

---

# Evaluación de los impactos en las tarifas de clientes regulados a raíz de los desafíos técnico/económicos que presenta la transición energética: Desarrollo de un modelo tarifario predictivo y adaptable

---

MEMORIA DE TÍTULO PRESENTADA COMO REQUISITO PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

*Autor:*  
Juan Pablo del Valle Morilla

*Profesor guía:*  
Rodrigo Rozas Valderrama

*Correferente:*  
Danilo Zurita Oyarzún



## 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:** Evaluación de los impactos en las tarifas de clientes regulados a raíz de los desafíos técnico/económicos que presenta la transición energética: Desarrollo de un modelo tarifario predictivo y adaptable

**Nombre del candidato(a):** Juan Pablo del Valle Morilla

**Carrera / Grado:** Ingeniero Civil Electricista

**Campus:** Santiago San Joaquin ; **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

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

Yo, Rodrigo 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

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:

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: 18/07/2025 ; Firma: 

**Estudiante o Candidato(a):**

Fecha: 18/07/2025 ; 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.*

*“No temas ir despacio, solo teme no avanzar.”*  
— *Eutiquio Morilla*

# Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis padres, Marianela Morilla Castro y Paulo del Valle Muñoz, por ser el pilar fundamental en mi vida. Me entregaron los mejores valores y principios, y lo dieron todo para que pudiera alcanzar el sueño de convertirme en ingeniero. No podría haber tenido mejores padres.

A mis hermanos, Nicolás y Fernanda, gracias por estar siempre presentes, por su apoyo incondicional y por ser una fuente constante de confianza y compañía en el día a día.

A Michelle Andrea Palacios Guerra, por ser una compañera fundamental durante este proceso. Su presencia constante, sus gestos de cariño y su disposición a escuchar y acompañar marcaron una diferencia real en los momentos más exigentes. Le agradezco profundamente por su apoyo, por motivarme a seguir adelante y por recordarme, con palabras y acciones, que era capaz de lograrlo. También agradezco a Sergio Ramírez por su tiempo y consejos técnicos en programación.

A quienes conocí durante la universidad, ya fueran compañeros de curso o de otras instancias académicas, gracias por haber contribuido a hacer de esta etapa una experiencia enriquecedora y memorable.

Al profesor Rodrigo Rozas, por haber sido una figura clave en mi formación universitaria, guiándome durante la carrera y esta memoria, y por impulsarme constantemente a tomar la iniciativa.

Al profesor Danilo Zurita, por su confianza y respaldo durante el tiempo que compartimos en energíE, y por enseñarme, con exigencia y claridad, lo que significa enfrentarse al mundo real de la ingeniería. Su compromiso, experiencia y disposición lo convierten en un ejemplo a seguir, tanto profesional como humanamente.

Finalmente, un agradecimiento muy especial a Jaime Gallegos, con quien trabajé estrechamente durante varios meses en energíE. Su dedicación, generosidad para enseñar y compromiso con mi aprendizaje fueron fundamentales, no solo para el desarrollo de esta memoria, sino también para mi crecimiento como ingeniero. Al igual que el profesor Zurita, Jaime ha sido para mí un modelo de excelencia profesional y vocación.

# Índice de Contenidos

|   |           |
|---|-----------|
| Índice de Contenidos  | I         |
| Índice de Figuras   | IV        |
| Resumen   | 1         |
| <b>1. Introducción</b>  | <b>3</b>  |
| <b>2. Marco Regulatorio</b>   | <b>10</b> |
| 2.1. Artículos Relevantes de la Ley General de Servicios Eléctricos . . . . .   | 10        |
| 2.1.1. Transmisión . . . . .  | 11        |
| 2.1.2. Distribución . . . . .   | 11        |
| 2.1.3. Generación . . . . .   | 12        |
| 2.1.4. Tarifas de Cliente Regulado . . . . .  | 14        |
| 2.2. Cargo Equivalente de Transmisión (CET) . . . . .   | 18        |
| 2.3. Leyes de Estabilización de Tarifas . . . . .   | 18        |
| 2.3.1. Cargo MPC . . . . .  | 19        |
| 2.3.2. Metodología de Cálculo para la Estabilización de Tarifas . . . . .   | 19        |
| 2.4. Resolución 703 EXENTA: Procedimiento de Fijación y Ajuste de Precios<br>de Nudo . . . . .                        | 20        |
| 2.5. Resolución Exenta N° 704: Procedimiento de Licitaciones de Suministro<br>para Clientes Regulados . . . . .       | 22        |
| 2.6. Decreto Supremo N° 106: Regulación de Licitaciones de Suministro de<br>Energía para Clientes Regulados . . . . . | 23        |
| 2.7. Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución                                      | 25        |
| 2.7.1. Construcción de Fórmulas Tarifarias . . . . .  | 26        |
| 2.7.1.a. Áreas Típicas de Distribución . . . . .  | 26        |
| 2.7.1.b. Costos de Distribución . . . . .   | 28        |
| 2.7.1.c. Estructura de opciones tarifarias . . . . .  | 32        |
| <b>3. Consolidación de la Información y supuestos razonables</b>  | <b>38</b> |
| 3.1. Generalidades de las licitaciones y contratos de suministro regulado . . . .                                     | 38        |
| 3.1.1. Construcción de la Base de Datos de Contratos . . . . .  | 40        |
| 3.1.2. Indexación de los Contratos . . . . .  | 44        |
| 3.2. Proyección de la demanda . . . . .   | 47        |
| 3.3. Proyección de indexadores, variables macroeconómicas y cargos regulados  | 50        |
| 3.3.1. Índices de combustibles . . . . .  | 50        |
| 3.3.2. Proyección del Consumer Price Index (CPI) . . . . .  | 53        |

|   |           |
|---|-----------|
| 3.3.3. Proyección del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y Tipo de Cambio . . . . .          | 53        |
| 3.4. Cargo por Servicio Público . . . . .   | 55        |
| 3.5. Cargo por Sistema de Transmisión . . . . .   | 55        |
| 3.6. Costos de Distribución . . . . .   | 56        |
| 3.7. Descuentos RGL y RGL+ . . . . .  | 57        |
| <b>4. Metodología de cálculo . . . . .</b>  | <b>59</b> |
| 4.1. Precios de nudo promedio de energía y potencia . . . . .                                   | 59        |
| 4.1.1. Validación de la metodología de precio de nudo promedio . . . . .                        | 66        |
| 4.1.1.a. Fijación 2023-1 . . . . .  | 67        |
| 4.1.1.b. Fijación 2024-1 . . . . .  | 69        |
| 4.2. Tarifas de cliente final . . . . .   | 70        |
| 4.2.1. Construcción de cargos asociados a las tarifas . . . . .                                 | 71        |
| 4.2.1.a. Aplicación de descuentos RGL y RGL+ . . . . .  | 71        |
| 4.2.1.b. Cargos unitarios proyectados . . . . .   | 72        |
| 4.2.2. Opciones tarifarias y cuentas tipo . . . . .   | 72        |
| 4.2.3. Validación de las fórmulas tarifarias . . . . .  | 74        |
| <b>5. Escenarios de simulación y resultados . . . . .</b>                                       | <b>76</b> |
| 5.1. Escenarios de Simulación . . . . .   | 76        |
| 5.1.1. Escenario Base . . . . .   | 76        |
| 5.1.2. Escenario de Altos Precios del Petróleo . . . . .  | 76        |
| 5.1.3. Escenario de Renegociación de Contratos de la Licitación 2013/03_2 . . . . .             | 77        |
| 5.1.4. Escenario de Término Anticipado de Contratos de la Licitación 2013/03_2 . . . . .        | 77        |
| 5.1.5. Escenario de dólar constante . . . . .   | 77        |
| 5.1.6. Resultados globales . . . . .  | 78        |
| 5.1.6.a. Evolución de precios de energía y potencia a nivel de sistema . . . . .                | 78        |
| 5.1.6.b. Evolución de precios en cuentas tipo de opciones tarifarias . . . . .                  | 81        |
| <b>6. Conclusiones . . . . .</b>  | <b>86</b> |
| <br>  |           |
| <b>Apéndices . . . . .</b>  | <b>88</b> |
| <br>  |           |
| <b>A. Tablas y parámetros . . . . .</b>   | <b>88</b> |
| A.1. Resultados por escenario particular . . . . .  | 88        |
| A.1.1. Resultado escenario base . . . . .   | 88        |
| A.1.2. Resultado escenario Altos Precios del Petróleo . . . . .                                 | 96        |
| A.1.3. Resultado escenario Renegociación de Contratos de la Licitación 2013/03_2 . . . . .      | 103       |
| A.1.3.a. Resultado de Renegociación al 90 % del precio adjudicado . . . . .                     | 103       |
| A.1.3.b. Resultado de Renegociación al 75 % del precio adjudicado . . . . .                     | 110       |
| A.1.3.c. Resultado de Renegociación al 50 % del precio adjudicado . . . . .                     | 116       |
| A.1.4. Resultado escenario Término Anticipado de Contratos de la Licitación 2013/03_2 . . . . . | 121       |
| A.1.5. Resultados tarifas reguladas para escenario con tipo de cambio constante . . . . .       | 126       |
| A.2. Parámetros Valor Agregado de Distribución . . . . .  | 129       |

---

|   |     |
|---|-----|
| A.2.1. Costos de distribución base . . . . .  | 129 |
| A.2.2. Corrección por aportes de terceros . . . . .   | 129 |
| A.2.3. Costos asociados a cada indicador de inversión y operación . . . . .   | 130 |
| A.2.4. Factores de Expansión de Pérdidas . . . . .  | 131 |
| A.2.5. Número de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente  | 132 |
| A.2.6. Cargos Fijos . . . . .   | 133 |
| A.3. Factores de referenciación correspondientes al segundo semestre de 2024<br>para los distintos Sistemas . . . . . | 134 |
| A.4. Parámetros CET definidos por la CNE . . . . .  | 138 |
| A.5. Despacho de energía y precio promedio de contratos . . . . .   | 139 |
| A.5.0.a. Renegociación al 90 % del precio de adjudicación . . . . .   | 139 |

# Índice de Figuras

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1.1.  | Línea temporal de hitos relevantes relacionados con los contratos de suministro. Fuente: Confección propia . . . . .  | 3  |
| 1.2.  | Resultados licitaciones de suministro eléctrico periodo 2006-2021. Fuente: Diario financiero [7] . . . . .  | 5  |
| 1.3.  | Explicación gráfica de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Fuente: BCN [8] . . . . .                             | 6  |
| 1.4.  | Capacidad instalada de generación [MW] diciembre 2023. Fuente: Coordinador [12] . . . . .   | 8  |
| 1.5.  | Evolución de la generación de energía durante el periodo diciembre 2022 – diciembre 2023. Fuente: Coordinador [12] . . . . .  | 8  |
| 3.1.  | Cantidad de energía en el mayor año de adjudicación de la licitación con el precio ponderado de adjudicación y la cantidad de empresas con adjudicadas. Fuente: Confección propia . . . . .               | 42 |
| 3.2.  | Top 10 empresas con precio adjudicado más barato y su energía respectiva al año con mayor nivel de adjudicación. Fuente: Confección propia . . . . .  | 42 |
| 3.3.  | Top 10 empresas con precio adjudicado más caro y su energía respectiva al año con mayor nivel de adjudicación. . . . .  | 43 |
| 3.4.  | Energía adjudicada por contratos de los reglamentos asociados a la resolución RE 704 y el decreto DS4 durante el periodo 2019 - 2028. Fuente: Confección propia . . . . .                                 | 43 |
| 3.5.  | Periodos de suministro de bloques adjudicados en cada licitación. Fuente: Confección propia . . . . .   | 44 |
| 3.6.  | Proyección de la demanda y energía adjudicada para cada durante el periodo 2023 - 2028. Fuente: Confección propia . . . . .   | 48 |
| 3.7.  | Proyección del precio del Carbón equivalente 7000 para el periodo 2023 - 2037 según CNE para el caso de referencia y petróleo alto, como también los valores reales hasta la fecha. Fuente: CNE . . . . . | 51 |
| 3.8.  | Proyección del precio del Brent para el periodo 2023 - 2037 según CNE para el caso de referencia y petróleo alto, como también los valores reales hasta la fecha. Fuente: CNE . . . . .                   | 52 |
| 3.9.  | Proyección del precio del Henry Hub para el periodo 2023 - 2037 según CNE para el caso de referencia y petróleo alto, como también los valores reales hasta la fecha. Fuente: CNE . . . . .               | 52 |
| 3.10. | Proyección del Consumer Price Index (CPI) para el periodo 2023 - 2034 según Congressional Budget Office (CBO). Fuente: CBO [34] . . . . .   | 53 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 3.11. | Proyección del Índice de precios del consumidor (IPC) para el periodo 2025 - 2028 según Informe de finanzas públicas del Ministerio de Hacienda. Fuente: [35] . . . . .                             | 54 |
| 3.12. | Proyección del Dólar para el periodo 2025 - 2028 según Informe de finanzas públicas del Ministerio de Hacienda. Fuente: [35] . . . . .  | 54 |
| 3.13. | Proyección de cargos de los sistemas de transmisión zonal. Fuente: Confección propia . . . . .  | 56 |
| 4.1.  | Actualización precio de contrato N. Fuente: Confección propia . . . . .   | 60 |
| 4.2.  | Esquematización de la relación de la energía adjudicada con los puntos de suministro del contrato. Fuente: Confección propia . . . . .  | 60 |
| 4.3.  | Diagrama de decisión para calcular el despacho de un contrato $i$ en el mes $M$ y año $A$ . Fuente: Confección propia . . . . .   | 62 |
| 4.4.  | Diagrama de flujo del proceso iterativo de la aplicación de la banda de precios de energía de las distribuidoras. Fuente: Confección propia . . . . .   | 65 |
| 4.5.  | Comparación de precios de nudo de energía en banda por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2023-1. Fuente: Confección propia . . . . .  | 67 |
| 4.6.  | Comparación de precios promedio de potencia por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2023-1. Fuente: Confección propia . . . . .   | 67 |
| 4.7.  | Comparación de precios de nudo de energía en banda por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2024-1. Fuente: Confección propia . . . . .  | 69 |
| 4.8.  | Comparación de precios promedio de potencia por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2024-1. Fuente: Confección propia . . . . .   | 69 |
| 4.9.  | Errores absolutos entre costos de distribución del modelo desarrollado y los resultados del modelo CNE. Fuente: Confección propia . . . . .   | 75 |
| 5.1.  | Comparación de la evolución de precios de nudo de energía en banda para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . .                                       | 78 |
| 5.2.  | Comparación de la evolución de precios de nudo de potencia para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . .   | 79 |
| 5.3.  | Comparación de la evolución de precios de nudo de energía en banda para los distintos escenarios analizados en el tiempo separados por indexador. Fuente: Confección propia . . . . .               | 79 |
| 5.4.  | Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT1a con consumo de 180 [kWh/mes], para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . . | 81 |
| 5.5.  | Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT1a con consumo de 400 [kWh/mes], para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . . | 81 |
| 5.6.  | Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT1a con consumo de 550 [kWh/mes], para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . . | 82 |
| 5.7.  | Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT4.3 para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . .                              | 82 |
| 5.8.  | Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada AT4.3 para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia . . . . .                              | 83 |

|       |  |     |
|-------|--|-----|
| A.1.  | Evolución del nivel de precio promedio de energía del sistema para el escenario base. . . . .  | 89  |
| A.2.  | Evolución del nivel de precio promedio de potencia del sistema para el escenario base. . . . .   | 89  |
| A.3.  | Evolución del nivel de precios de las distintas licitaciones durante el periodo. . . . .   | 90  |
| A.4.  | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario base. . . . .  | 91  |
| A.5.  | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario base. . . . .  | 92  |
| A.6.  | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario base. . . . .  | 93  |
| A.7.  | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario base. . . . .   | 94  |
| A.8.  | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario base. . . . .  | 95  |
| A.9.  | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario altos precios de petróleo. . . . .  | 96  |
| A.10. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario altos precios de petróleo. . . . .  | 97  |
| A.11. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de precios del petróleo altos. . . . .                               | 98  |
| A.12. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de precios del petróleo altos. . . . .                               | 99  |
| A.13. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de precios del petróleo altos. . . . .                               | 100 |
| A.14. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de precios del petróleo altos. . . . .  | 101 |
| A.15. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de precios del petróleo altos. . . . .   | 102 |
| A.16. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 103 |
| A.17. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 104 |
| A.18. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado. . . . . | 105 |
| A.19. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado. . . . . | 106 |
| A.20. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado. . . . . | 107 |
| A.21. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado. . . . .                                    | 108 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| A.22. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 109 |
| A.23. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 75 % del precio adjudicado. . . . .   | 110 |
| A.24. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 75 % del precio adjudicado. . . . .   | 110 |
| A.25. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado. . . . .    | 111 |
| A.26. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado. . . . .    | 112 |
| A.27. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado. . . . .    | 113 |
| A.28. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado. . . . .                                       | 114 |
| A.29. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado. . . . .  | 115 |
| A.30. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 50 % del precio adjudicado. . . . .   | 116 |
| A.31. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 50 % del precio adjudicado. . . . .   | 116 |
| A.32. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado. . . . .    | 117 |
| A.33. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado. . . . .    | 118 |
| A.34. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado. . . . .    | 119 |
| A.35. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado. . . . .                                       | 120 |
| A.36. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado. . . . .  | 120 |
| A.37. | Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario término anticipado de contrato. . . . .  | 121 |
| A.38. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03_02. . . . . | 122 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| A.39. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03_02. . . . . | 123 |
| A.40. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03_02. . . . . | 124 |
| A.41. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03_02. . . . .                                    | 125 |
| A.42. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03_02. . . . .                                     | 125 |
| A.43. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de tipo de cambio constante. . . . .                                    | 126 |
| A.44. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de tipo de cambio constante. . . . .                                    | 127 |
| A.45. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de tipo de cambio constante. . . . .                                    | 127 |
| A.46. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de tipo de cambio constante. . . . .   | 127 |
| A.47. | Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de tipo de cambio constante. . . . .  | 128 |
| A.48. | Variaciones porcentuales entre factores de referenciación de semestres 2021-1 a 2024-1. . . . .   | 134 |
| A.49. | Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2024-2, con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 139 |
| A.50. | Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2025-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 140 |
| A.51. | Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2026-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 140 |
| A.52. | Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2027-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 141 |
| A.53. | Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2028-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado. . . . .  | 141 |

# Resumen

La presente memoria tiene como objetivo principal evaluar los impactos en las tarifas de clientes regulados frente a los desafíos técnico-económicos derivados de la transición energética. Para ello, se diseñó y desarrolló una herramienta de cálculo tarifario adaptable a distintos escenarios, integrando información relevante sobre contratos de suministro y las metodologías de cálculo empleadas en el mercado eléctrico chileno.

En primera instancia, se recopiló información clave sobre contratos vigentes y futuros, incluyendo sus fórmulas de indexación y mecanismos de ajuste, permitiendo construir una base de datos robusta. Esta base de datos sirvió como soporte para modelar escenarios de análisis relacionados con cambios contractuales, términos anticipados de contratos y la incorporación de nuevas licitaciones. Adicionalmente, se integraron proyecciones de demanda, precios de combustibles, costos de transmisión y distribución, elementos críticos para la evaluación tarifaria.

La herramienta desarrollada fue validada con datos reales de los semestres 2023-1 y 2024-1, demostrando márgenes de error reducidos. Entre los casos de estudio analizados, destacan escenarios de renegociación de contratos y términos anticipados. Los resultados evidencian que escenarios con cambios contractuales en licitaciones como la de 2013/03.2 generan una disminución progresiva en los precios del sistema, mientras que situaciones de dependencia de combustibles fósiles, como el escenario de precios altos del petróleo, incrementan levemente los costos para los clientes regulados, dado que esta proyección no fue muy brusca en el alza de índices.

Se concluye que la incorporación de tecnologías renovables, junto con mecanismos de ajuste en los contratos, es clave para la reducción de la tarifa regulada en el contexto de la transición energética. Además, la herramienta propuesta evidencio ser altamente adaptable.

# Abstract

This thesis aims to evaluate the impacts on regulated customer tariffs in light of the technical and economic challenges arising from the energy transition. To achieve this, a tariff calculation tool was designed and developed, adaptable to various scenarios, integrating relevant information about supply contracts and the calculation methodologies employed in the Chilean electricity market.

Initially, key information on current and future contracts was collected, including their indexation formulas and adjustment mechanisms, enabling the construction of a robust database. This database served as the foundation for modeling analysis scenarios related to contractual changes, early contract terminations, and the incorporation of new tenders. Additionally, demand projections, fuel prices, transmission, and distribution costs were integrated as critical elements for tariff evaluation.

The developed tool was validated with real data from the first semesters of 2023 and 2024, demonstrating reduced margins of error. Among the analyzed case studies, scenarios involving contract renegotiations and early terminations stood out. The results show that scenarios with contractual changes in tenders, such as 2013/03\_2, lead to a progressive decrease in system prices. Conversely, situations of dependence on fossil fuels, such as the high oil price scenario, slightly increase costs for regulated customers, as this projection did not exhibit significant index increases.

It is concluded that the incorporation of renewable technologies, along with adjustment mechanisms in contracts, is key to reducing regulated tariffs in the context of the energy transition. Moreover, the proposed tool proved to be highly adaptable.

# Capítulo 1

## Introducción

En 1982 se modifica la Ley General de Servicios Eléctricos promulgada en el año 1925 [1] (desde ahora en adelante Ley), en la que se establecen las bases del mercado eléctrico actual y separa a este en 3 segmentos

- Generación (Mercado competitivo)
- Transmisión (Monopolio natural)
- Distribución (Monopolio natural)

A partir de esta Ley, a lo largo del tiempo, los procesos y mecanismo para definir precios y contratos a clientes regulados se ha modificado y afinado bastante, como se puede ver en la Figura 1.1

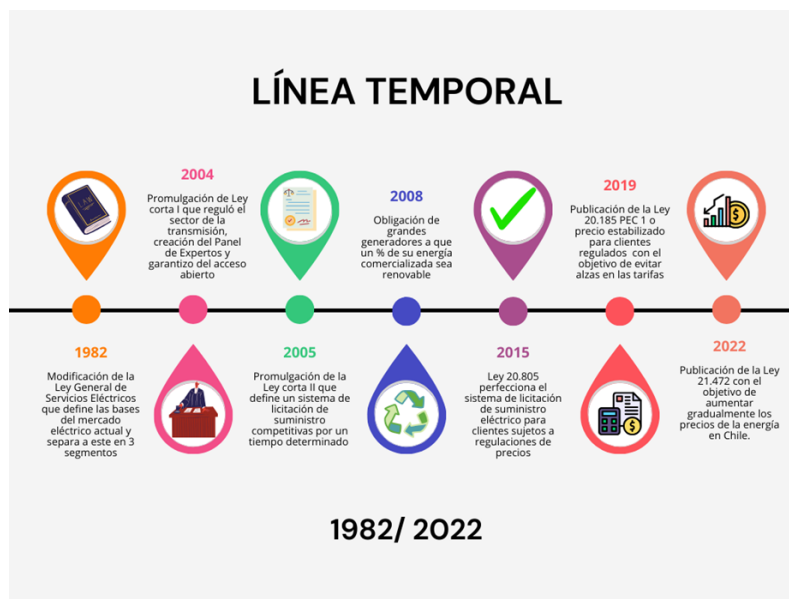


Figura 1.1: Línea temporal de hitos relevantes relacionados con los contratos de suministro.  
Fuente: Confección propia

Previo a la Ley Corta II, distribuidoras y generadoras solo acordaban cantidad de energía y duración del suministro contratado, ya que el precio de contratos regulados quedaba definido por la CNE con una estimación de los costos marginales futuros llamada precio de nudo de corto plazo (PNCP) [2], sumado a peajes de subtransmisión y distribución. Problemas como el ineficiente reflejo del PNCP de los costos marginales (CMg) ante crisis como la escasez hídrica de 1998-1999 y la crisis del gas argentino en 2004 hicieron necesarias reformas que llegaron con la promulgación de la Ley corta II [3].

Con la llegada de la Ley Corta II en el año 2005, los contratos de clientes regulados quedan definidos por licitaciones competitivas, abiertas, sin discriminación y transparentes que aseguran un suministro eléctrico a largo plazo, lo que fomentó la contratación con distribuidoras eléctricas en bloques de energía [4]. También, se incorporó el concepto de precio de nudo promedio (PNP), que busca generar un subsidio cruzado entre clientes regulados y nivelar los precios de todos los usuarios dentro de un margen respecto al promedio de los contratos de suministro [3]. Como resumen de hitos relevantes que dejó la Ley corta II, relacionados con los contratos de suministro eléctrico, se tiene [5]:

- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán contar con contratos de suministro y estos serán resultado de una licitación pública.
- El objetivo de los contratos de suministro es que sean de largo plazo y se podrán coordinar varias distribuidoras de energía en una licitación conjunta.
- El precio de energía de cada bloque corresponderá al menor precio ofertado para cada uno de estos.
- El precio de nudo de corto plazo es reemplazado por el precio de nudo de la energía de largo plazo.

Finalizados algunos procesos de licitación luego de las modificaciones de la Ley Corta II, se promulga la Ley 20.805 que perfecciona el sistema de licitación de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios. Una de las principales dificultades que presentaban las licitaciones entre la Ley Corta II y la Ley 20.805 es que se presentaron licitaciones desiertas, con escasa participación y precios cercanos o iguales a los techos establecidos, debido a que estos eran públicos antes de realizar las ofertas [2]. Dentro de las medidas relevantes [6] que se tomaron con esta Ley se encuentran:

- Centralización de los procesos de licitación de suministro, traspasando la responsabilidad a la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) del proceso de licitaciones.
- Fijación de un precio máximo de reserva que no será de dominio público hasta una vez abiertas las ofertas económicas.
- Las licitaciones pasan a realizarse con un tiempo de antelación de 5 años antes del inicio del suministro y con posibilidad de dilatar el inicio de contrato.

Estas modificaciones a los procesos de licitaciones de suministro mejoraron en gran medida las licitaciones realizadas en años posteriores. En la Figura 1.2 se reflejan los efectos

de la Ley 20.805 en la que la cantidad de energía licitada aumenta considerablemente y el precio de energía disminuye [7]

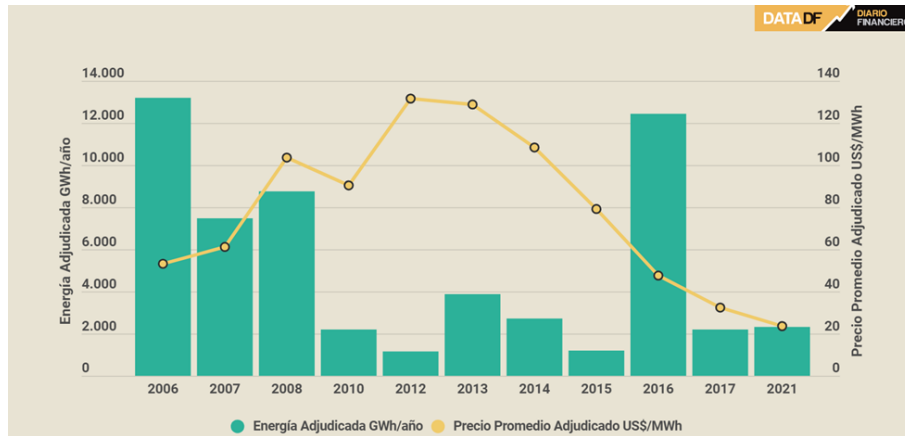


Figura 1.2: Resultados licitaciones de suministro eléctrico periodo 2006-2021. Fuente: Diario financiero [7]

Posteriormente, en el año 2019, debido al descontento social acumulado y al alza de precios al pasaje de Metro de Santiago, comenzaron revueltas que generaron daños estructurales importantes e inestabilidad política en el país. A partir de estos sucesos, el gobierno tomó medidas como la creación del mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de precios con la Ley 21.185 (PEC 1). Esta Ley tenía como objetivo congelar las alzas de las tarifas reguladas de los contratos de suministros de un 9,2% en virtud de la aplicación del decreto 7T/2019. En esta se establece un fondo de estabilización financiado por las empresas de generación, las que deberán absorber la diferencia entre el PNP establecido por el decreto 20T (PEC) y el costo real de suministro de la electricidad. Considerando como fecha límite hasta junio de 2023 o hasta un saldo total de 1.350 millones de dólares [8].

