes adjudicados, detallando la rentabilidad neta de las posiciones de cobertura frente a escenarios de sobrepago en la subasta. . . . .	51
5.16.	Distribución porcentual de los flujos económicos netos anuales, contrastando el volumen monetario de las coberturas rentables frente a los escenarios de sobrepago y posiciones pasivas. . . . .	52
5.17.	Evolución mensual de las variables de la estrategia de oferta. Agente H053.	54
5.18.	Evolución mensual del balance económico del agente H053, contrastando la exposición neta en el mercado spot (sin DFT) frente a la posición con cobertura financiera (con DFT). . . . .	55
5.19.	Evolución horaria del costo marginal en las barras de inyección (Nueva Pan de Azúcar 500 kV) y retiro (Los Changos 220 kV) asociados al agente H053. . . . .	56
5.20.	Distribución de las horas de congestión en el sistema, comparando el bloque diurno y el bloque nocturno. . . . .	57

---

5.21.	Evolución horaria de la demanda total y residual del sistema durante el mes de enero. Se evidencia el aplanamiento del valle diurno producto del consumo asociado a los sistemas BESS. . . . .	58
5.22.	Distribución de la recaudación de ingresos tarifarios, atribuible a las transacciones de los agentes coberturistas. . . . .	59
5.23.	Distribución espacial y direccional del total de participantes potenciales sobre el diagrama unilineal del sistema. . . . .	61
5.24.	Análisis mensual de participación y adjudicación agregada por línea de transmisión. . . . .	63
5.25.	Distribución espacial y direccional del total de participantes potenciales sobre el diagrama unilineal del sistema. Bloque diurno . . . . .	65
5.26.	Distribución espacial y direccional del total de participantes potenciales sobre el diagrama unilineal del sistema. Bloque nocturno. . . . .	66
5.27.	Análisis mensual de participación y adjudicación agregada por línea de transmisión. Bloque diurno. . . . .	67
5.28.	Análisis mensual de participación y adjudicación agregada por línea de transmisión. Bloque nocturno. . . . .	68
A.1.	Porcentaje de uso de las líneas de transmisión respecto a su límite de capacidad. . . . .	73
A.2.	Cantidad de congestiones en el sistema de transmisión durante las 24 horas del día. . . . .	74
A.3.	Cantidad de congestiones en el sistema de transmisión durante bloque diurno. . . . .	75
A.4.	Cantidad de congestiones en el sistema de transmisión durante bloque nocturno. . . . .	76
B.1.	Participación de los agentes en las líneas de transmisión según su dirección. . . . .	78
B.2.	Participación de los agentes en las líneas de transmisión según su dirección. . . . .	79
B.3.	Participación de los agentes en las líneas de transmisión según su dirección. . . . .	80

# Índice de Tablas

3.1.	Parámetros operativos y funciones de costo. . . . .	8
4.1.	Archivos de entrada requeridos por la herramienta de simulación. . . . .	18
4.2.	Capacidad de transmisión de las líneas consideradas en el modelo. . . . .	20
4.3.	Generación hidráulica por barra, obtenida de la PELP 2023-2027. . . . .	23
4.4.	Capacidad de almacenamiento (6h) por barra. Esta distribución es el resultado del procesamiento de la información contenida en la PELP 2023-2027. . . . .	24
4.5.	Agrupación de barras por zona geográfica . . . . .	25
4.6.	Rango de Costo Variable (CV) y Costo Nivelado de Energía (LCOE) por tecnología. . . . .	29
5.1.	Resumen financiero anual de la subasta. Se detalla la cantidad de adjudicaciones, el pago de agentes, la valorización de DFT y el saldo neto resultante para cada categoría. . . . .	44
5.2.	Análisis mensual de la ineficiencia en las posturas de sobrepago. La tabla expone el costo unitario asumido por los agentes [USD/MW] y la proporción que este exceso representa respecto al monto originalmente ofertado. . . . .	45
5.3.	Variables de la estrategia de oferta para el agente H053. . . . .	47
5.4.	Resumen anual agente H053. . . . .	48
5.5.	Variables de la estrategia de oferta para el agente H078. . . . .	49
5.6.	Resumen anual agente H078. . . . .	49
5.7.	Resumen financiero anual de la subasta diferenciado por bloque horario (diurno y nocturno). . . . .	52
5.8.	Comparativa mensual del sobrepago promedio unitario según bloque horario. . . . .	53
5.9.	Estrategia de oferta y variables de mercado para el agente H053 diferenciado por bloque. . . . .	54
5.10.	Resumen financiero anual para el agente H053 diferenciado por bloque horario. . . . .	55

---

5.11. Balance anual de suficiencia de ingresos del Coordinador Eléctrico para los distintos escenarios de mercado. Unidades en [USD]. . . . .	60
---	----

# Resumen

El acelerado proceso de transición energética y la masiva inserción de generación fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) han acentuado las restricciones de transmisión, generando frecuentes desacoples de precios nodales. Para mitigar este riesgo, la presente Memoria de Titulación evalúa la implementación y el desempeño económico de un mercado de Derechos Financieros de Transmisión (DFT) en el contexto chileno. La metodología propuesta contempla una simulación de la operación del sistema proyectada al año 2030, incorporando la futura línea HVDC Kimal-Lo Aguirre bajo una lógica de un mercado basado en ofertas. A partir de estos resultados, se formula e implementa un modelo de subasta para la adjudicación de DFT, evaluado bajo tres escenarios temporales: un mercado de 24 horas y uno segmentado en bloques diurno y nocturno.

Los resultados demuestran que la estructuración del mercado en bloques de 24 horas enmascara el comportamiento real de la red, presentando una rentabilidad de cobertura del 84,8 % y un 9,4 % de sobrepago. Al segmentar el análisis, es posible aislar y contrastar las dinámicas operativas de ambos periodos: mientras el bloque diurno presenta diferenciales de precios más planos que desincentivan la participación (evidenciado en una rentabilidad de solo 37,6 % y un alto sobrepago del 38,3 %), durante el bloque nocturno el despacho de unidades térmicas eleva los costos marginales y expone los cuellos de botella estructurales. Es en este último periodo donde los DFT cumplen a cabalidad su función, otorgando un blindaje financiero altamente efectivo al registrar una rentabilidad del 91,5 % y un sobrepago mínimo del 6,6 %. Esta asimetría se fundamenta en que el 75,3 % del ingreso tarifario es recaudado durante el bloque nocturno, lo que consolida la señal de localización y captura el valor económico de la separación geográfica en el sistema.

La mitigación de esta incertidumbre financiera permite a los generadores reducir las primas de riesgo por congestión en sus estructuras de costos. Esta certidumbre fomenta la competitividad en las licitaciones de suministro, evitando el traspaso de sobrecostos a la tarifa de los clientes finales regulados y libres.

Finalmente, el estudio identifica limitaciones en las estrategias de oferta de los agentes al depender de datos históricos promediados. El análisis de las trayectorias de los compromisos financieros sobre la topología de la red revela una alta concentración de intereses en tramos específicos. En consecuencia, se concluye que la implementación de subastas de DFT de largo plazo, segmentadas en bloques diurno y nocturno, resulta fundamental para otorgar una certidumbre robusta y estable, ya que permite a los agentes optimizar la gestión de su riesgo al seleccionar y adquirir coberturas en los bloques que les resulten más convenientes dentro de un sistema en vías de descarbonización.

# Abstract

The accelerated energy transition process and the massive integration of photovoltaic generation into the National Electric System (SEN) have exacerbated transmission constraints, leading to frequent nodal price divergence. To mitigate this risk, this degree thesis evaluates the implementation and economic performance of a Financial Transmission Rights (FTR) market in the Chilean context. The proposed methodology involves a system operation simulation projected for the year 2030, incorporating the future Kimal-Lo Aguirre HVDC line under a bid-based market logic. Using these results, an auction model for FTR allocation is formulated and implemented, evaluated under three temporal scenarios: a 24-hour market and one segmented into daytime and nighttime blocks.

The results demonstrate that structuring the market in 24-hour blocks masks the actual behavior of the grid, presenting a hedge profitability of 84,8% and a 9,4% overpayment. By segmenting the analysis, it is possible to isolate and contrast the operational dynamics of both periods: while the daytime block presents flatter price differentials that disincentivize participation (evidenced by a profitability of only 37,6% and a high overpayment of 38,3%), during the nighttime block, the dispatch of thermal units raises marginal costs and exposes structural bottlenecks. It is in this latter period that FTRs fully fulfill their purpose, providing a highly effective financial hedge by registering a profitability of 91,5% and a minimal overpayment of 6,6%. This asymmetry is driven by the fact that 75,3% of the tariff revenue is collected during the nighttime block, which consolidates the locational signal and captures the economic value of geographic separation in the system.

The mitigation of this financial uncertainty allows generators to reduce congestion risk premiums in their cost structures. This certainty fosters competitiveness in power supply tenders, preventing the pass-through of additional costs to the tariffs of both regulated and free-market end customers.

Finally, the study identifies limitations in the agents' bidding strategies due to their reliance on averaged historical data. The analysis of the financial commitments' trajectories over the grid topology reveals a high concentration of commercial interests in specific transmission corridors. Consequently, it is concluded that the implementation of long-term FTR auctions, segmented into daytime and nighttime blocks, is fundamental to provide robust and stable certainty, as it allows agents to optimize their risk management by selecting and acquiring hedges in the blocks that best suit their needs within a power system undergoing decarbonization.

# Capítulo 1

## Introducción

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las congestiones en la red de transmisión han alcanzado niveles críticos, generando importantes distorsiones en los costos marginales y limitando el aprovechamiento de la generación renovable. Según datos recientes, más de 2.500 GWh fueron vertidos en 2023, principalmente energía solar, debido a la incapacidad del sistema de evacuar toda la producción desde las zonas de alta generación hacia los centros de consumo [1]. Esta situación evidencia una condición persistente de sobreoferta local en los nodos del norte del país, obligando a restringir la generación renovable a pesar de que la demanda.

Las congestiones en el sistema de transmisión no solo provocan vertimientos de energía renovable, especialmente solar en las horas de mayor generación, sino que también generan desacoples en los Costos Marginales (CMg) locales del sistema [2]. En condiciones ideales, el sistema eléctrico debería operar con precios alineados que reflejen un despacho eficiente. Sin embargo, cuando se saturan ciertos tramos de la red, los precios se desacoplan económicamente. Este fenómeno afecta directamente la señal de precios para los generadores, distorsiona los ingresos esperados, aunque constituye una potente señal para la planificación de inversiones, tanto en generación como en transmisión [3]. Esto incita a que los generadores transfieran este riesgo a los usuarios finales a través de los contratos de largo plazo, lo que compromete la eficiencia y sostenibilidad del diseño de mercado [4].

Para mitigar los riesgos asociados a las congestiones, se crearon los Derechos Financieros de Transmisión (DFT), que permiten a sus titulares cubrirse frente a estas diferencias de precio entre las barras. Estos instrumentos presentan distintas modalidades según su diseño de mercado: pueden ser de tipo obligación (donde el titular asume pagos en caso de que la congestión ocurra en sentido contrario al contratado) o de tipo opción, que solo otorga beneficios cuando la congestión se produce en la dirección esperada. Asimismo, se distinguen los DFT de tipo *point-to-point* (punto a punto), definidos entre un nodo de inyección y uno de retiro específico, y los de tipo *flowgate rights*, que se basan en la capacidad disponible de ciertos corredores o elementos de transmisión críticos [5–7].

No contar con un DFT adecuado, o tener uno tipo obligación en la dirección opuesta a la congestión, implica que el agente debe asumir estos cargos, lo que puede afectar negativamente su rentabilidad [3]. Este mecanismo ha sido implementado en el ámbito internacional, como por ejemplo: New York ISO (NYISO) [8], PJM (Interconexión Pensilvania-Nueva Jersey-Maryland) [9], Nueva Zelanda [10], entre otros.

- **PJM:** ofrece dos tipos de DFT, de opción y de obligación. Estos son de carácter *point-to-point*, es decir, se definen entre un nodo de inyección y un nodo de retiro específico. Asimismo, pueden asignarse en distintos horizontes horarios: existen productos tipo 24 horas, válidos durante todo el día, y productos diferenciados en períodos *on-peak* (7:00–23:00 en días hábiles) y *off-peak* (fines de semana y 23:00–7:00 en días hábiles).

El proceso de subasta se lleva a cabo de manera mensual, anual y a largo plazo. El objetivo de la subasta es determinar la combinación de DFT de mayor valor, maximizando el valor neto total de la subasta según las ofertas de los participantes [3].

- **NYISO:** en este mercado los DFT se denominan Contratos de Congestión de Transmisión (TCC, por sus siglas en inglés *Transmission Congestion Contracts*), los cuales son de tipo obligación y se estructuran bajo un esquema *point-to-point*.

A diferencia de PJM, en NYISO no existen TCC tipo opción. En este caso no se establece una distinción horaria en los productos, sin embargo, las subastas se realizan de manera mensual y también en períodos estacionales (verano, invierno, primavera y otoño) [8].

- **Nueva Zelanda:** en este mercado los DFT, al igual que en PJM, pueden ser de tipo opción o obligación, bajo un esquema *point-to-point*. Los productos disponibles corresponden a la clase 24 horas, es decir, son válidos durante todo el día sin distinción horaria. Las subastas de DFT se llevan a cabo de forma mensual.

Actualmente, en nuestro país el mercado energético de corto plazo se basa en uno de costos auditables. Sin embargo, el uso de DFT requiere, según la experiencia internacional, de un mercado basado en ofertas [6]. En [7] se analiza la viabilidad y el diseño de la implementación de los DFT en Chile para optimizar la tarificación del sistema eléctrico, gestionar los riesgos de congestión y apoyar la transición energética del país. En este aspecto, se propone que la implementación de los DFT en el sistema eléctrico chileno tenga las siguientes consideraciones:

- Tipo de contrato: obligación.
- Duración mensual, anual y de largo plazo (3 años)
- Subasta de multi rondas, según la duración de los contratos.
- Se recomienda que el exceso de rentas por congestión sea asignado a los clientes.
- Los ingresos de las subastas sean asignados a los clientes para cubrir los costos de transmisión.

Por otro lado, en [5] se estudia la implementación de los DFT en el sistema eléctrico chileno, considerando un mercado basado en ofertas, las recomendaciones expuestas en [7] y dos escenarios de estudio: con y sin operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, observando el impacto que tiene dicha obra de transmisión para evacuar la energía en el norte de nuestro país. Además, la operación se simula con un día representativo por mes, es decir, con un único bloque de 24 horas. Se propone la incorporación de DFT diferenciados

en bloques Solar/No Solar dentro del SEN, dado que el sistema presenta diferencias significativas entre la operación en horas solares y no solares. Este esquema sigue un enfoque similar al de PJM, donde se emplean horarios *on-peak/off-peak*, permitiendo que los agentes ajusten su participación en las subastas de acuerdo con su tecnología de generación y los bloques horarios en los que enfrentan mayor exposición al riesgo de desacople de costos marginales.

El objetivo de este trabajo es analizar el uso de los DFT aplicados a dos bloques horarios diferenciados: solar y no solar, para así poder evaluar la diferencia producida por la inyección solar que caracteriza al norte de nuestro país. El estudio se desarrollará considerando el panorama futuro proyectado en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) correspondiente al período 2023-2027, que anticipa un aumento en la capacidad instalada de Energía Renovable no Convencional (ERNC) [11].

# Capítulo 2

## Objetivos

### 2.1. Objetivo general

- Analizar el uso de derechos financieros de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional considerando el bloque horario solar y el no solar.

### 2.2. Objetivos específicos

- Diseñar una estrategia de oferta de energía en un mercado basado en ofertas y de participación en las subastas de derechos financieros de transmisión.
- Simular la operación anual del sistema eléctrico utilizando un bloque horario solar y uno no solar.
- Implementar el uso de derechos financieros de transmisión en el sistema eléctrico nacional en un mercado marginalista basado en ofertas.
- Analizar los resultados obtenidos según el tipo de bloque horario, determinando el impacto económico y las diferencias que surgen al considerar, o no, una diferenciación horaria en la aplicación de los derechos financieros.

# Capítulo 3

## Marco Teórico

### 3.1. Fundamentos de la Operación del Sistema Eléctrico

El funcionamiento del mercado eléctrico de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile se rige por un esquema de mercado mayorista centralizado, de tipo pool y multinodal, cuya base principal es la determinación de costos auditados. Bajo este modelo, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN, en adelante el Coordinador) ejerce como el operador central que programa la operación diaria de manera no vinculante, basándose en la información técnica y económica que los participantes declaran obligatoriamente. Esta declaración de los agentes incluye parámetros críticos como los costos de operación y mantenimiento variables, la carga mínima de las centrales y los costos de partida, asegurando así un respaldo técnico robusto para la toma de decisiones del Coordinador [6].

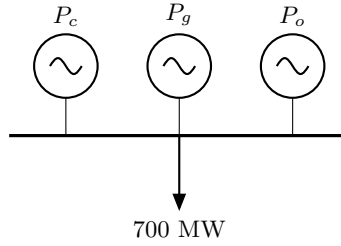
A partir de la información declarada, el operador realiza el Despacho Económico (ED, por sus siglas en inglés). Este proceso consiste en un problema de optimización matemática que busca minimizar los costos operativos totales del sistema, asegurando que se satisfaga la demanda en cada instante bajo condiciones de seguridad y calidad de servicio [2].

En este esquema, el sistema opera bajo el principio del “Orden de Mérito”: las unidades se ordenan de menor a mayor costo variable. Se despachan primero aquellas con costos más bajos (típicamente renovables variables y unidades de base) hasta que la última unidad necesaria para cubrir la demanda (unidad marginal) determina el precio de equilibrio para ese bloque temporal.

Debido a la naturaleza multinodal del SEN, el costo de suministro no es uniforme en toda la red. Para reflejar esta variabilidad, se utilizan los Precios Marginales Locales (LMP, por sus siglas en inglés), también conocido como Costo Marginal (CMg) [2] [6]. Estos valores representan el costo de abastecer un incremento unitario de demanda (1 MW adicional) en una barra específica

#### 3.1.1. Aplicación en sistema uninodal

Se analiza un sistema simplificado de una barra (uninodal) compuesto por tres unidades generadoras térmicas con diferentes tecnologías y estructuras de costos. La demanda del sistema se establece en  $D = 700$  [MW], tal como se esquematiza en la Figura 3.1.



**Figura 3.1:** Representación esquemática del sistema uninodal de 3 generadores.

Las características técnicas y económicas de las unidades se detallan en la Tabla 3.1. Se asumen funciones de costo lineales, donde el término independiente representa los costos fijos de operación y el coeficiente lineal corresponde al costo variable unitario ( $CV$ ).

**Tabla 3.1:** Parámetros operativos y funciones de costo.

Unidad	Función de Costo ( $C_i$ ) [\$/h]	$P_{min}$ [MW]	$P_{max}$ [MW]
Carbón	$1 + 40P_c$	150	400
Gas	$0,5 + 70P_g$	0	250
Diésel	$0,1 + 130P_o$	0	300

El objetivo del Operador del Sistema es minimizar el costo total de operación sujeto a las restricciones de balance de potencia y límites técnicos de generación. Matemáticamente, el problema primal se formula como:

$$\text{mín } FO = C_c(P_c) + C_g(P_g) + C_o(P_o) \quad (3.1)$$

Sujeto a:

$$700 - (P_c + P_g + P_o) = 0 \quad : \lambda \quad (3.2)$$

$$P_i - P_{max,i} \leq 0 \quad : \mu_i^+ \quad \forall i \in \{c, g, o\} \quad (3.3)$$

$$P_{min,i} - P_i \leq 0 \quad : \mu_i^- \quad \forall i \in \{c, g, o\} \quad (3.4)$$

Para resolver este problema y obtener las señales económicas (precios sombra), se emplean las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker (KKT). Al aplicar el criterio del “Orden de Mérito”, se despachan primero las unidades de menor costo variable hasta cubrir la demanda:

1. Unidad Carbón ( $CV = 40$  [\$/MWh]): Se despacha a su capacidad máxima (400 [MW]).
2. Unidad Gas ( $CV = 70$  [\$/MWh]): Se despacha a su capacidad máxima (250 [MW]).
3. Unidad Diésel ( $CV = 130$  [\$/MWh]): Cubre el remanente de demanda ( $700 - 400 - 250 = 50$  [MW]).

Este despacho físico ( $P_c = 400, P_g = 250, P_o = 50$ ) permite resolver el sistema de ecuaciones KKT para encontrar los multiplicadores de Lagrange. Las condiciones de estacionariedad  $\nabla \mathcal{L} = 0$  para cada generador son:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_c} = 40 - \lambda + \mu_c^+ = 0 \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_g} = 70 - \lambda + \mu_g^+ = 0 \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_o} = 130 - \lambda = 0 \quad (3.7)$$

De la ecuación (3.7), dado que la unidad Diésel es la unidad marginal (no está a capacidad máxima, por lo tanto  $\mu_o^+ = 0$ ), se fija el precio del sistema:

$$\lambda = 130 \text{ [$/MWh]}$$

Sustituyendo este valor en (3.5) y (3.6), se obtienen los precios sombra de capacidad ( $\mu^+$ ):

$$\mu_c^+ = \lambda - 40 = 90 \text{ [$/MWh]}$$

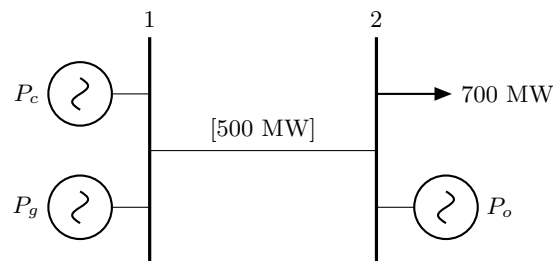
$$\mu_g^+ = \lambda - 70 = 60 \text{ [$/MWh]}$$

El resultado destaca dos conceptos fundamentales de la teoría marginalista:

- Costo Marginal del Sistema ( $\lambda$ ): Corresponde a 130 [\$/MWh]. Este valor indica que incrementar la demanda en 1 [MWh] costaría 130 [\$] adicionales, ya que debería ser cubierto por la unidad Diésel.
- Infra-marginalidad ( $\mu^+$ ): Las unidades de Carbón y Gas reciben una remuneración superior a sus costos variables. Por ejemplo, el Carbón tiene un costo de 40 [\$/MWh] pero se le remunera a 130 [\$/MWh]. La diferencia, capturada por  $\mu_c^+ = 90$  [\$/MWh], representa el sobrecosto en el que incurre el sistema debido a que esta unidad opera a su límite máximo, es decir, si su capacidad aumentara en 1 [MW], el sistema ahorraría 90 [\$].

### 3.1.2. Aplicación en sistema multinodal con congestión

Para analizar el impacto de las restricciones de transmisión en la formación de precios, se expande el caso anterior a un sistema de dos barras interconectadas por una línea de transmisión con capacidad máxima de  $F_{max} = 500$  [MW], despreciando las pérdidas de transmisión, como se ilustra en la Figura 3.2.



**Figura 3.2:** Sistema de dos barras con restricción de transmisión.

La configuración del sistema es la siguiente:

- Barra 1: Ubicación de las unidades eficientes, Carbón ( $P_c$ ) y Gas ( $P_g$ ). No posee demanda local (para efectos del ejercicio  $D_1 = 0$ ).
- Barra 2: Ubicación de la unidad costosa, Diésel ( $P_o$ ), y la totalidad de la demanda ( $D_2 = 700$  [MW]).

El problema de optimización ahora debe satisfacer el balance de potencia en cada barra y respetar el límite de flujo de la línea. Considerando un sistema sin pérdidas, el flujo por la línea  $f_{1-2}$  es igual a la generación neta en la Barra 1.

$$\text{mín } FO = C_c(P_c) + C_g(P_g) + C_o(P_o) \quad (3.8)$$

Sujeto a:

$$P_c + P_g - f_{1-2} = 0 \quad : \lambda_1 \quad (\text{Balance barra 1}) \quad (3.9)$$

$$P_o + f_{1-2} - 700 = 0 \quad : \lambda_2 \quad (\text{Balance barra 2}) \quad (3.10)$$

$$f_{1-2} - 500 \leq 0 \quad : \mu_{linea} \quad (\text{Límite de transmisión}) \quad (3.11)$$

$$P_i - P_{max,i} \leq 0 \quad : \mu_i^+ \quad \forall i \in \{c, g, o\} \quad (3.12)$$

$$P_{min,i} - P_i \leq 0 \quad : \mu_i^- \quad \forall i \in \{c, g, o\} \quad (3.13)$$

Al intentar abastecer la demanda de 700 MW con las unidades más baratas (Carbón y Gas desde la Barra 1), el flujo deseado sería  $400 + 250 = 650$  [MW]. Sin embargo, la línea satura en 500 [MW]. Esto fuerza un re-despacho:

1. Barra 1: Se genera el máximo posible para exportar, limitado por la línea (500 [MW]).
  - Carbón ( $P_c$ ): 400 [MW].
  - Gas ( $P_g$ ): 100 [MW] (Marginal en Barra 1 para completar los 500 [MW]).
2. Barra 2: Se debe cubrir el déficit localmente.
  - Importación: 500 [MW].
  - Diésel ( $P_o$ ):  $700 - 500 = 200$  [MW] (Marginal en Barra 2).

Al aplicar las condiciones de primer orden (KKT) para las derivadas respecto a las inyecciones y al flujo, obtenemos el desacople de los costos marginales:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_g} = 70 - \lambda_1 = 0 \implies \lambda_1 = 70 \text{ [$/MWh]} \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_o} = 130 - \lambda_2 = 0 \implies \lambda_2 = 130 \text{ [$/MWh]} \quad (3.15)$$

Adicionalmente, la condición de estacionariedad con respecto al flujo  $f_{1-2}$  revela el valor de la congestión:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial f_{1-2}} = -\lambda_1 + \lambda_2 - \mu_{linea} = 0 \implies \mu_{linea} = \lambda_2 - \lambda_1 \quad (3.16)$$

La saturación de la línea provoca un desacople de los precios del sistema:

- Costo Marginal Barra 1 ( $\lambda_1 = 70$ ): Determinado por la unidad de Gas. Cualquier incremento de demanda en esta barra sería cubierto aumentando la generación a gas, sin afectar la línea saturada.
- Costo Marginal Barra 2 ( $\lambda_2 = 130$ ): Determinado por la unidad Diésel. Debido a que no se puede traer más energía barata, cualquier consumo adicional debe ser cubierto por la unidad local cara.
- Costo de Congestión ( $\mu_{linea} = 60$ ): La diferencia de precios ( $130 - 70$ ) representa el valor económico de la restricción. Si la capacidad de la línea aumentara en 1 [MW], el sistema ahorraría 60 [\$] (sustituyendo 1 [MW] de Diésel por 1 [MW] de Gas).

Finalmente, este diferencial genera el ingreso tarifario (IT), calculado como el flujo por la diferencia de precios nodales:

$$IT = F_{real} \cdot (\lambda_2 - \lambda_1) = 500 \cdot (130 - 70) = 30,000 \text{ [$/h]} \quad (3.17)$$

### 3.1.3. Definición Legal y Función del Ingreso Tarifario

En el contexto de la regulación chilena, el ingreso tarifario no se considera simplemente un residuo matemático del proceso de optimización, sino que constituye un componente esencial para la remuneración de los sistemas de transmisión [12].