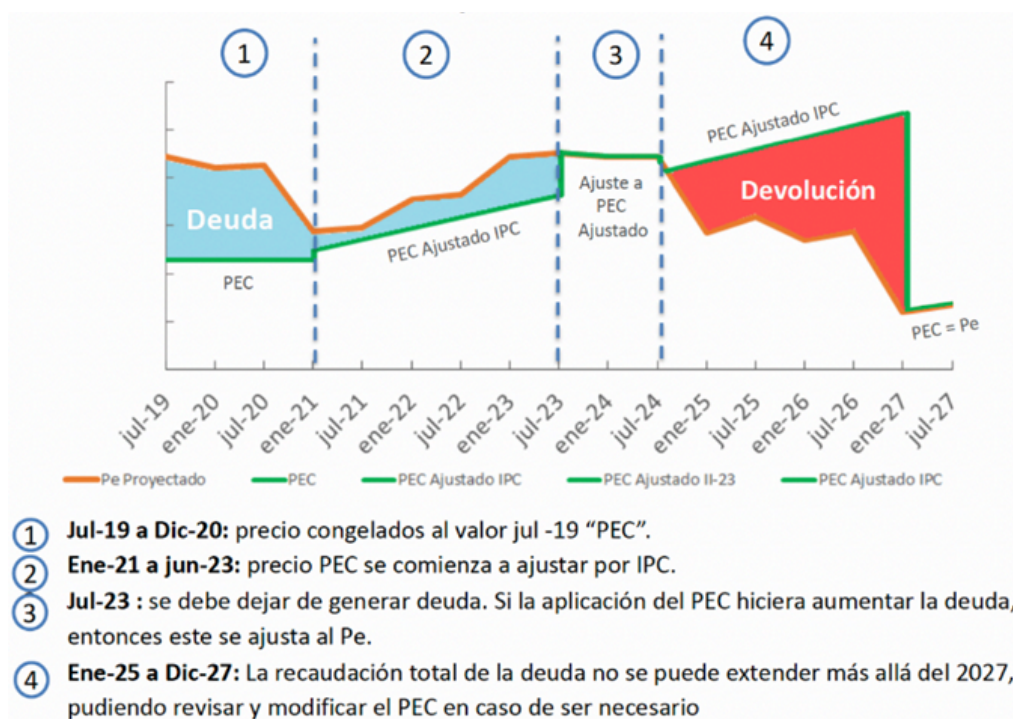


Figura 1.3: Explicación gráfica de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Fuente: BCN [8]

Dado el agotamiento del fondo de estabilización establecido por la Ley anterior, se publicó el 2 de agosto de 2022 la **Ley 21.472** que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Estas medidas buscan mitigar un alza esperada de un 40% en las cuentas de electricidad debido al alza de tipo de cambio, altos niveles de inflación, alza en el precio de combustibles y acumulación de saldos no recaudados bajo lo dispuesto en la **Ley 21.185** [8].

Respecto a los cambios en el marco regulatorio actual, el gobierno propone la Ley de transición energética: "Transmisión como sector habilitante" en busca de acelerar la participación de las energías renovables y limpias en la matriz eléctrica nacional, mediante un mayor despliegue de infraestructura de transmisión eléctrica, y así, habilitar el cumplimiento de las metas climáticas y ambientales establecidas en la Ley Marco de Cambio Climático 21.455, publicada en 2022. Dentro de los pilares para llevar a cabo los objetivos se encuentran [9]:

1. **Sector eléctrico y cambio climático:** Reformulación de la planificación energética e impacto territorial, Necesidad de un proceso de expansión de la transmisión más eficiente y reasignación de ingresos tarifarios y creación de la figura "plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del Sistema Eléctrico", a fin de promover la interacción del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante Coordinador) con distintos actores del sector y la academia.
2. **Desarrollo eficiente de obras de transmisión:** Propietarios de obras de ampliación responsables de procesos de licitación y desarrollo de la obra, se incorpora un

mecanismo de revisión del valor de la inversión (V.I) en caso de término de contrato anticipado y se incorpora un mecanismo transitorio de revisión del V.I adjudicado para obras adjudicadas y paralizadas cuyo contrato se haya terminado anticipadamente.

3. **Promoción de la competencia y fomento de almacenamiento:** Implementación de un proceso de revisión de las condiciones de competencia del mercado eléctrico a fin de permitir la participación de empresas en distintos segmentos, se excluye la obligación de giro único a las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados y medianos, reemplazándose por la de llevar contabilidad separada y realización de una licitación pública internacional de infraestructura de sistemas de almacenamiento de gran escala que permita continuar con el proceso de descarbonización.
4. **Medidas diversas:** Implementar medidas para agilizar los procesos asociados con la elaboración de normas técnicas por parte de la Comisión Nacional de Energía cuando las modificaciones sean de carácter no sustantivas o urgentes, incorporación de incentivo para el cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica para clientes regulados, despejar incertidumbres respecto de la participación de los sistemas de almacenamiento de energía en el segmento de transmisión, ajustar la definición de potencia de punta y ajustes al procedimiento para la determinación de franjas preliminares.

Dentro de las discusiones presentas en este informe del primer trámite constitucional, se presentan dudas en como afectará este proyecto de Ley al mercado de la generación, el incierto aumento a las tarifas de cliente regulado final gracias a los incrementos en cargos por transmisión, almacenamiento y reasignación de ingresos tarifarios. Dudas generadas por los distintos escenarios simulados, ya que no existe consenso en cómo llevar a cabo la predicción de los precios de las tarifas.

Por otra parte, en la actualidad el mundo enfrenta el gran problema de la crisis climática y los científicos advierten sostenidamente que el momento de actuar es ahora [10]. Chile es un país con grandes posibilidades de desarrollar el potencial de energías limpias y renovables, que son tecnologías más sustentables para el planeta. Es por esto por lo que el Estado de Chile ha adoptado un compromiso de carbononeutralidad durante el 2019 que busca adaptar al sector energético del país y mitigar sus efectos sobre el cambio climático. Una de las medidas que se anuncia en este compromiso es el plan de retiros de centrales de carbón, que consta de 3 puntos principales [11]:

- 1) Retiro de ocho unidades generadoras a carbón al año 2024.
- 2) Cese de generación eléctrica a carbón al año 2040.
- 3) Alcanzar la meta de Carbono Neutralidad al año 2050.

Este plan de descarbonización producirá un fuerte cambio, aunque gradual, en la matriz energética de Chile. Esto se puede ver reflejado en la Figura 1.4 y Figura 1.5, en la que se muestra que un 11,5 % de la capacidad instalada de generación basada en carbón [12], que es una parte importante en la generación mensual, se eliminaría y reemplazaría por otra. Esto implicaría un cambio radical en las ofertas de las licitaciones de clientes regulados, ya

que el tipo de tecnología influye en el nivel de inversión, costos de desarrollo [13] y riesgos económicos que asume el adjudicatario.

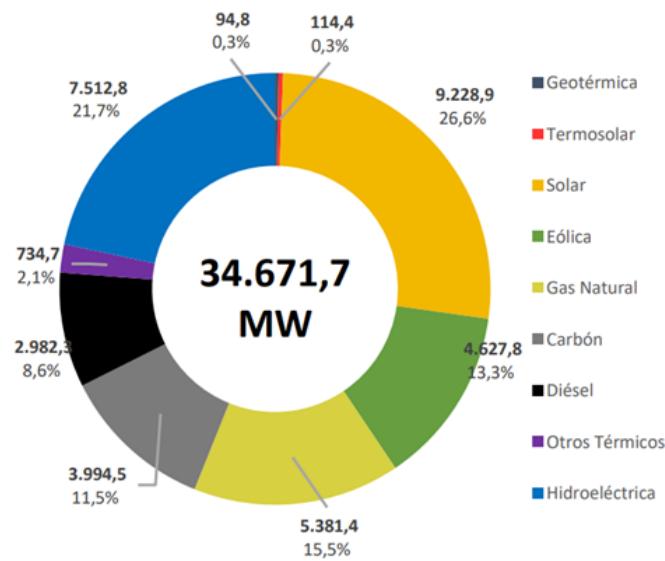


Figura 1.4: Capacidad instalada de generación [MW] diciembre 2023. Fuente: Coordinador [12]

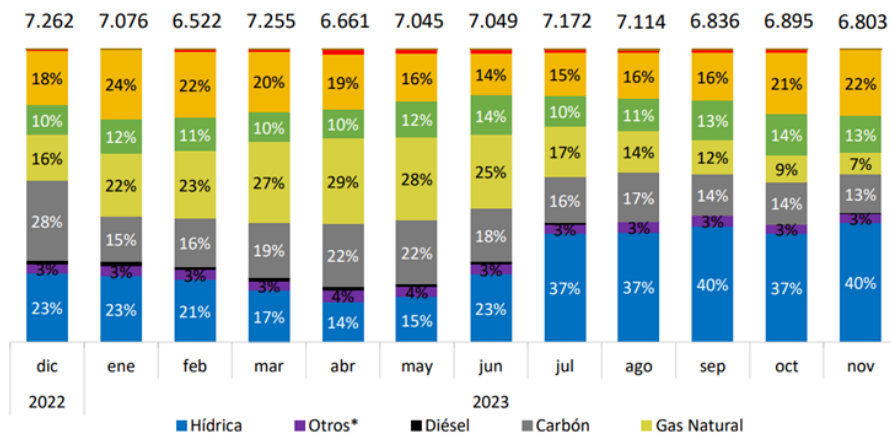


Figura 1.5: Evolución de la generación de energía durante el periodo diciembre 2022 – diciembre 2023. Fuente: Coordinador [12]

Las componentes de las tarifas de cliente final se pueden descomponer, de algún modo, en tres segmentos, en la que cada uno de ellos, generación, transmisión y distribución, se ve reflejado en un porcentaje cercano a 70 %, 20 % y 10 % respectivamente.

Por lo tanto, a partir de esto surge la pregunta. ¿Cómo afectará a las tarifas del cliente final quitar centrales termoeléctricas basadas en carbón de la matriz energética? Pregunta que se propone resolver con esta memoria de titulación.

También, es importante tener en cuenta las modificaciones a las bases que se realizan con cada publicación de licitación de suministro. En el año 2023, para la licitación 2023/01,

se incluyeron tres innovaciones que pueden tener impactos en las tarifas eléctricas:

- Segmentación Zonal: Bloques de energía con segmentación en tres zonas geográficas.
- Traspaso de costos sistémicos: Conjunto de pagos laterales asumidos por el suministrador para remunerar los servicios complementarios (en adelante SSCC) y los costos no cubiertos por los CMg, producto de la operación en el sistema eléctrico. Implementación del traspaso a través de indexación al precio de energía.
- Incentivo almacenamiento y ERNC no variable: incorporación de incentivo a proyectos que aporten flexibilidad al sistema en forma de descuento al precio de ofertas que incorporen este atributo, tales como Almacenamiento puro y bombeo o generación renovable con capacidad de almacenamiento, de regulación y de base sin emisiones.

Estas medidas buscan disminuir el riesgo de los desacoples en los CMg y concentrar los activos solo en una zona geográfica, internalizar los costos sistémicos y avanzar en la dirección que apunta la Ley de transición energética.

Otro punto relevante es la solicitud de resolución N°1146 [14] que busca abrir la posibilidad de renegociar contratos antiguos, previos a las licitaciones del año 2015, y así disminuir las tarifas de los contratos a cliente final.

Debido a que, los contratos previos al año 2015 son de tecnologías de combustibles fósiles, estos se encuentran indexados al IPC de E.E.U.U. y, además, al precio de los combustibles. Esto ha significado que el valor actualizado de estos contratos llegue a costar un 50% más de lo ofertado originalmente e incluso el doble o triple. Es por esto por lo que el análisis de cambios contractuales, análisis de sensibilidad de indexadores y modificaciones en los precios de contrato resulta relevante con el levantamiento de la solicitud al Presidente de la República, esto permitiría conocer los ajustes necesarios para que los precios de las tarifas a cliente final reflejen las bajadas de precios esperadas por las energías renovables y mitigar los efectos de las PEC 1 y PEC 2.

Como se puede apreciar, el marco regulatorio de los contratos de suministro eléctrico en Chile ha sufrido y experimentará grandes y numerosos cambios. Es por esto por lo que surge la necesidad de desarrollar una herramienta adaptable que sea capaz de calcular, con base a supuestos de proyección, los comportamientos ante cambios importantes en los procesos tarifarios, con el objetivo de analizar los efectos en la cuenta final de cliente regulado ante posibles cambios regulatorios.

# Capítulo 2

## Marco Regulatorio

La regulación relacionada con la tarifa de clientes regulados abarca una serie de responsabilidades, reglamentos y mecanismos fundamentales que deben ser comprendidos para analizar la determinación y aplicación de los cargos asociados a las distintas tarifas reguladas. La estructura tarifaria para clientes regulados está influenciada por un entramado normativo que asegura la eficiencia, equidad y estabilidad del suministro eléctrico en el país.

En este contexto, el presente capítulo aborda una revisión exhaustiva de los principales instrumentos regulatorios, incluyendo leyes, decretos, resoluciones y reglamentos vigentes que impactan en las tarifas de clientes regulados. Esta sección tiene como objetivo proporcionar una noción del marco normativo, facilitando una comprensión clara de cómo se establecen los precios de energía y potencia para los clientes regulados, así como los mecanismos que regulan las licitaciones de suministro y la tarifa de cliente final.

### 2.1. Artículos Relevantes de la Ley General de Servicios Eléctricos

Para comenzar, se revisará la Ley General de Servicios Eléctricos [1], la cual constituye el pilar fundamental de la regulación del sector eléctrico en Chile. Esta ley define las bases para la fijación de tarifas eléctricas para clientes finales, abordando aspectos como las licitaciones de suministro y la determinación de los precios de energía. De esta manera, se garantiza que los procesos de adquisición de energía se realicen de manera competitiva y transparente, asegurando la estabilidad y equidad en los costos transferidos a los consumidores finales [2].

La revisión se enfoca en los artículos que establecen las condiciones y mecanismos específicos para la fijación de tarifas, licitaciones de suministro y la determinación de los precios de energía y potencia para los clientes regulados.

A continuación, se presenta un análisis detallado de cada uno de los artículos relevantes, destacando sus principales disposiciones y su impacto en la regulación tarifaria para los clientes regulados.

### 2.1.1. Transmisión

La Ley General de Servicios Eléctricos contempla un conjunto de disposiciones orientadas a regular el financiamiento y pago de los servicios de transmisión eléctrica por parte de los clientes sujetos a suministro regulado. Estos artículos establecen los criterios específicos para la determinación de los cargos aplicables, con el fin de cubrir los costos asociados al uso de las distintas categorías de sistemas de transmisión: nacional, zonal y dedicado, además de los polos de desarrollo. A continuación, se presentan los artículos relevantes en relación con el pago de los sistemas de transmisión por parte de los usuarios regulados.

En primer lugar, el **Artículo 72-7** establece un cargo único de servicios complementarios para remunerar las inversiones asociadas a nueva infraestructura que sean contempladas en los informes anuales realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional, que señala los servicios requeridos y la infraestructura que se deba instalar en el Sistema Eléctrico.

El **Artículo 114°** establece los cargos únicos destinados a financiar la transmisión de los sistemas nacionales, zonales y dedicados, así como también los cargos para los polos de desarrollo, como un complemento a los ingresos tarifarios. Estos cargos son calculados por la Comisión Nacional de Energía y se oficializan a través de una resolución exenta.

El **Artículo 115°** detalla la determinación y el pago de los cargos de transmisión para los consumidores finales, tanto libres como regulados. Los cargos se calculan en función de la diferencia entre el valor anual de los tramos de transmisión y los ingresos tarifarios disponibles, dividida por la energía proyectada total a facturar. Además, la normativa establece que estos pagos deben realizarse semestralmente, garantizando así una actualización periódica y proporcional de los cargos en función de la energía consumida.

Por otro lado, el **Artículo 116°** regula el pago de los sistemas de transmisión destinados a polos de desarrollo, especificando que los clientes regulados contribuyen a estos costos de manera proporcional a la capacidad de transmisión no utilizada en relación con la capacidad de generación disponible en dichos polos de desarrollo.

### 2.1.2. Distribución

En la Ley General de Servicios Eléctricos, la regulación de los costos y cargos asociados a la distribución de electricidad abarca varios artículos que definen cómo deben determinarse los precios y tarifas aplicables a los clientes regulados. Esta regulación considera aspectos como el acceso de terceros a las redes de distribución, el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) y la inclusión de cargos asociados a la transmisión y otros componentes. A continuación, se presentan los artículos relevantes que regulan el cálculo y aplicación de las tarifas en el sistema de distribución.

El **Artículo 120°** establece que los concesionarios de servicio público de distribución deben permitir el acceso a sus redes de distribución a terceros mediante el cobro de un peaje denominado Valor Agregado de Distribución (VAD). Este peaje depende del área típica de la concesionaria, definida en función de la densidad de clientes y la ubicación geográfica de cada concesionaria. El Ministerio de Energía fija el VAD basándose en estudios de costos eficientes, los cuales reflejan los gastos asociados al uso de la infraestructura de distribución, incluyendo costos de operación, mantenimiento y expansión de la red, permitiendo así a los clientes regulados pagar por el acceso y utilización de la infraestructura de manera proporcional a su consumo.

El **Artículo 181°** define la estructura de precios a nivel de distribución, señalando que esta debe considerar los precios de nudo en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos de transmisión indicados en los artículos 115°, 116° y 212°-13, y un valor agregado que representa los costos de distribución. Estos elementos se combinan mediante fórmulas diseñadas para reflejar de manera precisa los costos de cada componente, de modo que el precio final de suministro sea representativo del costo total del suministro de energía, abarcando los recursos empleados en la producción, transporte y distribución de la electricidad. De esta forma, el artículo asegura que los usuarios finales paguen una tarifa que cubra la totalidad de los costos involucrados en el suministro de energía.

Por su parte, el **Artículo 182°** establece el método de cálculo del VAD, basado en el concepto de una **empresa modelo**. Este valor agregado se compone de tres elementos fundamentales: (1) los costos fijos, que incluyen gastos de administración, facturación y atención al usuario, independientes del nivel de consumo; (2) las pérdidas medias de distribución en potencia y energía, reflejando las pérdidas incurridas en la red de distribución; y (3) los costos de inversión, mantenimiento y operación, calculados por unidad de potencia suministrada y basados en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones, su vida útil y una tasa de actualización establecida por el regulador. Este enfoque asegura que el cálculo del VAD cubra los costos reales y eficientes de una empresa modelo de distribución, en alineación con aspectos técnicos y económicos.

Finalmente, el **Artículo 183°** dispone que el cálculo del VAD debe llevarse a cabo para un número determinado de áreas típicas de distribución, las cuales son fijadas por la Comisión mediante un proceso que incluye la consulta pública. Este cálculo se basa en estudios de costos realizados por consultoras externas, quienes simulan el funcionamiento de una **empresa modelo** que opera bajo condiciones de eficiencia en inversión y gestión, conforme a los criterios establecidos en el reglamento. Cada área típica representa una categoría de concesionaria que comparte características similares, permitiendo una estimación representativa de los costos de distribución para los distintos sectores.

### 2.1.3. Generación

La **Ley General de Servicios Eléctricos** establece un marco regulatorio detallado sobre la realización de licitaciones de suministro en el sector de generación y la determinación de precios para los contratos entre concesionarias de distribución y proveedores de energía. Estas licitaciones se estructuran en bloques de suministro, los cuales son adjudicados mediante un proceso competitivo diseñado y gestionado por la Comisión Nacional de Energía. Como resultado de cada adjudicación, se genera un contrato de suministro entre la distribuidora y el suministrador, lo que asegura que los clientes regulados cuenten con energía a precios estables y económicamente viables en el largo plazo. Los siguientes artículos indican aspectos relevantes a considerar respecto a los precios de energía y potencia para clientes regulados.

El **Artículo 131°** establece que las concesionarias de servicio público de distribución deben contar con contratos de suministro a través de licitaciones públicas, gestionadas por la Comisión Nacional de Energía. El objetivo de este proceso es asegurar contratos de largo plazo que proporcionen estabilidad y seguridad en el suministro. La ley exige que estas licitaciones se planifiquen con un mínimo de cinco años de antelación, lo que permite a la

CNE evaluar la capacidad de los contratos vigentes para cubrir la demanda proyectada. En caso de una proyección de demanda insatisfecha, se realiza una licitación adicional que garantice los requerimientos de suministro.

El **Artículo 131° bis** complementa esta normativa al delegar en la CNE la responsabilidad de determinar la cantidad y frecuencia de las licitaciones necesarias para atender el consumo de los clientes regulados al menor costo posible. La periodicidad de estas licitaciones se define anualmente, y se basa en las proyecciones de demanda, contratos existentes y la capacidad de generación disponible, buscando así adecuar las licitaciones a las necesidades del mercado.

Por su parte, el **Artículo 132°** detalla los elementos esenciales que deben incluirse en las bases de licitación, tales como la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro, el periodo de entrega y los criterios de evaluación económica. La CNE es responsable de elaborar y aprobar estas bases mediante una resolución exenta, garantizando transparencia y accesibilidad al proceso. Este artículo permite a la CNE establecer los términos de contratación para cada licitación de suministro.

El **Artículo 133°** regula las condiciones que deben cumplir las ofertas de suministro. Los oferentes deben especificar el precio de la energía en el punto de oferta según lo indicado en las bases de licitación, mientras que el precio de la potencia debe corresponder al fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación. Las bases también definen fórmulas de indexación de precios, las cuales pueden adaptarse a las condiciones del mercado, permitiendo así a las empresas adjudicatarias absorber variaciones en los costos de insumos. Este artículo dispone que la energía facturada por los suministradores siempre será la energía efectivamente demandada.

El **Artículo 134°** define los criterios de adjudicación de los contratos de suministro y establece la posibilidad de incluir un mecanismo de revisión de precios en situaciones donde se presente un desequilibrio económico considerable en las obligaciones contractuales. Este mecanismo de revisión puede activarse si, por causas no atribuibles al suministrador, se producen cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria, generando variaciones significativas en los costos de capital o de operación necesarios para ejecutar el contrato. Las bases de licitación especificarán el porcentaje o nivel de variación que constituirá el umbral mínimo para activar el mecanismo de revisión de precios.

El proceso de activación del mecanismo comienza con una solicitud enviada por el suministrador o la concesionaria de distribución a la Comisión, detallando el desequilibrio económico y las razones que lo justifican. La Comisión, al recibir esta comunicación, citará a las partes a una audiencia en la que el solicitante expondrá los fundamentos de su petición. Durante la audiencia y hasta quince días después, la Comisión puede solicitar documentación adicional o ajustes en la propuesta de modificación de precios. En caso de que ambas partes lleguen a un acuerdo, la Comisión verificará el cumplimiento de los requisitos establecidos y, de ser así, autorizará las modificaciones en el contrato.

Este artículo es especialmente relevante, ya que proporciona una base legal para justificar la modificación de precios en ciertos contratos de suministro.

Los **Artículos 135° bis y 135° quiniés** establecen mecanismos para gestionar la demanda adicional de energía cuando el consumo efectivo de una concesionaria de distribución supera el suministro contratado.

El **Artículo 135° bis** permite la realización de licitaciones de corto plazo en situaciones

excepcionales, asegurando que se mantenga el suministro de energía sin interrupciones. En estos casos, la Comisión Nacional de Energía debe dictar una resolución para implementar la licitación necesaria, lo que permite cubrir la demanda excedente de forma inmediata.

Además, cuando una concesionaria de distribución enfrenta consumos que exceden sus contratos, las empresas generadoras del sistema eléctrico deben cubrir estos consumos adicionales en proporción a sus inyecciones horarias. Los retiros adicionales de energía serán facturados a un precio que, como mínimo, será el mayor entre el precio de nudo de corto plazo en la subestación más cercana y el costo variable de operación de cada central de generación. Este precio considera también ajustes por las pérdidas de energía en el proceso de transmisión.

Finalmente, la CNE debe implementar las licitaciones necesarias para restablecer el régimen contractual adecuado y minimizar la duración de estos períodos de exceso de consumo. Las valorizaciones de los consumos que exceden el suministro contratado serán tratadas como contratos de las distribuidoras que enfrentaron el exceso, afectando el cálculo de las reliquidaciones establecidas en el decreto de Precio de Nudo Promedio.

Finalmente, el **Artículo 161°** establece el reajuste de precios de nudo de largo plazo en cada proceso de fijación de precios, utilizando las fórmulas de indexación. Estos precios, ajustados conforme a lo definido en cada licitación en particular, son utilizados para calcular los precios promedio que se trasladan a los clientes regulados, conforme a lo dispuesto en el Artículo 157°. Además, en caso de que los precios acumulen una variación superior al 10 %, se aplica un reajuste anticipado, recalculando los precios promedio de cada distribuidora para asegurar que las tarifas reflejen los cambios en los costos de generación y mantengan el equilibrio tarifario.

#### 2.1.4. Tarifas de Cliente Regulado

La Ley General de Servicios Eléctricos establece una serie de artículos que regulan la estructura tarifaria aplicable a los clientes regulados, con el objetivo de reflejar los costos asociados a la generación, transmisión y distribución de electricidad. En este contexto, la normativa clasifica a los clientes según su potencia conectada, establece un esquema de precios que considera los costos de distintos segmentos de la cadena de suministro eléctrico y define mecanismos de transferencia y ajuste de precios para garantizar que estos costos se distribuyan de manera adecuada entre los usuarios.

El **Artículo 147°** clasifica a los clientes regulados de acuerdo con su potencia conectada y establece los criterios para la fijación de tarifas. En particular, los clientes con una potencia conectada menor a 5.000 kW están sujetos a tarifas reguladas fijadas por la autoridad competente. Adicionalmente, aquellos clientes con una potencia conectada superior a 500 kW y menor a 5.000 kW pueden optar por tarifas reguladas o libres bajo condiciones de permanencia y notificación. Este artículo es fundamental, ya que define y clasifica los tipos de clientes que pueden acogerse a tarifas reguladas, los cuales serán objeto de análisis en este trabajo.

El **Artículo 155°** establece la estructura tarifaria aplicable en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación excede los 1.500 kW, diferenciando dos niveles de precios regulados: los precios a nivel de generación-transporte, denominados **precios de nudo**, y los **precios a nivel de distribución**. Los precios de nudo se fijan en las subestaciones de generación-transporte y comprenden un precio de energía y un precio de potencia de

punta, los cuales reflejan los costos asociados al suministro desde estas instalaciones. Por otro lado, los precios a nivel de distribución se calculan tomando como base el precio de nudo en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, al cual se añade un valor agregado que cubre los costos de distribución y los cargos de transmisión establecidos en los **artículos 115°, 116° y 212°-13**. Esta estructura tarifaria incorpora los costos de infraestructura de transmisión y distribución en las tarifas de los clientes regulados.

El **Artículo 157°** establece que los concesionarios de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados los precios de generación mediante un promedio ponderado de los precios vigentes en los contratos de suministro. Este promedio se calcula en función del volumen de suministro de cada contrato, garantizando coherencia en la facturación. En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria supere en más del 5% el promedio ponderado de los precios de energía de concesionarias en sistemas con capacidad instalada superior a 200 MW, se debe eliminar este exceso. Para ello, se ajusta el precio promedio de la concesionaria, redistribuyendo dicho exceso entre las demás concesionarias en proporción a la energía suministrada a sus clientes regulados, permitiendo mantener una tarifa uniforme entre los concesionarios.

Además, la **Ley 20.928**, que establece mecanismos de equidad tarifaria en los servicios eléctricos y fue publicada el 22 de junio de 2016 [15], introduce en el **artículo 157°** el descuento llamado **Reconocimiento de Generación Local (RGL)** para comunas intensivas en generación eléctrica en sistemas de más de 200 MW. En estas comunas, se aplica un descuento en la componente de energía del precio de nudo, calculado con base en el **Factor de Intensidad 2.1**, que relaciona la capacidad instalada de generación de la comuna con su número de clientes regulados. Este descuento es absorbido en las tarifas de las comunas no intensivas en generación, redistribuyendo los beneficios en función del aporte de cada comuna al sistema eléctrico.