Según lo establecido en el Artículo 101 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el IT se origina por la aplicación de precios marginales en un sistema donde existen diferencias en los costos marginales entre las distintas barras del sistema [12].

Técnicamente, el IT representa el excedente de recaudación que se genera cuando la energía es valorizada a un precio mayor en los puntos de consumo (retiros) que en los puntos de producción (inyecciones), ya sea por efectos de congestión o pérdidas de transmisión [6]. La expresión general para su cálculo en un periodo determinado es:

$$IT = \sum_{j \in \mathcal{R}} (P_{D,j} \cdot \lambda_j) - \sum_{i \in \mathcal{I}} (P_{G,i} \cdot \lambda_i) \quad (3.18)$$

Donde:

- $\mathcal{R}$ : Conjunto de barras de retiro o demanda.
- $\mathcal{I}$ : Conjunto de barras de inyección o generación.
- $P_{D,j}$ : Potencia demandada en la barra de retiro  $j$ .
- $P_{G,i}$ : Potencia inyectada en la barra de inyección  $i$ .
- $\lambda$ : Costo marginal en la barra respectiva.

La normativa vigente establece un vínculo directo entre el IT y el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT), que representa el monto total que los propietarios de las instalaciones deben percibir para cubrir sus costos de inversión, operación y mantenimiento [12]. La dinámica de pago se rige por los siguientes principios:

1. Remuneración Complementaria: El IT constituye la primera fuente de pago para las empresas de transmisión. El Coordinador recauda estos montos y los asigna a los propietarios de las líneas según corresponda [12].
2. Mitigación de Cargos: Dado que el VATT es un valor fijo anual determinado por decreto, los ingresos tarifarios percibidos actúan como un abono a dicho monto [12].
3. Cargos por Transmisión: La diferencia remanente, expresada como  $VATT - IT$ , es la que finalmente se factura a los usuarios finales (demanda) a través de los cargos por transmisión o peajes [12].

Esta estructura implica que, en periodos de alta congestión, el IT aumenta y cubre una mayor proporción del costo de la red, reduciendo el cargo directo por peajes. Sin embargo, para los agentes del mercado, esta variabilidad genera un riesgo financiero ante los diferenciales de costos marginales, lo que fundamenta la necesidad de instrumentos de cobertura.

## 3.2. Derechos Financieros de Transmisión

Como se analizó en la sección anterior, la variabilidad de los costos marginales entre barras debido a la congestión introduce un riesgo financiero significativo para los agentes que deben transar energía entre barras distantes. Para mitigar esta incertidumbre, surgen los Derechos Financieros de Transmisión (DFT), definidos como instrumentos financieros derivados que otorgan a su titular el derecho a percibir (o la obligación de pagar) los ingresos derivados de la congestión en la red [7].

### 3.2.1. Naturaleza y Mecanismo de Cobertura

La función principal de un DFT es actuar como una cobertura económica (*hedging*) contra el costo de la congestión en los mercados de despacho nodal. En términos prácticos, un DFT permite a un agente fijar el costo de transmisión entre dos puntos de la red, independientemente de las fluctuaciones en el mercado de tiempo real [13].

El flujo financiero de un derecho financiero entre un punto de inyección (*Source*) y un punto de retiro (*Sink*) para una cantidad de potencia  $Q$  se define matemáticamente como:

$$\$DFT = Q \cdot (CMg_{Sink} - CMg_{Source}) \quad (3.19)$$

De esta forma, si un generador posee un contrato de venta en la barra de retiro, el sobre-costos que debe pagar por la congestión en el mercado spot se ve compensado exactamente por el pago que recibe a través del DFT, logrando una posición financiera neutra frente a la restricción de la red [7].

### 3.2.2. Tipos de Derechos: Obligación y Opción

Dependiendo de la estructura del mercado y la regulación vigente, los derechos pueden clasificarse en dos categorías principales:

- Obligaciones de Transmisión: El titular tiene el derecho a recibir el diferencial de precios si este es positivo ( $CMg_{Sink} > CMg_{Source}$ ), pero también asume la obligación de pagar si el diferencial se invierte ( $CMg_{Sink} < CMg_{Source}$ ) [14].
- Opciones de Transmisión: Otorgan al titular el derecho a recibir el diferencial de precios solo cuando este le favorece, eliminando el riesgo de pagos negativos a cambio de un costo de adquisición (prima) generalmente más alto [3].

### 3.2.3. Experiencia Internacional

#### 3.2.3.a. El modelo de PJM como referente

En este mercado, los DFT fueron creados para proporcionar a los usuarios de la red una protección financiera contra los costos de congestión que surgen en el mercado del día anterior (*Day-Ahead Market*) [13]. El sistema ofrece dos tipos de instrumentos, de opción y de obligación, los cuales poseen un carácter *point-to-point*, definiéndose entre un nodo de inyección y un nodo de retiro específico [3]. Asimismo, estos productos pueden asignarse en distintos horizontes horarios: existen productos tipo 24 horas, válidos durante todo el día, y productos diferenciados en períodos *on-peak* (7:00–23:00 en días hábiles) y *off-peak* (fines de semana y 23:00–7:00 en días hábiles) [3].

El proceso de adjudicación se lleva a cabo mediante subastas mensuales, anuales y a largo plazo, con el objetivo de determinar la combinación de DFT de mayor valor, maximizando el valor neto total de la subasta según las ofertas de los participantes [3]. El éxito y la solvencia de este modelo radican en la integración de los siguientes componentes:

- Subastas Multietapa: El mercado realiza subastas periódicas que permiten a los agentes ajustar sus carteras de cobertura según las variaciones estacionales y las condiciones técnicas de la red [6].
- Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT): Se emplean modelos de red detallados para asegurar que el volumen de derechos emitidos sea físicamente transportable por la infraestructura, garantizando así la solvencia económica del mecanismo de compensación [13].

Cabe mencionar que existen otros mercados, como el de Nueva Zelanda, que implementan un esquema de DFT similar al de PJM en cuanto a su estructura de obligaciones, aunque prescinden de la diferenciación horaria (*on-peak* / *off-peak*) en la definición de sus productos [10].

#### 3.2.4. New York Independent System Operator (NYISO)

En el mercado eléctrico de Nueva York, los derechos financieros de transmisión se denominan Contratos de Congestión de Transmisión (TCC, por sus siglas en inglés *Transmission Congestion Contracts*). Al igual que en otros sistemas, estos instrumentos permiten a los agentes cubrirse ante la volatilidad de los precios nodales debida a la congestión en la red [8].

A diferencia del modelo implementado por PJM, el sistema NYISO presenta las siguientes particularidades técnicas:

- Los TCC en NYISO son exclusivamente del tipo obligación y se estructuran bajo un esquema *point-to-point*.
- A diferencia de PJM, en este mercado no existen TCC de tipo opción, lo que simplifica la liquidación pero obliga al poseedor a pagar si el diferencial de precios es negativo.
- No se establece una distinción horaria en los productos, sin embargo, las subastas se organizan en ciclos mensuales y estacionales, cubriendo los periodos de verano, invierno, primavera y otoño.

### 3.2.5. Perspectiva Nacional y Requerimientos de Implementación

La adopción de este marco de referencia sugiere que la implementación de los DFT en el sistema chileno permitiría transitar desde un esquema de distribución administrativa del Ingreso Tarifario hacia uno donde los agentes gestionen activamente su riesgo base [6]. Esto resulta crucial ante la creciente penetración de energías renovables, cuya variabilidad incrementa la frecuencia y volatilidad de las congestiones en el sistema de transmisión [6].

Actualmente, el mercado energético de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) opera bajo un esquema de costos auditados. No obstante, la adopción efectiva de los DFT demanda, conforme a la experiencia internacional, una evolución hacia un mercado basado en ofertas [6]. Esta transición es fundamental para permitir que los precios reflejen las valoraciones económicas reales de los agentes y faciliten la gestión de riesgos en un entorno de alta penetración renovable.

Al respecto, se ha analizado la viabilidad de introducir estos instrumentos en Chile con el fin de optimizar la tarificación del sistema y gestionar los riesgos de congestión [7]. Bajo esta premisa, la implementación de los DFT en el sistema chileno debería considerar las siguientes directrices estratégicas:

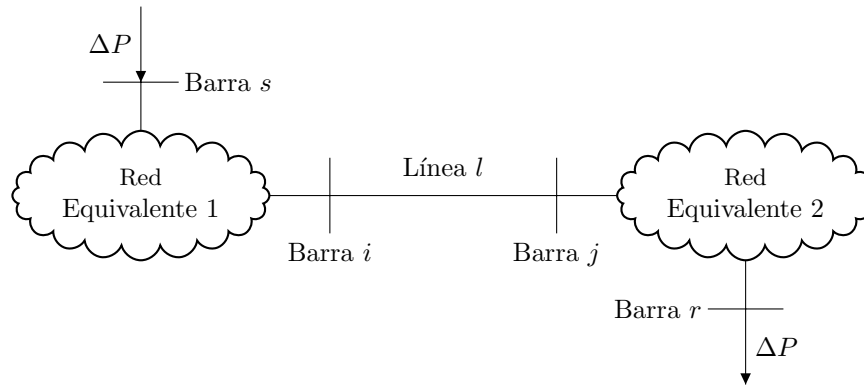
- Se propone el uso de obligaciones de transmisión para asegurar el compromiso financiero de los agentes con la red.
- Los derechos deben contemplar una estructura de duración mensual, anual y de largo plazo (hasta 3 años), permitiendo coberturas ante variaciones estacionales y estructurales.
- Implementación de subastas multi-ronda, cuya frecuencia y estructura temporal deben ajustarse a la duración de los contratos de suministro de energía, permitiendo a los agentes adquirir derechos financieros que coincidan con la vigencia de sus obligaciones de suministro.
- Se recomienda que cualquier exceso de rentas por congestión recaudado por el sistema sea asignado directamente al pago del VATT que repercute en un beneficio a la demanda al disminuir el monto a pagar por peajes de transmisión.
- Los ingresos obtenidos en las subastas de DFT deben ser acreditados a los clientes con el objetivo de cubrir parte de los costos de transmisión, aliviando la carga financiera del sistema sobre la demanda.

### 3.2.6. Modelación Matemática

La adjudicación de los Derechos Financieros de Transmisión debe estar vinculada a los límites físicos de la red para garantizar la sostenibilidad económica del sistema. Este proceso se gestiona mediante la Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT), la cual asegura que los flujos resultantes de todos los DFT adjudicados sean compatibles con los límites térmicos y de seguridad de las líneas de transmisión [15].

#### 3.2.6.a. Matriz de Factores de Distribución de Transferencia (PTDF)

Para resolver este problema de factibilidad, se utiliza la matriz de Factores de Distribución de Transferencia (PTDF). Este modelo asume una transferencia de potencia desde una barra de inyección (barra  $s$ ) hacia una barra de retiro (barra  $r$ ), es decir, se inyecta una cantidad de potencia en la barra  $s$  y se extrae simultáneamente de la barra  $r$ , tal como se ilustra en la Figura 3.3. El PTDF entrega la fracción de dicha potencia transferida que termina fluyendo por la línea  $l$  [2, 15].



**Figura 3.3:** Impacto en el flujo de la línea  $l$  ante una transferencia de potencia entre las barras  $s$  y  $r$ .

Para el cálculo de los factores de sensibilidad, se recurre a la aproximación del flujo de potencia en corriente continua (*DC Power Flow*). Este método permite linealizar la relación entre las inyecciones de potencia y los flujos por las líneas mediante el uso de la matriz de reactancia del sistema, la cual se obtiene a partir de la inversión de la matriz de susceptancia nodal reducida. El factor de distribución se define mediante la siguiente expresión [2]:

$$PTDF_{s,r,l} = \frac{1}{x_l} ((X_{is} - X_{ir}) - (X_{js} - X_{jr})) \quad (3.20)$$

Si  $s$  es la barra de referencia (*slack*),  $X_{is} = 0$  y  $X_{js} = 0$

Si  $r$  es la barra de referencia (*slack*),  $X_{ir} = 0$  y  $X_{jr} = 0$

Si  $i$  es la barra de referencia (*slack*),  $X_{is} = 0$  y  $X_{ir} = 0$

Si  $j$  es la barra de referencia (*slack*),  $X_{js} = 0$  y  $X_{jr} = 0$

La subasta de los derechos financieros se formula con el siguiente problema de optimización y con las siguientes restricciones, buscando maximizar el valor de las ofertas adjudicadas respetando la factibilidad física del sistema:

$$FO : \max \sum_x P_{bid}^x \cdot Q_{adj}^x \quad (3.21)$$

Sujeto a:

$$[PTDF][Q_{bid}] \leq [F_{rs}^{max}] \quad (3.22)$$

$$0 \leq Q_{adj}^x \leq Q_{bid}^x \quad (3.23)$$

Donde las variables y parámetros se definen como:

- $x$ : Agente participante.
- $rs$ : Tramo de línea.
- $P_{bid}^x$ : Precio de la oferta presentada por el agente  $x$ .
- $Q_{adj}^x$ : Cantidad de derechos adjudicados al agente  $x$ .
- $Q_{bid}^x$ : Cantidad de derechos solicitados en la oferta del agente  $x$ .
- $[PTDF]$ : Matriz de factores de Distribución por Transferencia de Potencia.
- $[F_{rs}^{max}]$ : Vector de capacidades máximas de transporte para cada tramo de línea  $rs$ .

Esta formulación asegura que la asignación de los derechos sea económicamente eficiente, priorizando a los agentes con mayor valoración por la cobertura de transporte, siempre que el flujo resultante de dichas transacciones sea compatible con los límites de seguridad de la red.

# Capítulo 4

## Metodología

### 4.1. Caracterización del Sistema de Estudio

El caso de estudio corresponde a una proyección del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dimensionado al año 2030. La definición de este sistema futuro se construye en base a los lineamientos y escenarios definidos en la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, correspondiente al periodo 2023-2027 [11]. Es importante notar que la PELP proyecta el desarrollo del sistema bajo tres escenarios energéticos: Recuperación Lenta (RL), Transición Acelerada (TA) y Carbono Neutralidad (CN).

Para este estudio se ha seleccionado el escenario de “Recuperación Lenta”. Este contexto se caracteriza por una ralentización de la economía y de la transición energética post-pandemia, priorizando la reactivación económica y la calidad de servicio. Bajo este supuesto, se proyecta una transformación tecnológica moderada y una disminución más lenta de los costos de inversión en energías renovables, lo que introduce mayor incertidumbre respecto al cumplimiento de las metas climáticas.

#### 4.1.1. Herramienta de Simulación

La herramienta de simulación que se utilizará para resolver la operación del sistema es LG-plan©. Esta plataforma computacional permite abordar de manera integral los problemas de planificación de la expansión de la transmisión (TNEP), pre-despacho (UC) y despacho económico (ED). El objetivo central de este análisis es resolver el problema del despacho económico para el caso de estudio proyectado al año 2030. Para ello, la herramienta emplea un modelo de optimización basado en programación lineal (LP), en contraste con los problemas de expansión y pre-despacho que se formulan como programación lineal entero mixto (MILP), considerando en todos los casos las ecuaciones de flujo de potencia en corriente continua (DCPF) [16].

El planteamiento y resolución de este problema requiere completar una serie de archivos en formato *.xlsx*, los cuales centralizan los parámetros técnicos y económicos necesarios para la ejecución del modelo. Estos archivos de entrada permiten estructurar la información del sistema de manera organizada para su posterior procesamiento por el motor de cálculo del programa. La descripción de cada archivo de entrada requerido por la herramienta se detalla en la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1:** Archivos de entrada requeridos por la herramienta de simulación.

Archivo	Descripción
data_bus.xlsx	Define las barras del sistema.
data_conti.xlsx	Define la lista de estados de operación asociados a líneas HVAC.
data_gen.xlsx	Define los parámetros de las unidades de generación convencionales.
data_hvdc.xlsx	Define los parámetros de los sistemas de corriente continua (HVDC).
data_lines.xlsx	Define los parámetros de las líneas de transmisión de corriente alterna (HVAC).
data_load.xlsx	Define la demanda por barra, por hora y por año.
data_param.xlsx	Define un conjunto de parámetros de simulación.
data_period.xlsx	Define los parámetros de cada periodo de inversión.
data_res.xlsx	Define los parámetros de las unidades de generación renovable.
data_scena.xlsx	Define las ponderaciones de los escenarios de generación renovable.
data_sto.xlsx	Define los parámetros de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS).
data_XX.csv	Define el perfil de generación de la unidad XX.

#### 4.1.2. Topología de la Red y Supuestos de Transmisión

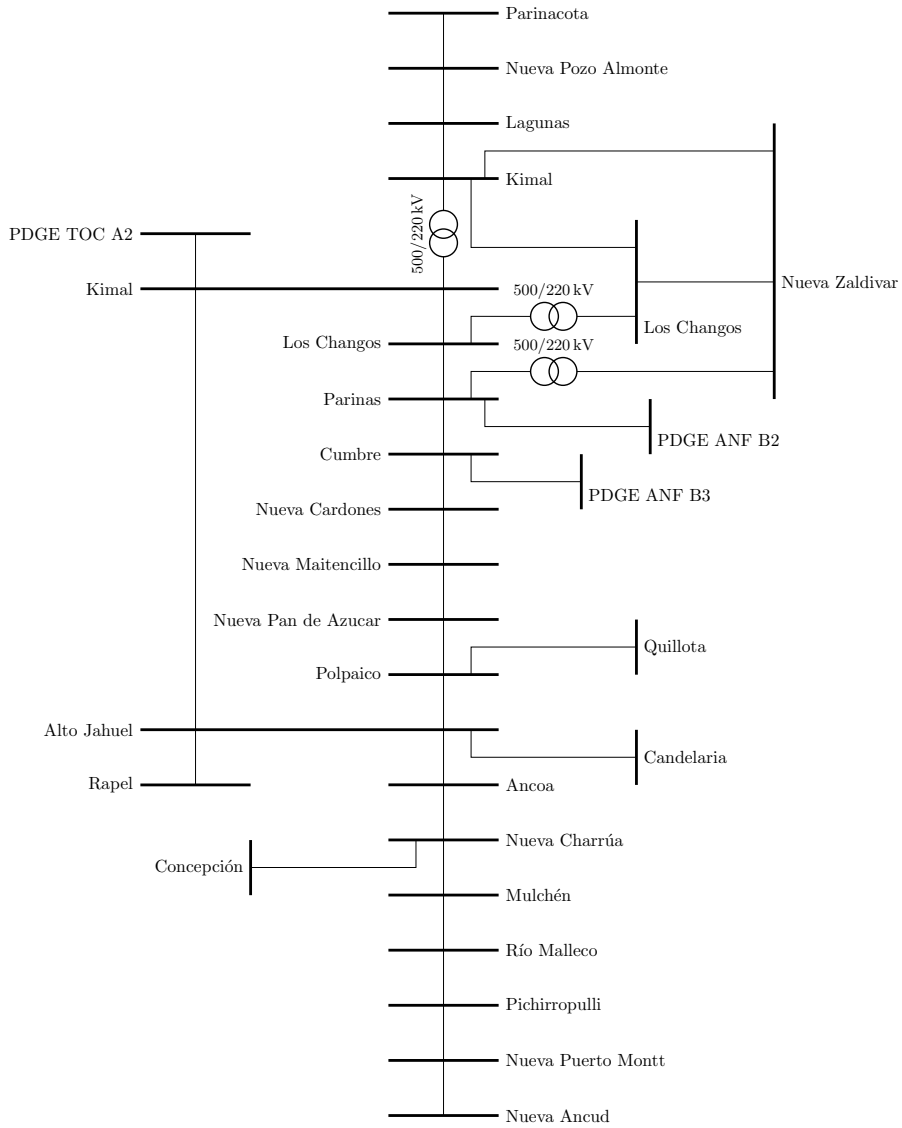
La topología de la red de transmisión utilizada en este estudio consiste en un modelo de 29 barras. Este sistema representa, de forma agregada, la infraestructura principal del SEN en los niveles de tensión de 500 [kV] y 220 [kV].

Con el objetivo de representar el sistema de forma simplificada y reducir la complejidad computacional, se aplica el siguiente supuesto: en aquellos casos donde existen múltiples circuitos conectando el mismo par de barras, estas se modelan mediante una única línea equivalente. Esta línea equivalente agrega los parámetros de reactancia y capacidad de transferencia del conjunto de líneas que representa. La Figura 4.1 presenta el diagrama unilineal resultante con la topología del sistema de 29 barras.

En cuanto a la expansión futura del sistema, el modelo incorpora la entrada en operación de la línea de transmisión de corriente continua (HVDC) Kimal - Lo Aguirre, proyecto cuya puesta en servicio está planificada para el año 2029 y, por tanto, se considera operativa para el horizonte de estudio del 2030. Para efectos de la simulación, y siguiendo la modelación utilizada en la PELP, esta obra se representa mediante una línea que conecta las barras Kimal y Alto Jahuel.

Las capacidades de transmisión se obtuvieron de la base de datos de la PELP. Con el propósito de representar un escenario de operación acorde a la realidad del sistema, estos valores fueron contrastados con los registros operativos vigentes. De este modo, se verificó la consistencia de las capacidades mediante la información técnica pública y los reportes de potencia transitada en tiempo real provistos por el Coordinador Eléctrico Nacional [17,18]. Finalmente, en la Tabla 4.2 se detalla la configuración de la red, especificando el tipo de tecnología (HVAC o HVDC), las barras de conexión (Barra  $i$  y Barra  $j$ ) y su respectiva capacidad de transmisión.

Una particularidad del modelo propuesto recae en la capacidad asignada a la línea HVDC. Si bien su diseño nominal es de 3000 [MW] (2x1500 [MW]) [19] y la PELP establece un límite operativo de 2000 [MW], este trabajo adopta una capacidad restringida de 1500 [MW], equivalente a la operación bajo el criterio  $N - 1$ . Esta reducción de la capacidad permite someter al modelo a un escenario de operación más restrictivo, asegurando la aparición de congestiones físicas necesarias para evaluar el desempeño de los Derechos Financieros de Transmisión.



**Figura 4.1:** Diagrama unilineal simplificado del Sistema Eléctrico Nacional al año 2030 (topología de 29 barras).

**Tabla 4.2:** Capacidad de transmisión de las líneas consideradas en el modelo.

Tipo	Barra $i$	Barra $j$	Capacidad [MW]
HVAC	AltoJahuel500	Ancoa500	4000
HVAC	Ancoa500	NuevaCharrua500	3000
HVAC	Candelaria500	AltoJahuel500	680
HVAC	Concepcion500	NuevaCharrua500	260
HVAC	Cumbre500	NuevaCardones500	2090
HVAC	Kimal220	LosChangos220	900
HVAC	Kimal220	NuevaZaldivar220	815
HVAC	Kimal500	Kimal220	1500
HVAC	Kimal500	LosChangos500	1590
HVAC	Lagunas220	Kimal220	789
HVAC	LosChangos220	NuevaZaldivar220	525
HVAC	LosChangos500	LosChangos220	1500
HVAC	LosChangos500	Parinas500	1500
HVAC	NuevaCardones500	NuevaMaitencillo500	2368
HVAC	NuevaCharrua500	Mulchen500	1540
HVAC	NuevaMaitencillo500	NuevaPandeAzucar500	2375
HVAC	NuevaPandeAzucar500	Polpaico500	2500
HVAC	NuevaPozoAlmonte220	Lagunas220	662
HVAC	NuevaPozoAlmonte220	Parinacota220	450
HVAC	NuevaPuertoMontt500	NuevaAncud500	660
HVAC	PDGE_ANF_B2	Parinas500	2238
HVAC	PDGE_ANF_B3	Cumbre500	929
HVAC	PDGE_TOC_A2	Kimal500	1066
HVAC	Parinas500	Cumbre500	1500
HVAC	Parinas500	NuevaZaldivar220	660
HVAC	Pichirropulli500	NuevaPuertoMontt500	805
HVAC	Polpaico500	AltoJahuel500	1880
HVAC	Quillota500	Polpaico500	1803
HVAC	Rapel500	AltoJahuel500	394
HVAC	RioMalleco500	Mulchen500	1290
HVAC	RioMalleco500	Pichirropulli500	1143
HVDC	Kimal500	AltoJahuel500	1500

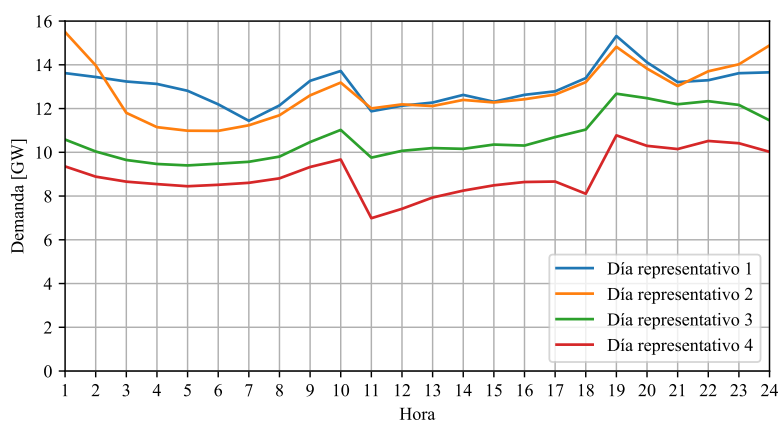
### 4.1.3. Escenario de Demanda Proyectada

La proyección de demanda utilizada se enmarca en el escenario de “Recuperación Lenta”. Para la caracterización de los consumos, se considera la distribución espacial de la carga en las 29 barras definidas en la topología. Es importante destacar que, si bien la base de datos original desglosa la demanda en distintas categorías, para efectos de este modelo se utiliza la demanda total agregada por barra. Esto implica que el modelo asigna a cada nodo un único valor de potencia, el cual representa la suma de todos los retiros (independiente de su categoría) asociados a ese punto de conexión.

Respecto a la resolución temporal, el estudio adopta la estructura de datos propia de la PELP, la cual modela el consumo mediante días representativos. Bajo este esquema, la

simulación no abarca las 8760 horas del año, sino que se define un perfil horario de 24 horas para un día tipo por cada mes, resultando en un horizonte total de 288 bloques temporales (24 horas  $\times$  12 meses).

Sin embargo, para definir cuál día representativo utilizar, fue necesario aplicar un criterio de selección específico. La base de datos de la PELP dispone de cuatro tipologías de días representativos para cada mes. Como se observa en la Figura 4.2, estos perfiles presentan variaciones en la magnitud y forma del consumo. Con el objetivo de definir un escenario conservador y someter al sistema de transmisión a condiciones de mayor estrés operativo, se realizó un análisis comparativo de estas cuatro opciones, seleccionando aquel perfil diario que exhibe una demanda de potencia sostenidamente mayor a lo largo del día. Esta elección busca aumentar la probabilidad de ocurrencia de congestiones en las líneas, provocando así la aparición de desacoples en los costos marginales entre las distintas barras del sistema, condición necesaria para el análisis propuesto.