Tabla 2.1: Tabla de descuentos RGL en función del factor de intensidad de la comuna.

| Factor de Intensidad [kW/N° Clientes] |        | Descuento [%] |
|---------------------------------------|--------|---------------|
| Máximo                                | Mínimo |               |
|                                       | >2.000 | 50            |
| 2.000                                 | >1.500 | 45            |
| 1.500                                 | >1000  | 40            |
| 1.000                                 | >350   | 35            |
| 350                                   | >75    | 17,5          |
| 75                                    | >15    | 8,75          |
| 15                                    | 2,5    | 4,38          |

Asimismo, el descuento por **Reconocimiento de Generación Local Adicional (RGL+)** se aplica en comunas donde las centrales eléctricas representan más del 5% de la energía generada en sistemas con capacidad instalada superior a 200 MW. Dichas comunas reciben un descuento adicional en la componente de energía de su tarifa en reconocimiento a su significativa contribución a la generación local **2.2**. Este descuento también es absorbido por clientes en comunas no intensivas en generación, lo cual permite reflejar y distribuir los beneficios derivados de la participación de estas comunas en la producción energética del sistema.

Tabla 2.2: Tabla de descuentos RGL + en función del porcentaje de aporte de generación de la comuna

| Descuento Según porcentaje de aporte [%] |        | Descuento [%] |
|--|--------|---------------|
| Máximo                                   | Mínimo |               |
|  | >15    | 25            |
| 15                                       | >10    | 20            |
| 10                                       | >5     | 15            |

El **Artículo 158°** establece el mecanismo de fijación semestral de los precios promedio que deben transferirse a los clientes regulados por los concesionarios de distribución. Estos precios se determinan mediante decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, y tienen una vigencia de seis meses. Al concluir este período, si no se ha establecido un nuevo decreto, los precios vigentes continúan en aplicación. Uno de los aspectos fundamentales de este artículo es el tratamiento de las diferencias de facturación, que deben reliquidarse en el período semestral siguiente. Si existen diferencias entre los precios contractuales y los establecidos en el decreto, el concesionario debe ajustar estas diferencias en el siguiente decreto semestral, considerando un ajuste basado en el interés corriente vigente.

El **Artículo 173°** regula los sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación entre 1.5 MW y 200 MW, conocidos como **sistemas medianos**, que están sujetos a una normativa diferenciada orientada a optimizar las inversiones y asegurar la operación económica y segura de las instalaciones. El **Artículo 174°** establece que los planes de expansión de generación y transmisión en estos sistemas, junto con sus precios regulados, deben definirse cada cuatro años mediante estudios técnicos que consideren el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo. Por lo tanto, desde una perspectiva de modelación, los sistemas medianos se encuentran excluidos del régimen contractual que rige a los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional.

El **Artículo 185°** establece que la Comisión debe estructurar tarifas básicas preliminares para cada empresa y sector de distribución, utilizando los valores agregados de distribución y precios de nudo correspondientes. Se emite un informe preliminar y se abre un período de observaciones, tras lo cual la Comisión comunica las tarifas básicas definitivas. Posteriormente, el **Artículo 187°** especifica que, una vez definidos los valores agregados finales, la Comisión estructura fórmulas tarifarias indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los insumos principales de distribución. Estas fórmulas tienen una vigencia de cuatro años, salvo que ocurra una variación significativa en índices económicos o rentabilidad que requiera ajuste.

El **Artículo 191°** establece que, durante la vigencia de las fórmulas tarifarias, las tarifas máximas que las distribuidoras pueden cobrar a los usuarios residenciales deben ajustarse de acuerdo con las variaciones en los índices de precios. En sistemas eléctricos cuya capacidad instalada supera los 1,5 MW, este artículo introduce un mecanismo de control tarifario que limita las tarifas máximas al promedio simple, incrementado en un 10 % sobre la base de un consumo tipo y una muestra representativa. Este umbral fue introducido por la Ley 20.928. En caso de que las tarifas superen dicho límite, se aplicará un ajuste a la componente de distribución definida en el número 3 del **artículo 182**. Si, aun con dicho ajuste, no se logra alcanzar el porcentaje deseado, se aplicará el máximo descuento posible, sin ajustes adicionales.

Las diferencias que no se absorban con estos ajustes serán distribuidas progresivamente entre los otros suministros regulados que se encuentren bajo el promedio indicado, exceptuando a aquellos usuarios residenciales cuyo consumo mensual promedio del año calendario anterior sea de 200 kWh o inferior, para no alterar la recaudación total inicial. Además, los usuarios con un consumo mensual promedio entre 200 y 240 kWh absorberán las diferencias de forma proporcional, aplicando un esquema escalonado: 20 % para consumos entre 200 y 210 kWh, 40 % entre 210 y 220 kWh, 60 % entre 220 y 230 kWh, y 80 % entre 230 y 240 kWh.

Los ajustes y recargos derivados de este mecanismo serán fijados en el decreto del Ministerio de Energía en cada fijación de precios semestral, según lo dispuesto en el artículo 158, y considerando el informe técnico de la Comisión. La Comisión coordinará las transferencias de facturación entre distribuidoras y establecerá el mecanismo de reliquidación mediante una Resolución Exenta. Las empresas distribuidoras deberán proporcionar la información necesaria para esta reliquidación, bajo pena de sanción en caso de datos incorrectos o no fidedignos.

Por último, en relación al financiamiento del sistema, el **Artículo 212°-13** establece un cargo por servicio público para financiar el presupuesto del Coordinador, el Panel de Expertos y el estudio de franja. Este cargo es aplicado a todos los usuarios finales, tanto libres como regulados, y se ajusta anualmente según el Índice de Precios al Consumidor. Para clientes sujetos a fijación de precios, el cargo se incluye en las cuentas de las empresas distribuidoras, quienes deben transferir los montos recaudados al Coordinador. En el caso de los clientes libres, el cargo aparece explícito en las boletas o facturas, y los suministradores lo traspasan al Coordinador.

Además, la **Ley 21.472** introdujo un cargo adicional por servicio público aplicable hasta el año 2032, destinado a financiar el Fondo de Estabilización de Tarifas [16], según lo establecido en el **artículo 212-14**. Este pago adicional se diferencia por tramos de consumo, quedando exentos los usuarios con un consumo menor o igual a 350 kWh. Los tramos y sus respectivos valores máximos son los siguientes:

- Consumo entre 350 y 500 kWh: hasta 0,8 pesos por kWh.
- Consumo entre 500 y 1.000 kWh: hasta 1,8 pesos por kWh.
- Consumo entre 1.000 y 5.000 kWh: hasta 2,5 pesos por kWh.
- Consumo superior a 5.000 kWh: hasta 2,8 pesos por kWh.

Estos montos máximos del cargo adicional se ajustan anualmente en función del Índice de Precios al Consumidor, utilizando las proyecciones de la fijación tarifaria del artículo 158. En el caso de que el Fondo de Estabilización de Tarifas alcance un equivalente de 500 millones de dólares estadounidenses, se suspenderá el cobro adicional, reanudándose solo si el fondo disminuye por debajo de ese umbral. Las empresas distribuidoras están obligadas a detallar este pago adicional en las cuentas físicas y digitales, especificando el tramo de consumo correspondiente.

## 2.2. Cargo Equivalente de Transmisión (CET)

En el marco de la **Ley 20.936**, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y un organismo coordinador independiente para el Sistema Eléctrico Nacional, se crea el Cargo Equivalente de Transmisión (en adelante CET) [17]. Este cargo busca permitir una reducción proporcional en los peajes de transmisión que aplican a los contratos de suministro de electricidad firmados antes de la entrada en vigencia de la ley, para clientes tanto libres como regulados. El objetivo del CET es descontar el costo del uso del sistema de transmisión nacional en el precio de los contratos de suministro suscritos bajo el marco normativo anterior.

Adicionalmente, la normativa establece un período de transición, comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el año 2034, para los contratos suscritos antes de la aplicación de la Ley N° 20.936. Durante este periodo transitorio, los cargos de transmisión que anteriormente eran asumidos por las generadoras se traspasan progresivamente a los clientes finales, tanto libres como regulados, a través de cargos transitorios. Al finalizar este período, previsto para el año 2034, todos los cargos de transmisión de estos contratos serán absorbidos íntegramente por los clientes finales.

Para aplicar esta rebaja, las empresas generadoras suscritas pueden ajustar sus contratos de suministro regulado, de forma que el descuento del CET quede reflejado en el precio de la energía. La Comisión Nacional de Energía calcula el valor del CET para cada contrato, en función del volumen de energía comprometido en el suministro. Esto se traduce como un valor base que se ajusta periódicamente mediante el Consumer Price Index (CPI).

En la Tabla A.13 se encuentran los valores base asociados al CET para algunos de los contratos suscritos al mecanismo transitorio.

## 2.3. Leyes de Estabilización de Tarifas

El congelamiento de las tarifas de la componente de generación, implementado inicialmente en respuesta al estallido social y luego extendido debido a la pandemia, tuvo como objetivo proteger a los clientes regulados de incrementos abruptos en sus cuentas de electricidad. Sin embargo, esta medida generó una deuda considerable con los suministradores de energía. Para gestionar y estabilizar este saldo acumulado, se promulgaron una serie de leyes que introducen mecanismos de ajuste y cargos específicos, destinados a extinguir progresivamente dicha deuda. Estas disposiciones no solo pretenden proteger a los clientes regulados de alzas desproporcionadas en sus tarifas, sino que también buscan garantizar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico mediante el pago gradual a los suministradores.

A continuación, se describen algunos de los contenidos clave de la **Ley 21.472** [16], publicada en agosto de 2022, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la electricidad para clientes regulados, junto con la **Ley 21.667** [18], publicada el 30 de abril de 2023, la cual modifica diversos cuerpos legales en el marco de la estabilización tarifaria.

### 2.3.1. Cargo MPC

La **Ley 21.667** introduce modificaciones al artículo 9 de la **Ley 21.472**, ajustando los valores y condiciones del **Cargo MPC** (Cargo transitorio del Mecanismo de Estabilización de tarifas) en el contexto del Fondo de Estabilización de Tarifas [18]. Este cargo tiene como objetivo extinguir progresivamente los saldos generados por la implementación de la **Ley 21.185** y la **Ley 21.472**, aplicándose en las fijaciones tarifarias conforme al artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El **Cargo MPC** se establece de la siguiente manera:

- **Período 2024 a 2027:** Cargo de 22 pesos por kWh, ajustable semestralmente según el Índice de Precios al Consumidor (IPC), tomando como base enero de 2024.
- **Período 2028 a 2035:** Cargo de 9 pesos por kWh, ajustable semestralmente conforme al IPC, tomando como referencia enero de 2028.

El Cargo MPC será soportado por:

1. Los clientes regulados cuyo consumo mensual promedio supere los 350 kWh, a partir del primer período tarifario de 2024.
2. Todos los clientes regulados, independientemente de su consumo, desde el primer período tarifario de 2025.

La Comisión Nacional de Energía tiene la facultad de modificar los valores del Cargo MPC en casos específicos, como variaciones significativas en el tipo de cambio o cambios en la proyección de la demanda de clientes regulados, a fin de asegurar la extinción de los saldos generados por las leyes mencionadas.

Este cargo será incluido en el informe técnico para el cálculo del precio de nudo promedio, conforme a lo dispuesto en el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

### 2.3.2. Metodología de Cálculo para la Estabilización de Tarifas

La **Ley 21.667** modifica el artículo 3 de la **Ley 21.472**, estableciendo las reglas para la estabilización de los precios de energía y potencia que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a sus clientes regulados. Estas reglas se aplican en las fijaciones semestrales de tarifas, según el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y definen los precios aplicables a distintos segmentos de consumo y períodos tarifarios específicos, conforme a la siguiente metodología:

- **Reglas para el año 2022:**
  - **Consumos menores o iguales a 350 kWh:** Se aplicará el precio de energía y potencia del período tarifario anterior, ajustado por la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Este valor se denomina **Precio preferente para pequeños consumos 2022**.
  - **Consumos entre 350 y 500 kWh:** Se aplicará el precio de nudo promedio del período tarifario anterior, ajustado por el IPC y aumentado en un 5%. Este valor se denomina **Precio preferente para consumos medianos 2022**.

- **Consumos mayores a 500 kWh:** Se aplicará el precio nudo promedio del período tarifario anterior, ajustado por el IPC y aumentado en un 15 %. Este valor se denomina **Precio de estabilización 2022**.
- **Períodos tarifarios de 2023:** Durante el primer y segundo período tarifario de 2023, los precios de energía y potencia se mantendrán conforme al decreto N° 16T promulgado en 2022.
- **Primer período tarifario de 2024:**
  - **Consumos menores o iguales a 350 kWh:** Se aplicarán los precios del decreto N° 16T (2022), ajustados por la variación del IPC desde la última fijación de precio de nudo promedio. Este valor se denomina **Precio preferente 2024-1**.
  - **Consumos mayores a 350 kWh:** Se aplicarán los precios de energía y potencia de la fijación de precio de nudo promedio correspondiente.
- **Desde el segundo período tarifario de 2024 en adelante:** Los precios de energía y potencia aplicables a los clientes regulados serán los definidos en las fijaciones semestrales de tarifas, de acuerdo con el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Cabe destacar que los factores de intensidad para cada comuna y los descuentos por porcentaje de aporte asociados a los descuentos **RGL** y **RGL+** se mantendrán sin modificaciones, conservando los valores establecidos en el informe técnico definitivo que dio origen al decreto 9T del 30 de mayo de 2022, del Ministerio de Energía.

## 2.4. Resolución 703 EXENTA: Procedimiento de Fijación y Ajuste de Precios de Nudo

La **Resolución 703 EXENTA** del 6 de noviembre de 2018 establece el marco regulatorio para la determinación y ajuste semestral de los precios de nudo promedio, que las empresas concesionarias de distribución están obligadas a aplicar en las tarifas de los clientes regulados [19]. Esta normativa especifica una serie de procedimientos, condiciones y factores que intervienen en el proceso tarifario, delineando detalladamente cómo deben implementarse las fijaciones de precios y los ajustes requeridos.

El **Artículo 2°** especifica que los precios de nudo promedio de cada empresa concesionaria de distribución entrarán en vigencia a partir del 1 de julio y el 1 de enero de cada año, según corresponda a la fijación semestral. Esto define de manera precisa las fechas de aplicación de los precios de energía para cada semestre.

Por su parte, el **Artículo 4°** establece que la Comisión Nacional de Energía iniciará los procesos de fijación de precios de nudo promedio dentro de los primeros diez días de marzo y septiembre, respectivamente. Este cronograma permite suponer que la CNE dispondrá de datos actualizados hasta estas fechas, lo que influye en la actualización de precios de los contratos de suministro regulado.

En relación con el tipo de cambio utilizado en cada fijación, el **Artículo 6°** determina que este será el promedio diario del dólar observado durante los seis meses previos al mes

de envío del informe técnico preliminar, afectando así el cálculo de los precios de energía a nivel de distribución.

El **Artículo 9°** menciona que los precios de nudo de largo plazo, expresados en dólares, deben reajustarse conforme a las fórmulas de indexación de los contratos en cada fijación de precios de nudo de corto plazo. Los precios reajustados entrarán en vigencia a partir de la fecha de indexación y se formalizan con el decreto de precios de nudo promedio correspondiente. Además, el artículo establece que la CNE revisará mensualmente las variaciones acumuladas en estos precios, aplicando un ajuste si el incremento acumulado supera el 10% y lo dispuesto en el artículo 157 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En cuanto a la metodología para calcular el precio de generación, el **Artículo 10°** indica que las empresas concesionarias de distribución deben traspasar mensualmente a sus clientes regulados los precios de generación, calculados mediante un promedio ponderado de los precios de nudo de largo plazo vigentes en los contratos de suministro, ponderados por el volumen de suministro de cada contrato.

El **Artículo 13°** establece la metodología para calcular y reliquidar las diferencias de facturación entre las concesionarias de distribución y sus suministradores. Estas diferencias se ajustan y trasladan al siguiente semestre en las tarifas de los clientes regulados, según el interés corriente vigente. La conversión de precios se realiza con el tipo de cambio mensual promedio del Banco Central de Chile.

Además, el **Artículo 16°** define los conceptos de **Puntos de Compra** y **Puntos de Retiro**, esenciales para la distribución y facturación de energía. Los **Puntos de Compra** son las barras o nudos donde las concesionarias adquieren energía y potencia de sus Suministradores, mientras que los **Puntos de Retiro** son los puntos utilizados para los retiros físicos necesarios para abastecer a los clientes regulados. Estos puntos se referencian al nivel de transmisión nacional mediante la metodología descrita en el artículo 23°.

El **Artículo 23°** establece que el Coordinador definirá semestralmente los factores de referenciación de la demanda desde los Puntos de Retiro hacia el nivel de transmisión nacional, necesarios para la facturación de los contratos de suministro de las concesionarias de distribución. Estos factores de referenciación se basan en la proporción de energía fluida desde las barras de transmisión nacional hacia un Punto de Retiro específico, y se publican semestralmente.

Para la determinación de los volúmenes de energía y potencia a facturar en los Puntos de Compra, el **Artículo 24°** indica que se deben utilizar los factores de pérdidas asociados a los sistemas de transmisión zonal correspondientes. Esto se calcula como el cociente entre el total de energía ingresada y retirada del sistema de transmisión zonal cada mes.

Finalmente, el **Artículo 25°** exige que el Coordinador, junto con los factores de referenciación, envíe y publique los factores esperados de pérdidas de energía y potencia asociados a cada sistema de transmisión zonal. Estos factores, calculados para cada período de evaluación, se utilizan como factores de expansión de pérdidas en los Puntos de Retiro, lo que permite proyectar las ventas esperadas de energía y potencia en los Puntos de Compra, conforme a la metodología establecida en el artículo 23°.

## 2.5. Resolución Exenta N° 704: Procedimiento de Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados

La **Resolución Exenta N° 704**, emitida el 28 de octubre de 2005, fue establecida en el marco de la Ley N° 20.018, que modificó el marco normativo del sector eléctrico en Chile [20]. Esta resolución responde a lo estipulado en el **artículo 2° transitorio** de dicha ley, que facultaba a la Comisión Nacional de Energía para fijar, mediante resolución, los plazos, requisitos y condiciones que debían cumplir las licitaciones de suministro eléctrico de las empresas concesionarias de distribución. En aquel entonces, los **artículos 79-1 y 79-2** de la Ley General de Servicios Eléctricos (hoy derogados) especificaban que las distribuidoras debían realizar licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes, con el objetivo de asegurar el suministro de energía proyectado para los próximos tres años. Este suministro debía cubrir la demanda de los consumidores regulados en cada zona de concesión, permitiendo a las concesionarias coordinar licitaciones conjuntas para optimizar los procesos.

En cumplimiento de este mandato, la Resolución 704 define aspectos para el correcto desarrollo de estas licitaciones, tales como los plazos de las convocatorias, los requisitos de participación y las condiciones de adjudicación.

Esta normativa establece que las bases de licitación deben identificar claramente los **Puntos de Oferta** en los que los proponentes deben presentar sus ofertas de energía y los **Puntos de Suministro o Compra**, donde efectivamente se entregará la energía, los cuales pueden coincidir o no con los Puntos de Oferta. En caso de diferencia entre estos puntos, se ajusta el precio de compra mediante factores de modulación de energía, determinados en el decreto de precios de nudo vigente en la fecha de la licitación. Si existen varios adjudicatarios, las bases también disponen que la energía adjudicada se distribuya entre los distintos Puntos de Suministro en proporción a la cantidad de energía asignada a cada adjudicatario.

Las **Ofertas para Suministro Base** se estructuran en bloques de energía que los proponentes deben ofertar en los Puntos de Oferta. Las bases especifican el tamaño de estos bloques y su distribución mensual, expresada como un porcentaje del total anual. Asimismo, pueden dividirse en sub-bloques de igual tamaño, permitiendo a los proponentes presentar ofertas específicas para cada uno de estos sub-bloques, incluso indicando si sus sub-bloques son inseparables para optimizar la adjudicación. Las **Ofertas para Suministro Variable** buscan cubrir el crecimiento proyectado de la demanda de las distribuidoras y se transforman eventualmente en bloques base, con las mismas condiciones; sin embargo, no pueden licitarse en procesos separados.

Para los períodos de suministro, tanto en licitaciones individuales como en conjuntas, se debe establecer en las bases la fecha de inicio y término del contrato, el cual no puede superar los 15 años. En licitaciones conjuntas, se permite que dos o más distribuidoras realicen un proceso coordinado para cubrir la suma de sus requerimientos de suministro, especificando los montos necesarios de cada distribuidora. Sin perjuicio de la licitación conjunta, cada distribuidora firmará contratos individuales con los adjudicatarios, en proporción a sus necesidades en el Punto de Oferta.

El modelo de contrato que deben firmar los adjudicatarios establece tanto los derechos como las obligaciones de cada parte, incluyendo los detalles sobre el tipo de cambio y las condiciones de facturación mensual para energía y potencia. La facturación de energía se

basa en el precio ofertado en la licitación y se ajusta en función de la demanda efectiva. La potencia, por su parte, se facturará en cada Punto de Suministro al precio de nudo de potencia vigente al momento de la licitación. Cuando más de un adjudicatario comparte el suministro, las distribuidoras determinan la energía y potencia activa que cada adjudicatario debe proveer en cada punto de suministro, proporcionalmente a la demanda de energía de la distribuidora.

Finalmente, la resolución implementa un mecanismo de **indexación de precios** específico para energía y potencia, que permite ajustar los valores de los contratos adjudicados en función de indicadores relevantes. Para la energía, la fórmula de indexación incluye índices que reflejan variaciones en los costos de combustibles, costo de capital y otros insumos. En el caso de la potencia, la fórmula de indexación considera el Índice de Precios al Consumidor (CPI) de Estados Unidos.

## 2.6. Decreto Supremo N° 106: Regulación de Licitaciones de Suministro de Energía para Clientes Regulados

El **Decreto Supremo N° 106** de 2016 establece un marco detallado para la regulación de los procesos de licitación de suministro de energía eléctrica en Chile [21], en cumplimiento con los principios de transparencia, competencia y no discriminación, según lo dispuesto en la **Ley N° 20.805**. Este reglamento busca asegurar que las empresas concesionarias de distribución cuenten con contratos de suministro suficientes para abastecer a sus clientes regulados, organizando y estandarizando los procedimientos para la adjudicación y ejecución de dichos contratos. A través de sus artículos, el decreto define las responsabilidades de las concesionarias y adjudicatarios, la metodología de cálculo y asignación de energía y potencia, así como las condiciones específicas de facturación y revisión de precios. Además, establece un esquema transitorio que permite gestionar la coexistencia de contratos antiguos y nuevos bajo un mismo sistema de demanda. A continuación, se resumen los artículos clave que articulan estos principios y procedimientos.

El **Artículo 1°** establece que las concesionarias de servicio público de distribución deben disponer de contratos de suministro de energía eléctrica para abastecer a sus clientes regulados dentro de sus respectivas zonas de concesión, siguiendo las disposiciones del reglamento y las Bases de Licitación. Para asegurar la disponibilidad permanente del suministro, el **Artículo 3°** exige que las concesionarias mantengan contratos vigentes que resulten exclusivamente de procesos de licitación pública, los cuales serán diseñados y supervisados por la Comisión Nacional de Energía. En este contexto, se garantiza la transparencia de los procesos al exigir que la información de las ofertas de los proponentes sea pública y accesible a través de la página web de la CNE.

Para la planificación a largo plazo, el **Artículo 9°** dispone que las Licitaciones de Largo Plazo deben organizarse de manera que el suministro comience al menos cinco años después de la adjudicación. Este plazo garantiza que las concesionarias puedan anticiparse a las necesidades futuras de suministro. En caso de circunstancias excepcionales, como un crecimiento de demanda no previsto o licitaciones desiertas, el **Artículo 10°** permite realizar Licitaciones de Corto Plazo con condiciones de inicio y duración de los contratos más flexibles, asegurando que el abastecimiento sea constante incluso ante situaciones inesperadas.

Para las condiciones de seguridad y calidad de los servicios, el **Artículo 23°** indica

que deben ser uniformes y no discriminatorias entre los oferentes, sin permitir calidades de servicio diferenciadas ni beneficios adicionales. En cuanto a la duración, el **Artículo 24º** limita el período de suministro a un máximo de 20 años, y especifica que cada oferta deberá presentar precios en los puntos de oferta designados en las Bases.

Definiendo la naturaleza del suministro, el **Artículo 30º** establece que cubrirá la energía y potencia activas necesarias para satisfacer la demanda de los clientes regulados en condiciones de seguridad y calidad. Complementando esto, el **Artículo 31º** exige que las Bases de Licitación detallen los requerimientos estimados de potencia y energía para cada concesionaria, desglosados por bloques de suministro que contengan componentes base y variables, así como su distribución anual y mensual por puntos de compra.

El **Artículo 32º** regula los Bloques de Suministro como el compromiso máximo anual de suministro que los oferentes pueden asumir. Cada bloque debe asociarse a un solo Punto de Oferta y contener una componente base y, opcionalmente, una componente variable para absorber incrementos no previstos en la demanda. La demanda de los clientes regulados se asignará proporcionalmente entre todos los bloques de suministro contratados, conforme a lo estipulado en el **Artículo 33º**, evitando que la energía facturada supere la cantidad contratada para cada suministrador.

El **Artículo 34º** permite subdividir cada Bloque de Suministro en Sub-Bloques, de igual magnitud y fecha de vencimiento, para facilitar la participación de los oferentes, quienes pueden ofrecer en uno o varios sub-bloques. Además, el **Artículo 35º** exige que las Bases especifiquen los montos requeridos de los bloques base y, en su caso, de los bloques variables.

La relación entre puntos de oferta y compra está definida en el **Artículo 36º**, que establece los Puntos de Oferta en los que deben ofertar los proponentes, y los Puntos de Compra donde las concesionarias adquirirán energía para clientes regulados. Los puntos deben seleccionarse de entre los nudos contenidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente. El **Artículo 37º** aclara que los precios de energía en estos puntos se calculan multiplicando el precio de oferta en el punto correspondiente por la razón de factores de modulación vigentes.

Asimismo, el **Artículo 38º** regula el precio de la potencia en el Punto de Oferta, estableciendo que, durante la vigencia del contrato, el precio de potencia será fijado en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento de la licitación, ajustado de acuerdo a los factores de modulación de potencia. Por otro lado, el **Artículo 51º** establece además que el precio de potencia debe ser el mismo para todos los oferentes.

En situaciones donde se detecte un potencial déficit en el suministro, el **Artículo 67º** establece un procedimiento de Licitación Excepcional de Corto Plazo. La CNE podrá instruir este tipo de licitación para garantizar que la demanda de clientes regulados esté cubierta, solicitando a las concesionarias que detallen sus proyecciones de demanda y otros antecedentes que permitan coordinar una licitación en cualquier momento del año, de acuerdo con la legislación vigente.

Para formalizar la relación contractual, el **Artículo 75º** señala que los adjudicatarios deben firmar un contrato tipo que incluya todos los derechos y obligaciones esenciales establecidos por la ley y el reglamento. En cuanto a la facturación, el **Artículo 76º** establece que la energía activa facturada mensualmente a la concesionaria corresponderá a la demanda real de los clientes regulados, prorrateada entre los distintos contratos de

suministro adjudicados. Este cálculo considera el compromiso máximo de suministro anual de cada contrato, determinado por los bloques adjudicados en la licitación. Además, la energía consumida en los Puntos de Retiro de la concesionaria se refiere a los Puntos de Compra mediante factores de expansión de pérdidas, y debe cumplir con los límites anuales de suministro para cada contrato, de forma que no se supere la energía adjudicada.

La facturación de la potencia activa, regulada por el **Artículo 77º**, utiliza el régimen de demanda máxima registrada en el período de facturación, asignando la potencia facturada proporcionalmente a la energía mensual activa registrada para cada contrato.

Además, el **Artículo 84º** obliga a los adjudicatarios a asegurar la provisión de energía desde la fecha de inicio del contrato, bajo la coordinación del Coordinador si es necesario, para asegurar la continuidad del suministro incluso cuando no cuenten con generación propia en el sistema interconectado.

Los **Artículos 85º y 86º** contemplan un mecanismo de revisión de precios en caso de variaciones significativas en los costos de capital o de operación por causas ajenas al suministrador, lo cual puede generar un desequilibrio en el contrato. Este mecanismo se activa mediante una solicitud formal a la CNE y solo en circunstancias extraordinarias.

Por otra parte, el **Artículo Segundo Transitorio** regula la asignación de la demanda de clientes regulados entre contratos de suministro antiguos y nuevos, dividiendo la demanda mensual de la concesionaria en dos grupos según la antigüedad de los contratos. El primer grupo corresponde a la proporción de demanda asociada a los contratos celebrados bajo la **Resolución Exenta Nº 704** de 2005, los cuales fueron adjudicados antes de la entrada en vigencia del decreto supremo Nº 4. La demanda de este grupo se distribuye entre dichos contratos utilizando los criterios de asignación especificados en la **Resolución Nº 704**. El segundo grupo representa la fracción de demanda vinculada a los contratos adjudicados tras la entrada en vigor del **Decreto Supremo Nº 106**. Para este grupo, la demanda se asigna de acuerdo con las normas establecidas en el **Decreto Supremo Nº 106**, asegurando que cada tipo de contrato reciba una proporción de la demanda conforme a su origen normativo.

Finalmente, el **Artículo Tercero Transitorio** establece que, mientras existan contratos celebrados antes de la publicación del decreto supremo Nº 126 de 2013, los precios aplicables en los Puntos de Compra definidos en sus respectivas bases de licitación serán aquellos establecidos en los contratos correspondientes. Sin embargo, para los Puntos de Compra que no hayan sido individualizados en las bases de licitación de estos contratos previos, se aplicará el precio determinado en el **Artículo 37** del presente reglamento.

## 2.7. Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución

El **Informe Técnico Definitivo de Fórmulas Tarifarias**, elaborado por la Comisión Nacional de Energía, establece la estructura tarifaria aplicable a las concesionarias de distribución de electricidad para el periodo noviembre 2020 – noviembre 2024 **tar**. Este informe se emite en cumplimiento del **artículo 183 bis** del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, en el cual se especifica que la CNE debe calcular y proponer un esquema tarifario que sea representativo de los costos reales asociados a la distribución de electricidad en el país.

El objetivo del informe es determinar las fórmulas tarifarias que reflejen de manera justa los costos operativos, de mantenimiento y de expansión de la red de distribución, ajustándose a la realidad económica y técnica de las concesionarias. Para esto, el cálculo tarifario se basa en el **artículo 181** de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual define los componentes del valor agregado de distribución, tales como costos fijos administrativos, pérdidas de distribución y costos de inversión y operación en infraestructura eléctrica.

### 2.7.1. Construcción de Fórmulas Tarifarias

El informe de propuesta de fórmulas tarifarias introduce diversos conceptos diseñados para representar adecuadamente las características de cada empresa concesionaria de distribución. Para facilitar la comprensión de estos elementos, a continuación se presenta una breve explicación de los factores, mecanismos de indexación, clasificaciones y ejemplos de las fórmulas tarifarias aplicables.

#### 2.7.1.a. Áreas Típicas de Distribución

La metodología adoptada en este informe considera el diseño de una **empresa modelo** para cada área de distribución, optimizando su estructura de costos y eficiencia con base en las condiciones específicas del área y a la normativa vigente en Chile. Así, las fórmulas tarifarias propuestas tienen como fin asegurar una prestación de servicio eficiente y sostenida, ajustada a los costos estándar y a los requerimientos de los usuarios regulados, conforme a las condiciones geográficas y de demanda de cada concesionaria de referencia.

La estructura tarifaria para las concesionarias de servicio público de distribución eléctrica se establece en función de **Áreas Típicas de Distribución (ATD)**, las cuales agrupan zonas con costos y densidades de clientes similares.

Para esta fijación tarifaria, el **Informe Técnico Definitivo** considera un total de 12 ATD, establecidas mediante la **Resolución Exenta CNE N° 40** del 3 de febrero de 2020, la cual reemplaza a la resolución anterior y define las áreas típicas para el cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024 [22].

El listado de empresas distribuidoras analizadas corresponde a aquellas que, al 31 de diciembre de 2019, contaban con concesión de servicio público de distribución. Estas empresas se agrupan en distintos ATD según similitudes en densidad de clientes, costos de servicio, y las características técnicas y económicas de sus operaciones.

A continuación, en las tablas 2.3 y 2.4 se detalla la clasificación de las empresas en sus respectivas áreas típicas de distribución y grupo.

Tabla 2.3: Identificación de empresas concesionaria de distribución del grupo 1A con su ATD y código de empresa.

| ATD | Código empresa | Nombre empresa |
|-----|----------------|----------------|
| 1   | 10             | Enel           |
| 2   | 25             | Edelmag        |
| 2   | 9              | Litoral        |
| 3   | 6              | Chilquinta     |
| 3   | 12             | EEC            |
| 4   | 18             | CGE            |
| 5   | 23             | Saesa          |
| 5   | 28             | Edecsa         |
| 6   | 24             | Edelaysén      |
| 6   | 22             | Frontel        |
| 6   | 31             | LuzLinares     |
| 6   | 32             | LuzParral      |
| 6   | 39             | LuzOsorno      |

Tabla 2.4: Identificación de empresas concesionaria de distribución del grupo 1B con su ATD y código de empresa.

| ATD | Código empresa | Nombre empresa |
|-----|----------------|----------------|
| 7   | 14             | EEPA           |
| 8   | 8              | Emelca         |
| 8   | 13             | Til Til        |
| 8   | 36             | Cooprel        |
| 9   | 29             | CEC            |
| 10  | 20             | Coopersol      |
| 10  | 33             | Copelec        |
| 10  | 35             | Socoepa        |
| 11  | 21             | Coopelan       |
| 11  | 26             | Codiner        |
| 11  | 40             | CRELL          |
| 11  | 44             | Sasipa         |
| 12  | 34             | Coelcha        |
| 9   | 45             | Mataquito*     |
| 12  | 46             | DESA*          |

Para aplicar los factores de las fórmulas tarifarias en las empresas de distribución absorbidas, se utilizaron los factores correspondientes a la empresa de distribución absorbente. Sin embargo, para la asignación del precio de energía en cada comuna, se consideró el precio de energía correspondiente a la empresa de distribución original antes de la absorción. En el caso de las distribuidoras Mataquito y DESA, dado que no participan del proceso normal de cálculo de Precio de Nudo Promedio de energía y la demanda es insignificante respecto al resto de distribuidoras, estas no se consideran dentro de las simulaciones. A continuación, en la Tabla 2.5 se presentan las concesionarias de distribución originales y las empresas que las absorbieron:

Tabla 2.5: Distribuidoras de Energía y sus Absorbentes

| Distribuidora Original | Distribuidora Absorbente | ATD |
|------------------------|--------------------------|-----|
| LUZ ANDES              | ENEL                     | 10  |
| ELECDA                 | CGE                      | 18  |
| ELIQSA                 | CGE                      | 18  |
| EMELARI                | CGE                      | 18  |
| EMELAT                 | CGE                      | 18  |
| CONAFE                 | CGE                      | 18  |

### 2.7.1.b. Costos de Distribución

Los **costos de distribución** en alta y baja tensión, **CDAT** y **CDBT**, respectivamente, corresponden a las variables que establecen el nivel tarifario de distribución. Estos costos están determinados en función de los valores agregados de distribución para cada Área Típica de Distribución (ATD) y se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$\text{CDAT} = (1 + \text{FETR}) \cdot \text{FSTCD} \cdot \text{FACD} \cdot \text{Index}(\text{CDAT}_0) \quad (2.1)$$

$$\text{CDBT} = (1 + \text{FETR}) \cdot \text{FSTCD} \cdot \text{FACD} \cdot \text{Index}(\text{CDBT}_0) \quad (2.2)$$

Donde:

- **FETR**: Factores de equidad tarifaria residencial aplicados conforme al artículo 191° de la Ley. Estos factores son determinados en el decreto de precio de nudo promedio correspondiente.
- **CDAT**: Costo de distribución sectorizado en alta tensión. Se calcula a partir de la indexación del valor base **CDAT<sub>0</sub>** mediante la sectorización y se expresa en \$/kW/-mes.
- **CDBT**: Costo de distribución sectorizado en baja tensión. Se calcula a partir de la indexación del valor base **CDBT<sub>0</sub>** mediante la sectorización y se expresa en \$/kW/mes.
- **FACD**: Factor de ajuste de los costos de distribución para asegurar el cumplimiento de la condición establecida en el inciso primero del artículo 185° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).
- **FSTCD**: Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados, aplicable a nivel comunal y con un valor específico para cada comuna.
- **CDAT<sub>0</sub>**: Costo de distribución en alta tensión, establecido como valor base para las fórmulas de indexación. Se expresa en \$/kW/mes.
- **CDBT<sub>0</sub>**: Costo de distribución en baja tensión, establecido como valor base para las fórmulas de indexación. Se expresa en \$/kW/mes.

- **Index()**: Representa el valor indexado de la componente dentro de los paréntesis, de acuerdo con las fórmulas de indexación descritas en el numeral 1 del capítulo VII, y se expresa en \$/kW/mes.

Para efectos de la evaluación de las fórmulas presentadas, los factores **FACD** y **FSTCD** se asignan directamente según la comuna de evaluación. Por otro lado, el factor **FETR** es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con el objetivo de nivelar las tarifas residenciales finales. Las diferencias entre estas tarifas se deben principalmente a los costos de distribución, los cuales reflejan las particularidades económicas y operativas de cada distribuidora. En este contexto, se aplican descuentos o recargos a las tarifas residenciales sobre la componente de los costos de distribución.

La absorción de estos descuentos depende del nivel de consumo del cliente, como se indica en la Tabla 2.6, donde se establece el porcentaje de aporte según el consumo mensual del cliente residencial. La CNE construye un modelo tarifario basado en un consumo tipo de 180 kWh, sin incluir el IVA, caracterizando a los clientes según la combinación de distribuidora, comuna, tipo de suministro y sistema de transmisión zonal.

Para los propósitos de esta memoria, se consideran los últimos factores **FETR** disponibles a la fecha, correspondientes a la fijación 2024-1. Esto se debe a que las diferencias principales entre las combinaciones de distribuidoras, comunas y sistemas zonales están determinadas por los costos de distribución. Dado que dichos costos permanecen relativamente constantes en su modelamiento y solo se ven afectados por su indexación, los factores **FETR** de la fijación más reciente representan una aproximación adecuada para los alcances y propósitos finales del análisis. Además, para aplicar correctamente el mecanismo de equidad tarifaria, se deben considerar los porcentajes de absorciones establecidos en la Tabla 2.6, lo que genera una diferenciación del impacto de absorción del ajuste por el mecanismo ETR, según el nivel de consumo.

Tabla 2.6: Factor de Aporte (ETR) del costo de distribución en % según nivel de consumo.

| Consumo cliente residencial        | Porcentaje de aporte |
|------------------------------------|----------------------|
| $\leq 200$ kWh                     | 0 %                  |
| $200 \text{ kWh} < x \leq 210$ kWh | 20 %                 |
| $210 \text{ kWh} < x \leq 220$ kWh | 40 %                 |
| $220 \text{ kWh} < x \leq 230$ kWh | 60 %                 |
| $230 \text{ kWh} < x \leq 240$ kWh | 80 %                 |
| $x > 240$ kWh                      | 100 %                |

Estos costos de distribución en alta y baja tensión (**CDAT** y **CDBT**), además de su valor base, están sujetos a un proceso de **indexación** que permite ajustar las tarifas conforme a las variaciones en los precios de los principales insumos de la distribución y otros factores económicos. Este ajuste asegura que los costos reflejen las condiciones económicas actuales y futuras, manteniendo la consistencia del sistema tarifario en el tiempo.

En las fórmulas de indexación para los costos de distribución, los parámetros denominados **IA**, **OA**, **AA**, **IB**, **OB** y **AB** representan proporciones de costos asociadas a componentes de inversión y operación en alta y baja tensión, respectivamente. Las expresiones para indexar los costos de distribución son las siguientes:

$$\text{Index}(\text{CDAT}_0) = \text{CDAT}_0 \cdot \left\{ (IA1 \cdot \beta + OA1 + AA1 \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}) \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} + (IA2 \cdot \beta + OA2 + AA2 \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}) \cdot \frac{\text{CPI}}{\text{CPI}_0} \cdot \frac{D}{D_0} \right\} \quad (2.3)$$

$$\text{Index}(\text{CDBT}_0) = \text{CDBT}_0 \cdot \left\{ (IB1 \cdot \beta + OB1 + AB1 \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}) \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} + (IB2 \cdot \beta + OB2 + AB2 \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}) \cdot \frac{\text{CPI}}{\text{CPI}_0} \cdot \frac{D}{D_0} \right\} \quad (2.4)$$

Estas fórmulas permiten expresar los costos de distribución a lo largo del tiempo en función de índices económicos actualizados, costos de distribución base (**CDAT<sub>0</sub>** y **CDBT<sub>0</sub>**) y factores de ajuste.

Los **cargos fijos** también están sujetos a indexación mediante el Índice de Precios al Consumidor (**IPC**), con el objetivo de mantener su valor real a lo largo del tiempo. Las fórmulas de indexación de los cargos fijos son:

$$\begin{aligned} \text{Index}(\text{CFE}_0) &= \text{CFE}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} \\ \text{Index}(\text{CFD}_0) &= \text{CFD}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} \\ \text{Index}(\text{CFH}_0) &= \text{CFH}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} \\ \text{Index}(\text{CFU}_0) &= \text{CFU}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} \end{aligned}$$

donde cada uno de los cargos fijos indexados depende de la opción tarifaria del cliente regulado.

A continuación, se describe cada uno de los parámetros presentes en las fórmulas de los cargos de distribución, donde los parámetros denominados IA, OA, AA, IB, OB y AB corresponden a las proporciones de costos asociadas a cada indicador de inversión y operación en alta y baja tensión, respectivamente:

- **CDAT<sub>0</sub>, CDBT<sub>0</sub>, CFE<sub>0</sub>, CFD<sub>0</sub>, CFH<sub>0</sub>, CFU<sub>0</sub>**: Valores base de los costos de distribución y cargos fijos en pesos chilenos al 31 de diciembre de 2019.
- **IA1, IB1**: Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de inversión.
- **IA2, IB2**: Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de inversión.
- **OA1, OB1**: Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de operación.
- **OA2, OB2**: Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de operación.
- **AA1, AB1**: Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.

- **AA2, AB2:** Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.
- **IPC:** Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile.
- **CPI:** Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (Consumer Price Index - All Urban Consumers).
- **D:** Tipo de cambio observado del dólar estadounidense, publicado por el Banco Central de Chile.
- **t, t<sub>0</sub>:** Tasas de impuestos actuales y base, respectivamente.<sup>1</sup>
- **β:** Factor de corrección por aportes de terceros.<sup>2</sup>

Dentro de los valores base de los índices definidos por la Comisión Nacional de Energía se encuentra el Índice de Precios al Consumidor (IPC), el Consumer Price Index (CPI) de los Estados Unidos y el tipo de cambio del dólar estadounidense (D). A continuación, se presentan los valores base de estos indexadores, correspondientes a octubre de 2019, que sirven como referencia inicial para el proceso de actualización de tarifas, como también, la definición de su valor de actualización.

Tabla 2.7: Valores base de los indexadores definidos para la actualización de los cargos por distribución.

| Parámetro | Valor base | Mes    |
|-----------|------------|--------|
| $IPC_0$   | 103,5      | oct-19 |
| $CPI_0$   | 257,3      | oct-19 |
| $D_0$     | 721,0      | oct-19 |

- **IPC:** Índice de Precios al Consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- **CPI:** Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- **D:** Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al valor promedio del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

<sup>1</sup>Tanto  $t$  como  $t_0$  corresponden a un valor igual a 27%, de acuerdo con la Circular SII N° 52, 10.10.2014.

<sup>2</sup>De acuerdo con el artículo 186° de la Ley, los valores agregados de distribución se ajustan para descontar la proporción de instalaciones aportadas por terceros. Esto se implementa mediante el factor  $\beta$ , calculado según la proporción de aportes de terceros en relación con el VNR de las instalaciones de cada empresa distribuidora al 31 de diciembre de 2019.

### 2.7.1.c. Estructura de opciones tarifarias

La tarifa BT1a es una opción de tarifa simple en baja tensión diseñada específicamente para clientes residenciales con medición de energía y potencia conectada inferior a 10 kW, o para aquellos que implementen un limitador de potencia que garantice esta condición. Está destinada a clientes cuyo consumo máximo anual ocurre en meses con o sin horas de punta, dependiendo de su perfil de demanda y del Factor de Clasificación, el cual debe ser igual o inferior a 2,5.

Esta tarifa abarca los siguientes componentes de cargo, los cuales se incluyen en la facturación mensual del cliente residencial:

- **Cargo fijo mensual:** un valor fijo independiente del consumo de energía, aplicable incluso si este es nulo. Este cargo depende del tipo de medición de la opción tarifaria.
- **Cargo por uso del sistema de transmisión:** se multiplica por el consumo de energía mensual en kWh. Este cargo por unidad de energía corresponde a la porción de los usos de equipos de transmisión en todos los componentes que correspondan.
- **Cargo por servicio público:** calculado en función del consumo de energía mensual en kWh. Cargo que se aplica para cubrir los gastos del Coordinador y recaudación para el Fondo de Estabilización de Tarifas.
- **Cargo por energía:** determinado con base en el consumo de energía mensual en kWh. Corresponde al cargo aplicado por la energía consumida durante el mes.
- **Cargo por compras de potencia:** calculado en proporción al consumo de energía mensual en kWh.
- **Cargo por potencia en el componente de distribución:** se aplica en función del consumo de energía mensual en kWh.

Los cargos variables, como el de transmisión y servicio público, se determinan en proporción al consumo de energía mensual del cliente y se calculan multiplicando el consumo en kWh por el valor correspondiente a cada componente. Adicionalmente, el cargo de transmisión incorpora costos por el uso de infraestructuras de transmisión en distintos niveles, de acuerdo con los artículos 99 bis, 115 y 116 de la Ley, junto con disposiciones adicionales bajo la Ley N° 20.936.

Tabla 2.8: Estructura de cargos de la tarifa BT1a.

| Cargo   | Unidad | Fórmula   |
|---|--------|---|
| Cargo fijo mensual                                  | \$/mes | CFES  |
| Cargo por uso del sistema de transmisión            | \$/kWh | CTX   |
| Cargo por servicio público                          | \$/kWh | CSP   |
| Cargo por energía                                   | \$/kWh | $P_e \times \text{PEAT} \times \text{PEBT}$   |
| Cargo por compras de potencia                       | \$/kWh | $\frac{\text{FACP} \times P_p \times \text{PPAT} \times \text{PPBT}}{\text{NHUNB}}$ |
| Cargo por potencia en su componente de distribución | \$/kWh | $\frac{\text{CDBT}}{\text{NHUNB}}$  |

A manera de ejemplo, se presenta la construcción de los cargos que componen la tarifa BT1A para un consumo tipo de 180 [KWh/mes].

Supongamos un cliente residencial conectado en baja tensión (**BT1a**) ubicado en el Área Típica 1, con un consumo mensual de **180 kWh**. A continuación, se calculan los costos de distribución, potencia, transmisión, energía y servicio público (**CSP**) con los parámetros correspondientes.

Tabla 2.9: Parámetros base para el Área Típica 1.

| Parámetro                    | Valor    | Unidad    |
|------------------------------|----------|-----------|
| $CDBT_0$                     | 6,201.5  | \$/kW/mes |
| FETR                         | 1.0      | -         |
| FSTCD                        | 1.02     | -         |
| FACD                         | 1.05     | -         |
| Índice ( $CDBT_0$ )          | 1.021688 | -         |
| NHUNB                        | 457      | horas     |
| PPAT                         | 1.0161   | -         |
| PPBT                         | 1.0563   | -         |
| Precio de potencia ( $P_p$ ) | 8,500.0  | \$/kW/mes |
| FACP                         | 1.0      | -         |
| PEAT                         | 1.0161   | -         |
| PEBT                         | 1.0563   | -         |
| CTX                          | 15.0     | \$/kWh    |
| CSP                          | 0.75     | \$/kWh    |
| PE                           | 96.0     | \$/kWh    |

### Cálculo del costo de distribución ( $CDBT$ )

$$CDBT = CDBT_0 \times FETR \times FSTCD \times FACD \times \text{Índice}(CDBT_0) \div NHUNB$$

Sustituyendo los valores:

$$CDBT = 6,201,5 \times 1,0 \times 1,02 \times 1,05 \times 1,021688 \div 457$$

Resolviendo:

$$CDBT = \frac{6,946,55}{457} = 15,20 \text{ \$/kWh.}$$

**Cálculo del costo por potencia ( $CP$ )**

$$CP = \frac{FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT}{NHUNB}$$

Sustituyendo los valores:

$$CP = \frac{1,0 \times 8,500,0 \times 1,0161 \times 1,0563}{457}$$

Resolviendo:

$$CP = \frac{9,084,44}{457} = 19,88 \$/\text{kWh}.$$

**Cálculo del costo por transmisión ( $CTX$ )**

El costo por transmisión es dado directamente por el parámetro:

$$CTX = 15,0 \$/\text{kWh}.$$

**Cálculo del costo por servicio público ( $CSP$ )**

El costo por servicio público es dado directamente por el parámetro:

$$CSP = 0,75 \$/\text{kWh}.$$

**Cálculo del costo por energía ( $CE$ )**

El costo por energía ( $CE$ ) considera los factores de expansión de pérdidas:

$$CE = PE \times PEAT \times PEBT$$

Sustituyendo los valores:

$$CE = 96,0 \times 1,0161 \times 1,0563$$

Resolviendo:

$$CE = 102,47 \$/\text{kWh}.$$

**Costo total mensual del cliente**

El costo total mensual es la suma de todos los componentes:

$$\text{Costo Total Mensual} = (CDBT + CP + CTX + CSP + CE) \times \text{Consumo}.$$

Sustituyendo los valores:

$$\text{Costo Total Mensual} = (15,20 + 19,88 + 15,0 + 0,75 + 102,47) \times 180$$

Resolviendo:

$$\text{Costo Total Mensual} = 153,30 \times 180 = 27,594,0 \$.$$

Por lo tanto, el costo total mensual del cliente es:

|  |
|--|
| $\text{Costo Total Mensual} = 27,594,0 \$$ |
|--|

Para la tarifa BT4.3, se trata de una opción horaria en baja tensión orientada a clientes con medición de energía y demanda máxima de potencia leída, tanto en horas de punta como en otros periodos. Esta tarifa está diseñada para clientes que requieren medición detallada de su consumo y demanda de potencia, incluyendo aquellos con una demanda máxima de potencia suministrada.

La tarifa BT4.3 incluye los siguientes componentes, que se integran en la facturación mensual del cliente:

- Cargo fijo mensual: Este cargo es independiente del consumo del cliente y se aplica incluso si no registra consumo de energía.
- Cargo por uso del sistema de transmisión: Calculado en función del consumo de energía, cubre el costo de las infraestructuras de transmisión necesarias para transportar la electricidad desde los puntos de generación hasta los usuarios finales.
- Cargo por servicio público: También calculado en proporción al consumo de energía, cubre los costos de los servicios públicos asociados al suministro eléctrico.
- Cargo por energía: Refleja el costo del consumo de energía mensual del cliente.
- Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta: Calculado de acuerdo a la demanda máxima registrada en horas de punta en cada mes. Este cargo se ajusta si no hay horas de punta, tomando el promedio de las dos mayores demandas máximas de los meses de punta anteriores.
- Cargo por demanda máxima de potencia suministrada: Este cargo se calcula en función del promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes facturado.

Tabla 2.10: Estructura de cargos de la tarifa BT4.3.

| Cargo  | Unidad    | Fórmula   |
|--|-----------|---|
| Cargo fijo mensual   | \$/mes    | CFHS  |
| Cargo por uso del sistema de transmisión                     | \$/kWh    | CTX   |
| Cargo por servicio público                                   | \$/kWh    | CSP   |
| Cargo por energía  | \$/kWh    | $P_e \times \text{PEAT} \times \text{PEBT}$   |
| Cargo por demanda máxima de potencia suministrada            | \$/kW/mes | $\text{FDFPB} \times (\text{CDBT} - \text{PMPBT} \times \text{CDAT})$   |
| Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta | \$/kW/mes | $\text{FACP} \times P_p \times \text{PPAT} \times \text{PPBT} \times \text{FNPPB} + \text{FDFPPB} \times \text{CDBT} - \text{FDFPB} \times (\text{CDBT} - \text{PMPBT} \times \text{CDAT})$ |

La tarifa **AT4.3** es una opción de tarifa horaria en alta tensión diseñada para clientes que cuentan con medición de energía, demanda máxima de potencia suministrada, y demanda máxima de potencia leída en horas de punta del sistema eléctrico.

Esta tarifa incluye los siguientes cargos, que se facturan de forma similar a las tarifas en baja tensión, pero con precios unitarios específicos para alta tensión:

- **Cargo fijo mensual:** Un valor fijo mensual independiente del consumo, aplicable incluso si el consumo de energía es nulo.
- **Cargo por uso del sistema de transmisión:** Calculado en proporción al consumo mensual de energía del cliente, multiplicando el consumo en kWh por el valor unitario de transmisión.
- **Cargo por servicio público:** Determinado en función del consumo mensual de energía y calculado en base a los kWh consumidos.
- **Cargo por energía:** Depende directamente del consumo mensual de energía, calculado multiplicando los kWh consumidos por el precio de la energía específico para alta tensión.
- **Cargo por demanda máxima de potencia suministrada:** Basado en la demanda máxima de potencia suministrada en el mes, expresado en kW y ajustado para cubrir los costos de distribución en alta tensión.
- **Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta:** Calculado en función de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta durante el mes, o mediante un promedio de las demandas más altas en meses sin horas de punta.

Tabla 2.11: Estructura de cargos de la tarifa AT4.3.

| Cargo  | Unidad    | Fórmula  |
|--|-----------|--|
| Cargo fijo mensual   | \$/mes    | CFHS   |
| Cargo por uso del sistema de transmisión                     | \$/kWh    | CTX  |
| Cargo por servicio público                                   | \$/kWh    | CSP  |
| Cargo por energía  | \$/kWh    | $P_e \times \text{PEAT}$   |
| Cargo por demanda máxima de potencia suministrada            | \$/kW/mes | $\text{FDFPA} \times \text{CDAT}$  |
| Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta | \$/kW/mes | $\text{FACP} \times P_p \times \text{PPAT} \times \text{FNPPB} +$<br>$\text{CDAT} \times \text{FDFPPB} -$<br>$\text{CDAT} \times \text{FDFPB}$ |

La construcción de las formulas tarifarias de clientes industriales sigue el mismo procedimiento visto para la tarifa BT1a.

# Capítulo 3

## Consolidación de la Información y supuestos razonables

En este capítulo se presenta la recopilación y consolidación de los datos utilizados, junto con los supuestos adoptados para la proyección de cargos unitarios del Sistema Eléctrico Nacional y variables de actualización. La consolidación de la información de contratos de suministro, factores de pérdida y modulación, proyecciones de demanda y variables macroeconómicas, entre otros, se realiza con información pública de distintas instituciones oficiales como la CNE, el Ministerio de Hacienda o el Congressional Budget Office (CBO) de Estados Unidos.

### 3.1. Generalidades de las licitaciones y contratos de suministro regulado

Las licitaciones de suministro eléctrico tienen como objetivo asegurar el abastecimiento de energía a clientes regulados, quienes por su bajo nivel de consumo carecen de capacidad de negociación en el mercado eléctrico. Este mecanismo permite ofrecer energía a un precio competitivo y estable en el largo plazo.

Desde el año 2006 hasta la fecha, se han llevado a cabo múltiples licitaciones de suministro. Cada proceso licitatorio se rige bajo el marco regulatorio vigente y puede incluir modificaciones o características particulares que se adaptan a las condiciones del mercado y las necesidades del sistema eléctrico.

A continuación, se destacan los aspectos más relevantes de estas licitaciones:

- Bloques de suministro: Representan el compromiso máximo de energía que un proponente puede asumir en su oferta, englobando la totalidad de la energía a ser adjudicada por los participantes en la licitación correspondiente. Estos bloques pueden estar clasificados por criterios horarios o geográficos y se subdividen en sub-bloques. El bloque de suministro está compuesto por una componente base y una componente variable. Esta última, que corresponde a un porcentaje de la energía base requerida anualmente, tiene como finalidad absorber incrementos imprevistos en la demanda de energía.