**Figura 4.2:** Comparación de los cuatro días representativos de demanda para el mes de enero.

La Figura 4.3 presenta la curva de demanda total del sistema para los 12 días representativos considerados. En este gráfico se visualiza la suma de la potencia requerida en todas las barras, permitiendo apreciar la variación del consumo mes a mes y los niveles máximos de exigencia que deberá abastecer el SEN.

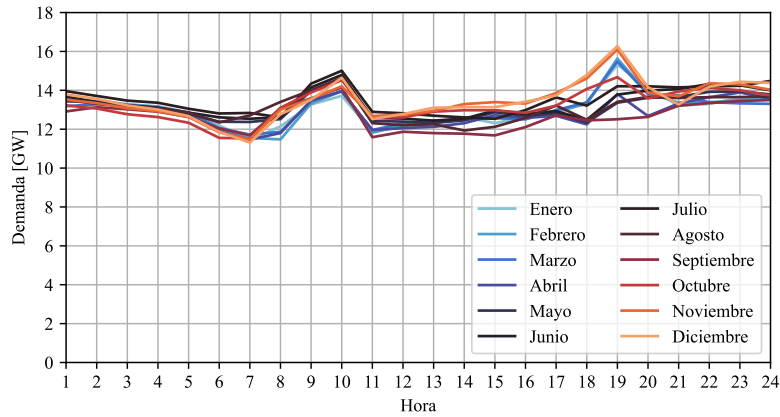


Figura 4.3: Proyección de la demanda total del sistema para el escenario de recuperación lenta [11].

#### 4.1.4. Escenario de Generación y Disposición de las Unidades

Para la representación de la oferta de generación en el modelo, se aplicó un criterio de agrupación por tecnología a nivel de barra. Con el objetivo de reducir la dimensionalidad del problema sin perder la precisión de la ubicación geográfica, no se modelan las centrales de forma individual. En su lugar, se consolidan las capacidades de todas las unidades de una misma tecnología conectadas al mismo punto, obteniendo así una única unidad equivalente por tipo de tecnología en cada barra del sistema.

La Figura 4.4 ilustra la distribución de la capacidad instalada en cada barra para las distintas tecnologías de generación, incluyendo unidades térmicas, renovables variables y recursos hidroeléctricos (tanto de pasada como de embalse). Cabe señalar que los sistemas de almacenamiento no se incluyen en esta representación debido a las particularidades de su modelación, la cual se detalla más adelante.

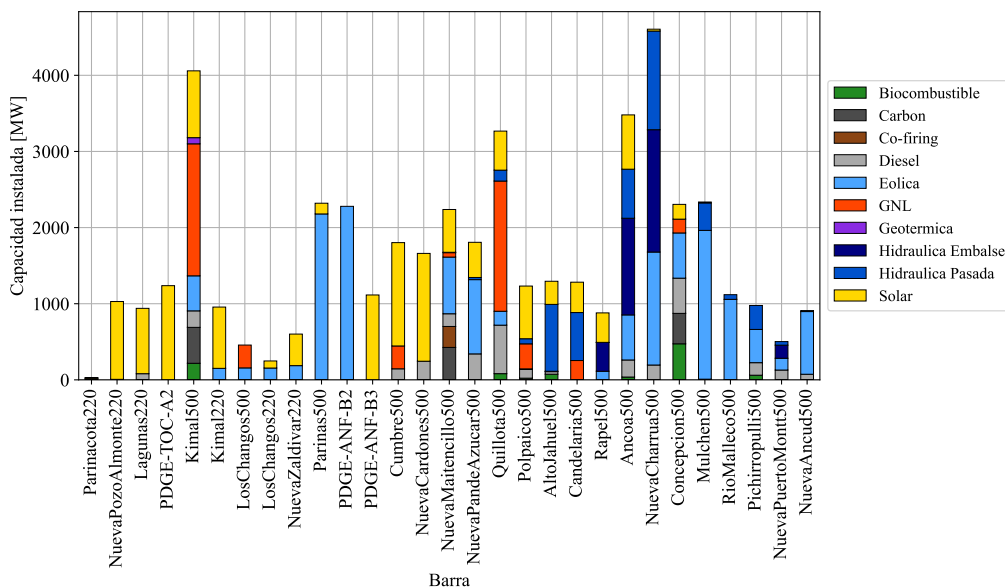


Figura 4.4: Distribución de la capacidad instalada en cada barra por tecnología.

Por motivos de simplicidad y disponibilidad de información, las centrales de pasada y de embalse son agrupadas y modeladas como una única unidad de embalse equivalente en sus respectivas barras. Esta agrupación contempla el escenario hidrológico descrito en la Tabla 4.3, la cual detalla la energía hidroeléctrica anual total considerada para cada barra del sistema.

Bajo esta premisa, la herramienta de simulación aborda el recurso hídrico con una lógica de optimización análoga a la de los sistemas de almacenamiento. El modelo administra la disponibilidad total de energía y determina su despacho a lo largo del periodo de simulación según los requerimientos sistémicos. De esta forma, es el propio algoritmo el encargado de definir en qué bloques horarios resulta más eficiente utilizar este recurso.

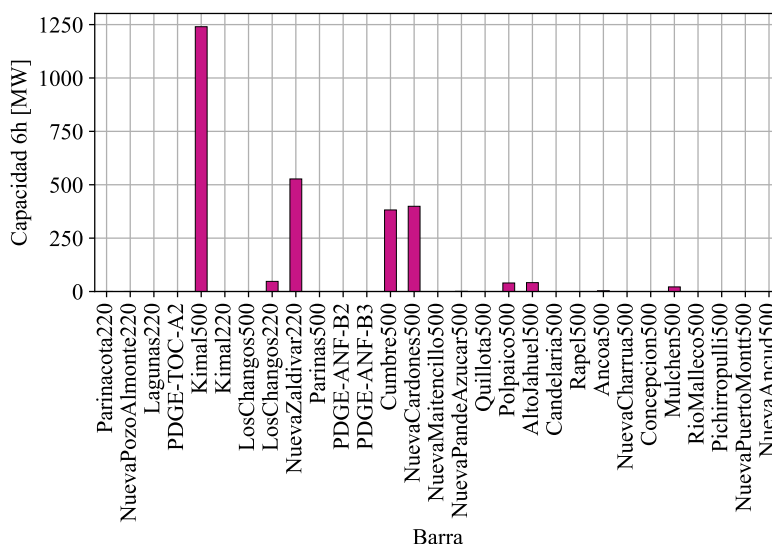
**Tabla 4.3:** *Generación hidráulica por barra, obtenida de la PELP 2023-2027 [11].*

Barra	Generación [GWh]
NuevaCharrua500	4865,6
Ancoa500	4302,7
AltoJahuel500	1500,8
Candelaria500	873,0
Mulchen500	556,5
Pichirropulli500	551,7
NuevaPuertoMontt500	402,9
Rapel500	314,4
Quillota500	197,2
Polpaico500	178,7
RioMalleco500	73,5
NuevaPozoAlmonte220	33,6
NuevaAncud500	27,4
NuevaMaitencillo500	12,0
Parinacota220	3,4
NuevaPandeAzucar500	2,1

Finalmente, para los sistemas de almacenamiento de energía (BESS), se realizó una homogenización de sus parámetros de duración. Si bien la base de datos original contempla proyectos con diversas capacidades de respaldo, para la construcción de la unidad equivalente por barra se estandarizó la capacidad de energía, asumiendo que cada unidad dispone de suficiencia para seis horas de descarga a potencia máxima. Los valores resultantes de esta estandarización se presentan en la Tabla 4.4, donde se especifica la capacidad equivalente de almacenamiento asignada a cada barra, mientras que en la Figura 4.5 se muestra la distribución geográfica de estas unidades.

**Tabla 4.4:** Capacidad de almacenamiento (6h) por barra. Esta distribución es el resultado del procesamiento de la información contenida en la PELP 2023-2027 [11]

Barra	Capacidad 6h [MW]
AltoJahuel500	41,60
Ancoa500	3,50
Cumbre500	382,00
Kimal500	1240,10
LosChangos220	47,50
Mulchen500	21,67
NuevaCardones500	399,17
NuevaPandeAzucar500	1,00
NuevaPozoAlmonte220	0,33
NuevaZaldivar220	527,23
Parinacota220	0,33
Polpaico500	40,00



**Figura 4.5:** Distribución de la capacidad instalada en cada barra de las unidades de almacenamiento.

#### 4.1.5. Asignación de Contratos de Suministro

Para la modelación económica del mercado, es necesario definir la asignación de los contratos bilaterales. Estos instrumentos vinculan comercialmente la oferta de generación con la demanda proyectada, estableciendo quién abastece financieramente a cada una de las barras del sistema.

En lo que respecta a la estructura temporal de estos acuerdos, se ha tomado como referencia la segmentación definida por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en las bases de licitación de suministro para clientes regulados [20]. Estas bases establecen la división del día en tres bloques de suministro horario:

- Bloque Horario A: Destinado a abastecer los consumos comprendidos entre las 00:00 y 07:59 hrs., y entre las 23:00 y 23:59 hrs.
- Bloque Horario B: Destinado a abastecer los consumos comprendidos entre las 08:00 y 17:59 hrs.
- Bloque Horario C: Destinado a abastecer los consumos comprendidos entre las 18:00 y 22:59 hrs.

Para efectos de este estudio, se ha implementado una adaptación de esta estructura, consolidando los horarios en dos grandes categorías según la disponibilidad del recurso solar:

- Bloque Diurno (Solar): Corresponde exactamente al Bloque B (08:00 a 17:59 hrs.), periodo en el cual se concentra la generación fotovoltaica.
- Bloque Nocturno (No Solar): Agrupa las horas restantes del día, consolidando los Bloques A y C.

Para estructurar el análisis de los resultados, las barras del sistema se han agrupado en cuatro macrozonas geográficas: Norte Grande, Norte Chico, Centro y Sur. Esta segmentación se ha realizado siguiendo la clasificación utilizada en [5], tal como se detalla en la Tabla 4.5.

**Tabla 4.5:** *Agrupación de barras por zona geográfica*

Norte Grande	Norte Chico	Centro	Sur
Kimal220	Cumbre500	AltoJahuel500	Mulchen500
Kimal500	NuevaCardones500	Ancoa500	NuevaAncud500
Lagunas220	NuevaMaitencillo500	Candelaria500	NuevaPuertoMontt500
LosChangos220	NuevaPandeAzucar500	Concepcion500	Pichirropulli500
LosChangos500	PDGE_ANF_B2	NuevaCharrua500	RioMalleco500
NuevaPozoAlmonte220	PDGE_ANF_B3	Polpaico500	
NuevaZaldivar220	Parinas500	Quillota500	
PDGE_TOC_A2		Rapel500	
Parinacota220			

Respecto a la asignación de contratos, esta se ha configurado con una dispersión geográfica amplia que admite acuerdos tanto en la misma zona como entre zonas distintas (por ejemplo, un generador ubicado en el norte con un contrato en la zona centro). El propósito es capturar los escenarios de desacople de costos marginales entre barras, generando así las condiciones necesarias para evaluar la aplicación de los DFT en la mitigación del riesgo derivado de las congestiones.

Bajo este esquema, los volúmenes de energía comprometidos en los contratos se determinaron en función de la energía disponible y los requerimientos de demanda específicos para cada una de estas ventanas temporales. La distribución de los contratos se presenta mediante mapas de calor diferenciados. La Figura 4.6 ilustra la asignación de suministros correspondiente al bloque diurno, mientras que la Figura 4.7 detalla los compromisos establecidos para el bloque nocturno.



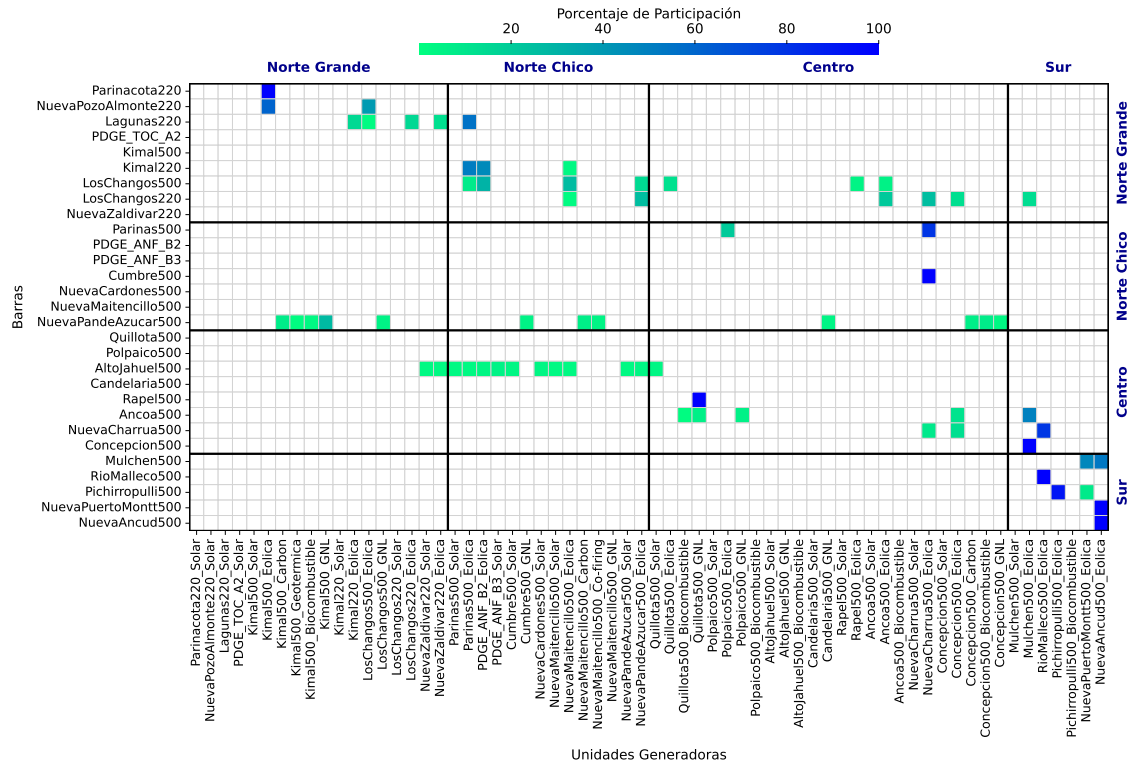


Figura 4.7: Mapa de calor de la asignación de contratos: bloque nocturno.

## 4.2. Caracterización del Mercado de Oferta

Para simular el mercado de oferta, es necesario primero establecer los parámetros económicos estructurales de cada unidad generadora. En esta sección se definen los valores de costo que delimitan el rango de operación financiera de los agentes, los cuales servirán como parámetros fundamentales para la lógica de decisión de oferta que se detallará posteriormente.

### 4.2.1. Definición de Parámetros Económicos: CV y LCOE

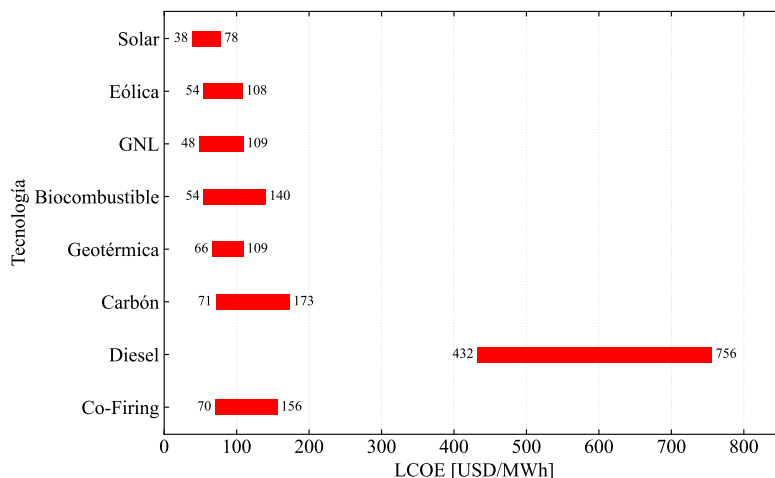
La estrategia de cada generador se fundamenta en dos valores de referencia que actúan como cotas inferior y superior de su precio de venta. A cada unidad se le han asignado los siguientes parámetros:

- Costo Variable (CV): Corresponde a los costos operativos directos. Este valor representa el precio mínimo al que una unidad estaría dispuesta a operar en el corto plazo para cubrir sus costos de combustible y los costos variables no combustibles.
- Costo de Desarrollo (LCOE): Representa el Costo Nivelado de Energía. Este valor refleja el precio necesario para recuperar la inversión y costos fijos a largo plazo.

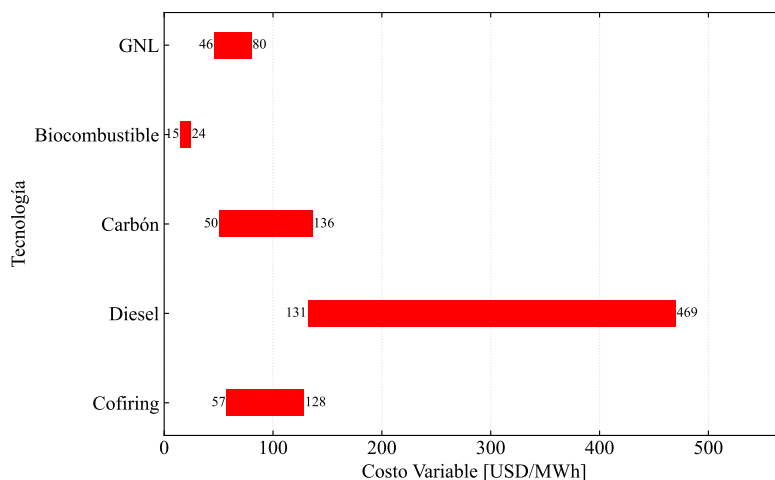
La determinación de estos valores se basa en rangos representativos por tecnología. Para los costos nivelado de energía, los rangos fueron extraídos del estudio “Lazard’s Levelized

Cost of Energy Analysis” [21]. Por su parte, los costos Variables se definieron acorde a la “Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2025” [22].

La Figura 4.8 detalla los rangos de LCOE, mientras que la Figura 4.9 muestra los rangos de Costo Variable (donde las tecnologías Solar, Eólica y Geotérmica presentan valor nulo).



**Figura 4.8:** Rangos de costos por tecnología: LCOE (Lazard) [21].



**Figura 4.9:** Rangos de costos por tecnología: costo variable (CNE) [22].

Para obtener un valor único por unidad, los rangos de precios por tecnología se distribuyeron de manera inversa a la capacidad instalada (Figura 4.4). Bajo esta lógica, a las centrales con mayor capacidad máxima se les asignó un costo cercano al límite inferior del rango, asumiendo un mejor desempeño operativo por tamaño, mientras que a las unidades menores se les vinculó con el límite superior. Esta diferenciación asegura que, aun compartiendo la misma tecnología, las unidades presenten parámetros de CV y LCOE distintos, enriqueciendo así la competencia y la formación de precios en el sistema.

Cabe destacar que tanto para los sistemas de almacenamiento como para la generación hidroeléctrica se asume un costo variable igual a cero ( $CV = 0$ ) en todo momento. En el

caso del almacenamiento, esta decisión responde a la complejidad de valorizar el recurso ante estrategias de arbitraje energético. Para la generación hidroeléctrica, el uso de  $CV = 0$  se justifica por la simplificación de agrupar centrales de pasada y embalse en unidades equivalentes, al no disponer de información técnica sobre las cotas máximas, este valor asegura el despacho de la energía disponible en el periodo, evitando la acumulación de recursos bajo restricciones de almacenamiento desconocidas.

La Tabla 4.6 presenta los parámetros económicos empleados para la formulación de ofertas en el despacho económico.

**Tabla 4.6:** Rango de Costo Variable ( $CV$ ) y Costo Nivelado de Energía ( $LCOE$ ) por tecnología.

Tecnología	CV [USD/MWh]	LCOE [USD/MWh]
Solar	0	38 – 78
Eólica	0	54 – 108
Geotérmica	0	66 – 109
Biocombustible	15 – 24	54 – 140
GNL	46 – 80	48 – 109
Carbón	50 – 136	71 – 173
Co-firing	57 – 128	70 – 156
Diésel	131 – 469	432 – 756

#### 4.2.2. Estrategia de Ofertas en el Mercado Energético

Una vez establecidos los parámetros de costo variable y  $LCOE$  para cada unidad generadora, se procede a definir la estrategia de oferta que cada agente presentará al mercado. Para formalizar este cálculo, se utiliza la variable  $\Delta_{Gap}$ , la cual representa la brecha económica existente entre los costos de cada unidad:

$$\Delta_{Gap} = LCOE - CV \quad (4.1)$$

Esta variable define el margen sobre el cual el agente puede ajustar su oferta. La magnitud de dicho ajuste se determina a partir del Factor de Uso ( $FU$ ), variable que cuantifica la proporción de energía efectivamente generada respecto a la energía esperada por cada unidad durante el último periodo:

$$FU = \frac{Energia_t}{Energia_0} \quad (4.2)$$

Donde:

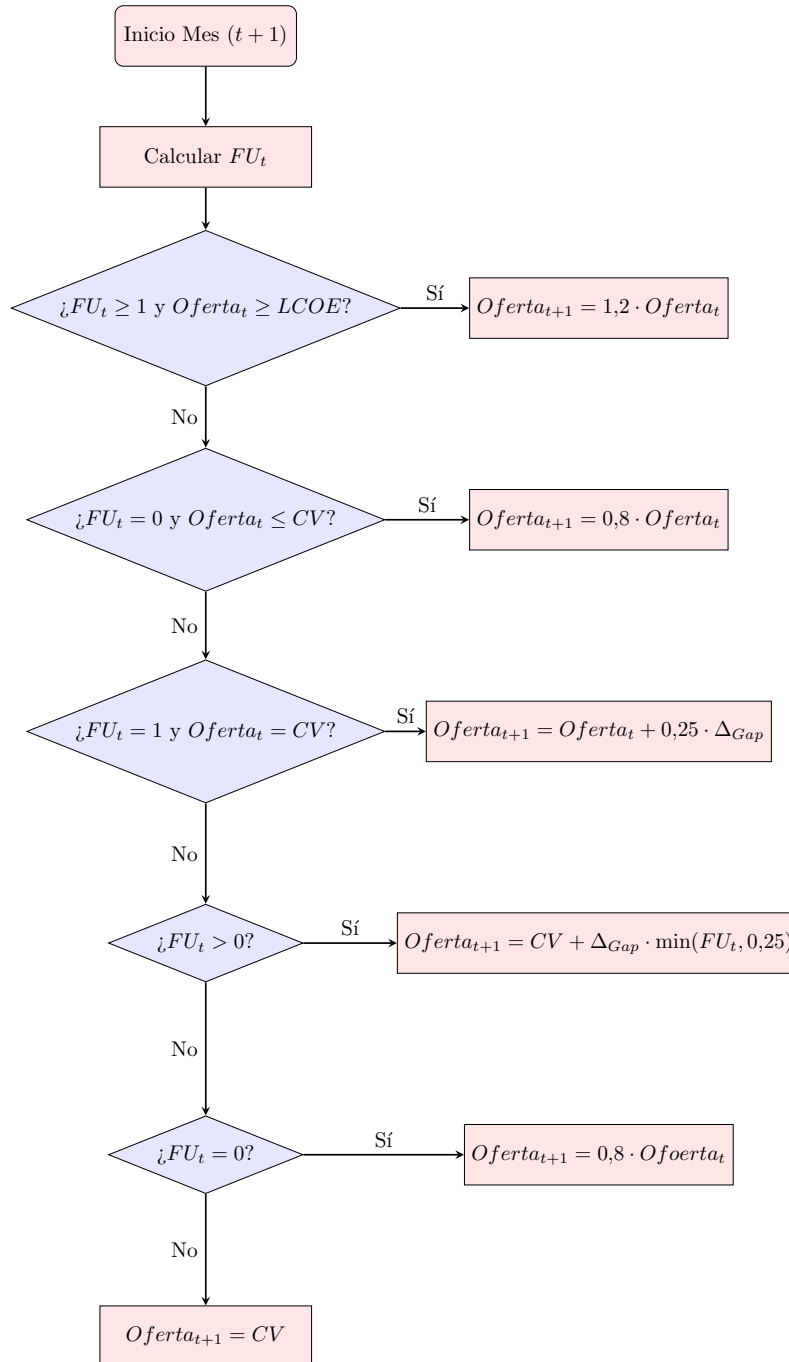
$Energia_t$  : Energía suministrada durante el periodo  $t$ .

$Energia_0$  : Energía esperada.

De esta manera, la oferta de cada agente para el periodo  $t + 1$  queda determinada por la siguiente expresión:

$$Oferta_{t+1} = CV + \Delta_{Gap} \cdot FU_t \quad (4.3)$$

Con la finalidad de otorgar mayor realismo al modelo, se incorporan diversas decisiones de oferta sujetas a condiciones específicas, las cuales se detallan en el diagrama de la Figura 4.10. Esta estrategia busca establecer un control sobre las ofertas al limitar la diferencia entre dos periodos consecutivos. Asimismo, permite que aquellas unidades que no logran entrar al mercado ( $FU = 0$ ) disminuyan su oferta por debajo de su costo variable con el objetivo de incentivar su despacho en los periodos siguientes.



**Figura 4.10:** Lógica de decisión para la actualización de precios de oferta en el mercado energético en función del desempeño.

### 4.3. Estrategia de Participación en el Mercado de DFT

#### 4.3.1. Perfiles y Comportamiento de los Agentes

Para el modelamiento del mercado de Derechos Financieros de Transmisión, se ha definido la participación exclusiva de agentes coberturistas, descartando la inclusión de participan-

tes puramente especuladores. Cabe recordar que los DFT aplicados en esta formulación son del tipo punto a punto. Por consiguiente, la cobertura de cada agente queda estrictamente ligada a la topología de la red, requiriendo la identificación precisa de una barra de inyección (*Source*) y una barra de retiro (*Sink*) para cada transacción.

Si bien dichos compromisos comerciales presentan una diferenciación por bloque horario, la metodología de simulación contempla la ejecución de tres escenarios de subasta independientes:

- DFT de 24 horas.
- DFT de bloque Diurno.
- DFT de bloque Nocturno.

Una premisa fundamental de esta estrategia es que todos los agentes coberturistas participen en los tres escenarios de subasta, independientemente de la temporalidad estipulada en sus contratos de suministro. Por ejemplo, en el caso de los DFT de 24 horas, la totalidad de los agentes presenta ofertas. De igual forma, en la subasta correspondiente al bloque diurno participan tanto los agentes con compromisos diurnos como aquellos que poseen exclusivamente contratos nocturnos.

El propósito de esta formulación cruzada es permitir una evaluación analítica posterior del desempeño del mercado. Esta configuración hace posible evaluar, mediante los resultados, si los agentes lograron cubrirse de manera efectiva frente a la congestión en los bloques horarios donde realmente poseen obligaciones comerciales de inyección, en contraste con su nivel de adjudicación en periodos donde no tienen compromisos físicos.