- Precio de adjudicación: El precio de la energía adjudicada se determina en el Punto de Oferta, como resultado del proceso licitatorio. El precio en los Puntos de Compra, por su parte, se fija de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Licitaciones.
- Períodos de suministro: Se refiere al intervalo de tiempo durante el cual se debe entregar la energía y potencia contratada, asociado al Bloque de Suministro. Estos períodos se caracterizan por su naturaleza de largo plazo, lo que otorga estabilidad en los precios de clientes regulados.
- Indexación de precio de energía: El Oferente deberá proponer una fórmula de indexación para el precio de la energía en el Punto de Oferta. Esta fórmula debe estar elaborada utilizando índices que reflejen la variación de los costos asociados a la generación de energía, tales como los costos de combustibles, el costo de capital u otros insumos relevantes. Estos índices son seleccionados en cada licitación.

La fórmula de indexación sigue una estructura polinómica, permitiendo ajustar el precio de la energía en función de los cambios en estos índices. A continuación, se presenta una forma general de la fórmula utilizada para la actualización del precio de la energía:

$$Precio_{energía} = Precio_{base} \cdot \left( a_1 \cdot \frac{Index_1}{Index_{10}} + a_2 \cdot \frac{Index_2}{Index_{20}} + \dots + a_n \cdot \frac{Index_n}{Index_{n0}} \right) + CS \quad (3.1)$$

Donde:

- $Precio_{energía}$ : Es el precio actualizado de la energía en el Punto de Oferta.
  - $Precio_{base}$ : Es el precio base de la energía adjudicado en la licitación.
  - $a_1, a_2, \dots, a_n$ : Son coeficientes de ajuste propuestos por el Oferente, los cuales reflejan la sensibilidad del precio a las variaciones de los índices seleccionados. la suma de todos los coeficientes siempre debe sumar 1.
  - $Index_1, Index_2, \dots, Index_n$ : Representan los valores actuales de los índices de referencia seleccionados.<sup>3</sup>
  - $Index_{10}, Index_{20}, \dots, Index_{n0}$ : Son los valores iniciales de los índices al momento de la adjudicación, utilizados como base de comparación para el ajuste.
  - $CS$ : Corresponde a un componente que representa los costos sistémicos asociados a la generación. Este indexador se incluyó a partir de la licitación 2023/01.
- Precio de potencia: El precio de la potencia se establece según lo estipulado en el Decreto Supremo que fija los precios de nudo para el suministro eléctrico, vigente al momento de la licitación. Este precio se ajusta periódicamente mediante un mecanismo de indexación vinculado al Índice de Precios al Consumidor (CPI, por sus siglas en inglés). La fórmula utilizada para la actualización es la siguiente:

$$Precio_{potencia} = Precio_{base\_potencia} \cdot \left( \frac{CPI}{CPI_0} \right) \quad (3.2)$$

Donde:

<sup>3</sup>Dependiendo de la licitación, el indexador puede ser un promedio del índice entre una ventana de tiempo de 4 a 6 meses.

- $Precio_{potencia}$ : Es el precio actualizado de la potencia.
  - $Precio_{base\_potencia}$ : Es el precio base de la potencia determinado en la licitación, de acuerdo con el Decreto Supremo vigente.
  - $CPI$ : Es el valor actual del Consumer Price Index (USA).
  - $CPI_0$ : Es el valor del Consumer Price Index (USA) en la fecha base de la licitación.
- **Factores de Modulación:** Ajustan los precios de energía en los puntos de compra derivados de los procesos de licitación, en conformidad con el artículo 133° inciso cuarto de la Ley. Estos factores se calculan en función de los costos marginales esperados y de la energía mensual tanto en la barra de referencia (por ejemplo, Polpaico 220 kV) como en otras subestaciones del sistema. Se aplican sobre un período de operación establecido, reflejando la variabilidad en el consumo y precios en diferentes puntos del sistema eléctrico, y permitiendo la comparación de precios promedio de energía que deben ser traspasados a los clientes finales, conforme al artículo 157° de la Ley. Estos factores se encuentran disponibles en los Informes de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Sección 3.10 [23].
  - **Distribuidora asociada:** Corresponde a la contraparte con la que el suministrador asume el compromiso de suministro de energía. En cada licitación se especifica la energía adjudicada para las distribuidoras por punto de compra, mes y año.

### 3.1.1. Construcción de la Base de Datos de Contratos

Para el tratamiento de los contratos de suministro, se desarrolló una base de datos que consolida la información de los contratos disponibles en los archivos de la Comisión Nacional de Energía [24] correspondientes a la fijación del primer semestre de 2023, así como los datos provenientes de los archivos de las licitaciones disponibles en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional [25]. Esta base de datos incluye tanto los contratos vigentes como aquellos programados para entrar en vigencia en el futuro.

Cada contrato registrado en esta base de datos contiene una serie de características relevantes que lo identifican. Entre estas características se incluyen:

- **Empresa adjudicada (suministrador):** Identificación de la empresa generadora que adjudicó el contrato.
- **Licitación correspondiente:** Código de la licitación en la cual se adjudicó el contrato.
- **Bloque adjudicado:** Tipo y código del bloque de suministro asociado. Indica si cuenta con suministro 24/7, suministro por bloques horarios o suministro por zonas geográficas.
- **Precio de adjudicación:** Precio en dólares por MWh acordado en el momento de la adjudicación.
- **Distribuidora asociada:** Empresa distribuidora correspondiente a cada contrato.
- **Punto de compra y punto de oferta:** Barras del Sistema Eléctrico Nacional asociadas a los precios de oferta y de compra respectivamente.

- **Energía adjudicada:** Cantidad de energía comprometida en el contrato, desglosada en función del punto de compra.
- **Tipo de indexadores, ponderadores y Valores base:** Índices utilizados para la actualización de precios y sus respectivos ponderadores.
- **Precio de potencia:** Precio de la potencia en dólares por kW/mes.
- **Período de rezago en meses para la indexación:** Intervalo de rezago definido para la actualización de precios con los índices seleccionados.

Como una demostración de los conceptos recopilados, se presenta la Tabla 3.1 que muestra un ejemplo de la estructura de un contrato en la base de datos.

Tabla 3.1: Ejemplo de estructura de la base de datos de contratos.

| Licitación | Bloque | Precio adjudicado [US\$/MWh] | Emp. Gx.                                    | Ponderador | Distribuidora | Pto. compra      | Pto. oferta  | Indexador | Precio potencia [US\$/kW/mes] |
|------------|--------|------------------------------|---|------------|---------------|------------------|--------------|-----------|-------------------------------|
| 2017/01    | BS2    | 34,679                       | Enel Generación Chile S.A.                  | [1.0]      | LUZOSORNO     | Puerto Montt 220 | Polpaico 220 | CPI.6m    | 7,998                         |
| 2017/01    | BS2    | 34,679                       | Enel Generación Chile S.A.                  | [1.0]      | CRELL         | Barro Blanco 220 | Polpaico 220 | CPI.6m    | 7,998                         |
| 2021/01    | BS1A   | 18,544                       | Canadian Solar Libertador Solar Holding SPA | [1.0]      | CHILQUINTA    | Quillota 220     | Polpaico 220 | CPI.6m    | 7,777                         |
| 2021/01    | BS1A   | 18,544                       | Canadian Solar Libertador Solar Holding SPA | [1.0]      | CHILQUINTA    | Nogales 220      | Polpaico 220 | CPI.6m    | 7,777                         |
| 2021/01    | BS1A   | 18,544                       | Canadian Solar Libertador Solar Holding SPA | [1.0]      | CHILQUINTA    | Los Maquis 220   | Polpaico 220 | CPI.6m    | 7,777                         |

Para comprender en detalle la composición de la cartera de contratos se realiza un breve análisis de estos. En la Figura 3.1 se presenta la cantidad de energía adjudicada en el año de mayor asignación de cada licitación, junto con su respectivo precio de adjudicación ponderado y la cantidad de empresas con energía adjudicada. Las licitaciones están ordenadas según su año de inicio de suministro, lo cual permite visualizar la evolución temporal de la efectividad de las licitaciones. Se puede observar que las licitaciones más importantes en cantidad de energía adjudicada son las licitaciones SIC 2013/03\_2 y 2015/01 con un total de 11.955 y 12.430 [GWh], con precios de adjudicación altos y bajos. Esta diferencia de precios de adjudicación se debe a la publicación de la **Ley 20.805**, que perfecciona el sistema de licitación de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulación de precios [6].

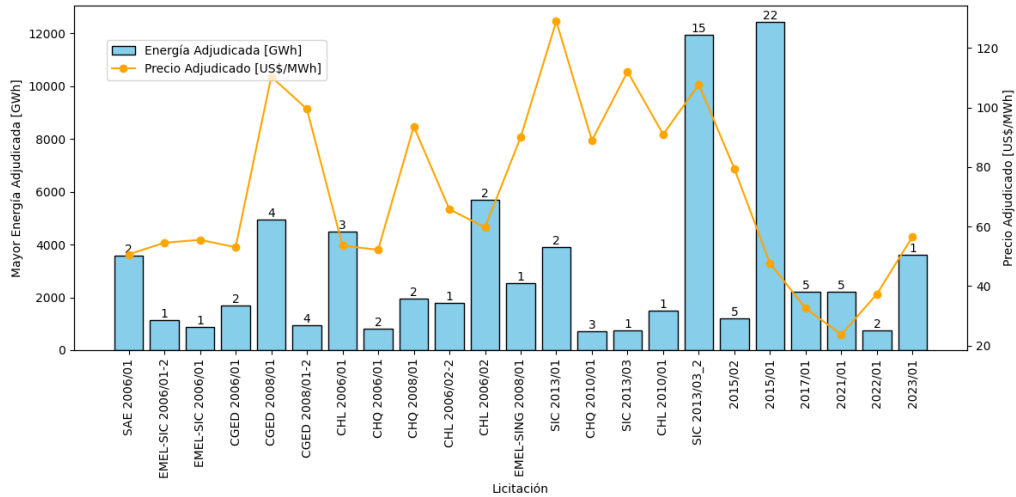


Figura 3.1: Cantidad de energía en el mayor año de adjudicación de la licitación con el precio ponderado de adjudicación y la cantidad de empresas con adjudicadas. Fuente: Confección propia

Adicionalmente, el análisis se extiende a las Figuras 3.2 y 3.3, donde se muestra el Top 10 de empresas con los precios adjudicados ponderados más bajos y más altos, respectivamente, incluyendo el volumen de energía adjudicada durante el año con mayor asignación. Esto con el objetivo de entender la variedad de condiciones que presentan las distintas empresas adjudicadas.

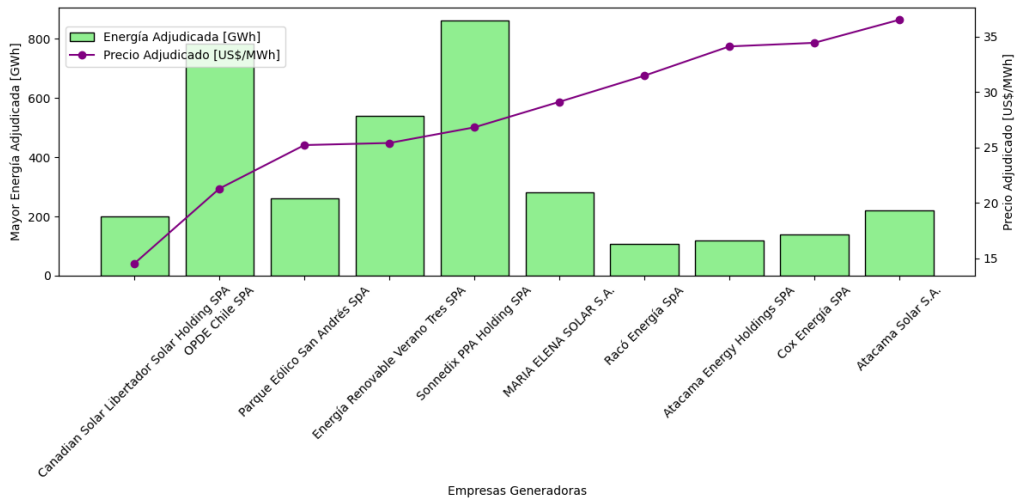


Figura 3.2: Top 10 empresas con precio adjudicado más barato y su energía respectiva al año con mayor nivel de adjudicación. Fuente: Confección propia

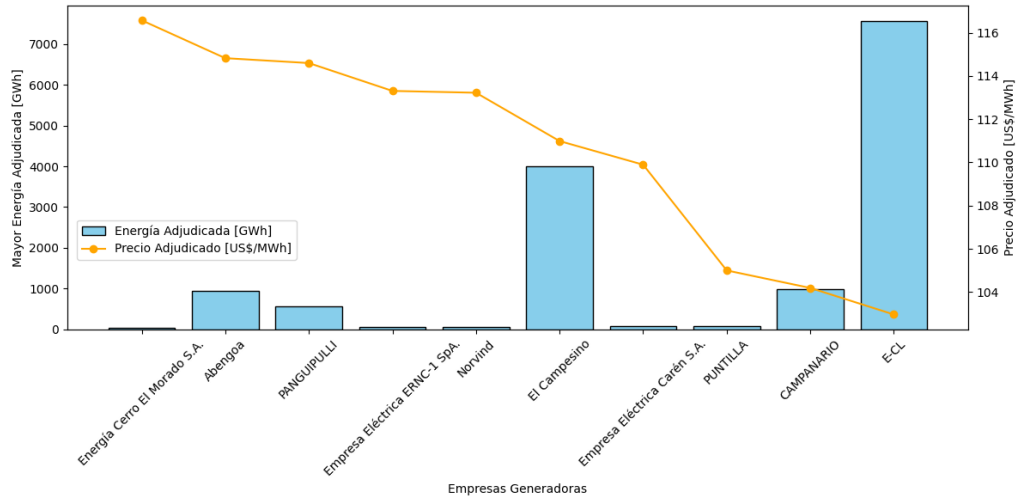


Figura 3.3: Top 10 empresas con precio adjudicado más caro y su energía respectiva al año con mayor nivel de adjudicación.

Por otra parte, como indica el **Artículo 2 transitorio** del decreto 106, los contratos se deben clasificar según el marco regulatorio al que están sujetos, lo cual permite identificar la cantidad de energía a despachar para los distintos contratos, es por esto que la Figura 3.4 muestra la cantidad de energía adjudicada por año para los contratos suscritos a los distintos reglamentos:

- **Reglamento de la Resolución Exenta N° 704:** Aplica a los contratos adjudicados bajo las licitaciones reguladas por esta resolución durante el año 2006 [20].
- **Decreto Supremo N° 4 (DS4):** Aunque fue derogado por el Decreto Supremo N° 106, se emplea esta clasificación para aquellos contratos adjudicados posterior al año 2006 [21].

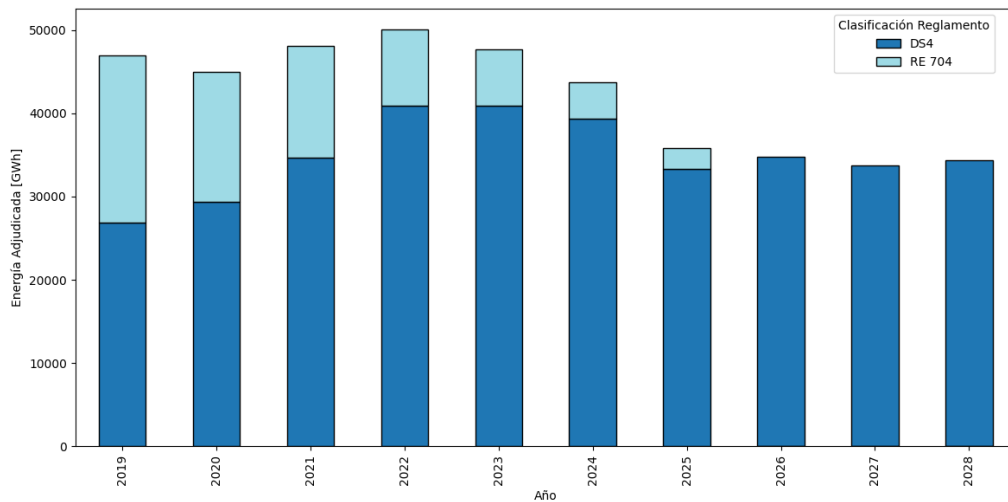


Figura 3.4: Energía adjudicada por contratos de los reglamentos asociados a la resolución RE 704 y el decreto DS4 durante el periodo 2019 - 2028. Fuente: Confección propia

Adicionalmente, se establece una distinción entre contratos adjudicados antes y después de 2013, en función del año de la resolución de la licitación correspondiente. Esta diferenciación es crucial para la correcta aplicación del **Artículo 3 transitorio** del Decreto Supremo 106, que se describe en el capítulo correspondiente al marco regulatorio.

En la Figura 3.5 se presenta la cantidad de energía y la vigencia de los bloques adjudicados en las distintas licitaciones realizadas, hasta el año 2028. Esto evidencia que la cartera de contratos experimentará diversas modificaciones, lo que implicará variaciones en el nivel del precio sistémico de energía y potencia a corto plazo

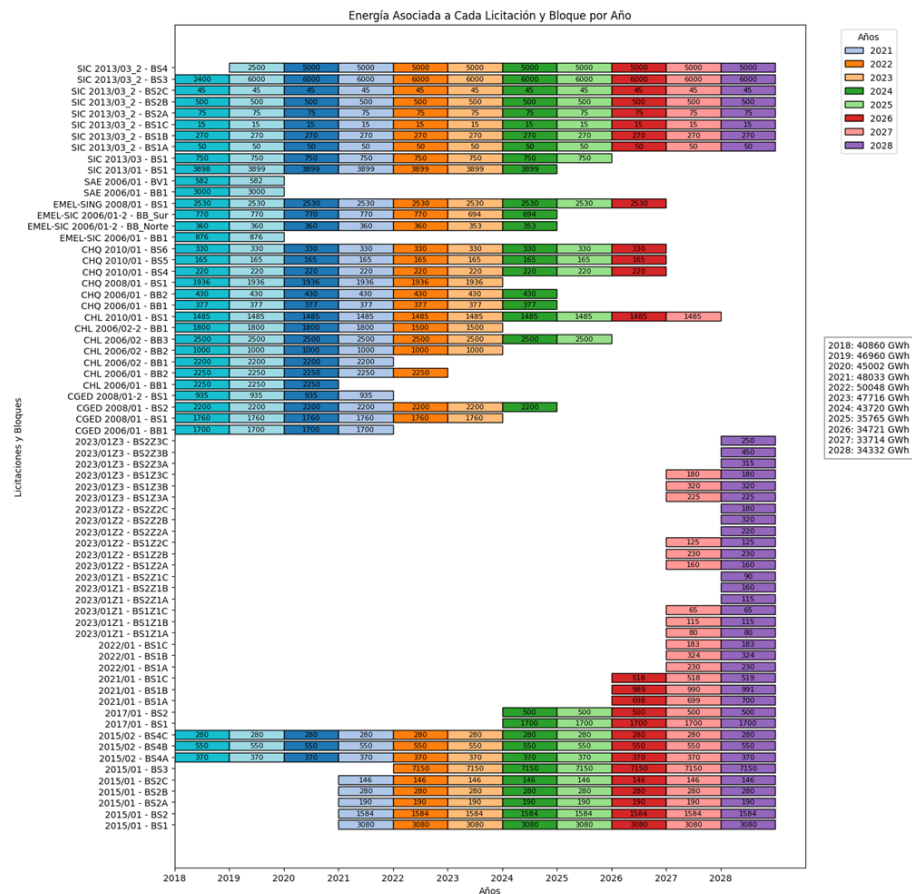


Figura 3.5: Periodos de suministro de bloques adjudicados en cada licitación. Fuente: Confección propia

### 3.1.2. Indexación de los Contratos

Los indexadores de los contratos son una componente fundamental que impacta significativamente el precio de energía de las distribuidoras de electricidad y estos se actualizan como se indica en la ecuación 3.1. Por ello, es esencial contar con los valores oficiales de estos índices en sus fechas base correspondientes para cada licitación. A continuación, se detallan las fuentes de información donde se obtuvieron estos valores:

- **CPI (Consumer Price Index, USA):** Índice de precios al consumidor publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos. Los valores se pueden

consultar en el sitio web del BLS bajo la clave “CUUR0000SA0” [26].

- **Índices de combustibles (Carbón, GNL, Diesel y Brent):** Estos índices se publican de manera mensual en conjunto en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía [27].

Además de la indexación en los precios de energía y potencia, es esencial disponer de los factores de modulación asociados a cada contrato de suministro regulado, con el fin de ajustar los precios indexados de oferta a los puntos de compra correspondientes. En este contexto, los decretos de precios de nudo de corto plazo establecen los factores de modulación aplicables, conforme a lo indicado en el **Artículo 3 transitorio** del Decreto 106.

El valor base del factor de modulación corresponde al factor informado en el decreto de precio de nudo de corto plazo vigente al momento de cada licitación. Sin embargo, en caso de que el punto de compra no existiera en la fecha de la licitación o si el contrato fue adjudicado después de 2013, se utilizará el factor de modulación vigente a la fecha de indexación. En la Tabla 3.3 se muestra el decreto de precio de nudo de corto plazo correspondiente a cada licitación, el cual fija los factores de modulación aplicables.

Es importante destacar que, dado que la barra BARRO BLANCO 220 kV cambió su nombre a RAHUE 220 kV, en todos los efectos se considera como nombre de la barra RAHUE 220 kV. Además, la barra POLPAICO 220 kV es la barra de referencia del sistema y, por lo tanto, siempre presenta un factor de modulación igual a 1.

Debido a la complejidad de la obtención de los factores de modulación para cada barra del sistema de 220 kV, que consiste en proyectar la operación del sistema durante los 24 meses siguientes al inicio del semestre y que esto supera los alcances de la memoria, se considera como factores de modulación para los semestres futuros iguales a los factores de modulación del precio de nudo de corto plazo del primer semestre de 2024 [28] y estos se muestran en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Factores de Modulación de Energía y Potencia - Precio de Nudo de Corto Plazo (2do Semestre 2024)

| Subestación Troncal | Tensión [kV] | Potencia | Energía |
|---------------------|--------------|----------|---------|
| PARINACOTA          | 220          | 1,1741   | 1,3253  |
| POZO ALMONTE        | 220          | 1,1311   | 1,3533  |
| CONDOROS            | 220          | 1,1405   | 1,2797  |
| TARAPACA            | 220          | 1,1192   | 1,2952  |
| LAGUNAS             | 220          | 1,1095   | 1,2846  |
| NUEVA VICTORIA      | 220          | 1,1035   | 1,2778  |
| QUILLAGUA           | 220          | 1,0773   | 1,2852  |
| MARIA ELENA         | 220          | 1,0551   | 1,2468  |
| CRUCERO             | 220          | 1,0490   | 1,2543  |
| ENCUENTRO           | 220          | 1,0531   | 1,2676  |
| SALAR               | 220          | 1,0560   | 1,2225  |
| CHUQUICAMATA        | 220          | 1,0569   | 1,2741  |
| CALAMA              | 220          | 1,0577   | 1,2889  |
| EL TESORO           | 220          | 1,0522   | 1,2675  |
| ESPERANZA SING      | 220          | 1,0520   | 1,2674  |
| ATACAMA             | 220          | 1,0404   | 1,2455  |
| EL COBRE            | 220          | 1,0402   | 1,2143  |
| LABERINTO           | 220          | 1,0465   | 1,1921  |
| O'HIGGINS           | 220          | 1,0495   | 1,2022  |
| DIEGO DE ALMAGRO    | 220          | 1,0395   | 1,1908  |
| CARRERA PINTO       | 220          | 1,0310   | 1,1805  |
| SAN ANDRES          | 220          | 1,0288   | 1,1776  |
| CARDONES            | 220          | 1,0267   | 1,1745  |
| MAITENCILLO         | 220          | 1,0006   | 1,1359  |
| PUNTA COLORADA      | 220          | 0,9993   | 1,1326  |
| PAN DE AZUCAR       | 220          | 1,0126   | 1,1500  |
| DON GOYO            | 220          | 1,0029   | 1,1147  |
| LA CEBADA           | 220          | 0,9948   | 1,1058  |
| LAS PALMAS          | 220          | 1,0000   | 1,1318  |
| LOS VILOS           | 220          | 1,0054   | 1,1295  |
| NOGALES             | 220          | 1,0108   | 1,1345  |
| QUILLOTA            | 220          | 1,0003   | 1,1047  |
| POLPAICO            | 500          | 0,9973   | 1,1130  |
| POLPAICO            | 220          | 1,0000   | 1,0000  |
| EL LLANO            | 220          | 1,0048   | 1,1255  |
| LOS MAQUIS          | 220          | 1,0081   | 1,1256  |
| LAMPA               | 220          | 0,9573   | 0,9953  |
| CERRO NAVIA         | 220          | 1,0033   | 0,9811  |
| MELIPILLA           | 220          | 0,9987   | 1,0209  |
| RAPEL               | 220          | 0,9887   | 1,0082  |
| CHENA               | 220          | 1,0027   | 0,9772  |
| MAIPO               | 220          | 0,9846   | 1,0475  |
| EL RODEO            | 220          | 0,9876   | 1,0502  |
| PAINE               | 154          | 0,9800   | 1,0719  |
| ALTO JAHUEL         | 500          | 0,9881   | 1,0484  |
| ALTO JAHUEL         | 220          | 0,9852   | 1,0477  |
| RANCAGUA            | 154          | 0,9780   | 1,0843  |
| PUNTA CORTES        | 154          | 0,9718   | 1,0631  |
| TILCOCO             | 154          | 0,9604   | 1,0487  |
| SAN FERNANDO        | 154          | 0,9429   | 0,9832  |
| TENO                | 154          | 0,9277   | 0,9802  |
| ITAHUE              | 220          | 0,9008   | 0,9337  |
| ITAHUE              | 154          | 0,9032   | 0,9366  |
| ANCOA               | 500          | 0,8789   | 0,9536  |
| ANCOA               | 220          | 0,8879   | 0,9611  |
| CHARRUA             | 500          | 0,8709   | 0,9415  |
| CHARRUA             | 220          | 0,8661   | 0,9371  |
| COLBUN              | 220          | 0,8879   | 0,9611  |
| CANDELARIA          | 220          | 0,9702   | 1,0684  |
| HUALPEN             | 220          | 0,8843   | 0,9569  |
| LAGUNILLAS          | 220          | 0,8797   | 0,9518  |
| EL ROSAL            | 220          | 0,8444   | 0,9216  |
| DUQUECO             | 220          | 0,8107   | 0,8035  |
| CAUTIN              | 220          | 0,7794   | 0,8585  |
| TEMUCO              | 220          | 0,7824   | 0,8384  |
| CIRUELOS            | 220          | 0,9471   | 0,8507  |
| VALDIVIA            | 220          | 0,9476   | 0,8707  |
| RAHUE               | 220          | 0,9813   | 0,9192  |
| PUERTO MONTT        | 220          | 0,9478   | 0,8693  |
| MELIPULLI           | 220          | 0,9478   | 0,8693  |
| CHILOE              | 220          | 0,9591   | 0,9144  |

En la ecuación 4.2 se presenta la relación de los factores de modulación que se aplica para referenciar el precio del contrato a cualquier barra del sistema:

$$\text{Precio}_{\text{barra } n} = \text{Precio}_{\text{barra } i} \times \frac{\text{Factor de Modulación}_n}{\text{Factor de Modulación}_i} \quad (3.3)$$

Tabla 3.3: Relación entre Licitaciones y Decretos de Precio de Nudo

| Licitación         | Dec. P. Nudo |
|--------------------|--------------|
| SAE 2006/01        | 283/2005     |
| SIC 2013/01        | 107/2012     |
| SIC 2013/03        | 4T/2013      |
| SIC 2013/03.2      | 4T/2013      |
| CGED 2006/01       | 283/2005     |
| CGED 2008/01       | 130/2008     |
| CGED 2008/01-2     | 130/2008     |
| EMEL-SIC 2006/01   | 283/2005     |
| EMEL-SIC 2006/01-2 | 283/2005     |
| CHL 2006/01        | 283/2005     |
| CHL 2006/02        | 147/2006     |
| CHL 2006/02-2      | 147/2006     |
| CHL 2010/01        | 82/2010      |
| CHQ 2006/01        | 283/2005     |
| CHQ 2008/01        | 130/2008     |
| CHQ 2010/01        | 82/2010      |
| EMEL-SING 2008/01  | 130/2008     |
| 2015/02            | 10T/2014     |
| 2015/01            | 268/2015     |
| 2017/01            | 438/2017     |
| 2021/01            | 84/2021      |
| 2022/01            | 322/2022     |
| 2023/01            | 284/2022     |

## 3.2. Proyección de la demanda

La proyección de la demanda para los clientes regulados se fundamenta en los anexos del *Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos* [29]. Este informe proporciona estimaciones detalladas de la demanda proyectada por puntos de retiro y concesionarios de distribución a nivel Zonal. Para calcular la demanda en los puntos de compra de los contratos, es necesario trasladar estos valores desde los puntos de retiro a los puntos de compra, correspondientes a barras de nivel nacional en tensión de 220 kV. Este traslado se lleva a cabo aplicando los factores de referenciación y los factores de pérdidas esperadas, los cuales son publicados semestralmente por el Coordinador Eléctrico Nacional en su sitio web dentro del *informe sobre*

<sup>3</sup>El factor de modulación empleado debe cumplir con los lineamientos especificados en el artículo 3 transitorio del Decreto 106, para asegurar la correcta referencia entre barras.

factores de referenciación de la demanda y factores de pérdida de energía y potencia para armonización tarifaria [30].