Finalmente, para optimizar la representación del sistema, aquellos contratos pertenecientes a un mismo generador que están destinados a una misma barra de retiro a lo largo de ambos bloques horarios (diurno y nocturno) han sido agrupados. De esta manera, se consolidan en un único perfil de agente coberturista, unificando su estrategia de participación y manteniendo la coherencia física de sus inyecciones en la red.

### 4.3.2. Determinación del Volumen de Oferta

La cantidad de potencia que cada agente coberturista solicita en la subasta de Derechos Financieros de Transmisión, denotada como  $Q_{bid}$ , se define de manera estratégica con el objetivo de resguardar el momento de mayor exposición financiera. Por consiguiente, el volumen ofertado se establece en función de la demanda máxima asociada a su contrato de suministro dentro del bloque temporal correspondiente a la subasta.

Específicamente, el dimensionamiento de  $Q_{bid}$  obedece a las siguientes reglas según el tipo de producto subastado:

- DFT de 24 horas: El agente oferta un volumen equivalente a la demanda máxima proyectada de su contrato considerando la totalidad del día (24 horas).
- DFT de Bloque Diurno: La oferta se ajusta estrictamente a la demanda más alta pronosticada dentro de las horas que componen el bloque diurno.
- DFT de Bloque Nocturno: De manera análoga, el volumen solicitado corresponde al valor máximo de demanda esperado exclusivamente durante el bloque nocturno.

Cabe destacar que, para efectos de este estudio y con el fin de aislar el análisis de la congestión, se asume un escenario de previsión perfecta. Esto implica que el volumen ofertado  $Q_{bid}$  se basa en la demanda proyectada, la cual coincide con la demanda efectivamente despachada, omitiendo la incertidumbre propia de los pronósticos en la operación real.

### 4.3.3. Determinación del Precio de Oferta

La racionalidad económica que rige la participación de un agente coberturista en el mercado de DFT se fundamenta en el balance entre el costo de adquisición del instrumento y los ingresos que este genera al cubrir la congestión.

El costo total asumido por el agente en la subasta se define como el producto entre el precio de la oferta adjudicada ( $P_{bid}$ ), el volumen adjudicado ( $Q_{adj}$ ) y la cantidad de horas correspondientes al bloque temporal ( $n_b$ ):

$$Costo = n_b \cdot P_{bid} \cdot Q_{adj} \quad (4.4)$$

Por su parte, el ingreso percibido por el titular del derecho corresponde a la sumatoria de las diferencias de los costos marginales ( $\Delta CMg$ ) entre el nodo de retiro y el nodo de inyección para cada hora  $h$  del bloque:

$$Ingreso = \left( \sum_{h=1}^{n_b} \Delta CMg_h \right) Q_{adj} \quad (4.5)$$

A diferencia de un participante especulador, el objetivo primordial de un agente coberturista no es maximizar utilidades mediante este instrumento, sino alcanzar un estado de neutralidad financiera frente al riesgo de congestión. Por lo tanto, el agente busca que la adquisición del DFT no le represente una pérdida neta, aspirando a un punto de equilibrio donde el ingreso generado logre al menos compensar el costo de adquisición ( $Ingreso \geq Costo$ ). Al evaluar esta condición, reordenar  $n_b$  y simplificar el término de volumen  $Q_{adj}$ , se define el límite superior que el agente está dispuesto a ofertar:

$$P_{bid} \leq \frac{\sum_{h=1}^{n_b} \Delta CMg_h}{n_b} \quad (4.6)$$

$$P_{bid} \leq \Delta CMg_{promedio} \quad (4.7)$$

Esta demostración analítica evidencia que el mercado de DFT permite a los agentes priorizar la certidumbre por sobre beneficio económico. La diferencia entre el precio ofertado en la subasta ( $P_{bid}$ ) y la diferencia promedio del costo marginal registrada en el bloque ( $\Delta CMg_{promedio}$ ) determina si la posición resulta en una cobertura con rentabilidad ( $P_{bid} < \Delta CMg_{promedio}$ ) o en una cobertura con sobrepago ( $P_{bid} > \Delta CMg_{promedio}$ ).

### Estabilización de la Señal de Precio

En principio, la decisión de la oferta futura  $P_{bid}^{(t+1)}$  podría basarse directamente en el  $\Delta CMg_{promedio}$  observado en el mes inmediatamente anterior. Sin embargo, los costos marginales en los sistemas eléctricos presentan una alta volatilidad inherente en el corto

plazo, producto de variaciones en la demanda, indisponibilidades del parque generador o factores climáticos. En consecuencia, basar la decisión de oferta en un valor mensual aislado resulta en una estrategia altamente inestable, lo que introduce un nivel de riesgo financiero considerable para el agente coberturista.

Para mitigar este riesgo y asegurar que la formulación de la oferta se fundamente en un historial consolidado, se introduce la variable  $\Delta_{Promedio}$ . Esta métrica corresponde a una media móvil calculada sobre los últimos cuatro meses de la variable  $\Delta CMg_{promedio}$ :

$$\Delta_{Promedio} = \frac{1}{4} \sum_{m=t-3}^t \Delta CMg_{promedio}^m \quad (4.8)$$

El uso de este indicador estabilizado permite al agente coberturista filtrar las fluctuaciones temporales agudas, basando su postura económica en una tendencia histórica que refleja de mejor manera la expectativa real de congestión en la ruta evaluada.

### Estrategia Adaptativa de Oferta

Es este valor estabilizado ( $\Delta_{Promedio}$ ) el que los agentes utilizan como referencia central para determinar su nueva oferta ( $P_{bid}^{(t+1)}$ ) mediante una lógica condicional adaptativa. El algoritmo ajusta el precio basándose en los resultados del período anterior  $t$ , evaluando el nivel de adjudicación ( $Q_{adj}$ ), la tasa de adjudicación del derecho ( $\alpha_{adj}$ ) y las condiciones generales del mercado.

Para este propósito, se definen las siguientes variables de control derivadas de los resultados históricos de la subasta:

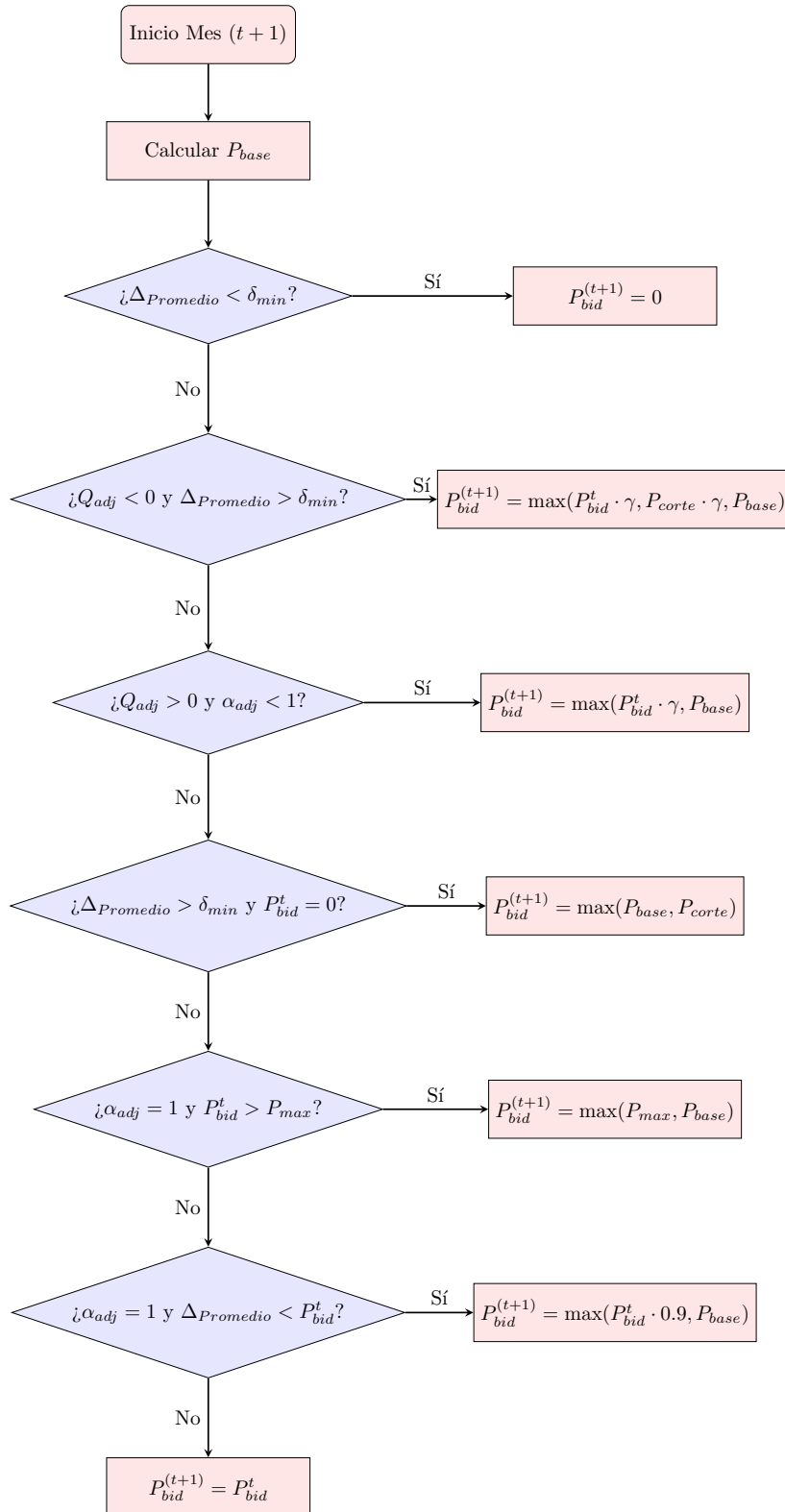
- $\alpha_{adj}$ : Tasa de adjudicación, definida como la proporción entre el volumen efectivamente adjudicado ( $Q_{adj}$ ) y el volumen de oferta originalmente solicitado ( $Q_{bid}$ ) en la subasta.
- $P_{max}$ : Precio máximo adjudicado en el mercado para agentes con  $Q_{adj} > 0$ .
- $P_{corte}$ : Precio de corte de la ruta específica. Corresponde al valor mínimo de oferta que el agente requería para obtener adjudicación en su respectivo par *source-sink*. Este parámetro es calculado de manera *ex-post* tras la resolución del problema de optimización del período  $t$ , permitiendo al agente cuantificar la brecha de su oferta fallida y ajustar su postura futura.
- $\gamma$ : Factor de agresividad. Parámetro multiplicador utilizado por el agente para incrementar su oferta frente a escenarios de adjudicación nula, con el objetivo de aumentar su competitividad en la subasta y asegurar la cobertura frente a la congestión.
- $\delta_{min}$ : Umbral mínimo de diferencial de precios (fijado en 1 USD/MWh) para evitar posturas ante congestiones técnica o económicamente despreciables.

A partir de estas variables, se establece un Precio Base ( $P_{base}$ ) que actúa como piso económico para las ofertas en rutas con congestión efectiva:

$$P_{base} = \text{máx}(\Delta_{Promedio}, \delta_{min}) \quad (4.9)$$

---

Finalmente, el algoritmo de actualización del precio de oferta se evalúa de manera secuencial, donde la primera condición lógica verdadera determina el valor definitivo de  $P_{bid}^{t+1}$  se detalla en el diagrama de la Figura 4.11.

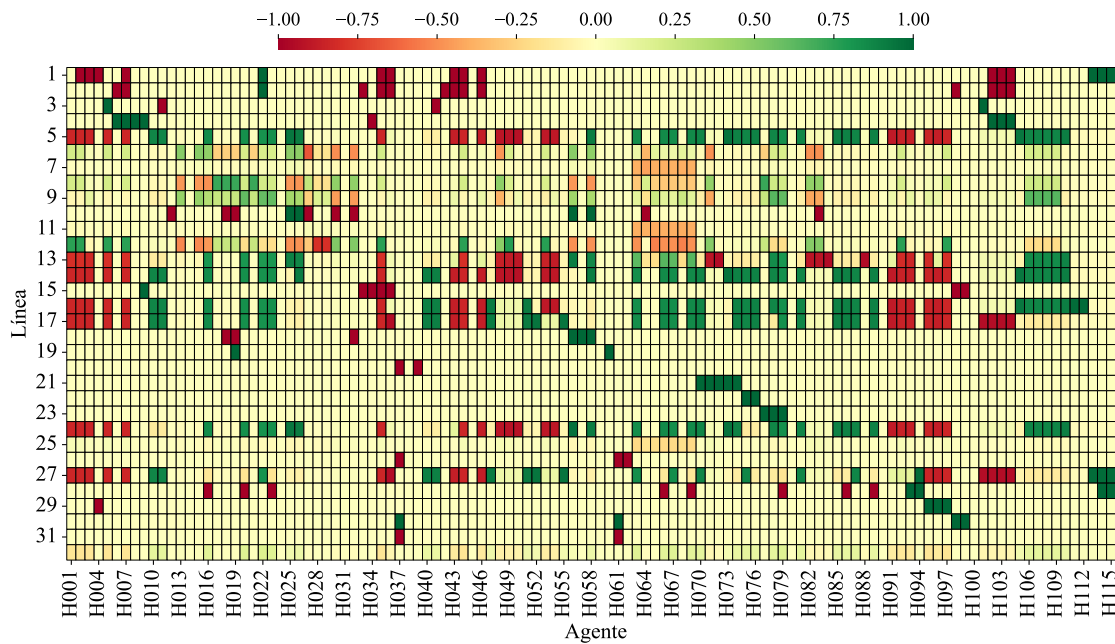


**Figura 4.11:** Lógica de decisión para la actualización de precios de oferta en el mercado de DFT en función del nivel de adjudicación y la congestión.

### 4.3.4. Integración con el Modelo de Subasta

Una vez definidos el precio  $P_{bid}$  y el volumen  $Q_{bid}$  de las ofertas para cada agente coberturista en sus respectivos bloques horarios, estos valores se utilizan como parámetros de entrada para el modelo de asignación. La resolución computacional de la subasta se implementa en el lenguaje de programación Python, empleando la función `linprog` de la biblioteca SciPy para resolver el modelo de optimización lineal correspondiente. La función objetivo y las restricciones de este modelo, evaluadas a través de la matriz PTDF, se detallan teóricamente en la Sección 3.2.6. De esta manera, la metodología determina la adjudicación final de los derechos financieros garantizando la factibilidad física del sistema.

Para ilustrar la aplicación de estas restricciones topológicas en el modelo de asignación, la Figura 4.12 presenta el mapa de calor de la matriz PTDF utilizada en las simulaciones. Esta representación visualiza el nivel de acoplamiento y la direccionalidad de los flujos de potencia entre los 116 agentes coberturistas y las 32 líneas de transmisión que conforman el sistema modelado. La numeración de las líneas en el eje vertical es correlativa al orden de presentación de la Tabla 4.2.



**Figura 4.12:** Mapa de calor de la matriz de factores de distribución de transferencia de potencia (PTDF). Se ilustra la sensibilidad de los flujos de potencia en las 32 líneas de transmisión frente a las transacciones de los 116 agentes coberturistas del sistema.

#### **4.4. Consideraciones Temporales de la Simulación**

La definición del horizonte de estudio es un paso necesario para el correcto desarrollo de las simulaciones. Para asegurar que las dinámicas del mercado se estabilicen y los participantes consoliden sus estrategias, tanto para la oferta de energía como para la subasta de DFT, la simulación contempla una ventana temporal de adaptación equivalente a seis meses previos. Este horizonte inicial permite que el comportamiento de los agentes se ajuste adecuadamente a las condiciones del sistema antes de procesar los resultados.

Una vez superada esta etapa de calibración, el modelo alcanza su operación normal y se registra el desempeño definitivo de los agentes. De este modo, se considera para la evaluación de resultados únicamente el horizonte de doce meses que se extiende desde enero hasta diciembre del año evaluado, permitiendo que los indicadores finales no se vean afectados por los meses de adaptación.

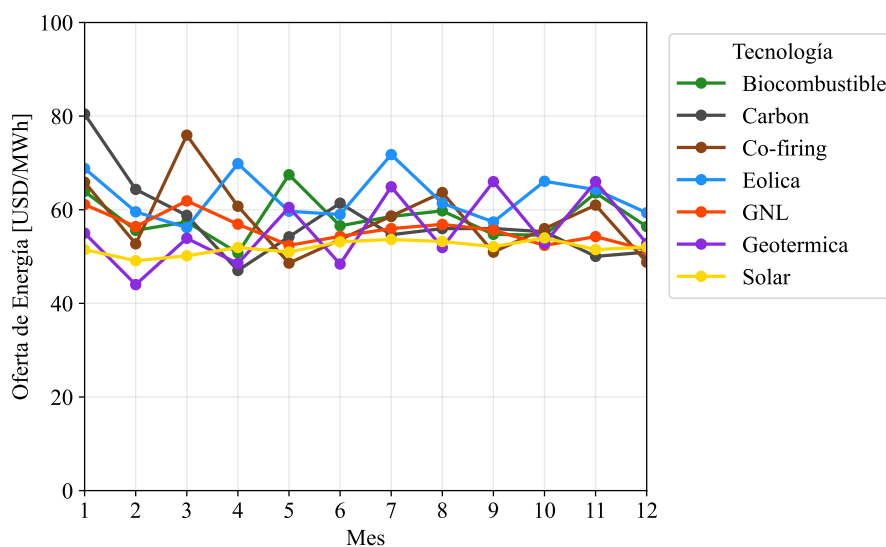
# Capítulo 5

## Resultados y Análisis

### 5.1. Operación del Mercado Energético Anual

#### 5.1.1. Evolución de las Ofertas de Energía

La Figura 5.1 ilustra la evolución de los precios de oferta en el mercado físico a lo largo del año, promediados y agrupados por tecnología, tras aplicar la estrategia adaptativa definida en el capítulo anterior, considerando la base de datos del SEN proyectada para el año 2030. Cabe destacar que las unidades a Diésel mantienen su oferta prácticamente invariable, ya que su modelo de negocio en el sistema chileno no busca rentabilidad por volumen de energía transada, sino que se enfoca en la remuneración por suficiencia a través del mercado de potencia. Por este motivo, dicha tecnología ha sido omitida de la gráfica con el fin de facilitar la visualización y el análisis de las variaciones en el resto del parque generador.



**Figura 5.1:** Evolución mensual de los precios de oferta en el mercado de energía, promediados y agrupados por tipo de tecnología de generación.

De acuerdo con la estrategia implementada, la figura permite observar la variabilidad de las posturas económicas a lo largo del año. Estos precios se van ajustando de manera dinámica mes a mes, en función del volumen de energía efectivamente despachada por cada tecnología en el período inmediatamente anterior.

### 5.1.2. Matriz de Generación y Despacho Físico

A partir de las posturas económicas de los generadores, el modelo de optimización determina el despacho que minimiza el costo total de operación. Considerando el uso de un único día representativo por mes en la simulación, la construcción de estos gráficos contempla la ponderación de los resultados diarios por los días de cada mes, bajo el supuesto de un despacho estable a lo largo del período. Así, la Figura 5.2 presenta la evolución mensual de la energía inyectada por tecnología, mientras que la Figura 5.3 resume su participación porcentual en la matriz anual consolidada del sistema.

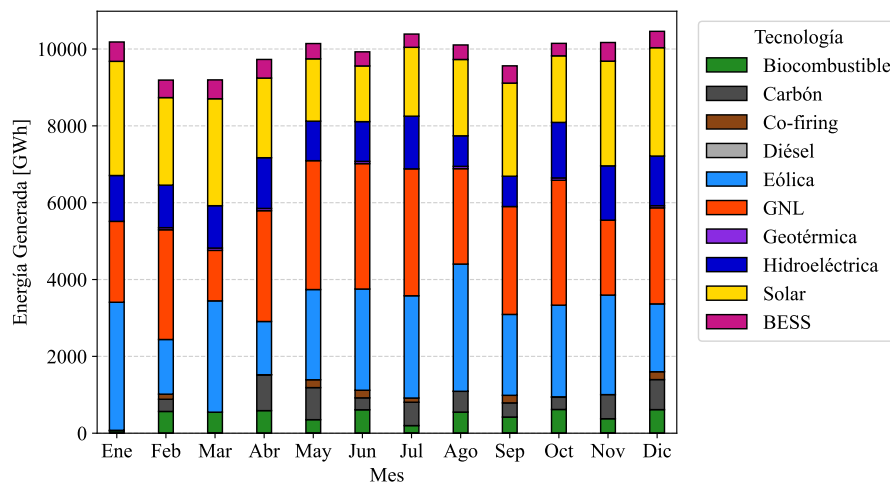


Figura 5.2: Evolución mensual de la energía despachada en el sistema, desagregada por tecnología de generación.

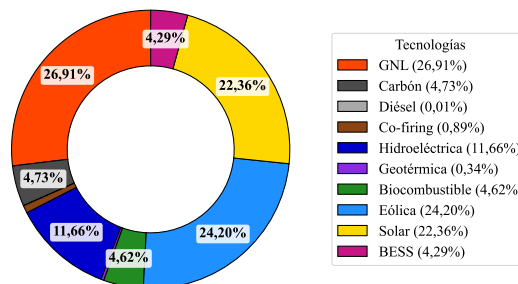


Figura 5.3: Participación porcentual de las tecnologías de generación en la matriz energética anual consolidada.

Al analizar la Figura 5.2, correspondiente a la evolución mensual del despacho, se eviden-

cion tres fenómenos clave en la operación del sistema proyectado. En primer lugar, destaca el aporte constante de los sistemas de almacenamiento, los cuales logran una participación sostenida a lo largo del año al desplazar energía hacia los bloques de mayor valor. En segundo lugar, se observa una participación marginal de las unidades a carbón, operando casi exclusivamente como base mínima, este resultado es plenamente consistente con el horizonte de simulación al año 2030, reflejando el proceso de retiro programado de centrales y las metas de descarbonización de la matriz chilena. Finalmente, la generación solar exhibe una marcada estacionalidad, con mayores inyecciones durante los meses de verano.

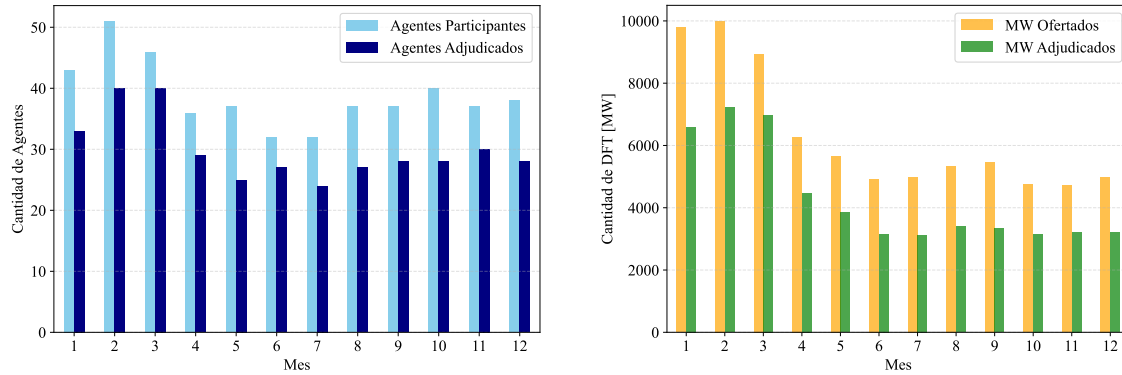
Por su parte, la Figura 5.3 consolida la participación anual, la cual está liderada por Gas Natural Licuado con un 26,91 %, energía Eólica con un 24,20 % y energía Solar con un 22,36 %, destacando el fuerte aporte de las fuentes renovables en la matriz simulada para 2030.

Al comparar esta proyección con los datos de generación real del SEN para el año 2025, reportados por el Coordinador Eléctrico Nacional [23], se extraen conclusiones relevantes sobre la evolución del mercado. En términos absolutos, se observa un incremento desde los 85.383 [GWh] registrados en dicho año hasta los 119.203 [GWh] obtenidos en la simulación. Bajo este contexto de crecimiento de la demanda abastecida, la energía eólica pasa de representar un 14,12 % de la matriz en 2025 a un 24,20 % en el escenario simulado, reflejando coherentemente la fuerte expansión de capacidad instalada esperada para esta tecnología hacia finales de la década.

Por otro lado, resulta de particular interés el comportamiento de la tecnología solar. Mientras que en los registros del Coordinador su participación fue del 24,25 % [23], la simulación al 2030 la sitúa en un 22,36 %. A pesar del aumento en la capacidad instalada proyectada para ese año, la inyección efectiva se ve porcentualmente restringida. Este fenómeno encuentra su justificación principal en la estrategia adaptativa de ofertas incorporada en el modelo. Dado que los agentes solares ajustan sus posturas económicas a precios superiores a su costo variable nulo (0 USD/MWh), pierden la prioridad absoluta de despacho. En consecuencia, frente a escenarios de alta competencia y la natural limitación de capacidad de las líneas de transmisión durante las horas de máxima radiación, estas unidades pueden quedar marginadas por el modelo de optimización, experimentando recortes temporales que reducen su participación en el total anual.

## 5.2. Aplicación de DFT 24 horas

La Figura 5.4 detalla el nivel de competencia y la profundidad del mercado en las subastas de derechos para el bloque continuo de 24 horas. Al analizar la Figura 5.4a, se observa una activa participación de los agentes del sistema, alcanzando su máximo nivel de actividad durante los meses de verano (enero a marzo). En este periodo, más de 40 participantes, sobre un universo total de 116 agentes, enviaron ofertas al mercado. Asimismo, resulta destacable la alta tasa de éxito general: la cantidad de agentes adjudicados (barras oscuras) sigue estrechamente a la de participantes (barras claras), lo que indica que la gran mayoría logró asegurar al menos una fracción de sus requerimientos de cobertura. Por su parte, la Figura 5.4b muestra la participación en cantidad de MW ofertados frente a la adjudicación efectiva. Las mayores ofertas se concentran en los primeros meses del año, y el nivel de adjudicación final se ve directamente limitado por la capacidad física de las líneas de transmisión.

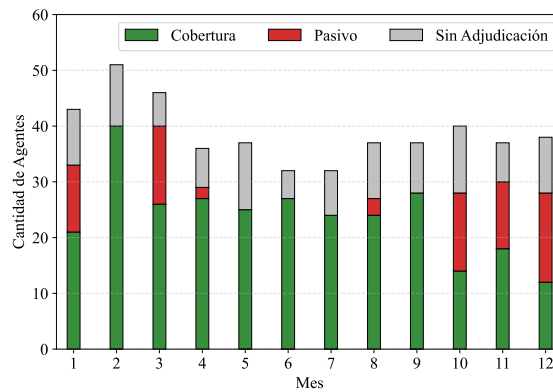


(a) Participación en cuanto a agentes. (b) Participación en cuanto a cantidad de MW.