En la Figura 3.6 se presenta la demanda proyectada para el sistema, observándose una sobrecontratación en el año 2023 del 61 % y en el año 2028 de un 9,5 %. Con esto en mente podemos decir que no se necesitan licitaciones adicionales, ya que con una evolución de la demanda como la mostrada, existe energía suficiente adjudicada para suministrar la demanda.

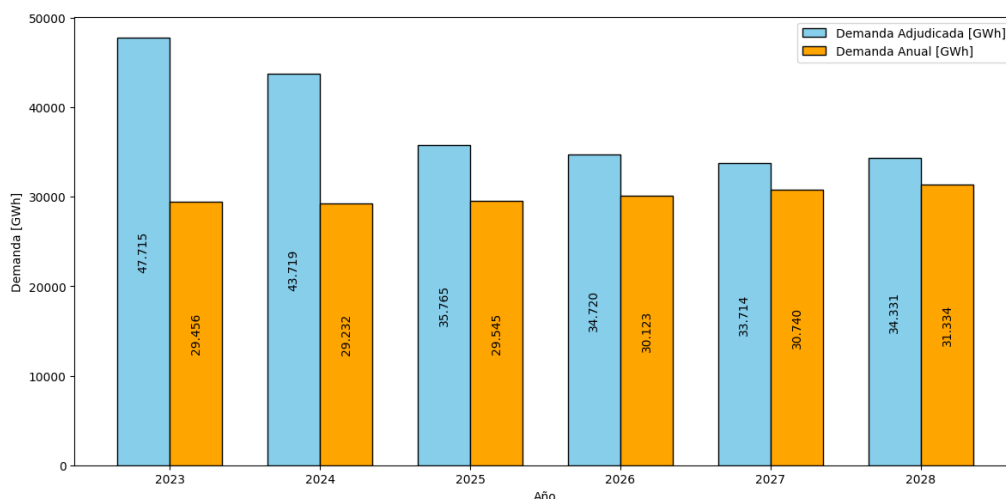


Figura 3.6: Proyección de la demanda y energía adjudicada para cada durante el periodo 2023 - 2028. Fuente: Confección propia

Por otro lado, la Tabla 3.4 muestra los factores de pérdidas esperadas más actualizados. Estos factores se obtienen como el cociente entre la pérdida estimada de energía (o análogamente para la potencia) en cada tramo zonal durante el período analizado (en este caso, el segundo semestre de 2024) y la energía total proyectada que se retirará de dicho sistema de transmisión zonal durante el mismo período [31]. Al igual que con los factores de modulación, los factores de pérdidas esperadas y de referenciación se considerarán constantes para los semestres posteriores a 2024, dado que su actualización excede los objetivos de esta memoria.

Tabla 3.4: Factores de pérdida por sistema.

| Sistema   | Factores de pérdida de energía | Factores de pérdida de potencia |
|-----------|--------------------------------|---------------------------------|
| Sistema A | 1,01158                        | 1,01477                         |
| Sistema B | 1,02989                        | 1,02756                         |
| Sistema C | 1,01617                        | 1,01999                         |
| Sistema D | 1,01464                        | 1,01711                         |
| Sistema E | 1,02923                        | 1,03273                         |
| Sistema F | 1,01583                        | 1,01866                         |

Finalmente, la obtención de los factores de referenciación de la demanda se basa en el cálculo de la participación de los nudos nacionales en los sistemas zonales mediante el uso de factores GLDF (Generation-Load Distribution Factors). Estos factores se calculan sobre aquellos tramos de transmisión asociados a los Nudos Nacionales que realizan aportes de energía hacia las barras de retiro específicas en los sistemas zonales.

Para determinar el aporte de energía desde un Nudo Nacional hacia un punto de retiro, se utiliza el modelo de participaciones esperadas de flujos, el cual también se emplea en el cálculo de Peajes Nacionales. Este modelo considera la topología de transmisión definida en los Balances de Transferencia y utiliza como parámetros de entrada las generaciones esperadas bajo una condición hidrológica media. Además, se definen áreas dentro de cada subsistema para asegurar que las participaciones no incluyan tramos que atraviesen instalaciones del sistema nacional.

Dado que la actualización periódica de estos factores excede los objetivos de esta memoria, se empleó la última información disponible para los cálculos y se mantuvieron constantes los factores de referenciación para cada fijación futura. También, se deja la Figura A.48 que contiene las variaciones porcentuales de los factores de referenciación entre semestres desde 2021-1 a 2024-1.

A modo de ejemplo, en la Tabla A.11 se muestran los factores de referenciación para el segundo semestre de 2024 del Sistema A.

Tabla 3.5: Factores de referenciación para el Sistema A.

| Punto de Retiro/Nudo Nacional | ATACAMA 220 | CALAMA 220 | CONDORES 220 | CRUCERO 220 | EL TESORO 220 | LABERINTO 220 | LAGUNAS 220 | PARINACOTA 220 | POZO ALMONTE 220 | TARAPACA 220 |
|-------------------------------|-------------|------------|--------------|-------------|---------------|---------------|-------------|----------------|------------------|--------------|
| Alto Hospicio 13.8            | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Antofagasta 13.8              | 0.9405      | 0          | 0            | 0.0228      | 0             | 0.0368        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Arica 13.2                    | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.8910         | 0.1090           | 0            |
| Arica Diesel 13.8             | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.8910         | 0.1090           | 0            |
| Calama 023                    | 0           | 1          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Central Tarapacá 13.8         | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 1            |
| Centro 023                    | 0.9581      | 0          | 0            | 0.0164      | 0             | 0.0255        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Cerro Dragon 13.8             | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Chapiquiña 023                | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.8869         | 0.1131           | 0            |
| Chinchorro 13.8               | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9249         | 0.0751           | 0            |
| Condores 110                  | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Cuya 110                      | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.6620         | 0.3380           | 0            |
| Cuya 7.6                      | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.6620         | 0.3380           | 0            |
| Dolores 024                   | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.4641         | 0.5359           | 0            |
| El Líncor 023                 | 0.9339      | 0          | 0            | 0.0329      | 0             | 0.0332        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| El Tesoro 023                 | 0           | 0          | 0            | 0           | 1             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Enaex 110                     | 0.9315      | 0          | 0            | 0.0334      | 0             | 0.0352        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Esmeralda 110                 | 0.9601      | 0          | 0            | 0.0157      | 0             | 0.0242        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Guardia Marina 023            | 0.9524      | 0          | 0            | 0.0192      | 0             | 0.0284        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Guardia Marina 13.8           | 0.9524      | 0          | 0            | 0.0192      | 0             | 0.0284        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Iquique 13.2                  | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.0528         | 0.9472           | 0            |
| Iquique Diesel 13.8           | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.0528         | 0.9472           | 0            |
| La Negra 023                  | 0.9343      | 0          | 0            | 0.0248      | 0             | 0.0410        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| La Portada 023                | 0.9503      | 0          | 0            | 0.0200      | 0             | 0.0297        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Lagunas 023                   | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 1           | 0              | 0                | 0            |
| Mantos Blancos 023            | 0.6682      | 0          | 0            | 0.0882      | 0             | 0.2436        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Mejillones 023                | 0.6126      | 0          | 0            | 0.2709      | 0             | 0.1165        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Mejillones 13.8               | 0.6126      | 0          | 0            | 0.2709      | 0             | 0.1165        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Michilla 023                  | 0.9339      | 0          | 0            | 0.0329      | 0             | 0.0332        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Pacífico 13.8                 | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Palafitos 13.8                | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Parinacota 066                | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9249         | 0.0751           | 0            |
| Patache 13.8                  | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 1            |
| Pozo Almonte 023              | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.05498        | 0.9450           | 0            |
| Pozo Almonte 13.8             | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.05498        | 0.9450           | 0            |
| Pukara 13.8                   | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9239         | 0.0761           | 0            |
| Quiñi 13.8                    | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9111         | 0.0889           | 0            |
| Sur 13.8                      | 0.9594      | 0          | 0            | 0.0160      | 0             | 0.0246        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Tamarugal 023                 | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.0556         | 0.9444           | 0            |
| Tap Cuya 13.8                 | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.6620         | 0.3380           | 0            |
| Tap Vitor 2 023               | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.6620         | 0.3380           | 0            |
| Tocopilla 005                 | 0           | 0          | 0            | 0.9977      | 0             | 0.0023        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Uribe 023                     | 0.9497      | 0          | 0            | 0.0183      | 0             | 0.0319        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Vitor 110                     | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.7067         | 0.2933           | 0            |

Por otro lado, para realizar el análisis de facturación, se ha utilizado la información contenida en el modelo ETR del Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema, correspondiente al primer semestre de 2024. Este modelo

recoge la información de facturación proporcionada por las empresas distribuidoras de acuerdo con las instrucciones y formatos establecidos por la Comisión Nacional de Energía.

La base de datos utilizada comprende un año móvil que abarca desde julio de 2022 hasta junio de 2023. Estos datos de facturación han sido procesados y resumidos por la Comisión y se encuentran desglosados por opciones tarifarias, comuna, sistema zonal, energía facturada y empresa distribuidora.

### 3.3. Proyección de indexadores, variables macroeconómicas y cargos regulados

Como se dio a conocer, la tarifa de clientes regulados se compone de distintos cargos regulados, además de los componentes por energía y potencia. Por esta razón, es necesario proyectar índices de actualización, variables macroeconómicas y cargos regulados para realizar la completitud de la tarifa regulada.

#### 3.3.1. Índices de combustibles

Para proyectar los valores de los índices de combustibles, se tomó como base el *Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2023-2037 para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo*, elaborado por el departamento de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía [32]. Este informe provee información oficial e independiente sobre las proyecciones de precios de combustibles, lo que lo convierte en una referencia confiable para el análisis de precios en el sector energético.

El informe se basa en proyecciones de precios internacionales de combustibles, utilizando como referencia las proyecciones publicadas por la *Energy Information Administration (EIA)* de Estados Unidos en el *Annual Energy Outlook (AEO) 2023* [33]. Este documento ofrece un conjunto de escenarios que permiten analizar la evolución de los precios bajo diferentes supuestos de mercado y condiciones macroeconómicas.

Para este análisis, se han seleccionado dos escenarios clave de proyección de precios para los índices de combustibles:

- **Caso de Referencia:** Este escenario representa el escenario base o estándar, donde se asumen condiciones normales de oferta y demanda en los mercados de combustibles. Este caso sirve como línea de base para evaluar el impacto de variaciones en otros escenarios.
- **High Price Oil:** Este escenario proyecta un contexto de precios altos del petróleo en el largo plazo. Este caso permite evaluar el impacto de precios altos en el mercado energético y otros combustibles.

A continuación, se caracterizan los principales índices de combustibles considerados y cómo son afectados por los escenarios descritos:

- **Carbón equivalente 7000:** Este índice, expresado en US\$/ton, muestra valores relativamente estables en el tiempo en todos los escenarios 3.7, con ligeras variaciones. En el escenario **High Price Oil corregido por CPI**, el precio se mantiene en un

rango cercano a los 87-88 US\$/ton durante el período proyectado, lo que indica una estabilidad en los precios del carbón, aunque en niveles levemente más altos en comparación con los escenarios de referencia.

- **Brent:** El índice Brent, que representa el precio del petróleo crudo en US\$/bbl, presenta variaciones significativas entre los escenarios 3.8. En el escenario **High Price Oil**, los precios del Brent son considerablemente más altos en comparación con el caso de referencia, oscilando entre 172 y 190 US\$/bbl, mientras que en el **Caso de Referencia**, los precios se mantienen en un rango de 90-96 US\$/bbl. Esto refleja un escenario de precios altos debido a condiciones de mercado que impactan el precio del petróleo.
- **Henry Hub:** Este índice, que representa el precio del gas natural en el mercado estadounidense en US\$/MMBtu, muestra una tendencia decreciente en el escenario **High Price Oil**, bajando de 5.88 US\$/MMBtu en 2023 a cerca de 3 US\$/MMBtu hacia 2037. En el **Caso de Referencia**, el precio del Henry Hub también presenta una tendencia a la baja, aunque a un ritmo más moderado, alcanzando valores de alrededor de 3.82 US\$/MMBtu en 2037. Esto sugiere una disminución de los precios en el largo plazo para este índice en ambos escenarios 3.9.

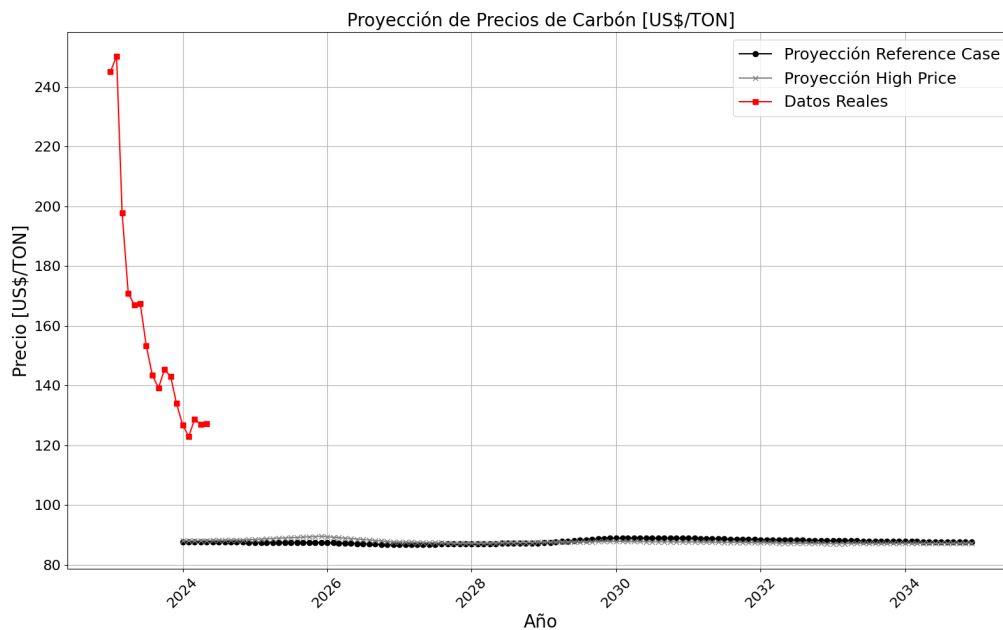


Figura 3.7: Proyección del precio del Carbón equivalente 7000 para el periodo 2023 - 2037 según CNE para el caso de referencia y petróleo alto, como también los valores reales hasta la fecha. Fuente: CNE

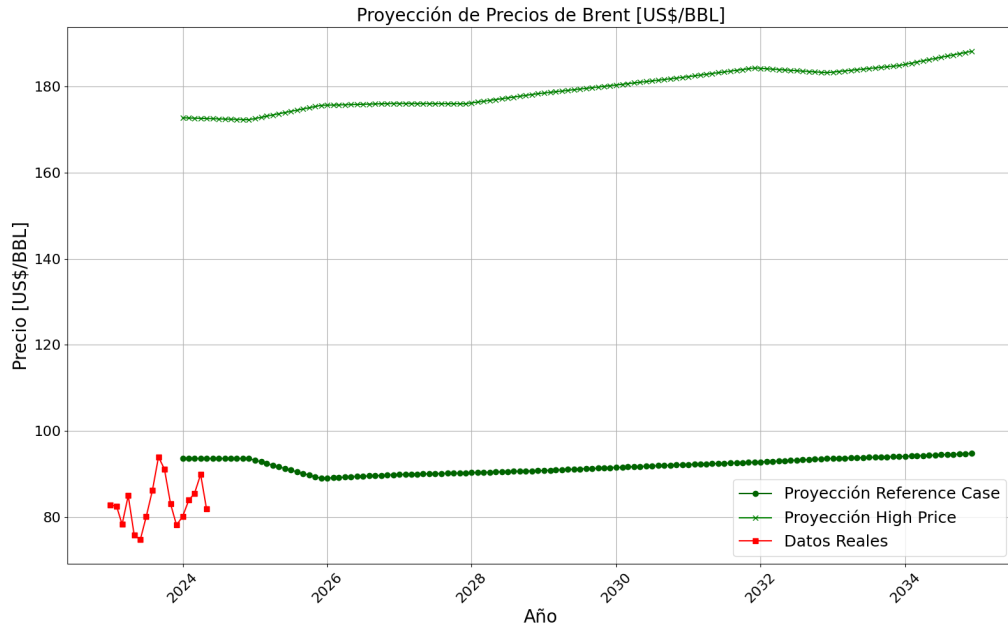


Figura 3.8: Proyección del precio del Brent para el periodo 2023 - 2037 según CNE para el caso de referencia y petróleo alto, como también los valores reales hasta la fecha. Fuente: CNE

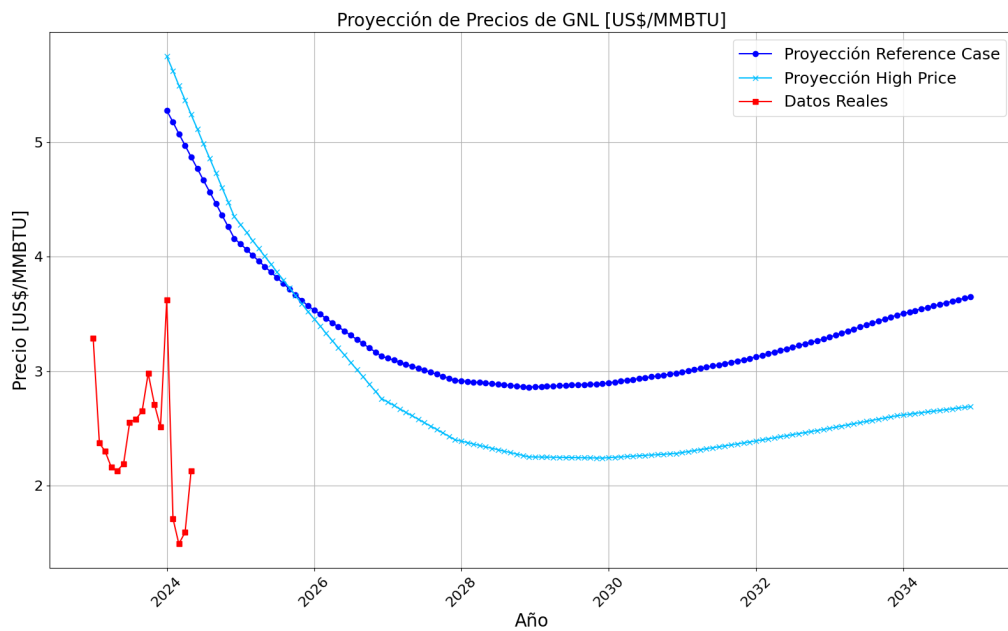


Figura 3.9: Proyección del precio del Henry Hub para el periodo 2023 - 2037 según CNE para el caso de referencia y petróleo alto, como también los valores reales hasta la fecha. Fuente: CNE

### 3.3.2. Proyección del Consumer Price Index (CPI)

Para proyectar los valores del **Consumer Price Index (CPI)**, se utilizó como base el informe titulado *An Update to the Budget and Economic Outlook: 2024 to 2034*, emitido por el Congressional Budget Office (CBO) en junio de 2024 [34]. Este informe proporciona una perspectiva detallada sobre la economía de los Estados Unidos en el periodo 2024-2034, incluyendo proyecciones de crecimiento del PIB, tasas de interés, inflación, y, en particular, el índice de precios al consumidor (CPI) que permite ajustar el valor de otros índices económicos en el tiempo.

El informe del CBO entrega proyecciones para el CPI, considerando el comportamiento histórico de la inflación y las expectativas futuras en un contexto de ajustes económicos en Estados Unidos. Este indicador se proyecta en el rango del 3,2% al 3% anual en los primeros años, estabilizándose en un 2,2% por ciento a partir de 2026, como se indica en la Figura 3.10.

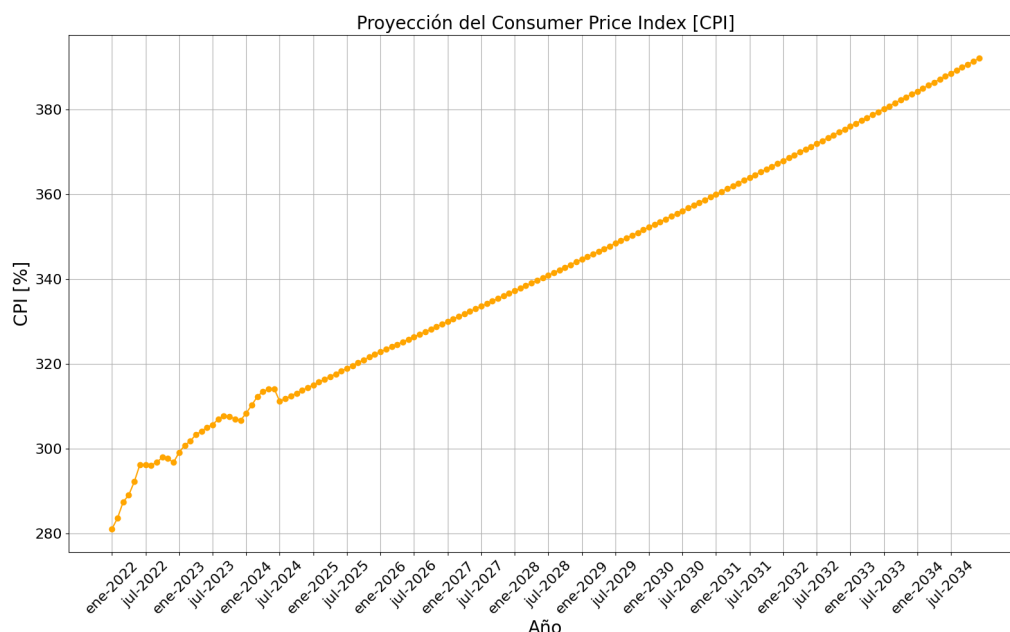


Figura 3.10: Proyección del Consumer Price Index (CPI) para el periodo 2023 - 2034 según Congressional Budget Office (CBO). Fuente: CBO [34]

### 3.3.3. Proyección del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y Tipo de Cambio

Para estimar la evolución del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el tipo de cambio en el periodo 2025-2028, se utilizó como base el *Informe de Finanzas Públicas del segundo trimestre de 2024*, emitido por el Ministerio de Hacienda de Chile [35]. Este informe provee proyecciones detalladas que incluyen el comportamiento esperado de estas variables.

- **Índice de Precios al Consumidor (IPC):** El IPC proyectado presenta una ligera variabilidad en el período. Para 2025, se proyecta un crecimiento anual de 4.4% que se reduce a 3.1% en 2026, y se estabiliza en torno al 3.0% para 2027 y 2028 3.11.

- Tipo de Cambio Nominal (\$/US\$):** La proyección para el tipo de cambio nominal muestra una tendencia descendente a lo largo del período. En 2025, se estima en 876 \$/US\$, reduciéndose progresivamente hasta alcanzar 845 \$/US\$ en 2028 [3.12](#).

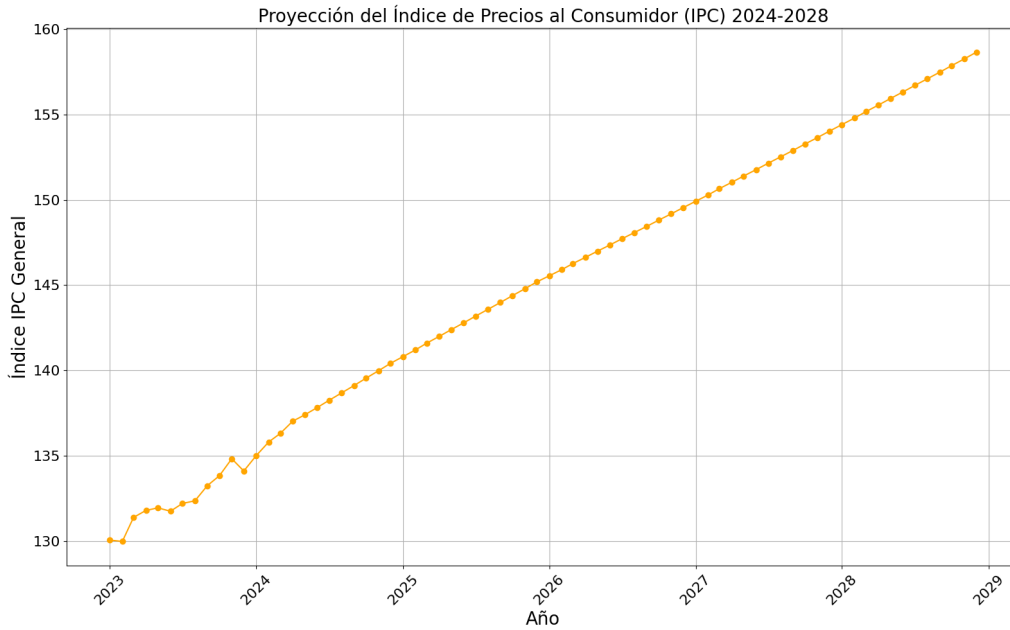


Figura 3.11: Proyección del Índice de precios del consumidor (IPC) para el periodo 2025 - 2028 según Informe de finanzas públicas del Ministerio de Hacienda. Fuente: [\[35\]](#)

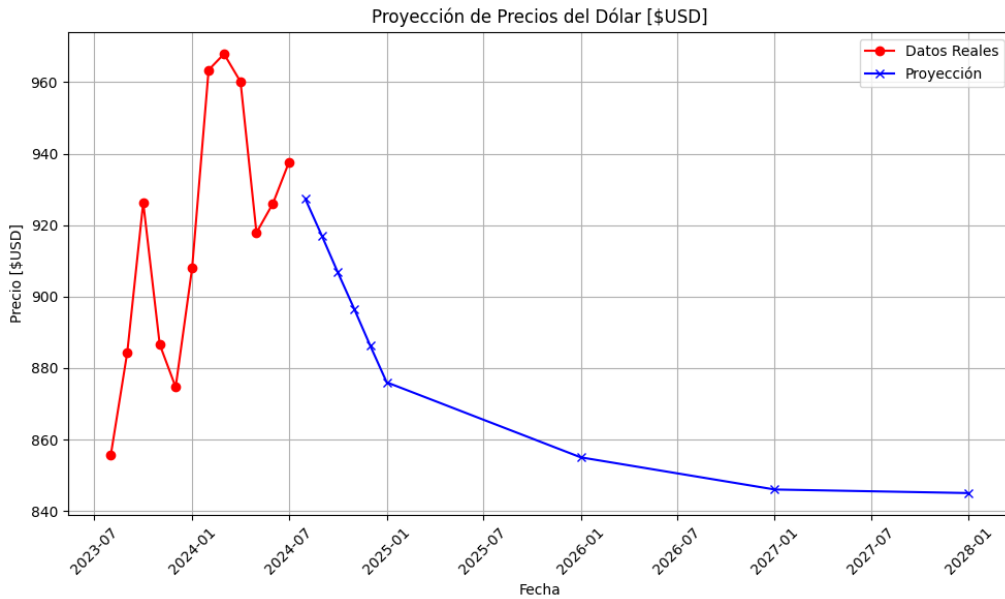


Figura 3.12: Proyección del Dólar para el periodo 2025 - 2028 según Informe de finanzas públicas del Ministerio de Hacienda. Fuente: [\[35\]](#)

### 3.4. Cargo por Servicio Público

El Cargo por Servicio Público (CSP) que aplica tanto a usuarios libres como regulados del sistema eléctrico tiene la finalidad de cubrir costos asociados al funcionamiento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el Estudio de Franja. Además, desde el año 2023, se incorporó un cargo adicional, el CSP FET, creado por la **Ley 21.472**, destinado a financiar el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) hasta el año 2032.