**Figura 5.4:** Participación mensual de los agentes en la subasta de DFT 24 horas.

La Figura 5.5 desglosa la participación mensual de los agentes en la subasta, categorizándolos según su estado de adjudicación y la posterior valorización de sus posiciones. Los participantes se dividen en tres grupos: aquellos “Sin Adjudicación”, y los agentes adjudicados, los cuales se subdividen internamente en posiciones de “Cobertura” o “Pasivo”. Una posición de “Cobertura” indica que el participante logró la adjudicación y obtuvo una valorización neta positiva. Por el contrario, un estado “Pasivo” ocurre cuando, a pesar de lograr la adjudicación, la valorización neta del DFT (calculada a partir del promedio del diferencial de costos marginales en el periodo) resulta negativa o en contraflujo (el precio en la barra de inyección supera al de la barra de retiro).

A nivel general, el análisis demuestra que el instrumento cumple su propósito, ya que la gran mayoría de los agentes adjudicados logra asegurar coberturas efectivas, relegando las posiciones pasivas a una minoría a lo largo del año. Este comportamiento es particularmente destacable durante cinco meses (febrero, mayo, junio, julio y septiembre), periodos en los cuales se alcanzó un 100% de efectividad en la cobertura entre los participantes adjudicados, sin que ninguno de ellos quedara expuesto a valorizaciones negativas

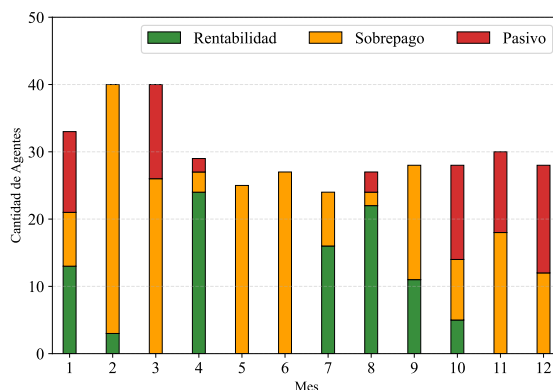


**Figura 5.5:** Clasificación mensual de los agentes participantes en la subasta según su estado de adjudicación y la valorización financiera de sus posiciones (cobertura o pasivo).

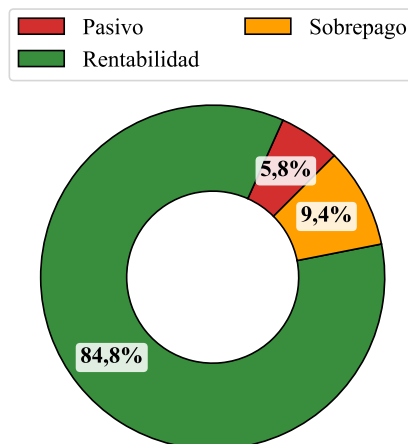
La Figura 5.6 presenta una subdivisión basada en el saldo financiero neto de cada transac-

ción. En este análisis, la cobertura se desglosa en dos categorías. Por un lado, la “Rentabilidad” agrupa a aquellos participantes cuya valorización del DFT superó el precio ofertado en la subasta, obteniendo un saldo final positivo. Por otro lado, el “Sobrepago” identifica a los agentes que lograron adjudicarse la cobertura, pero la valorización del derecho resultó inferior a su oferta (pagaron una prima mayor al retorno), traduciéndose en un saldo neto negativo. A lo largo del año, se observa un alto nivel de sobrepago recurrente entre los participantes. Resulta particularmente destacable el comportamiento de los meses de mayo y junio, periodos en los cuales el 100 % de las coberturas efectivas incurrieron en sobrepago.

Sin embargo, al contrastar esta cantidad de agentes con los flujos financieros anuales consolidados en la Figura 5.7, el impacto económico revela una dinámica opuesta. A pesar del alto volumen de participantes que experimentaron sobrepago a lo largo del año, en términos monetarios, el mercado generó un volumen abrumadoramente mayor de rentabilidad. Específicamente, el 84,8 % de los montos netos transados correspondieron a ganancias por rentabilidad, mientras que el sobrepago y los pasivos representaron apenas un 9,4 % y 5,8 % del volumen económico, respectivamente.



**Figura 5.6:** *Desempeño económico de los agentes adjudicados, detallando la rentabilidad neta de las posiciones de cobertura frente a escenarios de sobrepago en la subasta.*



**Figura 5.7:** *Distribución porcentual de los flujos económicos netos anuales, contrastando el volumen monetario de las coberturas rentables frente a los escenarios de sobrepago y posiciones pasivas.*

La Tabla 5.1 muestra los valores asociados a cada clasificación. En ella se evidencia claramente la magnitud económica de esta asimetría: las adjudicaciones con rentabilidad positiva generaron un saldo neto superior a los 47 [MUSD] para los agentes. En contraste, los escenarios de sobrepago y las posiciones pasivas resultaron en un impacto financiero comparativamente menor, significando un costo neto para estos participantes de 5,2 y 3,2 [MUSD], respectivamente.

**Tabla 5.1:** *Resumen financiero anual de la subasta. Se detalla la cantidad de adjudicaciones, el pago de agentes, la valorización de DFT y el saldo neto resultante para cada categoría.*

Clasificación	Cantidad Adjudicaciones	Pago Agentes [USD]	Valorización DFT [USD]	Saldo Neto [USD]
Rentabilidad	94	\$5.067.463	\$52.219.939	\$47.152.476
Sobrepago	192	\$7.203.959	\$1.970.012	-\$5.233.947
Pasivo	73	\$2.949.589	-\$279.256	-\$3.228.844

Para complementar el análisis del comportamiento de las posturas de sobrepago, la Tabla 5.2 presenta un desglose unitario a nivel mensual. En ella se detalla el sobrepago promedio y máximo de los agentes en [USD/MW], junto con el “Sobrepago Relativo”, el cual indica qué proporción del precio ofertado correspondió a un pago en exceso. A partir de los datos, se observa que solamente en cuatro meses del año el sobrepago promedio superó la barrera de los 10 [USD/MW]. Esta baja magnitud unitaria explica directamente por qué, tal como se evidenció en el balance económico general, la categoría de sobrepago carece de un peso financiero significativo en los flujos totales del sistema, en comparación con la cobertura con rentabilidad.

No obstante, al analizar la columna del sobrepago relativo, se observan porcentajes sumamente altos, superando el 80 % en 7 de los 12 meses. Esta aparente contradicción ocurre porque, aunque el sobrepago absoluto en dólares es bajo, la valorización real de los DFT

en estas adjudicaciones fue mínima. Un caso extremo se observa en el octavo mes: si bien el sobrepago promedio fue de apenas 1,99 [USD/MW], el sobrepago relativo alcanzó un 100 %. Esto significa que, para dichos agentes, la valorización neta del derecho frente a la congestión real del sistema fue nula.

Por otro lado, el séptimo mes presenta el escenario más eficiente dentro de esta categoría: aunque existió un sobrepago promedio de 4,45 [USD/MW], este representó solo un 25,2 % de la postura inicial. Esto obedece a que la valorización del derecho durante dicho periodo fue considerablemente alta (12,9 [USD/MW] en promedio frente a ofertas en torno a los 17,4 [USD/MW]), reflejando una estimación mucho más ajustada a la congestión real del sistema. Por otro lado, la columna de sobrepago máximo evidencia ofertas puntuales que superan los 23 [USD/MW] hacia el término del año. Esta brecha sugiere que determinados participantes sobreestimaron significativamente la magnitud de los desacoples de precios, aceptando un sobrecosto frente a la incertidumbre operativa del sistema.

**Tabla 5.2:** *Análisis mensual de la ineficiencia en las posturas de sobrepago. La tabla expone el costo unitario asumido por los agentes [USD/MW] y la proporción que este exceso representa respecto al monto originalmente ofertado.*

Mes	Cantidad Adjudicaciones	Sobrepago Promedio [USD/MW]	Sobrepago Máximo [USD/MW]	Sobrepago Relativo [%]
1	8	3,94	11,19	93,8 %
2	37	6,56	14,26	65,3 %
3	26	7,97	15,08	84,0 %
4	3	2,12	2,60	99,1 %
5	25	9,16	13,98	79,8 %
6	27	11,51	15,40	72,3 %
7	8	4,45	5,52	25,2 %
8	2	1,99	1,99	100,0 %
9	17	8,42	13,11	43,4 %
10	9	20,26	21,09	95,6 %
11	18	14,51	23,08	92,2 %
12	12	17,50	23,16	82,0 %

### 5.2.1. Desempeño Individual de los Agentes

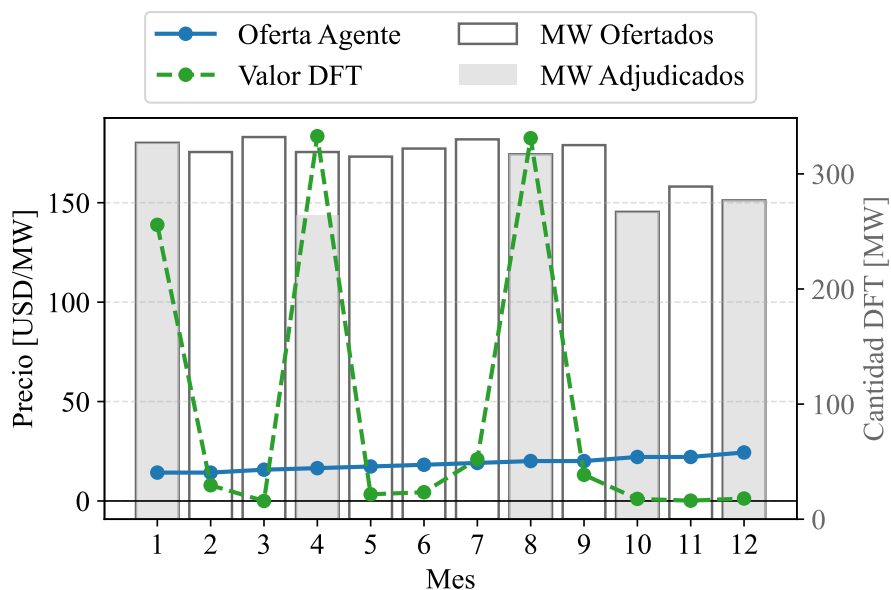
Tras evaluar el balance macroeconómico del mercado de Derechos Financieros de Transmisión, resulta fundamental analizar el comportamiento a nivel microeconómico para comprender las estrategias adoptadas por los distintos adjudicatarios.

#### 5.2.1.a. Agente H053

A continuación, la Tabla 5.3 y la Figura 5.8 detallan la evolución mensual de las variables clave para el agente H053, cuyas barras de inyección (*Source*) y de retiro (*Sink*) corresponden a Nueva Pan de Azúcar 500 [kV] y Los Changos 220 [kV], respectivamente. En primer lugar, se observa que el agente logra adjudicación en cinco de los doce meses evaluados, incluyendo un periodo con asignación parcial. Como resultado del proceso de optimización

de la subasta, la Tabla evidencia que en aquellos meses donde su oferta ( $P_{bid}$ ) resulta inferior al precio de corte ( $P_{corte}$ ), el agente no logra la adjudicación de derechos financieros. No obstante, las posiciones que sí logra adjudicarse coinciden estratégicamente con los periodos de mayor valorización del DFT ( $\Delta CMg$ )<sup>1</sup>, lo que a priori sugiere la obtención de una cobertura con rentabilidad valiosa, hipótesis que será cuantificada en el balance económico posterior.

Un aspecto destacable de la estrategia es el comportamiento del agente frente a meses con una valorización cercana a cero o marcadamente inferior a su oferta. A pesar de que en la inmediatez estos escenarios resultan desfavorables, el agente no disminuye drásticamente su postura ni abandona el mercado (ofertando cero). Esta persistencia cumple un doble propósito: por un lado, busca mantener la competitividad para ganar adjudicación futura, por otro, se fundamenta en el comportamiento del promedio móvil ( $\Delta_{Promedio}$ ) de los 4 meses anteriores. Al mantenerse esta variable en rangos positivos y favorables, le indica al agente que los meses de baja valorización representan únicamente una fluctuación temporal a la baja dentro de una tendencia más robusta. Esta inercia estratégica le permite mantener una posición sólida para capturar los incrementos abruptos de rentabilidad, como se evidencia en el mes 8, donde logra asegurar la cobertura frente a una alta valorización del derecho tras haber atravesado meses de menor rendimiento.



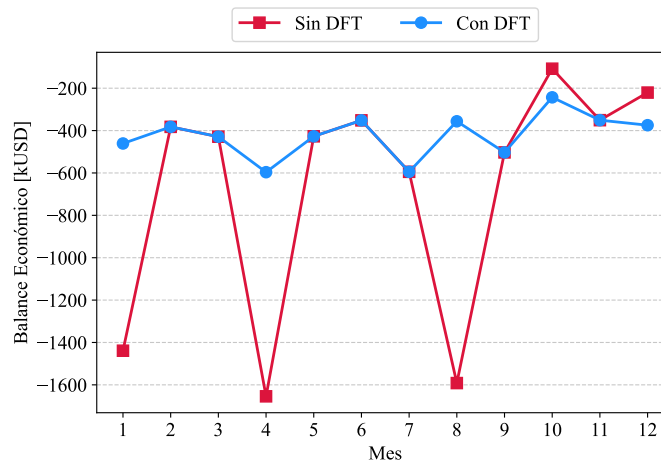
**Figura 5.8:** Evolución mensual de las variables de la estrategia de oferta. Agente H053

<sup>1</sup>Cabe recordar que esta variable representa el promedio de la diferencia de costos marginales durante el periodo de evaluación. Se ha optado por omitir el término “promedio” en su nomenclatura para evitar confusiones con la variable estratégica  $\Delta_{Promedio}$ .

**Tabla 5.3:** Variables de la estrategia de oferta para el agente H053.

Mes	$\Delta CMg$ [USD/MW]	$\Delta Promedio$ [USD/MW]	$P_{bid}$ [USD/MW]	$P_{corte}$ [USD/MW]	$Q_{adj}$ [MW]
1	138,88	34,53	14,26	13,47	327
2	7,91	36,58	14,26	15,66	0
3	0	37,04	15,73	15,87	0
4	183,46	82,56	16,51	16,51	264
5	3,36	48,68	17,34	17,50	0
6	4,40	47,80	18,20	18,38	0
7	20,97	53,05	19,11	19,30	0
8	182,45	52,79	20,07	19,95	317
9	13,16	55,24	20,07	21,27	0
10	1,04	54,40	22,13	21,99	267
11	0,15	49,20	22,13	22,45	0
12	1,23	3,90	24,40	23,58	277

Para evaluar esta estrategia, la Figura 5.9 ilustra el desempeño económico del agente (considerando de forma exclusiva sus valorizaciones por inyecciones y retiros de energía) bajo los escenarios con y sin la utilización de DFT. Se observa claramente que en los periodos de mayor desacople de precios (meses 1, 4 y 8), la adjudicación del instrumento le permitió al agente mitigar de manera sustancial su exposición financiera, logrando una cobertura altamente rentable que redujo drásticamente su déficit operativo. Por el contrario, en los meses 10 y 12 se materializa el riesgo de este mercado, obteniendo una cobertura con sobrepago, donde el costo de la prima superó la compensación del diferencial, posicionando levemente la curva con DFT por debajo del escenario base. A pesar de estos episodios puntuales de sobrecosto, el balance consolidado detallado en la Tabla 5.4 confirma la solidez de la estrategia. A nivel anualizado, el agente obtuvo un nivel de cobertura positivo del 37,04 %, lo que demuestra empíricamente el valor del Derecho Financiero de Transmisión para estabilizar los costos de abastecimiento frente al riesgo de los desacoples.



**Figura 5.9:** Evolución mensual del balance económico del agente H053, contrastando la exposición neta en el mercado spot (sin DFT) frente a la posición con cobertura financiera (con DFT).

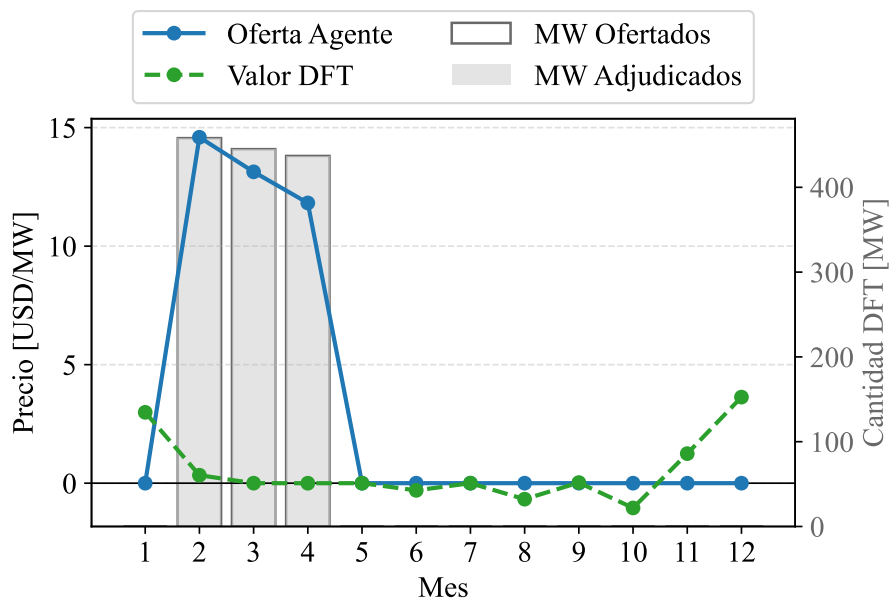
**Tabla 5.4:** *Resumen anual agente H053.*

Compra/Venta Energía [USD]	Ganancia DFT [USD]	Balance Anual [USD]	Nivel de Cobertura
-\$8.052.021	\$2.982.115	-\$5.069.906	37,04 %

**5.2.1.b. Agente H078**

Para ilustrar el riesgo financiero asociado a una estrategia de adjudicación en periodos de baja congestión, se analiza el comportamiento del agente H078, central de tecnología solar cuyas barras de inyección (*Source*) y de retiro (*Sink*) corresponden a PDGE TOC A2 500 [kV] y Nueva Pan de Azúcar 500 [kV], respectivamente. Tal como se observa en la Figura 5.10 y se detalla en la Tabla 5.5, este participante decide ingresar agresivamente al mercado a partir del mes 2. Sin embargo, la valorización real del DFT experimenta un decaimiento continuo durante este periodo. Esta tendencia a la baja impacta directamente el indicador de rentabilidad del agente, una vez que su promedio móvil acumulado cae por debajo del umbral mínimo de participación establecido (1 [USD/MW]) hacia el mes 5, el agente toma la decisión de salir del mercado por el resto del año.

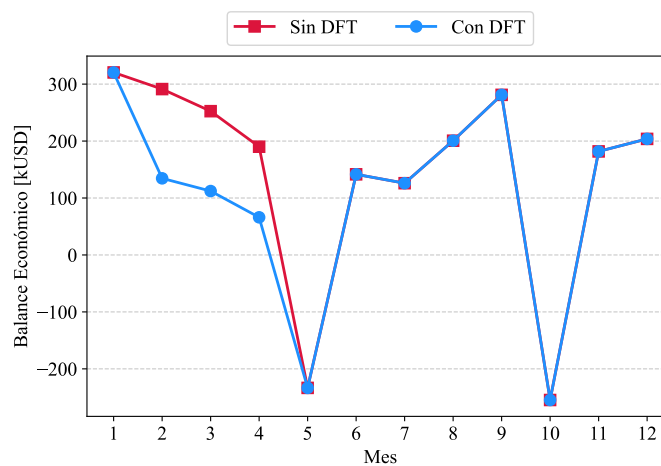
El impacto económico de esta decisión se evidencia en la Figura 5.11. Durante los meses en los que el agente participa y se adjudica capacidad (meses 2, 3 y 4), se produce una clara cobertura con sobrepago: el costo de la prima en la subasta fue considerablemente mayor al diferencial recuperado, empujando la curva de balance total por debajo del caso base sin DFT. Finalmente, la Tabla 5.6 consolida este ejercicio deficitario, evidenciando que la estrategia resultó en una pérdida financiera neta en el mercado de DFTs, lo que se traduce en un nivel de cobertura negativo del -24,75 %.



**Figura 5.10:** *Evolución mensual de las variables de la estrategia de oferta. Agente H078*

**Tabla 5.5:** Variables de la estrategia de oferta para el agente H078.

Mes	$\Delta CMg$ [USD/MW]	$\Delta Promedio$ [USD/MW]	$P_{bid}$ [USD/MW]	$P_{corte}$ [USD/MW]	$Q_{adj}$ [MW]
1	2,99	1,98	0,00	13,27	0
2	0,34	1,98	14,59	10,30	458
3	0,00	1,51	13,13	12,62	445
4	0,00	0,83	11,82	5,95	437
5	0,00	0,08	0,00	15,02	0
6	-0,30	-0,08	0,00	15,77	0
7	0,00	-0,08	0,00	16,56	0
8	-0,67	-0,24	0,00	17,65	0
9	0,02	-0,24	0,00	18,26	0
10	-1,04	-0,42	0,00	19,45	0
11	1,25	-0,11	0,00	20,96	0
12	3,63	0,96	0,00	22,01	0



**Figura 5.11:** Evolución mensual del balance económico del agente H078, contrastando la exposición neta en el mercado spot (sin DFT) frente a la posición con cobertura financiera (con DFT).

**Tabla 5.6:** Resumen anual agente H078.

Compra/Venta Energía [USD]	Ganancia DFT [USD]	Balance Anual [USD]	Nivel de Cobertura
\$1.701.245	-\$420.996	\$1.280.249	-24,75 %

### 5.3. Aplicación de DFT en bloque horario: Diurno y Nocturno

La Figura 5.12 ilustra la participación de los agentes al aplicar la diferenciación horaria. Al analizar la cantidad de participantes, se observa que ambos bloques presentan un nivel de interés similar durante los primeros cuatro meses del año, aunque con distintas proporciones de éxito en la adjudicación. Sin embargo, a partir del quinto mes, la tendencia se separa: la participación en el bloque nocturno se mantiene consistente y superior, mientras que en el bloque diurno experimenta una caída notoria.

Por otro lado, la Figura 5.13 detalla el volumen de capacidad tranzada mensualmente. Se aprecia que, en el bloque diurno, la cantidad de MW ofertados presenta una clara tendencia decreciente a lo largo del año. En contraste, el bloque nocturno exhibe una postura mucho más estable; si bien también registra una disminución hacia los meses de invierno, la caída es considerablemente menos pronunciada. Este comportamiento divergente evidencia cómo los participantes van adaptando dinámicamente sus niveles de exposición y estrategias de oferta en función de las condiciones operativas específicas que caracterizan a cada bloque horario.

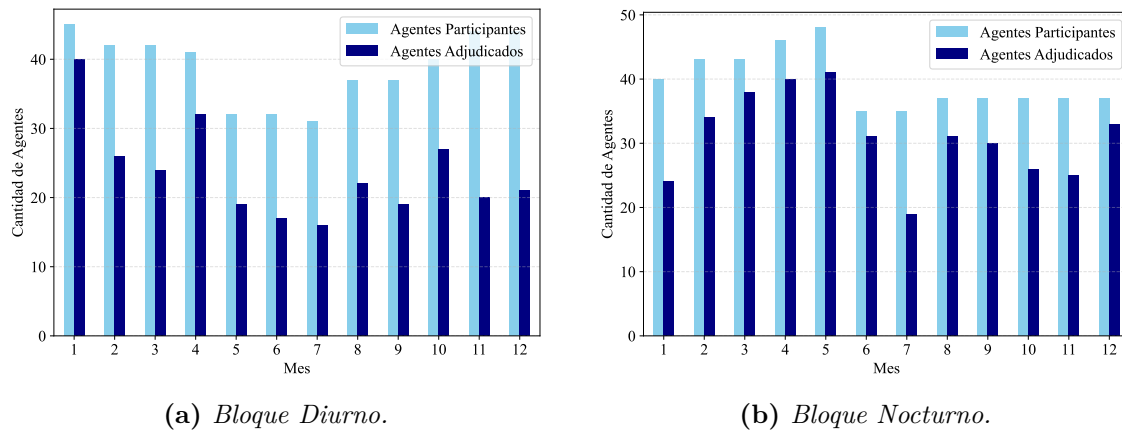


Figura 5.12: Participación mensual de los agentes en la subasta de DFT en bloque horario diurno y nocturno. Cantidad de agentes.

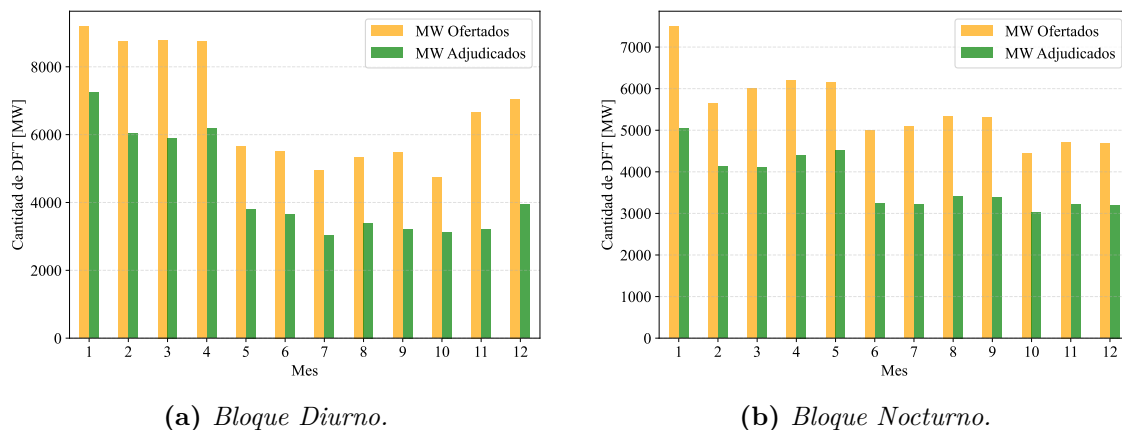
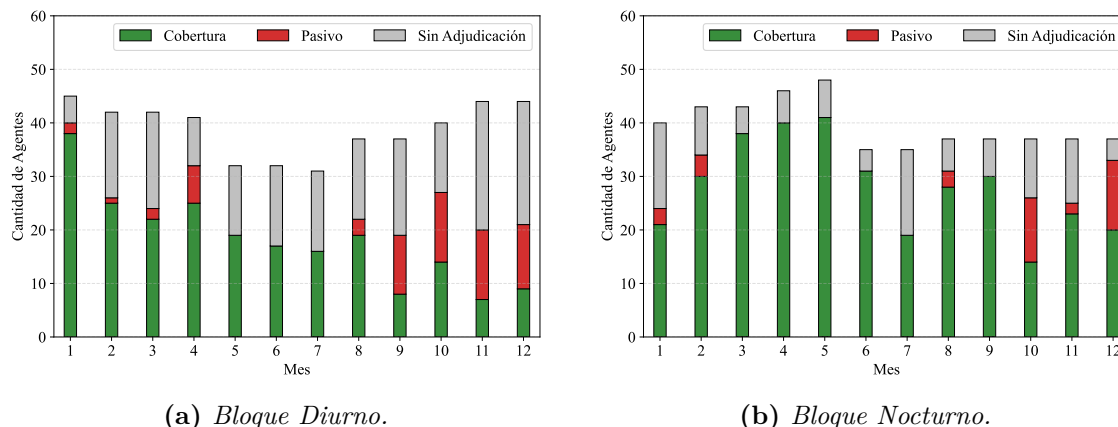


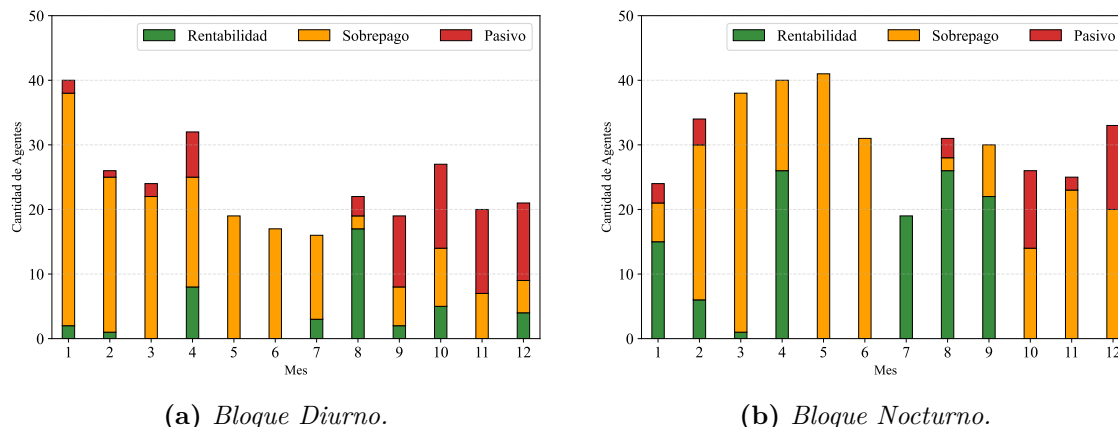
Figura 5.13: Participación mensual de los agentes en la subasta de DFT en bloque horario diurno y nocturno. Cantidad de MW.

La Figura 5.14 presenta la participación mensual de los agentes según su estado de adjudicación para los bloques diurno y nocturno. Al comparar ambos escenarios, se observa que durante el periodo nocturno existe una tendencia más favorable hacia la adjudicación como cobertura. En contraste, el bloque diurno presenta una mayor proporción de posiciones pasivas (situación en la que el precio de la barra de inyección supera a la de retiro), reduciendo la efectividad del instrumento para los participantes en dichas horas.



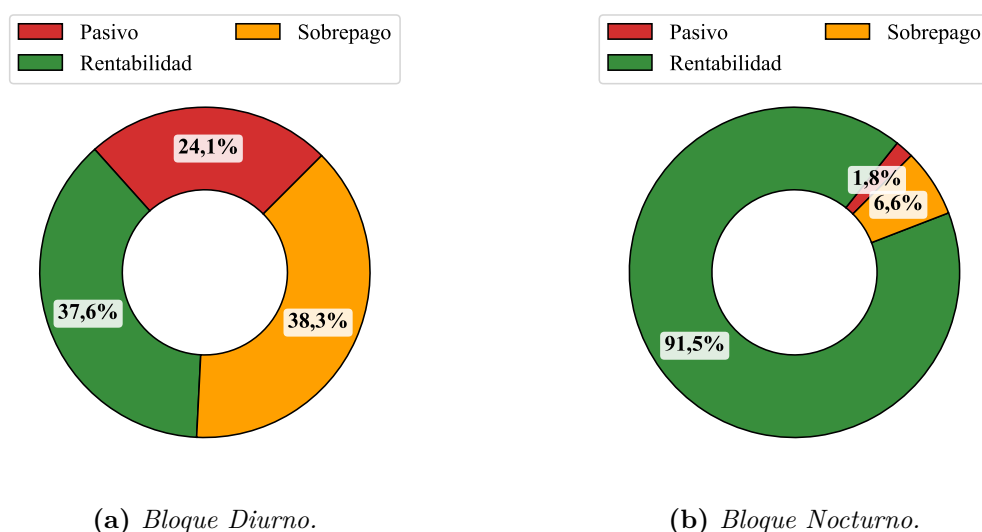
**Figura 5.14:** Clasificación mensual de los agentes participantes en la subasta según su estado de adjudicación y la valorización financiera de sus posiciones (cobertura o pasivo).

Al evaluar el desempeño económico de los agentes adjudicados, la Figura 5.15 evidencia que el bloque nocturno concentra un mayor nivel de coberturas con rentabilidad neta positiva. Por su parte, el bloque diurno muestra una marcada tendencia hacia la cobertura con sobrepago. Si bien el sobrepago también está presente en el periodo nocturno, este domina en gran medida las adjudicaciones del día. Esta alta incidencia de sobrepago sugiere una baja valorización del DFT en las ofertas frente a las condiciones reales de operación resultantes.



**Figura 5.15:** Desempeño económico de los agentes adjudicados, detallando la rentabilidad neta de las posiciones de cobertura frente a escenarios de sobrepago en la subasta.

Para profundizar en el impacto económico de las estrategias, la Figura 5.16 y la Tabla 5.7 detallan la distribución de los flujos financieros netos. De manera similar al escenario de 24 horas, se evidencia una alta frecuencia de adjudicaciones en la categoría de sobrepago para ambos bloques. Sin embargo, el volumen monetario asociado a estas posiciones difiere drásticamente según el periodo operativo. En el bloque nocturno, pese a la gran cantidad de posiciones con sobrepago, su impacto en el balance económico representa apenas un 6,6 % del flujo total, mientras que las posiciones rentables dominan ampliamente el mercado alcanzando un 91,5 %. Por el contrario, en el bloque diurno la distribución se presenta mucho más simétrica, donde tanto la rentabilidad (37,6 %) como el sobrepago (38,3 %) mantienen un peso económico equivalente, situándose ambas en torno al 38 %.



**Figura 5.16:** Distribución porcentual de los flujos económicos netos anuales, contrastando el volumen monetario de las coberturas rentables frente a los escenarios de sobrepago y posiciones pasivas.

**Tabla 5.7:** Resumen financiero anual de la subasta diferenciado por bloque horario (diurno y nocturno).

Clasificación	Cantidad Adjudicaciones	Pago Agentes [USD]	Valorización DFT [USD]	Saldo Neto [USD]
<i>Bloque Diurno</i>				
Rentabilidad	42	\$530.914	\$2.854.431	\$2.323.517
Sobrepago	177	\$2.872.112	\$504.242	-\$2.367.871
Pasivo	64	\$868.522	-\$623.071	-\$1.491.593
<i>Bloque Nocturno</i>				
Rentabilidad	115	\$3.706.360	\$50.926.371	\$47.220.012
Sobrepago	220	\$4.445.086	\$1.021.873	-\$3.423.213
Pasivo	37	\$921.017	-\$17.526	-\$938.543

Para dimensionar el costo asociado a la estrategia de mitigación de riesgo, la Tabla 5.8 resume el valor unitario promedio que asumieron los agentes al sobrepagar por el DFT, contrastando ambos bloques horarios. Esta comparativa mensual permite evidenciar la

magnitud de la prima de cobertura que los participantes están dispuestos a asumir frente a la incertidumbre del mercado. Se observa que el bloque diurno mantiene una prima relativamente estable y acotada a lo largo del año, oscilando mayoritariamente entre los 4 y 9 [USD/MW]. Por el contrario, el bloque nocturno exhibe una alta volatilidad: destaca el mes 7 (pleno invierno), donde el sobrecosto de la cobertura fue nulo (0,00 [USD/MW]), logrando un escenario de rentabilidad perfecta. Sin embargo, hacia el último cuatrimestre del año el costo del derecho financiero en el bloque nocturno se dispara significativamente, superando los 14 [USD/MW].

**Tabla 5.8:** *Comparativa mensual del sobrepago promedio unitario según bloque horario.*

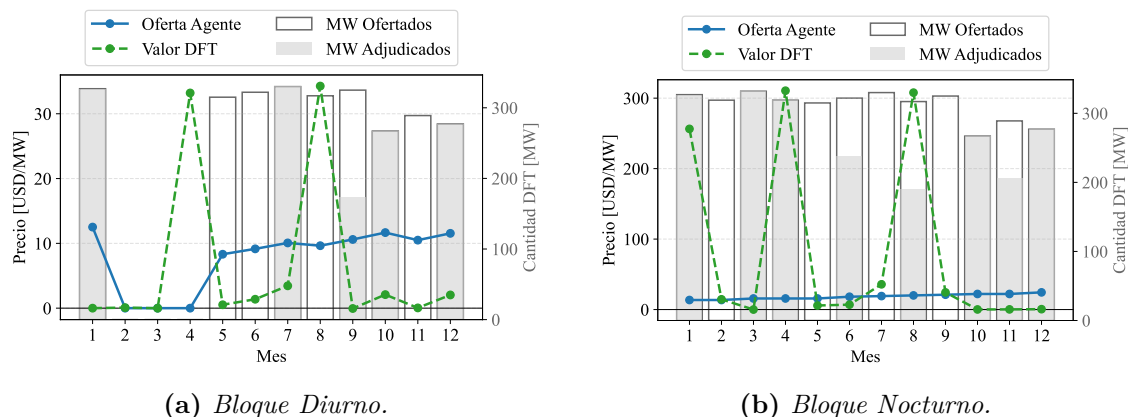
Mes	Sobrepago Promedio Diurno [USD/MW]	Sobrepago Promedio Nocturno [USD/MW]
1	6,73	4,23
2	5,65	7,10
3	5,47	13,31
4	4,12	7,06
5	6,35	8,34
6	5,74	7,94
7	3,79	0,00
8	1,90	2,07
9	8,47	5,36
10	9,90	14,41
11	7,54	14,96
12	6,50	17,26

### 5.3.1. Desempeño Individual de los Agentes

#### 5.3.1.a. Agente H053

El comportamiento del agente H053, que se muestra en la Figura 5.17 y se detalla en la Tabla 5.9, evidencia una respuesta estratégica marcadamente distinta según el periodo operativo. En el bloque nocturno, el agente mantuvo una postura de oferta estable y consistente, comportamiento similar al observado en el escenario de 24 horas. Impulsado por una valorización acumulada fuertemente positiva en su promedio móvil ( $\Delta_{Promedio}$ ), el participante ajustó su nivel de oferta para asegurar la adjudicación en la gran mayoría de los meses. Si bien esta constancia implicó asumir posiciones de cobertura con sobrepago en varios periodos, le permitió captar exitosamente las mayores valorizaciones del DFT, correspondientes a los meses 1, 4 y 8.

Por el contrario, en el bloque diurno, la señal de la estrategia provocó que el agente redujera drásticamente su participación. La baja valorización del promedio móvil lo llevó a ofertar a la baja, dejándolo sin adjudicación precisamente en los meses donde se presentaron las mayores rentabilidades del bloque (meses 4 y 8). Como resultado, las limitadas coberturas que logró adquirir durante el día terminaron siendo, en su totalidad, escenarios de sobrepago.



(a) *Bloque Diurno.*

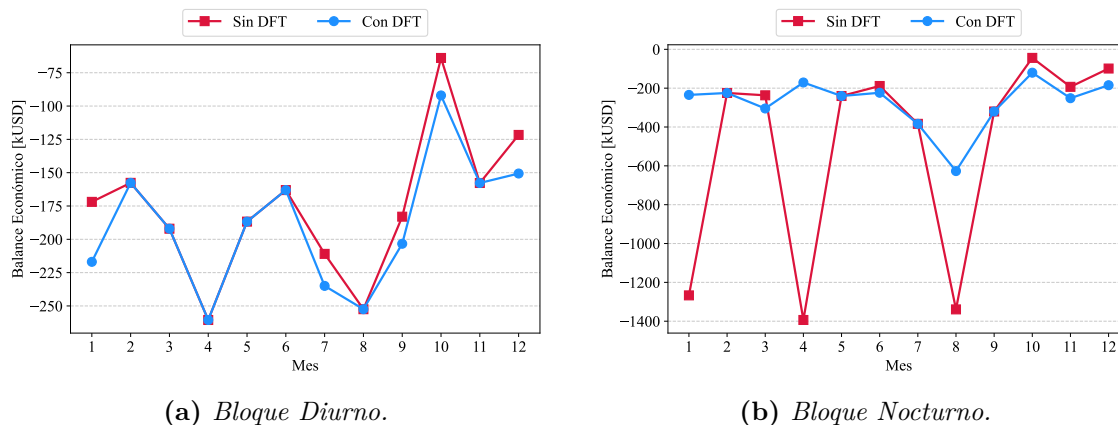
(b) *Bloque Nocturno.*

**Figura 5.17:** Evolución mensual de las variables de la estrategia de oferta. Agente H053.

**Tabla 5.9:** Estrategia de oferta y variables de mercado para el agente H053 diferenciado por bloque.

Mes	<i>Bloque Diurno</i>				<i>Bloque Nocturno</i>			
	$P_{bid}$	$\Delta CMg$	$\Delta_{Prom}$	$Q_{adj}$	$P_{bid}$	$\Delta CMg$	$\Delta_{Prom}$	$Q_{adj}$
1	12,51	0,00	-0,43	327	13,55	256,40	64,12	327
2	0,00	0,08	-0,26	0	13,55	14,53	67,75	0
3	0,00	0,00	0,66	0	15,73	0,00	67,83	332
4	0,00	33,21	8,32	0	15,73	310,60	145,38	319
5	8,32	0,52	8,45	0	15,73	5,75	82,72	0
6	9,15	1,37	8,77	0	18,20	6,96	80,83	238
7	10,07	3,45	9,64	330	19,11	35,79	89,78	0
8	9,64	34,27	9,90	0	20,07	307,84	89,09	190
9	10,60	-0,05	9,76	173	21,07	24,34	93,73	0
10	11,66	2,09	9,94	267	22,13	0,15	92,03	267
11	10,50	0,04	9,09	0	22,13	0,25	83,14	206
12	11,55	2,04	1,03	277	24,40	0,55	6,32	277

El impacto definitivo de estas decisiones se refleja en los flujos económicos netos, presentados en la Figura 5.18 y consolidados en la Tabla 5.10. En el bloque diurno, el resultado desfavorable de la cobertura empeoró la posición del agente, generando un déficit en el mercado de DFTs que redujo su balance en un -6,90 %. En contraste, la estrategia sostenida del bloque nocturno generó retornos sustanciales: los altos ingresos obtenidos en los meses de congestión superaron con creces los sobrepagos asumidos, inyectando más de 2,6 millones de dólares a favor y logrando un nivel de cobertura positivo del 44,58 %.



**Figura 5.18:** Evolución mensual del balance económico del agente H053, contrastando la exposición neta en el mercado spot (sin DFT) frente a la posición con cobertura financiera (con DFT).

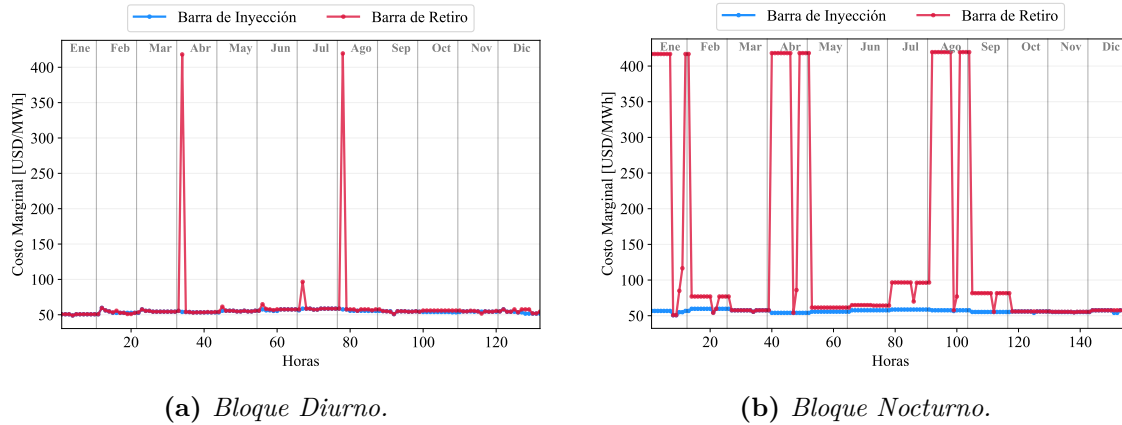
**Tabla 5.10:** Resumen financiero anual para el agente H053 diferenciado por bloque horario.

Bloque Horario	Compra/Venta Energía [USD]	Ganancia DFT [USD]	Balance Anual [USD]	Nivel de Cobertura
Diurno	-\$2.121.563	-\$146.431	-\$2.267.994	-6,90 %
Nocturno	-\$5.930.458	\$2.643.996	-\$3.286.462	44,58 %

### 5.3.2. Desacople marginal por bloque horario

La marcada diferencia en los resultados económicos obtenidos por los agentes según el bloque horario encuentra su fundamento en la dinámica de los precios del sistema. Al observar el comportamiento de los costos marginales en las barras de inyección y retiro asociados al agente H053, presentados en la Figura 5.19, se identifica una divergencia notable. Durante el bloque nocturno, el desacople entre la barra de inyección (Nueva Pan de Azúcar 500 kV) y la barra de retiro (Los Changos 220 kV) se vuelve pronunciado y frecuente, con valorizaciones del derecho que alcanzan los 300 [USD/MW] (Figura 5.17b). Por el contrario, en el bloque diurno la valorización máxima del instrumento apenas ronda los 30 [USD/MW] (Figura 5.17b). Es importante notar que, en este último bloque, el costo marginal alcanza valores elevados únicamente durante su primera hora; este fenómeno responde a periodos donde, dependiendo de la estación del año, existe todavía una ausencia de generación solar en el inicio de la jornada.

Esta disparidad explica por qué el valor del instrumento en el escenario original de 24 horas se situaba en torno a los 180 [USD/MW] (Figura 5.8), evidenciando que la evaluación consolidada de 24 horas diluía la intensidad de la congestión que ocurre de manera predominante durante el bloque nocturno. Este fenómeno confirma que el mayor desacople marginal se concentra en dicho periodo, validando las observaciones macroscópicas presentadas anteriormente, donde la rentabilidad del mercado de DFT es significativamente superior al contrastarla con el bloque diurno.



**Figura 5.19:** Evolución horaria del costo marginal en las barras de inyección (*Nueva Pan de Azúcar 500 kV*) y retiro (*Los Changos 220 kV*) asociados al agente *H053*.

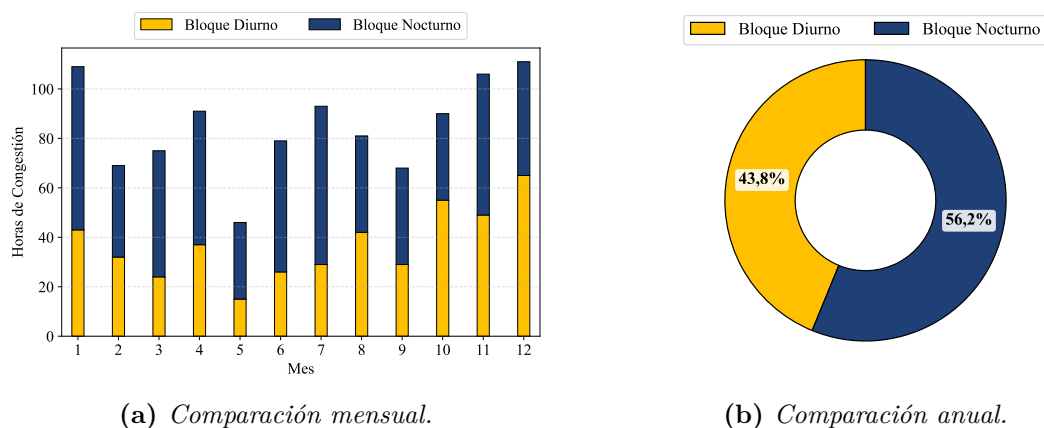
A partir de estas observaciones, se hace necesario escalar el análisis hacia una perspectiva sistémica para evaluar cómo esta dinámica de precios impacta la recaudación global de la red. En este sentido, el estudio de los Ingresos Tarifarios permite dimensionar el efecto económico de la congestión y su sensibilidad ante la estructura de bloques horarios, proporcionando una visión integral sobre la capacidad de financiamiento del sistema para respaldar los instrumentos de cobertura.

## 5.4. Análisis sistémico de la congestión por bloque horario

Una vez analizado el impacto de la división horaria en los agentes, es fundamental validar si estos resultados responden a una condición estructural del sistema. Con este propósito, resulta pertinente evaluar la relación entre la recaudación de Ingresos Tarifarios y la frecuencia de congestión en las líneas de transmisión.

### 5.4.1. Horas de congestión por bloque

La Figura 5.20a presenta la cantidad de horas de congestión registradas mensualmente, desglosadas por bloque horario. De manera complementaria, la Figura 5.20b muestra la distribución porcentual anual de estos eventos. Al observar los datos, se evidencia una clara predominancia de restricciones de transmisión durante el bloque nocturno, el cual concentra el 56,2% del total anual frente al 43,8% del bloque diurno. Si bien esta asimetría refleja una mayor frecuencia de saturación en la red durante la noche, con una diferencia de 12,4 puntos porcentuales, esta brecha temporal no basta por sí sola para explicar la profunda divergencia económica observada previamente en la valorización de los derechos.



**Figura 5.20:** Distribución de las horas de congestión en el sistema, comparando el bloque diurno y el bloque nocturno.

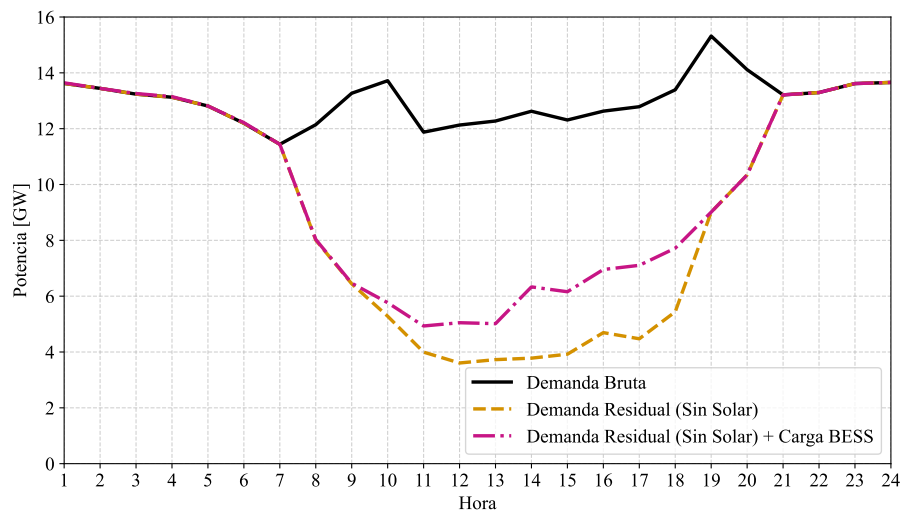
Para comprender este comportamiento, es fundamental contextualizar las condiciones operativas del escenario proyectado para el año 2030. En primer lugar, como se estableció en la caracterización del sistema (Capítulo 4), el perfil de consumo no experimenta una caída significativa durante el periodo nocturno, por el contrario, mantiene sostenidos niveles de exigencia que, en ciertas jornadas, superan los registros del bloque diurno. Esto descarta la premisa tradicional de que la operación nocturna está exenta de congestiones por baja demanda.

Por otro lado, durante el bloque diurno, la masiva inyección de energía solar fotovoltaica en la zona norte tiene el potencial de saturar severamente el sistema de transmisión. Sin embargo, la matriz proyectada para este caso de estudio asume una maduración y creciente participación de los sistemas BESS, los cuales alcanzan una inyección anual en torno al 4,3% del total de la energía del sistema.

Al absorber los excedentes de generación fotovoltaica durante las horas de máxima radiación, los sistemas BESS ayudan a gestionar la brecha entre la demanda total y la

generación renovable, mitigando el fenómeno operativo comúnmente conocido como la curva pato [24]. Esta dinámica actúa como un amortiguador directo sobre la red eléctrica: al almacenar temporalmente grandes volúmenes de energía, se reducen los flujos de potencia en las líneas más exigidas, lo que explica la menor frecuencia relativa de congestiones (43,8 %) en el horario diurno. Posteriormente, durante la noche, las baterías descargan la energía almacenada.

La Figura 5.21 ilustra este fenómeno para el mes de enero. El descenso de la demanda residual, provocado por la inyección fotovoltaica diurna, experimenta un claro aplanamiento al incorporar la demanda de carga de los sistemas BESS. Esta dinámica sugiere un uso más eficiente de la red, suavizando los flujos de potencia desde el norte hacia la zona central. Dada la incidencia de esta mitigación en el desacople de precios, resulta pertinente profundizar en este fenómeno mediante análisis de sensibilidad que evalúen cómo distintas capacidades de almacenamiento alteran la aplicación de los Derechos Financieros de Transmisión.



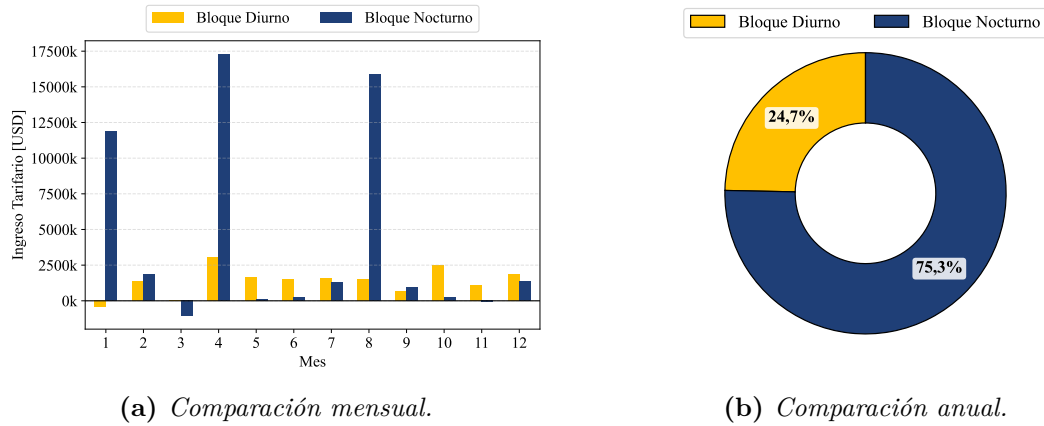
**Figura 5.21:** Evolución horaria de la demanda total y residual del sistema durante el mes de enero. Se evidencia el aplanamiento del valle diurno producto del consumo asociado a los sistemas BESS.

#### 5.4.1.a. Recaudación de Ingresos Tarifarios

Para evaluar el impacto financiero de la asimetría en las congestiones, se cuantifica la contribución a los ingresos tarifarios derivada exclusivamente de las transacciones de los agentes coberturistas. Mediante el cálculo del balance monetario neto entre las inyecciones y los retiros de este grupo, se dimensiona la porción de la recaudación sistémica atribuible a su operación, la cual actúa como base de financiamiento para la valorización de los DFT.