**Ley 21.472** estipula que el CSP FET debe calcularse en función de tramos de consumo, quedando exentos aquellos usuarios con un consumo menor o igual a 350 kWh mensuales. Los tramos de consumo y sus respectivos valores máximos son los siguientes:

- Consumo entre 350 y 500 kWh: hasta 0,8 pesos por kWh.
- Consumo entre 500 y 1.000 kWh: hasta 1,8 pesos por kWh.
- Consumo entre 1.000 y 5.000 kWh: hasta 2,5 pesos por kWh.
- Consumo superior a 5.000 kWh: hasta 2,8 pesos por kWh.

Estos valores se ajustan anualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor (IPC), tomando como base el IPC correspondiente a agosto de 2022. La normativa también establece que el cobro del CSP FET se suspenderá temporalmente si el fondo acumulado en el FET alcanza un equivalente a 500 millones de dólares, reanudándose solo si el fondo disminuye por debajo de dicho umbral.

Para el componente básico del Cargo por Servicio Público (CSP Base), que financia el presupuesto operativo del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el Estudio de Franja, se proyecta una tendencia lineal utilizando datos históricos disponibles entre 2017 y 2024.

En cuanto al cargo adicional CSP FET, se asume que cada semestre se aplicará el valor máximo permitido, ajustado anualmente según el Índice de Precios al Consumidor (IPC) de octubre del año anterior.

Tabla 3.6: Proyección del cargo por servicio público (CSP) y cargo adicional FET por tramos de consumo (2025-2028).

| Tramo de consumo (kWh) | 2025     |         | 2026     |         | 2027     |         | 2028     |         |
|------------------------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|
|                        | CSP base | CSP FET | CSP base | CSP FET | CSP base | CSP FET | CSP base | CSP FET |
| ≤ 350                  | 0.720    | 0.000   | 0.758    | 0.000   | 0.795    | 0.000   | 0.832    | 0.000   |
| 351 - 500              | 0.720    | 0.929   | 0.758    | 0.960   | 0.795    | 0.989   | 0.832    | 1.019   |
| 501 - 1.000            | 0.720    | 2.091   | 0.758    | 2.160   | 0.795    | 2.225   | 0.832    | 2.292   |
| 1.001 - 5.000          | 0.720    | 2.784   | 0.758    | 2.904   | 0.795    | 3.090   | 0.832    | 3.183   |
| >5.000                 | 0.720    | 3.252   | 0.758    | 3.360   | 0.795    | 3.461   | 0.832    | 3.565   |

### 3.5. Cargo por Sistema de Transmisión

El Cargo por Sistema de Transmisión se calcula conforme a los artículos pertinentes de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo objetivo es cubrir los costos de transmisión de

energía a través de los distintos sistemas: nacional, zonal y dedicado, así como también los polos de desarrollo. La Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza un cálculo semestral de estos cargos.

Para proyectar los valores de los cargos aplicables hasta el año 2028, se utilizó una tasa de crecimiento igual al promedio observado en los últimos años, calculada mediante regresión lineal sobre los datos registrados desde el primer semestre de 2019. A cada sistema zonal se le adicionó el cargo asociado a las instalaciones de transmisión Nacional, dedicada, para polos de desarrollo y los cargos transitorios, del artículo vigesimoquinto transitorio de la **Ley 20.936**. Los resultados se muestran en la Figura 3.13.

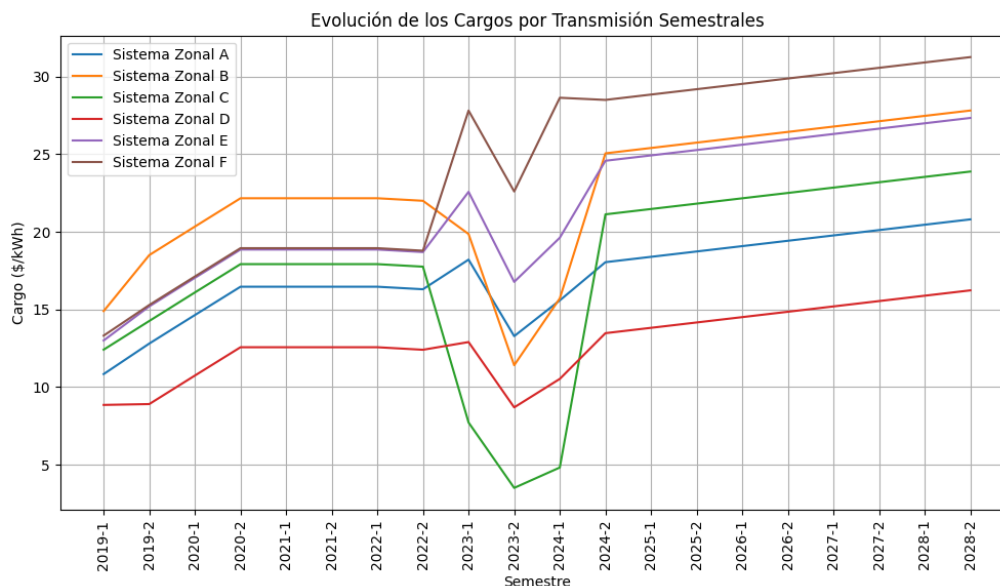


Figura 3.13: Proyección de cargos de los sistemas de transmisión zonal. Fuente: Confección propia

### 3.6. Costos de Distribución

Para el cálculo y análisis de los costos de distribución, se utilizan los parámetros y fórmulas tarifarias establecidos en el *Informe Técnico Definitivo de Fórmulas Tarifarias* para el período noviembre 2020 – noviembre 2024, elaborado por la Comisión Nacional de Energía [22]. Este informe proporciona una estructura tarifaria detallada aplicable a las concesionarias de distribución de electricidad, que permite reflejar de manera adecuada los costos reales de operación, mantenimiento y expansión de la red de distribución. A pesar de que en el futuro estas fórmulas tarifarias pueden estar sujetas a modificaciones, para los efectos de esta memoria se asumirá que las fórmulas tarifarias vigentes continuarán aplicándose en el horizonte de análisis. Este supuesto se basa en que los mecanismos de indexación definidos en el informe ofrecen una buena aproximación para proyectar los costos de distribución en un contexto de variación económica.

Cabe destacar que un análisis detallado de empresas modelo, junto con la definición de nuevos factores y fórmulas tarifarias específicas para cada área de distribución, queda fuera del alcance de esta memoria. En su lugar, se considera que los parámetros, fórmulas de cargos por distribución y la metodología de aplicación detallados en el informe de fórmulas

tarifarias son suficientes para evaluar los costos proyectados en el mediano plazo.

### 3.7. Descuentos RGL y RGL+

Para proyectar los precios de energía en cada comuna, se utilizarán los valores de descuento estipulados en la normativa vigente, según lo establecido por la **Ley 21.472**, la cual indica que no se recalcularán los porcentajes de descuentos aplicables en función de variaciones en la capacidad instalada o en el aporte relativo de generación de cada comuna.

En este contexto, se utilizarán dos tipos de descuentos:

Descuento RGL (Reconocimiento de Generación Local), mostrado en la Tabla 2.1, se basa en el factor de intensidad, el cual representa la relación entre la capacidad instalada y el número de clientes regulados en cada comuna. Este mecanismo aplica un descuento progresivo en el precio de nudo para las comunas con una elevada capacidad de generación local, distribuyendo los beneficios de esta generación entre sus clientes regulados.

Descuento RGL+ (Reconocimiento de Generación Local Adicional), detallado en la Tabla 2.2, se fundamenta en el porcentaje de aporte de generación de cada comuna al sistema eléctrico nacional. Este descuento se aplica a aquellas comunas cuyo aporte de generación representa más del 5% de la energía generada en el sistema.

Los niveles de descuento para los mecanismos RGL+ y RGL señalados en el **Artículo 157** de Ley se muestran en las Tablas 3.7 y 3.8 respectivamente. Es importante recordar que los descuentos provocados por estos descuentos los deben absorber todas las comunas no intensivas en generación.

Tabla 3.7: Descuento Pe por RGL adicional.

| Comuna      | Generación real bruta 12 meses (GWh) | % de total SIC+SING | Descuento Pe por RGL adicional (%) |
|-------------|--------------------------------------|---------------------|------------------------------------|
| Mejillones  | 11.550                               | 15,26               | 25,0                               |
| Quillota    | 6.579                                | 8,69                | 15,0                               |
| Puchuncaví  | 5.543                                | 7,32                | 15,0                               |
| Quilaco     | 5.146                                | 6,80                | 15,0                               |
| Coronel     | 4.925                                | 6,51                | 15,0                               |
| Alto Biobío | 4.220                                | 5,58                | 15,0                               |
| Tocopilla   | 4.158                                | 5,49                | 15,0                               |
| Colbún      | 4.142                                | 5,47                | 15,0                               |
| Huasco      | 3.923                                | 5,18                | 15,0                               |

Tabla 3.8: Descuento Pe por RGL

| Comuna            | Capacidad instalada neta (MW) | N° clientes | Factor intensidad (kW/N° clientes regulados) | Descuento Pe por RGL (%) |
|-------------------|-------------------------------|-------------|--|--------------------------|
| Mejillones        | 3.130                         | 3.661       | 854,93                                       | 35,00 %                  |
| Quilaco           | 1.476                         | 1.782       | 828,01                                       | 35,00 %                  |
| Alto Biobío       | 1.191                         | 1.485       | 802,18                                       | 35,00 %                  |
| Antuco            | 903                           | 1.899       | 475,69                                       | 35,00 %                  |
| Sierra Gorda      | 231                           | 538         | 429,12                                       | 35,00 %                  |
| La Estrella       | 380                           | 1.384       | 274,37                                       | 17,50 %                  |
| Huasco            | 762                           | 3.924       | 194,28                                       | 17,50 %                  |
| Lonquimay         | 690                           | 4.184       | 164,94                                       | 17,50 %                  |
| Taltal            | 581                           | 3.912       | 148,40                                       | 17,50 %                  |
| Litueche          | 394                           | 2.928       | 134,63                                       | 17,50 %                  |
| Colbún            | 1.210                         | 9.080       | 133,28                                       | 17,50 %                  |
| Tocopilla         | 1.206                         | 9.290       | 129,84                                       | 17,50 %                  |
| Diego de Almagro  | 342                           | 3.519       | 97,09  | 17,50 %                  |
| Santa Bárbara     | 463                           | 5.202       | 89,08  | 17,50 %                  |
| Freirina          | 193                           | 2.471       | 78,19  | 17,50 %                  |
| Quilleco          | 257                           | 3.711       | 69,15  | 8,75 %                   |
| Camarones         | 6                             | 99          | 62,33  | 8,75 %                   |
| San José de Maipo | 282                           | 5.116       | 55,17  | 8,75 %                   |
| Pichidegua        | 377                           | 7.006       | 53,81  | 8,75 %                   |
| Cabrero           | 596                           | 11.433      | 52,11  | 8,75 %                   |
| Puchuncaví        | 805                           | 16.125      | 49,91  | 8,75 %                   |
| San Clemente      | 871                           | 17.869      | 48,75  | 8,75 %                   |
| Canela            | 168                           | 3.578       | 46,85  | 8,75 %                   |
| Quillota          | 1.623                         | 35.203      | 46,09  | 8,75 %                   |
| Las Cabras        | 383                           | 10.173      | 37,61  | 8,75 %                   |
| Mostazal          | 285                           | 8.193       | 34,77  | 8,75 %                   |
| Puyehue           | 125                           | 4.172       | 30,05  | 8,75 %                   |
| Ránquil           | 61                            | 2.675       | 22,80  | 8,75 %                   |
| Renaico           | 88                            | 4.015       | 21,92  | 8,75 %                   |
| Los Vilos         | 242                           | 11.418      | 21,21  | 8,75 %                   |
| Tiltil            | 123                           | 6.141       | 20,04  | 8,75 %                   |
| Pica              | 44                            | 2.217       | 19,81  | 8,75 %                   |
| La Higuera        | 38                            | 2.003       | 19,22  | 8,75 %                   |
| Coronel           | 844                           | 45.201      | 18,68  | 8,75 %                   |
| Dalcahue          | 101                           | 5.724       | 17,64  | 8,75 %                   |
| Melipeuco         | 41                            | 2.479       | 16,42  | 8,75 %                   |
| Quintero          | 255                           | 16.227      | 15,73  | 8,75 %                   |
| Llaillay          | 133                           | 8.871       | 15,04  | 8,75 %                   |
| San Fernando      | 417                           | 30.313      | 13,77  | 4,38 %                   |
| Tierra Amarilla   | 49                            | 3.746       | 13,12  | 4,38 %                   |
| Chañaral          | 65                            | 5.281       | 12,31  | 4,38 %                   |
| Copiapó           | 648                           | 54.985      | 11,78  | 4,38 %                   |
| Renca             | 462                           | 41.167      | 11,22  | 4,38 %                   |
| Machalí           | 212                           | 18.990      | 11,17  | 4,38 %                   |
| Vallenar          | 204                           | 18.667      | 10,93  | 4,38 %                   |
| Ovalle            | 444                           | 42.655      | 10,42  | 4,38 %                   |
| Putre             | 11                            | 1.041       | 10,41  | 4,38 %                   |
| Pozo Almonte      | 60                            | 5.955       | 10,07  | 4,38 %                   |
| Río Bueno         | 125                           | 12.481      | 9,98   | 4,38 %                   |
| San Esteban       | 67                            | 7.268       | 9,19   | 4,38 %                   |
| Los Andes         | 187                           | 26.132      | 7,16   | 4,38 %                   |
| Teno              | 77                            | 10.809      | 7,15   | 4,38 %                   |
| Puerto Octay      | 23                            | 3.291       | 6,93   | 4,38 %                   |
| Nacimiento        | 66                            | 9.805       | 6,70   | 4,38 %                   |
| Laja              | 59                            | 9.117       | 6,48   | 4,38 %                   |
| Marchihue         | 18                            | 3.201       | 5,62   | 4,38 %                   |
| Yerbas Buenas     | 37                            | 6.727       | 5,49   | 4,38 %                   |
| Requínoa          | 43                            | 8.223       | 5,25   | 4,38 %                   |

# Capítulo 4

## Metodología de cálculo

La determinación del precio de energía y potencia para las tarifas eléctricas es un aspecto clave del sector eléctrico regulado, ya que la componente de generación, asociada a estos cargos unitarios, constituye una proporción significativa de la cuenta final de los clientes regulados. Por esta razón, se desarrolló una herramienta que, a partir de la consolidación de los contratos de suministro regulado y sus parámetros de actualización, permite replicar la metodología empleada para calcular el precio promedio de nudo de energía y potencia. Para el desarrollo de la herramienta, se optó por utilizar Python debido a su combinación de simplicidad y versatilidad, características esenciales para cumplir con la adaptabilidad requerida.

### 4.1. Precios de nudo promedio de energía y potencia

El proceso para calcular los precios de energía y potencia aplicables a los clientes regulados comienza con la actualización de los precios de los contratos vigentes o con energía adjudicada en el año de la fijación tarifaria.

Tal como se describe en capítulos anteriores, la correcta actualización de los precios de cada contrato requiere considerar múltiples parámetros y seguir el proceso descrito en la Figura 4.1. Este proceso tiene como objetivo referenciar los precios actualizados y ajustados por el Cargo Equivalente de Transmisión (CET), al punto de compra correspondiente a cada contrato. Es relevante destacar que los precios base de adjudicación están definidos en la barra de oferta. A continuación, se presentan los principales parámetros necesarios para realizar la actualización y referenciación de los precios de adjudicación de los contratos:

- Valores base de los índices de actualización definidos en las bases de licitación de cada contrato.
- Rezago temporal respecto a la fecha de actualización y la ventana de tiempo considerada para el promedio del indexador.
- Valor actualizado del Cargo Equivalente de Transmisión (CET), ajustado según el *Consumer Price Index (CPI)*.
- Factores de modulación entre la barra de oferta y la barra de compra del contrato, según lo estipulado en el **Artículo 3°** transitorio del Decreto Supremo N° 106.

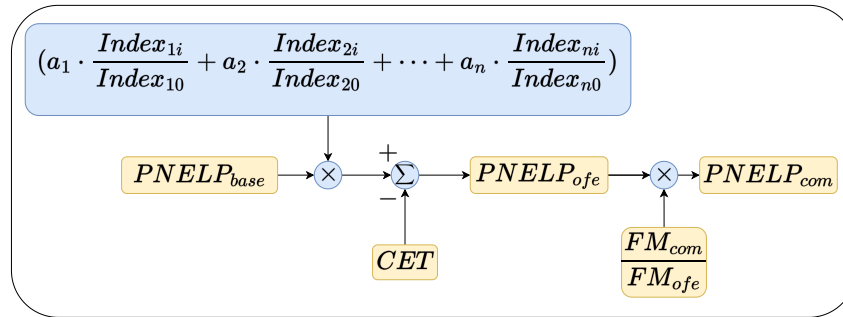


Figura 4.1: Actualización precio de contrato N. Fuente: Confección propia

Adicionalmente, aunque al momento de adjudicación de los contratos de suministro regulado se especifican los puntos de compra donde el suministrador se compromete a realizar los retiros de energía, en caso de que los futuros decretos de precios de nudo incluyan nuevos puntos de suministro o compra que inyecten energía a las redes de la concesionaria, el contrato deberá suministrar la energía efectivamente demandada en estos nuevos puntos, sin alterar la energía anual adjudicada.

La Figura 4.2 esquematiza de forma general cómo la energía adjudicada de un contrato se relaciona con los puntos de suministro. Cada uno de estos puntos estará asociado a un precio de contrato diferente, derivado de la referenciación desde el punto de oferta al punto de compra.

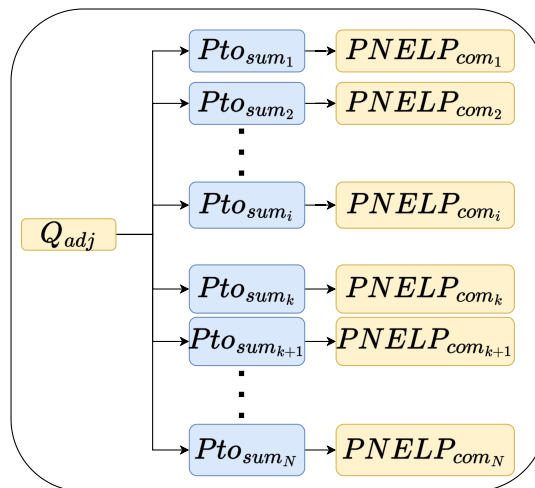


Figura 4.2: Esquematación de la relación de la energía adjudicada con los puntos de suministro del contrato. Fuente: Confección propia

Con los precios actualizados y referenciados de los contratos a los puntos de compra correspondientes y como indica el **Artículo 157º** de la Ley, el precio que las concesionarias de distribución que deben traspasar a sus clientes de suministro regulado resulta de un promedio ponderado de los contratos vigentes suscritos por esta misma. Para obtener el peso de cada contrato dentro del precio ponderado de la distribuidora, es necesario realizar un despacho de energía en los puntos de suministro. Este proceso de despacho,

como lo definen las bases de licitación y el **Artículo 76º** del decreto 106, debe ser no discriminatorio y a prorrata de la energía total anual adjudicada de cada contrato para el correspondiente año. De esta manera, se debe tener en cuenta para cada concesionaria de distribución lo siguiente:

- Energía adjudicada por cada contrato en el año de análisis, considerando su modalidad de despacho, es decir, el reglamento aplicable bajo el cual se rige.
- Total de energía adjudicada de los contratos bajo la Resolución Exenta N° 704 y energía adjudicada a contratos regulados bajo el Decreto Supremo N° 106. Esto con el fin de la aplicación del **Artículo N°3** transitorio del Decreto Supremo N° 106
- Energía mensual en su componente base y variable de los contratos bajo régimen de despacho RE 704, estipulada en las bases de licitación.
- Demanda regulada mensual a despachar total de la distribuidora y en sus respectivos puntos de compra para la ventana móvil de 6 meses de la fijación.

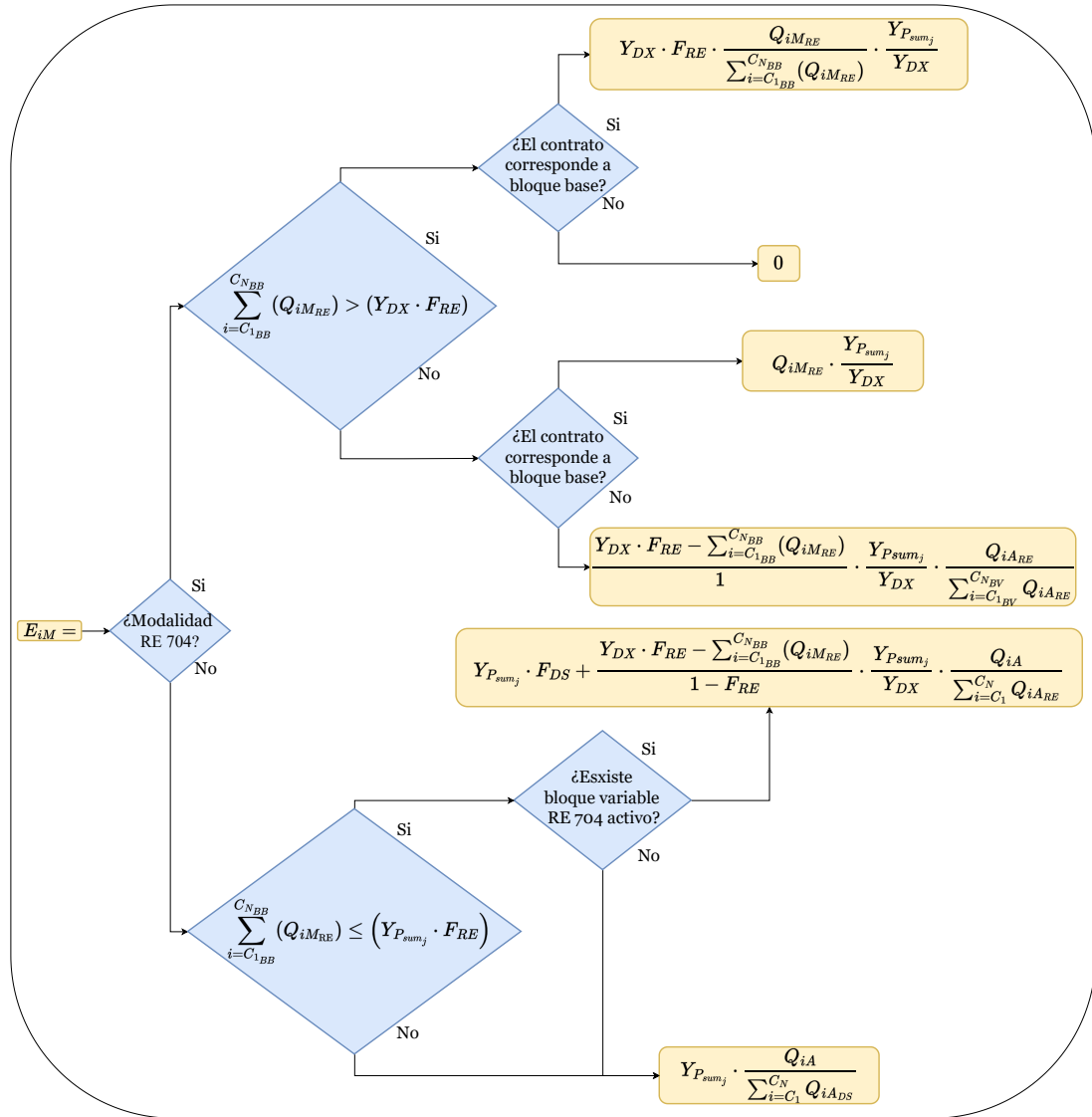


Figura 4.3: Diagrama de decisión para calcular el despacho de un contrato  $i$  en el mes  $M$  y año  $A$ . Fuente: Confección propia

En la Figura 4.3 se presenta un esquema del árbol de decisión utilizado para determinar el despacho de energía asociado a un contrato  $i$  durante el mes  $M$  del año  $A$ . Este algoritmo de despacho, aplicado a los puntos de suministro para cada contrato y período de la fijación, fue desarrollado mediante el análisis y la replicación del modelo de Precios de Nudo Promedio (PNP) que la Comisión Nacional de Energía publica periódicamente. A continuación, se describen las nomenclaturas empleadas en el esquema para facilitar su interpretación.

- $E_{iM}$ : Energía a despachar para el contrato  $i$  durante el mes  $M$ .
- Modalidad RE 704: Hace referencia al régimen regulatorio definido por la Resolución Exenta N° 704 para las licitaciones del contrato.

- Bloque base: Componente base de cada contrato, que se despacha completamente antes de proceder con el despacho del bloque variable.
- $C_{i_{BB}}$ : Contrato  $i$  en su componente base.
- $C_{i_{BV}}$ : Contrato  $i$  en su componente variable.
- $Q_{i_{MRE}}$ : Energía adjudicada del contrato  $i$ , acogido al reglamento de la Resolución Exenta N° 704, para el mes  $M$ .
- $Q_{i_{ADE}}$ : Energía adjudicada del contrato  $i$ , acogido al reglamento del Decreto Supremo N° 106, para el año  $A$ .
- $Q_{i_{ADS}}$ : Energía adjudicada del contrato  $i$ , acogido al reglamento de la Resolución Exenta N° 704, para el mes  $M$ .
- $Y_{DX}$ : Energía total adjudicada para la distribuidora durante el año  $A$ .
- $Y_{P_{sum_j}}$ : Energía total a suministrar en el punto de compra  $j$  durante el mes  $M$ . Esta energía se debe referenciar desde el nivel Zonal a Nacional con los debidos factores de referenciación y pérdidas.
- $F_{RE}$ : Porción del total de energía adjudicada a la distribuidora correspondiente a contratos bajo régimen de la Resolución Exenta N° 704.
- $F_{DS}$ : Porción del total de energía adjudicada a la distribuidora correspondiente a contratos bajo régimen del Decreto Supremo N° 106.

Obtenidos los precios actualizados de los contratos y su despacho de energía mensual, el cálculo del precio de energía promedio de cada distribuidora se realiza en tres etapas principales: la obtención del precio promedio ponderado de la distribuidora, la referenciación de los precios al punto común de comparación, y la aplicación del mecanismo de la banda de precios.

El primer paso consiste en calcular el precio promedio ponderado de los contratos asociados a cada distribuidora. Para ello, se considera un mismo precio para los seis meses de la ventana móvil, igual al precio referenciado al punto de compra del contrato, y las distintas cantidades de energía despachadas mensualmente. Este cálculo se realiza aplicando la siguiente fórmula:

$$PNEP_{DX} = \frac{\sum_{i=1}^N PNELP_{C_{i_{sum_j}}} \cdot E_{iM_{sum_j}}}{\sum_{i=1}^N E_{iM_{sum_j}}} \quad (4.1)$$

donde:

- $PNEP_{DX}$ : Precio promedio ponderado de energía para la distribuidora  $DX$ .
- $PNELP_{C_{i_{sum_j}}}$ : Precio de nudo de largo plazo del contrato  $i$  referenciado al punto de suministro  $j$ .
- $E_{iM_{sum_j}}$ : Energía despachada para el contrato  $i$  durante el mes  $M$  correspondiente al punto de suministro  $j$ .

Una vez calculado el precio promedio ponderado de energía de cada distribuidora, es necesario referenciar estos precios a un punto común de comparación, que históricamente ha sido la barra nacional POLPAICO 220 kV. Esto se realiza con el objetivo de que los precios de las distribuidoras sean comparables, y así, aplicar correctamente los ajustes y recargos asociados al proceso iterativo de la banda de precios de energía:

$$PNELP_{C_i} = \frac{PNELP_{C_i}}{FM_{C_i}} \quad (4.2)$$

donde:

- $PNELP_{C_i}$ : Precio referenciado del contrato  $i$  al punto de comparación.
- $FM_{C_i}$ : Factor de modulación vigente a la fecha del punto de compra correspondiente al punto de suministro  $j$  del contrato  $i$ .