La Figura 5.22 presenta los resultados de esta recaudación segmentada. Al observar la distribución anual (Figura 5.22b), se revela una disparidad económica fundamental: las transacciones correspondientes al bloque nocturno concentran el 75,3 % del IT analizado, dejando al bloque diurno con apenas un 24,7 %. Al contrastar esta proporción financiera con la frecuencia física de los eventos a nivel sistémico, queda en evidencia que, si bien la noche agrupa el 56,2 % de las horas congestionadas, estas resultan ser económicamente

mucho más severas. Es decir, la intensidad del desacople de precios durante el periodo nocturno es significativamente mayor.



**Figura 5.22:** Distribución de la recaudación de ingresos tarifarios, atribuible a las transacciones de los agentes coberturistas.

Esta severidad económica encuentra su correlato temporal en la Figura 5.22a. Los meses de enero, abril y agosto concentran los mayores volúmenes de recaudación de manera exclusiva en el periodo nocturno. Este comportamiento responde a que, durante dichos meses, los resultados de la operación evidencian el despacho de unidades de generación diésel. Cabe destacar que la modelación no contempla restricciones de mínimos técnicos, por lo que se descarta la existencia de operación fuera de orden económico. En consecuencia, la entrada obligada de esta tecnología para abastecer la demanda nocturna ante limitaciones en la transmisión implica que dichas unidades fijan directamente el precio en las barras locales. El elevado costo de oferta de la generación diésel determina la aparición de costos marginales altos, lo que multiplica la renta de congestión y valida los resultados individuales obtenidos previamente para el agente H053.

### 5.5. Suficiencia de Ingresos y Balance Sistémico

Para evaluar la viabilidad económica del mercado desde la perspectiva del operador, la Tabla 5.11 consolida el balance de caja del Coordinador para los tres escenarios modelados. Este análisis contrasta los ingresos totales del sistema frente a las obligaciones de pago adquiridas con los agentes.

De la comparación de estos resultados, se desprenden las siguientes observaciones fundamentales:

- Al evaluar el balance económico visto por el ISO, se constata que en los tres escenarios se logra un superávit sistémico holgado. Esto demuestra que la condición de suficiencia de ingresos se cumple a cabalidad, garantizando que el diseño del mercado cuenta con el respaldo financiero necesario para operar sin riesgo de déficit.
- Destaca el resultado del escenario diurno, siendo el único caso donde el balance final (Total) logra superar al Ingreso Tarifario original (\$16.527.628 frente a \$16.387.996). Este fenómeno se explica directamente por el desempeño desfavorable de los agentes

durante este bloque: el sistema recauda más por concepto de subasta y valorizaciones pasivas que lo que debe desembolsar por coberturas positivas, absorbiendo a favor del sistema la pérdida neta de los participantes.

- En contraste con el día, en los escenarios de 24 horas y bloque nocturno el superávit final resulta levemente inferior al Ingreso Tarifario base. Esta reducción representa el pago neto que el sistema transfiere a los agentes para honrar sus posiciones. No obstante, este aparente “sacrificio” de una fracción de la renta de congestión persigue un beneficio sistémico mayor: blindar la certidumbre de los agentes frente a los riesgos de congestión de la red. Al proveer esta cobertura financiera firme, se reduce la prima de riesgo que los generadores deben asumir, lo que, bajo la teoría de mercados, se refleja en ofertas más eficientes y competitivas en las licitaciones de contratos de suministro, traspasando finalmente este beneficio económico a los clientes finales.

**Tabla 5.11:** *Balance anual de suficiencia de ingresos del Coordinador Eléctrico para los distintos escenarios de mercado. Unidades en [USD].*

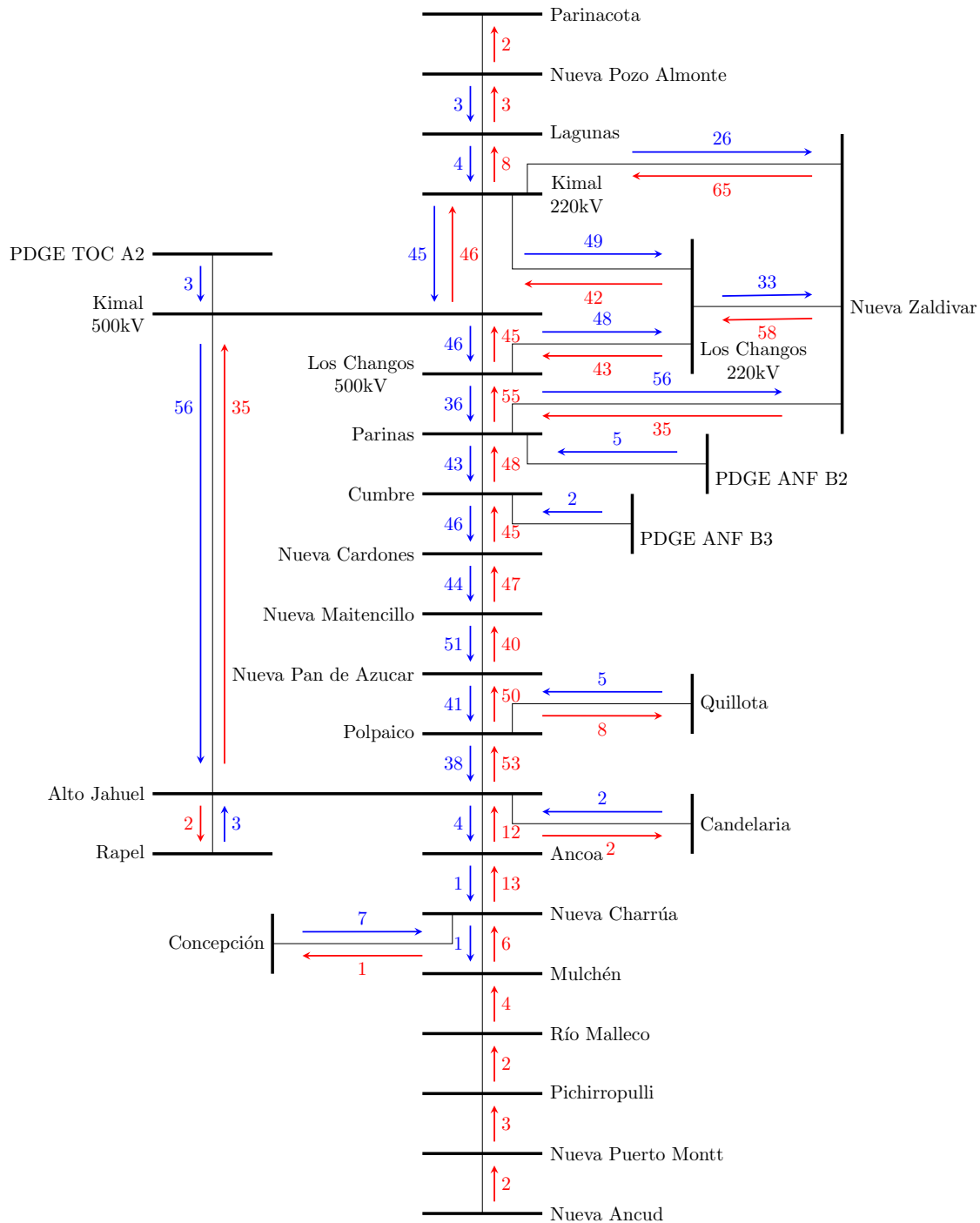
	<b>DFT 24 Horas</b>	<b>Bloque Diurno</b>	<b>Bloque Nocturno</b>
Ingreso Tarifario	\$66.414.201	\$16.387.996	\$50.026.205
Recaudación Subasta DFT	\$634.209	\$388.323	\$697.882
Valorizaciones Pasivas	\$11.636	\$56.643	\$1.348
<b>Ingresos Totales</b>	<b>\$67.060.046</b>	<b>\$16.832.962</b>	<b>\$50.725.435</b>
Pago por Coberturas	\$2.257.915	\$305.334	\$3.996.019
<b>Total</b>	<b>\$64.802.131</b>	<b>\$16.527.628</b>	<b>\$46.729.416</b>

## 5.6. Participación de los agentes sobre las líneas de transmisión

Habiendo establecido el impacto económico a nivel sistémico, el análisis se centra ahora en la distribución espacial de los agentes sobre las líneas de transmisión. Para comprender esta dinámica, es fundamental recordar que las posiciones físicas de los agentes coberturistas están fijas, es decir, cada uno opera con un nodo de inyección y un nodo de retiro previamente definidos.

El traslado comercial de energía entre estos dos puntos asume el uso de múltiples instalaciones del sistema. Como se detalló previamente, dado que en una red mallada es imposible aislar el flujo físico exacto de una inyección individual, la trayectoria asignada a cada agente constituye una ruta ficticia utilizada estrictamente para la modelación económica. Esta ruta virtual se determina de manera directa a través de la matriz PTDF, la cual actúa como la herramienta analítica que mapea la huella direccional de cada agente sobre la red, definiendo el sentido de su cobertura financiera según el signo del factor de distribución.

Para visualizar esta distribución espacial y direccional, la Figura 5.23 presenta el diagrama unilineal del sistema con la consolidación de las rutas teóricas de los agentes. Este esquema expone la cantidad total de participantes potenciales que necesitan hacer uso de cada línea para conformar su trayecto entre el nodo de inyección y de retiro en el contexto de la adquisición de DFT, indicando además el sentido direccional requerido (representado por flechas azules y rojas).



**Figura 5.23:** Distribución espacial y direccional del total de participantes potenciales sobre el diagrama unilíneal del sistema.

A partir de este diagrama, se pueden apreciar las siguientes observaciones principales:

1. Concentración geográfica: Se observa una alta concentración de participantes potenciales en el sistema troncal de 500 [kV] que une las zonas Norte Grande, Norte Chico y Centro, específicamente en el tramo comprendido entre las barras Kimal y Alto

Jahuel. Además, resalta fuertemente la zona Norte Grande, donde las líneas asociadas a las barras Kimal, Los Changos y Nueva Zaldívar agrupan la mayor cantidad de trayectos, alcanzando hasta 65 agentes en una sola dirección. En drástico contraste, la participación decae casi a cero hacia la zona Sur (al sur de Alto Jahuel) y en el extremo norte (barra Parinacota). Esta baja necesidad de cobertura en los extremos del sistema responde a los resultados de la asignación de contratos modelada para este estudio, en dicho proceso resultó, de manera orgánica, que la demanda de estas áreas es abastecida predominantemente por generación local o geográficamente cercana, minimizando así la dependencia de rutas de transmisión extensas.

2. Superposición de trayectorias: El diagrama demuestra que la demanda por capacidad de transmisión no es unidireccional. En la gran mayoría de las líneas tensionadas de 500 kV y 220 kV, se observan adjudicaciones simultáneas en ambos sentidos. Esto refleja cómo, para completar sus respectivas rutas operativas, múltiples agentes transitan por las mismas líneas de transmisión en direcciones financieramente opuestas.

### 5.6.1. Dinámica de participación y competencia mensual

Para complementar el análisis espacial, resulta necesario observar cómo se comporta la participación de los agentes a lo largo de los meses y cómo esto repercute en la asignación final de los derechos. La Figura 5.24 detalla este comportamiento mediante tres métricas: la cantidad de participantes potenciales, el número de agentes que efectivamente presentó ofertas y el porcentaje final de adjudicación.

Cabe destacar que la competencia real por la capacidad de una línea se produce entre aquellos agentes que requieren transitar en el mismo sentido físico. Por motivos de visualización, la Figura 5.24 presenta los valores agregados por línea, mientras que el desglose detallado de la competencia por dirección se incluye en el Anexo B.

A partir de este análisis consolidado, se distinguen dos tendencias claras en el comportamiento del mercado:

- Existe una brecha significativa entre los agentes que necesitan usar una línea (potenciales) y los que finalmente deciden ofertar en la subasta. En las líneas troncales más solicitadas del sistema (tales como Kimal - Los Changos o Cumbre - Nueva Cardones), el universo potencial alcanza los 91 agentes. Sin embargo, la participación real máxima observada en estos tramos es de 50 agentes (aproximadamente un 55 % del total posible). Por el contrario, en tramos de menor exposición, la tasa de participación tiende a ser proporcionalmente mayor, acercándose o alcanzando la totalidad de los agentes potenciales.
- El nivel de participación define directamente el éxito en la subasta. En las líneas con mayor cantidad de agentes compitiendo, la capacidad de los derechos disponibles se satura rápidamente. Como consecuencia, en estos tramos tensionados nunca se logra satisfacer el 100 % de lo solicitado por los agentes, alcanzando un nivel máximo de adjudicación cercano al 87 %. En contraste, en aquellas líneas con menor cantidad de ofertas, la falta de competencia permite que el proceso de optimización asigne la totalidad de los derechos requeridos, logrando niveles de adjudicación del 100 % sin dificultad.

	Agentes												Porcentaje de Adjudicación													
	Potenciales			Participantes																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
AltoJahuel500_Ancoa500 - 16	-	4	6	5	5	8	5	5	8	5	8	8	8	-	100	100	60	80	75	100	60	62	80	88	88	62
Ancoa500_NuevaCharrua500 - 14	-	1	4	3	3	7	4	4	7	4	7	7	7	-	100	100	33	100	71	100	100	43	100	71	86	71
Candelaria500_AltoJahuel500 - 4	-	2	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	0	67	50	100	0	100	100	100	100	100	100	100
Concepcion500_NuevaCharrua500 - 8	-	1	1	1	1	5	2	2	7	4	7	7	7	-	100	100	0	100	80	100	100	71	100	71	71	71
Cumbre500_NuevaCardones500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Kimal220_LosChangos220 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Kimal220_NuevaZaldivar220 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Kimal500_Kimal220 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Kimal500_LosChangos500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Lagunas220_Kimal220 - 12	-	1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	-	100	86	100	86	100	86	100	86	100	86	100	86
LosChangos220_NuevaZaldivar220 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
LosChangos500_LosChangos220 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
LosChangos500_Parinas500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
NuevaCharrua500_Mulchen500 - 7	-	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	-	100	100	0	100	0	100	100	50	100	100	100	100
NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
NuevaPandeAzucar500_Polpaico500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220 - 6	-	1	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220 - 2	-	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500 - 2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PDGE_ANF_B2_Parinas500 - 5	-	5	4	4	2	2	2	2	2	3	3	2	2	-	60	100	100	100	50	50	50	0	33	33	0	50
PDGE_ANF_B3_Cumbre500 - 2	-	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	1	-	50	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0
PDGE_TOC_A2_Kimal500 - 3	-	1	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Parinas500_Cumbre500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Parinas500_NuevaZaldivar220 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Pichirpulli500_NuevaPuertoMontt500 - 3	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polpaico500_AltoJahuel500 - 91	-	41	50	45	35	35	31	31	34	34	37	34	35	-	76	78	87	80	66	84	74	74	74	70	82	74
Quillota500_Polpaico500 - 13	-	7	4	4	2	1	1	1	1	1	1	1	1	-	100	100	100	100	0	100	100	100	100	0	100	100
Rapel500_AltoJahuel500 - 5	-	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-	100	100	100	50	100	100	0	100	100	50	100	50
RioMalleco500_Mulchen500 - 4	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RioMalleco500_Pichirpulli500 - 2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Figura 5.24: Análisis mensual de participación y adjudicación agregada por línea de transmisión.

Esta dinámica competitiva tiene un impacto directo en los agentes coberturistas. Aquellos participantes cuyas rutas de inyección a retiro dependen críticamente de las líneas más congestionadas se enfrentan de manera sistemática a adjudicaciones parciales, dejándolos expuestos a los diferenciales de precios del mercado en la porción de energía que no lograron cubrir.

### 5.6.2. Variación de rutas entre bloques operativos

El análisis agregado del sistema oculta una dinámica temporal fundamental. Las necesidades de cobertura de los agentes no son estáticas, sino que varían dependiendo del estado de operación del sistema. Para ilustrar este fenómeno, se desglosa el análisis de participación usando la diferenciación de los bloques horarios diurno y nocturno.

Al observar los diagramas unilineales correspondientes a cada bloque horario (Figuras 5.25 y 5.26), se evidencia una reconfiguración completa en las necesidades direccionales de cobertura de los participantes:

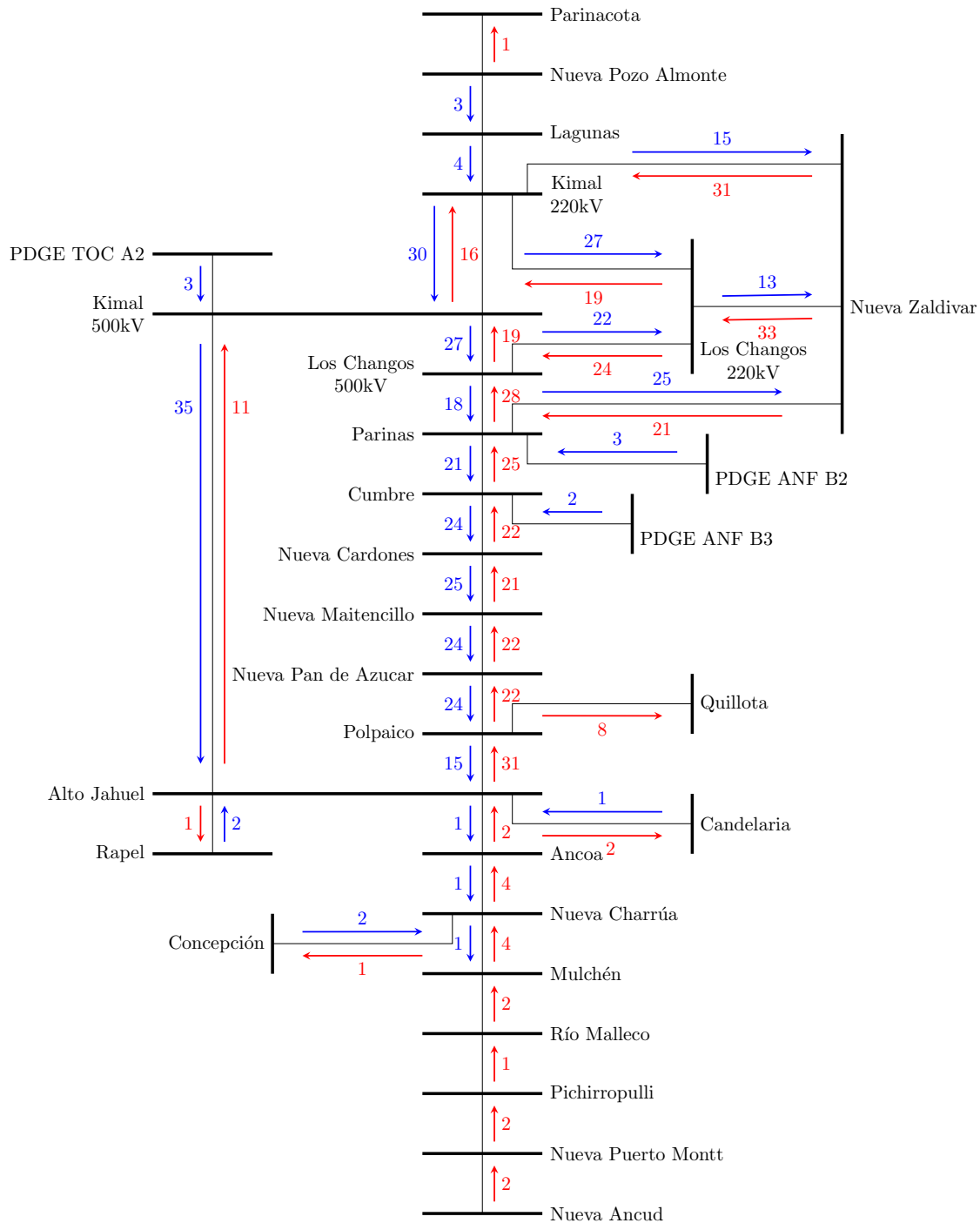
- *Bloque Diurno:* Durante este periodo, se observa una alta cantidad de agentes que requieren cubrirse en dirección desde el norte hacia el centro. El caso más representativo es la línea HVDC, donde 35 trayectorias solicitan capacidad en sentido sur. Este comportamiento direccional sugiere la existencia de fuertes compromisos financieros adquiridos por tecnologías solares, las cuales necesitan asegurar sus posiciones de venta hacia los grandes centros de consumo. De manera general, en las barras de la zona norte se aprecia una clara tendencia de rutas ficticias apuntando hacia el centro del sistema.
- *Bloque Nocturno:* En ausencia del recurso solar, el mapa de necesidades de cobertura cambia significativamente. En las barras del norte, la tendencia observada durante el día se invierte, presentándose ahora compromisos financieros orientados hacia el extremo norte. Por otro lado, destaca el comportamiento en la barra Quillota: a diferencia del escenario diurno, durante la noche aparecen agentes que requieren exportar energía desde este punto hacia la red principal (hacia Polpaico). Dado que la zona de Quillota contiene un alto porcentaje de capacidad instalada en base a GNL, este requerimiento direccional sugiere fuertemente la presencia de compromisos financieros nocturnos respaldados por esta tecnología térmica.

A pesar de estas marcadas variaciones direccionales vinculadas a la tecnología dominante en cada horario, es importante destacar que en ambos bloques se mantiene una constante sistémica: la mayor concentración de agentes potenciales sigue agrupada exactamente en la misma zona identificada en el caso total (el troncal de 500 [kV] entre Kimal y Alto Jahuel). Esto demuestra que, independientemente de la combinación tecnológica que respalde estos compromisos en cada bloque horario, esta franja central-norte de la red representa el desafío estructural permanente de cobertura para el mercado.

#### 5.6.2.a. Evolución mensual de la participación

Siguiendo con el desglose temporal, el análisis del comportamiento mensual de los agentes en cada bloque horario (ilustrado en las Figuras 5.27 y 5.28) confirma las dinámicas estructurales del sistema, pero revela una divergencia clave en la estrategia de los participantes a lo largo del año. Del análisis comparativo de ambos bloques se extraen las siguientes observaciones:

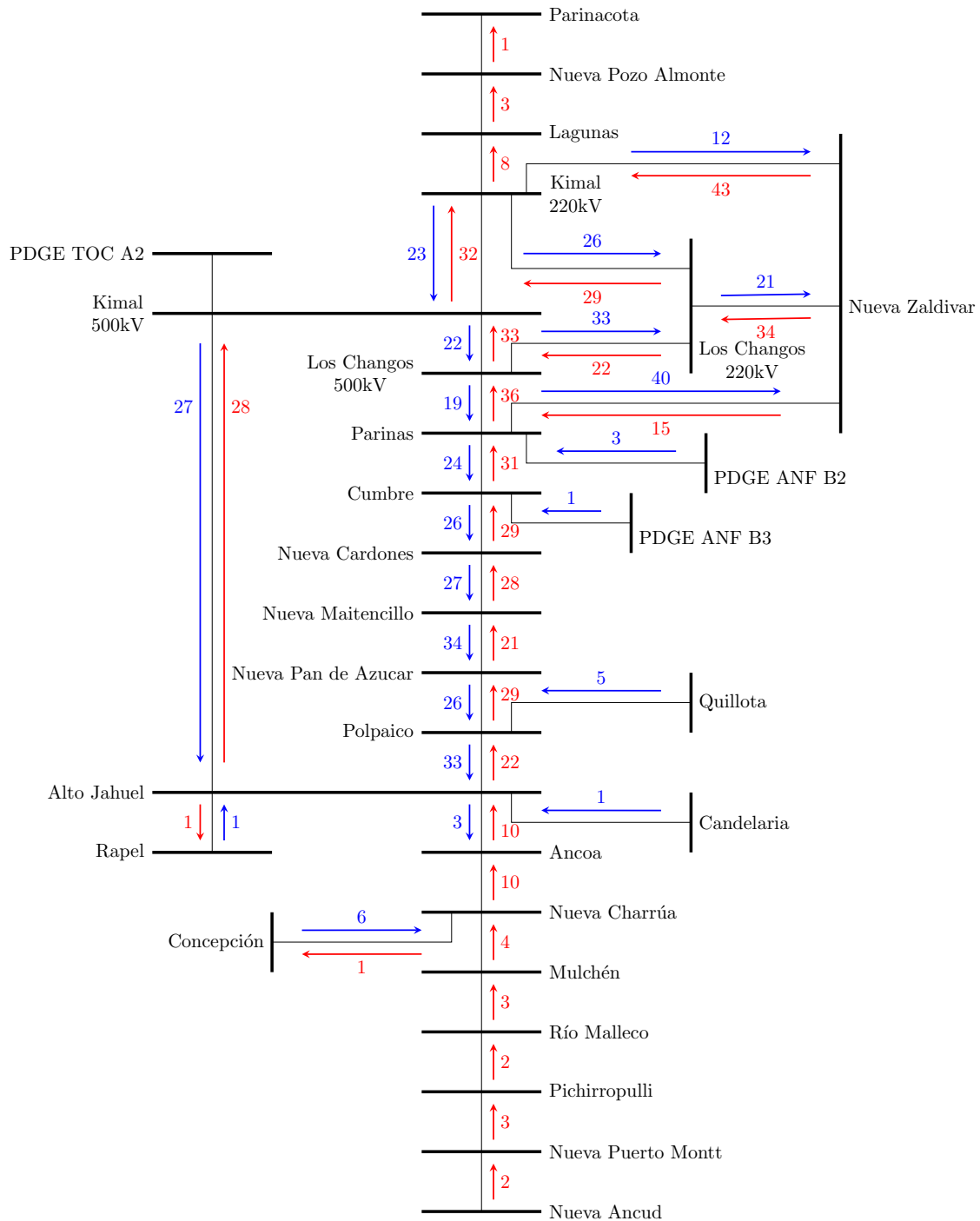
- Al igual que en el escenario agregado, en ambos bloques horarios se constata que las zonas con mayor cantidad de participantes potenciales nunca alcanzan el 100 %



**Figura 5.25:** Distribución espacial y direccional del total de participantes potenciales sobre el diagrama unilínea del sistema. Bloque diurno

de adjudicación. Este tope en el porcentaje asignado valida la existencia de una competencia real y sostenida por la capacidad de transmisión en los trayectos más críticos de la red, independientemente de la hora del día.

- *Bloque Diurno:* En las líneas con mayor participación, se observa una clara dismi-



**Figura 5.26:** Distribución espacial y direccional del total de participantes potenciales sobre el diagrama unilineal del sistema. Bloque nocturno.

nución en la cantidad de agentes ofertantes a medida que avanza el año. Este retiro progresivo del mercado es coherente con los resultados de la valoración económica analizados previamente. Dado que el mercado de DFT resulta ser menos favorable para los agentes durante este bloque, la expectativa de baja rentabilidad o rentabilidad negativa termina desincentivando su participación.

	Agentes Potenciales												Agentes Participantes												Porcentaje de Adjudicación											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AltoJahuel500_Ancoa500 - 3	-	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	-	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa500_NuevaCharrua500 - 5	-	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	-	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0
Candelaria500_AltoJahuel500 - 3	-	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	-	50	0	0	50	100	0	100	100	0	100	0	-	50	0	0	50	100	0	100	100	0	100	0
Concepcion500_NuevaCharrua500 - 3	-	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	100	50	100	-	0	0	0	0	0	0	0	0	100	50	100
Cumbre500_NuevaCardones500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Kimal220_LosChangos220 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Kimal220_NuevaZaldivar220 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Kimal500_Kimal220 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Kimal500_LosChangos500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Lagunas220_Kimal220 - 4	-	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	-	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	-	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0
LosChangos220_NuevaZaldivar220 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
LosChangos500_LosChangos220 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
LosChangos500_Parinas500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
NuevaCharrua500_Mulchen500 - 5	-	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	-	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	
NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
NuevaPandeAzucar500_Polpaico500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220 - 3	-	3	3	3	3	1	0	0	0	0	0	1	-	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	100	-	100	100	100	100	0	0	0	0	0	100	100
NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220 - 1	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500 - 2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PDGE_ANF_B2_Parinas500 - 3	-	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	-	100	100	100	67	0	0	0	0	0	100	0	-	100	100	100	67	0	0	0	0	0	100	0
PDGE_ANF_B3_Cumbre500 - 2	-	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	1	-	50	100	100	100	100	100	0	0	0	0	100	-	50	100	100	100	100	100	0	0	0	0	100
PDGE_TOC_A2_Kimal500 - 3	-	1	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	-	100	67	100	67	100	100	100	100	100	100	100	-	100	67	100	67	100	100	100	100	100	100	100
Parinas500_Cumbre500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Parinas500_NuevaZaldivar220 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Pichirpulli500_NuevaPuertoMontt500 - 2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Polpaico500_AltoJahuel500 - 46	-	25	25	25	24	13	13	11	11	11	11	14	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29	-	84	76	76	75	54	54	55	55	45	91	29
Quillota500_Polpaico500 - 8	-	2	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	-	50	0	33	67	0	0	0	0	0	0	0	-	50	0	33	67	0	0	0	0	0	0	0
Rapel500_AltoJahuel500 - 3	-	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	-	0	0	0	0	100	0	100	0	100	0	-	0	0	0	0	100	0	100	0	100	0	0	
RioMalleco500_Mulchen500 - 2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RioMalleco500_Pichirpulli500 - 1	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Figura 5.27: Análisis mensual de participación y adjudicación agregada por línea de transmisión. Bloque diurno.

- *Bloque Nocturno:* En contraste absoluto con el escenario diurno, las líneas más requeridas durante la noche muestran un nivel de participación firme y sostenido a lo largo de los doce meses. Esta constancia estratégica refleja el atractivo del mercado nocturno para los agentes, comportamiento que es directamente respaldado por los resultados económicos positivos y consistentes obtenidos en la valorización de los derechos durante el bloque nocturno.

	Agentes												Porcentaje de Adjudicación												
	Potenciales	Agentes Participantes																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AltoJahuel500_Ancoa500	-13	-5	8	8	10	10	8	8	8	8	8	8	8	-40	75	88	90	90	88	75	88	75	75	75	88
Ancoa500_NuevaCharrua500	-10	-3	6	6	9	9	7	7	7	7	7	7	7	67	67	100	89	100	86	86	71	57	71	71	86
Candelaria500_AltoJahuel500	-1	-0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
Concepcion500_NuevaCharrua500	-7	-2	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	6	100	75	100	100	100	100	100	67	67	83	67	83
Cumbre500_NuevaCardones500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Kimal220_LosChangos220	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Kimal220_NuevaZaldivar220	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Kimal500_Kimal220	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Kimal500_LosChangos500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Lagunas220_Kimal220	-8	-7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	100	43	100	71	71	100	86	100	86	100	86	100
LosChangos220_NuevaZaldivar220	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
LosChangos500_LosChangos220	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
LosChangos500_Parinas500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
NuevaCharrua500_Mulchen500	-4	-2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100	0	100	0	100	100	0	100	100	0	100	100
NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	-3	-3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	100	0	100	67	67	100	100	100	100	100	100	100
NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100	0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100
NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	-2	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PDGE_ANF_B2_Parinas500	-3	-3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-33	100	100	100	100	50	0	50	50	0	0	50
PDGE_ANF_B3_Cumbre500	-1	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PDGE_TOC_A2_Kimal500	-0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Parinas500_Cumbre500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Parinas500_NuevaZaldivar220	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Pichirpulli500_NuevaPuertoMontt500	-3	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico500_AltoJahuel500	-55	-26	30	30	32	33	26	26	26	26	26	26	26	-58	73	93	88	85	88	50	88	77	69	65	92
Quillota500_Polpaico500	-5	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-0	100	100	100	100	100	0	100	100	100	0	100
Rapel500_AltoJahuel500	-2	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-0	100	100	100	100	100	0	100	100	100	0	100
RioMalleco500_Mulchen500	-3	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RioMalleco500_Pichirpulli500	-2	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5.28: Análisis mensual de participación y adjudicación agregada por línea de transmisión. Bloque nocturno.

# Capítulo 6

## Conclusiones

El acelerado proceso de transición energética y la masiva integración de generación renovable variable acentúan las limitaciones en la capacidad de transmisión del sistema eléctrico, provocando frecuentes desacoples de precios nodales. Frente a este riesgo financiero, que ya es mitigado en mercados internacionales mediante Derechos Financieros de Transmisión, este trabajo desarrolla un marco metodológico integral para evaluar su implementación y desempeño económico en el contexto local.

Para abordar esta problemática, el estudio simula la operación del sistema proyectada al año 2030, integrando la futura línea HVDC Kimal-Lo Aguirre bajo una lógica de mercado basado en ofertas. Sobre esta base, se implementa un modelo de subasta para adjudicar y valorizar DFT en tres escenarios: un mercado de 24 horas y uno segmentado en bloques diurno y nocturno.

Esta segmentación horaria permite aislar el impacto de la generación solar masiva que caracteriza al sistema nacional. El enfoque propuesto cuantifica con robustez tanto la efectividad de la cobertura para los agentes frente a la congestión, como la viabilidad financiera del operador del sistema.

La implementación de la estrategia diferenciada revela disparidades significativas en el desempeño financiero del mercado. El bloque nocturno presenta un balance favorable debido a los mayores niveles de congestión y desacople de precios en ese periodo. Este comportamiento se asocia a la estructura de los costos marginales nocturnos, impulsados por la salida de la generación renovable y el despacho de unidades térmicas más costosas. Destaca en este análisis el despacho de generación diésel en meses de alta exigencia, lo cual eleva los diferenciales de precios.

Se identifica una marcada diferencia en la disposición de los participantes para adquirir coberturas según el bloque horario. El bloque nocturno genera un incentivo natural para la adquisición de derechos al presentar diferenciales de precios más volátiles y atractivos para la cobertura. Por el contrario, la estabilidad del bloque diurno desincentiva la participación. En este escenario, los agentes que optan por adquirir derechos incurren frecuentemente en sobrepagos o perciben rentabilidades mínimas, dado que el costo de la prima no logra ser cubierto por la renta de congestión.

La principal limitación de la estrategia reside en el mecanismo de oferta utilizado para la toma de decisiones. Al carecer de un historial de subastas previas, el modelo asume que los agentes basan su postura exclusivamente en la valorización promedio de los últimos

cuatro meses, lo que impulsa la adquisición de derechos en periodos de baja probabilidad de congestión. Sin embargo, en un mercado real, los participantes pueden estructurar sus ofertas basándose en modelos predictivos de costos marginales, tendencias de años anteriores y expectativas propias, lo que le da un mayor dinamismo al mercado y permite una gestión del riesgo altamente flexible frente a la volatilidad del sistema.

El mercado de DFT consolida la señal de localización al operar directamente sobre los desacoples de precios nodales, utilizando la renta de congestión generada por esta separación económica para financiar parte del pago de estas coberturas. Este fenómeno se valida empíricamente con el comportamiento del Agente H053, quien presenta una alta brecha de precios entre su inyección en Nueva Pan de Azúcar 500 [kV] y su retiro en Los Changos 220 [kV] debido a restricciones de transmisión y al despacho diésel nocturno. Así, estos diferenciales actúan como indicadores de inversión que señalan los puntos críticos del sistema donde es necesario reforzar la infraestructura o instalar almacenamiento para reducir la brecha de costos marginales.

En este contexto, el DFT cumple una función de cobertura crítica al transformar la volatilidad operativa en un flujo de ingresos previsible para el agente. Los resultados demuestran que esta protección es altamente efectiva cuando se aplica de forma selectiva, permitiendo a los participantes optimizar sus costos de cobertura mediante la elección del bloque que mejor se ajusta a las particularidades de sus barras. Por lo tanto, la segmentación del mercado otorga una flexibilidad estratégica que valida la conveniencia de contratar derechos específicos para periodos de alta congestión, en lugar de esquemas rígidos de 24 horas.

El beneficio último de esta flexibilidad y protección financiera se transfiere directamente al cliente final. Al contar con herramientas de cobertura firme como los DFT, los generadores logran mitigar su exposición a la volatilidad de los costos marginales, eliminando la necesidad de incorporar altas primas de riesgo por congestión en sus estructuras de costos. Esta certidumbre financiera fomenta una mayor participación y competencia de los agentes en las licitaciones de suministro eléctrico, lo que se traduce en ofertas de energía a precios más competitivos y estables. En definitiva, el mercado de derechos de transmisión actúa como un escudo económico que evita el traspaso directo del riesgo sistémico a la tarifa de los usuarios finales regulados y libres.

Bajo el marco metodológico empleado, los extremos de los DFT se limitan estrictamente a las barras de inyección y retiro físico de los agentes participantes. Por esta razón, el sentido de los compromisos financieros analizados fluye de manera inherente desde los centros de oferta hacia los de demanda. Es importante destacar que, en una implementación real, los agentes poseen la libertad de seleccionar cualquier par de barras del sistema para establecer un derecho punto a punto. Esta flexibilidad permitiría la participación de agentes especuladores, no incluidos en este análisis, quienes buscan capturar diferenciales de precios netamente por rentabilidad, ya que, al no tener compromisos financieros, no tienen la necesidad de buscar cobertura frente a la congestión.

Por otro lado, la capacidad de asignar y visualizar el sentido de estos intereses comerciales sobre la topología de la red permite identificar las líneas de transmisión críticas para el cumplimiento de cada compromiso financiero. Al graficar estas trayectorias, se revela qué tramos específicos de la infraestructura son los que cada agente “necesita” ocupar para garantizar su estabilidad económica. Esta visualización no solo vincula la dimensión financiera con la realidad física del sistema, sino que también expone la dependencia estratégica de los participantes respecto a tramos particulares de la red de transporte.

Bajo la regulación vigente, el ingreso tarifario generado por la congestión pertenece a los clientes finales, actuando como un descuento sobre el cargo por transmisión. Al observar la alta concentración de intereses comerciales en el corredor de 500 kV entre las zonas norte y centro, podría sugerirse la reintroducción de cargos de transmisión a los generadores, alterando el actual esquema de estampillado que precisamente posibilitó la masiva expansión solar. Sin embargo, gravar a los agentes con un cobro variable por el uso de la red resulta económicamente contraproducente. Esta medida inyecta mayor riesgo y variabilidad al mercado, costos que los generadores internalizan y traspasan invariablemente a los clientes finales a través de primas de riesgo más altas en los contratos de suministro de energía.

En consecuencia, la visualización de las trayectorias de los compromisos financieros no debe interpretarse como una base para el cobro, sino como una herramienta estratégica de planificación comercial. Identificar tramos de la red con alta saturación de cobertura, donde la adjudicación en subastas mensuales resulta compleja por la alta competencia, justifica directamente la necesidad de implementar subastas de DFT de largo plazo. Este mecanismo opera como una suscripción a precio fijo, permitiendo a los agentes asegurar su cobertura para horizontes extendidos. De este modo, se supera la limitación y la incertidumbre de la subasta mensual, otorgando a los participantes una certidumbre robusta que facilita la presentación de ofertas de energía más competitivas y estables.

## 6.1. Trabajos futuros

A partir de las limitaciones identificadas y considerando la naturaleza dinámica del SEN, surgen diversas oportunidades para expandir y perfeccionar el análisis del mercado de DFT. En este sentido, se proponen las siguientes líneas de trabajo futuro:

1. *Perfeccionamiento de la estrategia de oferta de los agentes:* Dado que el mecanismo actual se limita a evaluar la valorización promedio de los últimos cuatro meses e ignora el número de horas efectivas de congestión, se propone desarrollar un modelo de toma de decisiones más robusto.
2. *Análisis de variabilidad eólica e hidrológica:* El modelo de estudio operó bajo un único escenario determinístico de generación renovable. Por lo tanto, se propone evaluar el desempeño del mercado de DFT frente a la incertidumbre climática, con el fin de cuantificar cómo las variaciones en los perfiles eólicos y los distintos años hidrológicos afectan el ingreso tarifario y el riesgo financiero de los agentes.
3. *Estudio de sensibilidad de sistemas de almacenamiento:* Considerando que la operación de activos de almacenamiento tiene un impacto directo en el desplazamiento de energía y la mitigación de congestiones, se plantea analizar cómo diferentes niveles de penetración de baterías alteran los diferenciales de precios y reconfiguran la necesidad de cobertura a través de DFT.
4. *Ampliación y diversificación de los perfiles de agentes:* Se propone integrar una mayor variedad de participantes en el modelo de subasta, incorporando agentes especuladores y agentes con contratos de cobertura de largo plazo. La inclusión de estos perfiles permitiría otorgar un mayor dinamismo y liquidez a la formulación del mercado, capturando de forma más realista la interacción entre la mitigación de riesgos y la búsqueda de beneficios financieros en el sistema.

# Apéndice A

## Congestión del Sistema de Transmisión

Para cuantificar la congestión en el sistema de transmisión, se registra el número de horas en que cada línea alcanza su capacidad máxima. Este estado de saturación representa los intervalos temporales en los cuales la infraestructura no es capaz de transportar flujos de potencia adicionales, lo que genera desacoples en los costos marginales entre distintas barras.

A continuación, se presentan las figuras que ilustran los resultados de este análisis para el año de simulación. Este material gráfico permite identificar de manera visual los tramos de transmisión que presentan mayores restricciones físicas, facilitando la comprensión de cómo estas limitaciones afectan la variabilidad de los costos marginales en las distintas zonas del sistema.

### A.1. Uso anual de las líneas de transmisión

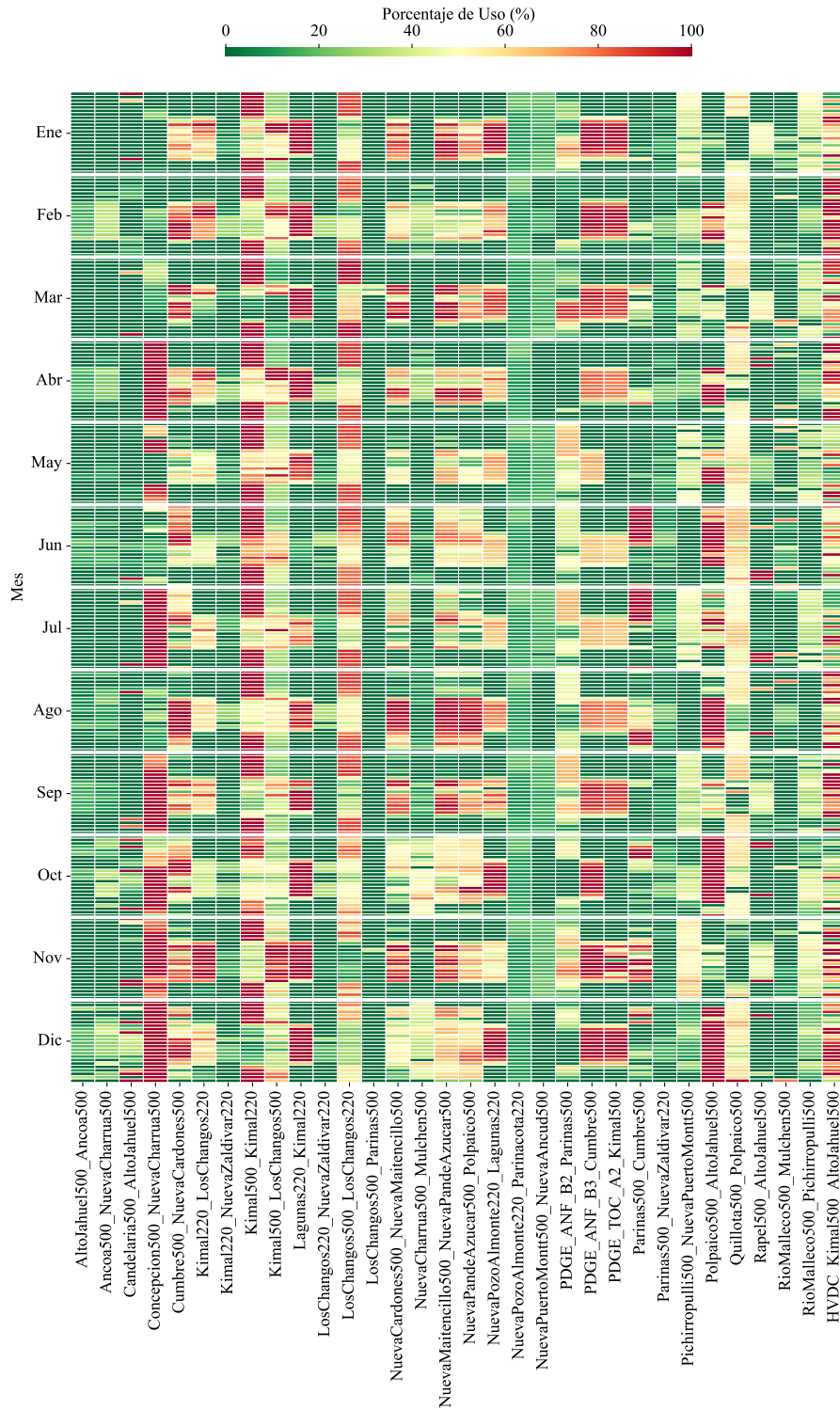


Figura A.1: Porcentaje de uso de las líneas de transmisión respecto a su límite de capacidad.

### A.2. Congestionamientos en el Bloque 24 horas

	AltoJahuel500_Ancoa500	4	0	4	0	0	0	4	0	0	0	8	0
	Ancoa500_NuevaCharrua500	12	0	13	2	0	0	7	0	2	1	10	1
	Candelaria500_AltoJahuel500	2	0	1	0	0	1	1	1	0	3	3	5
	Concepcion500_NuevaCharrua500	3	0	0	24	2	0	24	0	17	11	13	23
	Cumbre500_NuevaCardones500	0	4	2	0	0	2	1	8	0	2	0	2
	HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	3	16	4	10	3	2	2	8	10	1	8	6
	Kimal220_LosChangos220	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
	Kimal220_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Kimal500_Kimal220	11	11	13	14	14	15	14	13	12	1	12	8
	Kimal500_LosChangos500	4	0	0	2	0	0	1	0	0	0	4	0
	Lagunas220_Kimal220	9	7	8	8	0	0	0	1	5	10	10	10
	LosChangos220_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos500_LosChangos220	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos500_Parinas500	16	17	5	17	20	20	19	23	19	22	1	13
	NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0	0	1	0	0	0	0	3	0	0	2	0
	NuevaCharrua500_Mulchen500	16	3	6	0	2	1	4	0	1	1	4	0
	NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	4	0	5	0	0	0	0	2	1	0	1	0
	NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	0	4	0	2	0	0
	NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	6	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	6
	NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	0	0	0	0	0	8	0	1	0	0	0	0
	PDGE_ANF_B2_Parinas500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PDGE_ANF_B3_Cumbre500	6	4	0	0	0	0	0	0	0	3	6	7
	PDGE_TOC_A2_Kimal500	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5
	Parinas500_Cumbre500	0	0	0	0	0	10	10	3	0	3	3	1
	Parinas500_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	0	0	1	4	0	2	0	0	0	0	0	0
	Polpaico500_AltoJahuel500	11	5	1	7	5	12	4	11	1	21	12	21
	Quillota500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Rapel500_AltoJahuel500	0	0	0	3	0	3	2	1	0	3	1	1
	RioMalleco500_Mulchen500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RioMalleco500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	3	0	2	0	0	0	1
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Figura A.2: Cantidad de congestiones en el sistema de transmisión durante las 24 horas del día.

### A.3. Congestionen en el Bloque Diurno

	AltoJahuel500_Ancoa500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Ancoa500_NuevaCharrua500	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Candelaria500_AltoJahuel500	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	
	Concepcion500_NuevaCharrua500	2	0	0	11	1	0	11	0	11	8	10	10
	Cumbre500_NuevaCardones500	0	3	2	0	0	2	1	8	0	2	0	2
	HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	2	8	2	2	0	1	2	3	6	0	6	5
	Kimal220_LosChangos220	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
	Kimal220_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Kimal500_Kimal220	0	0	1	1	1	2	1	1	0	0	0	0
	Kimal500_LosChangos500	3	0	0	2	0	0	1	0	0	0	3	0
	Lagunas220_Kimal220	9	7	8	8	0	0	0	1	5	10	10	10
	LosChangos220_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos500_LosChangos220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos500_Parinas500	4	5	4	5	7	7	6	10	6	11	0	8
	NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0	0	1	0	0	0	0	3	0	0	2	0
	NuevaCharrua500_Mulchen500	5	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
	NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	4	0	5	0	0	0	0	2	1	0	1	0
	NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	0	4	0	2	0	0
	NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	6	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	6
	NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0
	PDGE_ANF_B2_Parinas500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PDGE_ANF_B3_Cumbre500	6	4	0	0	0	0	0	0	0	3	6	7
	PDGE_TOC_A2_Kimal500	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5
	Parinas500_Cumbre500	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	3	0
	Parinas500_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Polpaico500_AltoJahuel500	0	3	0	7	5	9	3	9	0	11	0	11
	Quillota500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rapel500_AltoJahuel500	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
	RioMalleco500_Mulchen500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RioMalleco500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Figura A.3: Cantidad de congestiones en el sistema de transmisión durante bloque diurno.

### A.4. Congestionen en el Bloque Nocturno

	AltoJahuel500_Ancoa500	4	0	4	0	0	0	4	0	0	0	8	0
	Ancoa500_NuevaCharrua500	12	0	12	2	0	0	7	0	2	1	10	1
	Candelaria500_AltoJahuel500	2	0	1	0	0	1	1	1	0	2	3	4
	Concepcion500_NuevaCharrua500	1	0	0	13	1	0	13	0	6	3	3	13
	Cumbre500_NuevaCardones500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	1	8	2	8	3	1	0	5	4	1	2	1
	Kimal220_LosChangos220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Kimal220_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Kimal500_Kimal220	11	11	12	13	13	13	13	12	12	1	12	8
	Kimal500_LosChangos500	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	Lagunas220_Kimal220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos220_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos500_LosChangos220	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	LosChangos500_Parinas500	12	12	1	12	13	13	13	13	13	11	1	5
	NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaCharrua500_Mulchen500	11	3	6	0	1	1	3	0	1	1	4	0
	NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0
	PDGE_ANF_B2_Parinas500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PDGE_ANF_B3_Cumbre500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PDGE_TOC_A2_Kimal500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Parinas500_Cumbre500	0	0	0	0	0	7	7	3	0	3	0	1
	Parinas500_NuevaZaldivar220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	0	0	1	4	0	2	0	0	0	0	0	0
	Polpaico500_AltoJahuel500	11	2	1	0	0	3	1	2	1	10	12	10
	Quillota500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Rapel500_AltoJahuel500	0	0	0	2	0	3	2	1	0	2	1	1
	RioMalleco500_Mulchen500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RioMalleco500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	3	0	2	0	0	0	1
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Figura A.4: Cantidad de congestiones en el sistema de transmisión durante bloque nocturno.

## **Apéndice B**

### **Participación de los agentes en subasta de DFT**







# Bibliografía

- [1] M. Garretón. (2025) La preocupante capacidad de Chile para desperdiciar energía: Cada año aumentamos estos niveles récord. [Online]. Available: <https://www.emol.com/noticias/Economia/2025/03/05/1159434/energias-renovables-chile.html>
- [2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation and Control*. Wiley, 2014.
- [3] X. Ma, D. Sun, G. Rosenwald, and A. Ott, “Advanced financial transmission rights in the PJM market,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, vol. 2, 2003, pp. 1031–1038 Vol. 2.
- [4] R. Bastidas, “Aplicación de derechos financieros al sistema de transmisión de Perú como cobertura contra riesgos derivados de la congestión,” Master’s thesis, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2009.
- [5] R. Barrera-Navarro, “Evaluación del uso de derechos financieros de transmisión aplicados al SEN,” Memoria de Título, Universidad Técnica Federico Santa María, 2025.
- [6] ECCO, “Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile,” 2024.
- [7] J. Pérez-Cruz, “Aplicación de derechos de transmisión en el modelo de tarificación de los sistemas de transmisión en Chile,” Master’s thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, 2024.
- [8] New York ISO. Transmission Congestion Contracts (TCC). [Online]. Available: <https://www.nyiso.com/transmission-congestion-contracts-tcc>
- [9] PJM, *Operating agreement of PJM interconnection*, 2011.
- [10] Transpower New Zealand Limited. (2021) Actively manage your risk and exposure. [Online]. Available: <https://www.ftr.co.nz/>
- [11] Ministerio de Energía, “Planificación energética de largo plazo 2023-2027,” 2025.
- [12] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto con Fuerza de Ley 4: Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos,” febrero 2007, publicado en el Diario Oficial el 05 de febrero de 2007. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258032>
- [13] ISO New England Inc., *ISO New England Manual for Financial Transmission Rights (Manual M-06)*, ISO New England Inc., septiembre 2025, revision 12, Effective Date: September 4, 2025.

- 
- [14] FTR Manager, *FTR Policy: Use of the FTR Information System (FIS)*, New Zealand FTR Market, agosto 2024, version 1.6. [Online]. Available: <https://www.ftr.co.nz>
- [15] V. Sarkar and S. A. Khaparde, “A comprehensive assessment of the evolution of financial transmission rights,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1783–1795, nov 2008.
- [16] L. Gacitúa-Rocha, *Manual de Usuario LGplan*, mayo 2025.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional, “Infotécnica: Base de datos técnica de instalaciones - Tramos de líneas,” <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/tramos>, 2025.
- [18] Coordinador Eléctrico Nacional, “Potencia transitada por el sistema de transmisión Operación Real,” 2026. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/potencia-transitada-por-el-sistema-de-transmision/>
- [19] Comisión Nacional de Energía, “Informe Técnico: Resultado del llamado a licitación para la adjudicación de los derechos de ejecución y explotación de la obra “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre” contemplada en el Decreto Exento N° 231, de 2019, del Ministerio de Energía,” Santiago, Chile, Tech. Rep., 12 2021.
- [20] Comisión Nacional de Energía, “Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica 2025/02,” septiembre 2025, fecha de publicación: 15 de septiembre de 2025.
- [21] Lazard, “Levelized cost of energy analysis — version 18.0,” Lazard, Report, jun 2025.
- [22] Comisión Nacional de Energía, “Informe técnico definitivo: Fijación de precios de nudo de corto plazo segundo semestre 2025,” Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Tech. Rep., jul 2025.
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real del Sistema Eléctrico Nacional,” 2025, accedido: 20 de febrero de 2026. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>
- [24] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, S. L. Walker, and J. B. Ekanayake, “Optimal placement and sizing of battery energy storage system considering the duck curve phenomenon,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 197 236–197 248, 2020.