El factor de modulación para la barra POLPAICO 220 kV se considera igual a 1, mientras que los factores de modulación para otros puntos de compra se toman según el decreto de precios de nudo de corto plazo vigente al momento del cálculo.

Con los precios referenciados al punto común, se calcula el precio promedio en el punto de referencia para cada distribuidora. Según el **Artículo 157<sup>o</sup>** de la Ley, en caso de que el precio promedio ponderado de una concesionaria supere en más de un 5 % el promedio ponderado general, se aplicará el mecanismo de la banda de precios. Este mecanismo consiste en ajustar los precios de energía mediante descuentos y recargos, según se describe a continuación:

- Se aplica un descuento a las distribuidoras cuyos precios promedio excedan el límite superior del 5 %.
- Los valores descontados se redistribuyen como recargos entre las demás distribuidoras, en proporción a la energía adjudicada.

El proceso es iterativo y se repite hasta que ningún precio promedio, referenciado al punto común, supere el límite del 5 %. El precio ajustado para cada distribuidora se define mediante la ecuación:

$$PNEP_{DX_{band}} = PNEP_{DX} + AR \quad (4.3)$$

donde:

- $PNEP_{DX_{band}}$ : Precio promedio ajustado en banda para la distribuidora  $DX$ .
- $AR$ : Ajuste o recargo aplicado como resultado del proceso iterativo.

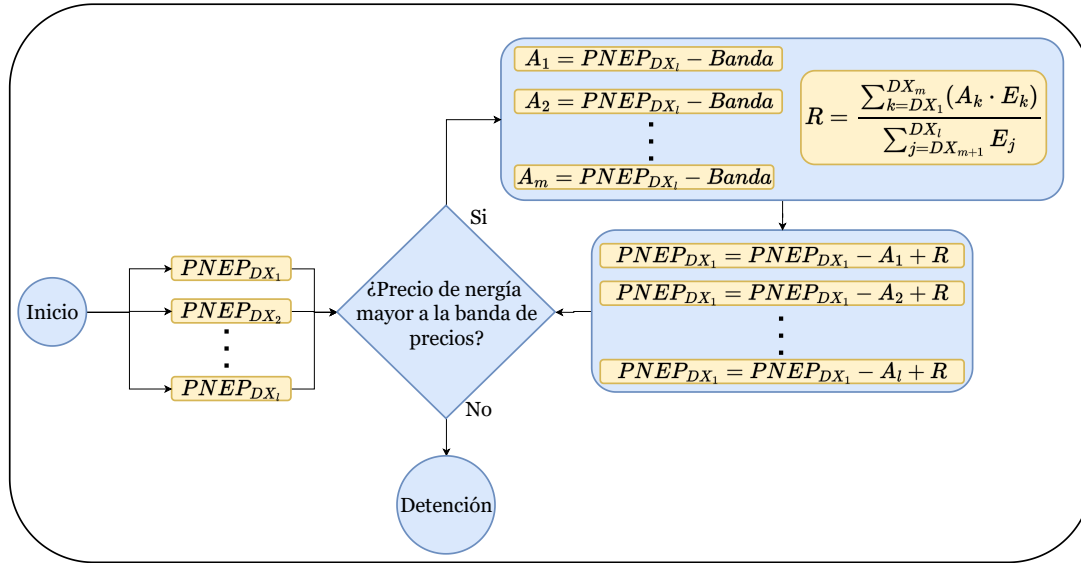


Figura 4.4: Diagrama de flujo del proceso iterativo de la aplicación de la banda de precios de energía de las distribuidoras. Fuente: Confección propia

A diferencia del cálculo para el precio promedio de energía, el precio promedio de potencia ( $PNPP$ ) de las distribuidoras no requiere referenciación al punto común ni la aplicación del mecanismo iterativo de la banda de precios. Este se obtiene simplemente como el promedio ponderado de los precios de potencia de los contratos, utilizando la fórmula:

$$PNPP_{DX} = \frac{\sum_{i=1}^N PNPP_{C_i} \cdot P_i}{\sum_{i=1}^N P_i} \quad (4.4)$$

donde:

- $PNPP_{DX}$ : Precio promedio ponderado de potencia para la distribuidora  $DX$ .
- $PNPP_{C_i}$ : Precio de potencia del contrato  $i$ .
- $P_i$ : Potencia adjudicada al contrato  $i$ .

Por último, el precio que las distribuidoras deben traspasar a los clientes corresponde al precio de energía y potencia a nivel de distribución. Estos se obtienen asignando el precio promedio ajustado en banda ( $PNEP_{DX_{band}}$ ) de cada distribuidora a las barras correspondientes de nivel zonal y sistema zonal y luego, utilizando el tipo de cambio promedio diario del dólar estadounidense registrado en los últimos seis meses previos al inicio de la ventana móvil, se llevan estos precios a unidad de pesos sobre kilowatt hora. Adicionalmente, se consideran los factores de pérdidas esperados de cada sistema zonal.

La fórmula para calcular el precio final a nivel de distribución se expresa como se muestra en la ecuación 4.5. De esta manera, los precios se diferencian no solo por distribuidora, sino también por el sistema zonal asociado.

$$Pe_{Dx,j,k} = PNEP_{DX_{band}} \cdot TC_{prom} \cdot (1 + FP_{j,k}) \cdot \frac{1}{1000} \quad (4.5)$$

donde:

- $Pe_{DX_{j,k}}$ : Precio final a nivel de distribución para el sistema zonal  $k$  de la distribuidora  $j$ , expresado en \$/kWh.
- $PNPE_{DX_{band}}$ : Precio promedio ajustado en banda de la distribuidora  $DX$ , expresado en USD/MWh.
- $TC_{prom}$ : Tipo de cambio promedio diario del dólar estadounidense de los últimos seis meses (\$/USD).
- $FPP_{j,k}$ : Factor de pérdidas esperado para el sistema zonal  $k$  de la distribuidora  $j$ .

De manera similar, el precio de potencia a nivel de distribución ( $Pp_{DX_{j,k}}$ ) se obtiene siguiendo el mismo procedimiento, con la diferencia de que en este caso se utiliza el precio promedio de potencia ajustado en banda ( $PNPP_{DX}$ ) y el factor de pérdidas de potencia esperado del sistema zonal correspondiente. La fórmula para este cálculo es:

$$Pp_{DX_{j,k}} = PNPP_{DX_{band}} \cdot TC_{prom} \cdot (1 + FPP_{j,k}) \cdot \frac{1}{1000} \quad (4.6)$$

donde:

- $Pp_{DX_{j,k}}$ : Precio final de potencia a nivel de distribución para el sistema zonal  $k$  de la distribuidora  $j$ , expresado en \$/kW.
- $PNPP_{DX}$ : Precio promedio de potencia ajustado en banda de la distribuidora  $DX$ , expresado en USD/MW.
- $TC_{prom}$ : Tipo de cambio promedio diario del dólar estadounidense de los últimos seis meses (\$/USD).
- $FPP_{j,k}$ : Factor de pérdidas de potencia esperado para el sistema zonal  $k$  de la distribuidora  $j$ .

#### 4.1.1. Validación de la metodología de precio de nudo promedio

Para validar la metodología desarrollada, se compararon los resultados obtenidos con las fijaciones de precios de nudo publicadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) correspondientes a las fijaciones 2023-1 y 2024-1. Cabe destacar que la fijación 2023-1 no fue publicada como decreto, pero sus resultados son utilizados como referencia en este análisis. Los precios analizados corresponden a los precios promedio de nudo de energía ajustados en banda por distribuidora y los precios promedio de potencia, incluyendo los errores obtenidos en cada caso.

A continuación, se presentan las comparaciones de los precios de nudo de energía en banda por distribuidora para ambas fijaciones

4.1.1.a. Fijación 2023-1

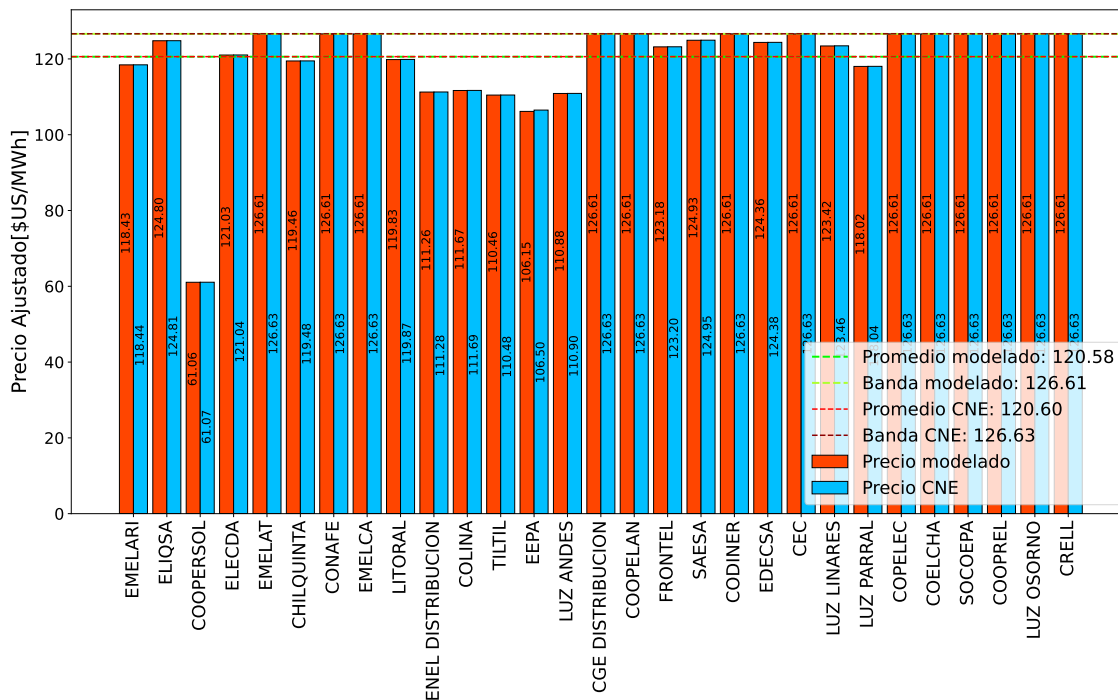


Figura 4.5: Comparación de precios de nudo de energía en banda por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2023-1. Fuente: Confección propia

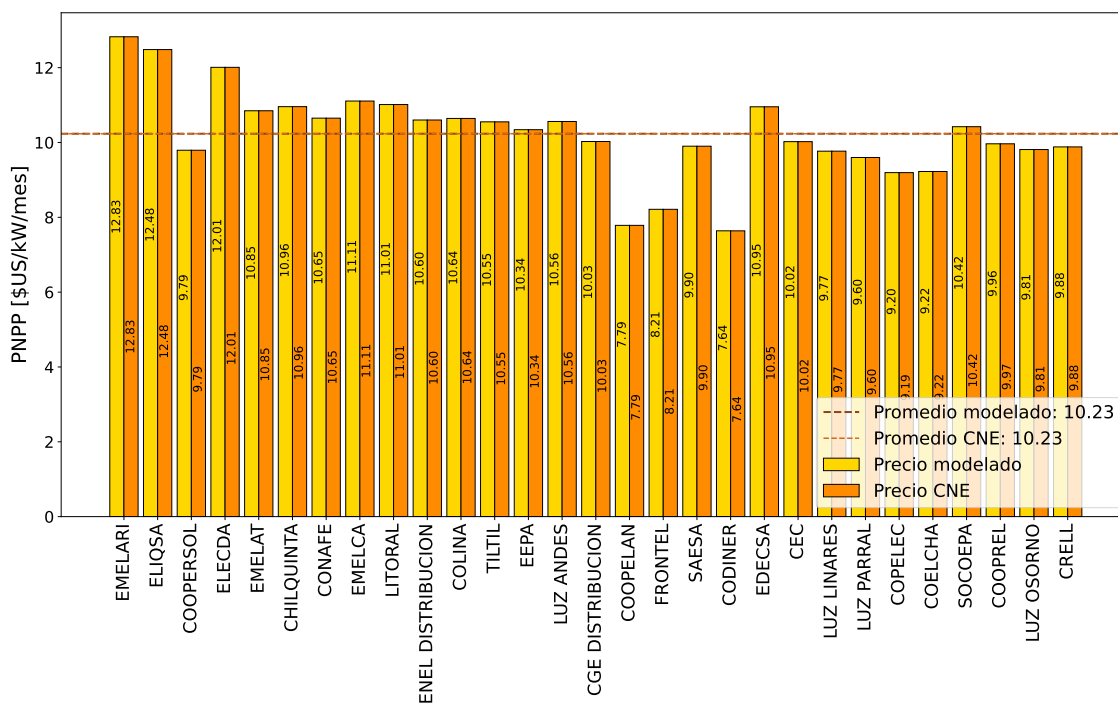


Figura 4.6: Comparación de precios promedio de potencia por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2023-1. Fuente: Confección propia

Tabla 4.1: Error porcentual de la energía despachada por la Comisión Nacional de Energía y el modelo desarrollado para la fijación 2023-1.

| Distribuidora     | Despacho CNE [GWh] | Despacho modelo [GWh] | Error relativo (modelo - CNE) [%] |
|-------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| CEC               | 46                 | 46                    | 0                                 |
| CGE Distribución  | 4.824              | 4.824                 | 0                                 |
| Chilquinta        | 1.167              | 1.167                 | 0                                 |
| Codiner           | 43                 | 43                    | 0                                 |
| Coelcha           | 34                 | 34                    | 0                                 |
| Colina            | 64                 | 64                    | 0                                 |
| Conafe            | 943                | 943                   | 0                                 |
| Coopelan          | 78                 | 78                    | 0                                 |
| Coopersol         | 1                  | 1                     | 0                                 |
| Cooprel           | 27                 | 27                    | 0                                 |
| COPELEC           | 153                | 153                   | 0                                 |
| CRELL             | 66                 | 66                    | 0                                 |
| EDECSA            | 32                 | 32                    | 0                                 |
| EEPA              | 104                | 104                   | 0                                 |
| ELECDA            | 508                | 508                   | 0                                 |
| ELIQSA            | 253                | 253                   | 0                                 |
| EMELARI           | 159                | 159                   | 0                                 |
| EMELAT            | 258                | 258                   | 0                                 |
| EMELCA            | 10                 | 10                    | 0                                 |
| ENEL Distribución | 4.600              | 4.600                 | 0                                 |
| Frontel           | 608                | 608                   | 0                                 |
| Litoral           | 80                 | 81                    | 0,01                              |
| Luz Andes         | 4                  | 4                     | 0                                 |
| Luz Linares       | 84                 | 85                    | 0,006                             |
| Luz Osorno        | 81                 | 81                    | 0                                 |
| Luz Parral        | 78                 | 78                    | 0,001                             |
| SAESA             | 937                | 937                   | 0                                 |
| SOCOEPA           | 24                 | 24                    | 0                                 |
| TILTIL            | 8                  | 8                     | 0                                 |

En las Figuras 4.5 y 4.6 se presenta la validación de la herramienta desarrollada, evidenciando que esta implementa correctamente el proceso iterativo de la banda de precios. Como resultado, todas las distribuidoras que inicialmente sobrepasaron el nivel de la banda fueron ajustadas al nivel correspondiente.

Por otra parte, los errores observados en los precios de energía y potencia, al compararse con los valores oficiales publicados por la CNE, se mantienen dentro de un margen de error considerado aceptable. En términos técnicos, el error es menor al 0,001 %. Finalmente, la Tabla 4.1 muestra los resultados del despacho oficial de la CNE y del modelo, junto con el error porcentual correspondiente. Los resultados indican que las discrepancias en el despacho son mínimas y, en términos prácticos, insignificantes.

4.1.1.b. Fijación 2024-1

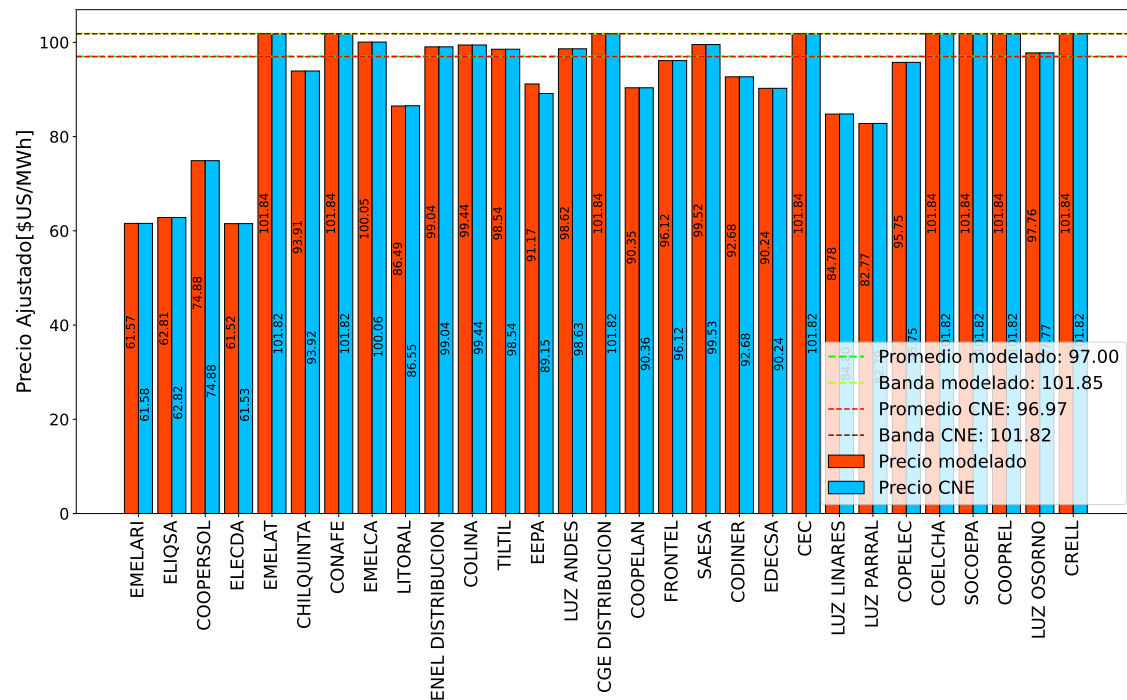


Figura 4.7: Comparación de precios de nudo de energía en banda por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2024-1. Fuente: Confección propia

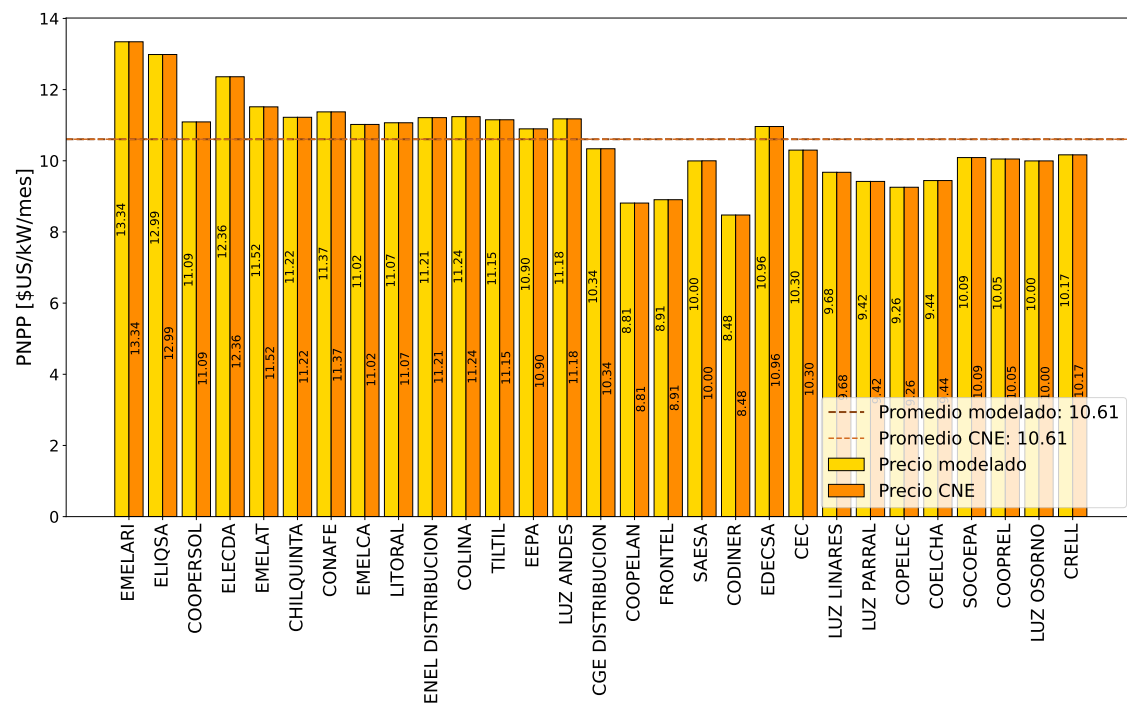


Figura 4.8: Comparación de precios promedio de potencia por distribuidora: Metodología vs. Fijación 2024-1. Fuente: Confección propia

Tabla 4.2: Error porcentual de la energía despachada por la Comisión Nacional de Energía y el modelo desarrollado para la fijación 2024-1.

| Distribuidora     | Despacho CNE [GWh] | Despacho modelo [GWh] | Error relativo (modelo - CNE) [%] |
|-------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| CEC               | 47                 | 47                    | 0                                 |
| CGE Distribución  | 4.771              | 4.771                 | 0                                 |
| Chilquinta        | 1.275              | 1.275                 | 0                                 |
| Codiner           | 36                 | 36                    | 0                                 |
| Coelcha           | 27                 | 27                    | 0                                 |
| Colina            | 61                 | 61                    | 0                                 |
| Conafe            | 942                | 942                   | 0                                 |
| Coopelan          | 76                 | 76                    | 0                                 |
| Coopersol         | 1                  | 1                     | 0                                 |
| Cooprel           | 25                 | 25                    | 0                                 |
| COPELEC           | 146                | 146                   | 0                                 |
| CRELL             | 63                 | 63                    | 0                                 |
| EDECSA            | 28                 | 28                    | 0                                 |
| EEPA              | 89                 | 89                    | 0                                 |
| ELECDA            | 508                | 508                   | 0                                 |
| ELIQSA            | 253                | 253                   | 0                                 |
| EMELARI           | 159                | 159                   | 0                                 |
| EMELAT            | 258                | 258                   | 0                                 |
| EMELCA            | 10                 | 10                    | 0                                 |
| ENEL Distribución | 4.339              | 4.339                 | 0                                 |
| Frontel           | 670                | 670                   | 0,0002                            |
| Litoral           | 81                 | 83                    | 0,02                              |
| Luz Andes         | 4                  | 4                     | 0                                 |
| Luz Linares       | 89                 | 89                    | 0,008                             |
| Luz Osorno        | 82                 | 82                    | 0                                 |
| Luz Parral        | 82                 | 82                    | 0,009                             |
| SAESA             | 948                | 967                   | 0,02                              |
| SOCOEPA           | 29                 | 29                    | 0                                 |
| TILTIL            | 8                  | 9                     | 0,003                             |

En las Figuras 4.7 y 4.8 se presenta la validación de la herramienta desarrollada para la fijación de 2024-1, mostrando que el proceso iterativo de la banda de precios ha sido correctamente implementado. Esto asegura que todas las distribuidoras que inicialmente superaban el nivel de la banda fueron ajustadas al valor correspondiente.

Asimismo, los errores identificados en los precios de energía y potencia, en comparación con los valores oficiales de la CNE, permanecen dentro de un margen de error aceptable, menor al 0,001 %. Además, en la Tabla 4.2 se exponen los resultados del despacho oficial de la CNE y los del modelo, junto con el error porcentual asociado. Los resultados reflejan que las diferencias en el despacho cumplen con el margen de error.

Por último, es importante mencionar que, la diferencia en la magnitud de los errores entre el año 2023 y 2024 son producto de la entrada de licitaciones nuevas, como la licitación 2015/01, que fue construida a partir de reparticiones y porcentajes de las bases correspondientes que necesariamente cuadraban correctamente.

## 4.2. Tarifas de cliente final

El cálculo de las tarifas de cliente final se basa en la aplicación de fórmulas tarifarias definidas por la Comisión Nacional de Energía. Estas fórmulas integran los resultados obtenidos previamente, como los precios de energía y potencia, así como los cargos unitarios asociados a transmisión, distribución, servicio público (CSP), el cargo por mecanismo de

protección al cliente (MPC) y el impuesto al valor agregado (IVA).

En capítulos anteriores se describieron las fuentes de información utilizadas, los procesos de cálculo y los supuestos aplicados para cada componente tarifario. A continuación, se detalla la metodología empleada para determinar las tarifas finales de los clientes regulados, considerando sus distintos componentes y los subsidios cruzados establecidos por la normativa vigente.

#### 4.2.1. Construcción de cargos asociados a las tarifas

Los cargos asociados a las tarifas de los clientes regulados dependen de múltiples conceptos que operan de manera integrada. Estos incluyen descuentos y recargos diferenciados por nivel comunal, cargos de transmisión asociados al sistema zonal y factores de distribución definidos por áreas típicas de distribución (ATD), entre otros.

En la sección 3.2, se indicó que para obtener el nivel de detalle necesario en la facturación de los clientes regulados, se utilizó el archivo “Demanda ETR” correspondiente a la fijación 2024-1. Este archivo contiene información sobre la facturación de los clientes de cada concesionaria, desagregada por sistema zonal, comuna, opción tarifaria y consumo de clientes residenciales. Además, incluye el detalle requerido para la aplicación de los factores de equidad tarifaria residencial.

El primer paso en la construcción de las tarifas consiste en asignar a cada combinación los parámetros asociados al Valor Agregado de Distribución (*VAD*), construyendo e indexando los cargos fijos (*CF*) y los costos de distribución en alta (*CDAT*) y baja tensión (*CDBT*), conforme a lo detallado en la sección 2.7.1.b.

##### 4.2.1.a. Aplicación de descuentos RGL y RGL+

Una vez asignados los costos de distribución, se aplican los precios de energía y potencia a cada combinación comuna-sistema zonal, considerando los descuentos *RGL* y *RGL+*. Tal como se señaló anteriormente, estos descuentos permanecerán congelados hasta que finalice el mecanismo de estabilización de precios o se produzca un cambio en la regulación. Los descuentos indicados en las tablas 3.8 y 3.7 se aplican a los precios de energía a nivel de distribución (*Pe*) de las comunas beneficiarias, según la ecuación 4.7. Para el resto de las comunas, el dinero no recaudado debido a los descuentos se traspaasa como un recargo, según la ecuación 4.8.

$$Pe_{DxB} = Pe_{Dx} \left( 1 - \frac{\%RGL + \%RGL+}{100} \right) \quad (4.7)$$

$$Pe_{DxNB} = Pe_{Dx} \left( 1 + \frac{\text{Total no recaudado}}{\text{Total recaudado}} \right) \quad (4.8)$$

Donde:

- $Pe_{Dx}$ : Precio de energía a nivel de distribución de la concesionaria  $Dx$ .
- $Pe_{DxB}$ : Precio de energía a nivel de distribución de la concesionaria  $Dx$ , para una comuna beneficiaria.

- $P_{e_{D_{xNB}}}$ : Precio de energía a nivel de distribución de la concesionaria  $Dx$ , para una comuna no beneficiaria.
- $\%RGL$ : Porcentaje de descuento asociado al mecanismo  $RGL$ .
- $\%RGL_+$ : Porcentaje de descuento adicional asociado al mecanismo  $RGL_+$ .
- Total no recaudado: Monto no recaudado debido a los descuentos aplicados a las comunas beneficiarias.
- Total recaudado: Monto total de recaudación sin considerar los descuentos.

Es relevante mencionar que los descuentos  $\%RGL$  y  $\%RGL_+$  son acumulativos. Por ejemplo, en el caso de comunas como Mejillones, el descuento total alcanza un 60%.

#### 4.2.1.b. Cargos unitarios proyectados

Para asignar los cargos de transmisión, se considera el sistema zonal correspondiente al cliente, sumando los cargos unitarios proyectados en las secciones 2.1.1 y 2.2, según las proyecciones de la sección 3.5.

Finalmente, los últimos componentes asociados a las tarifas de clientes regulados corresponden al cargo por **MPC**, el cargo por **servicio público (CSP)** y el **Impuesto al Valor Agregado (IVA)**. Estos cargos se describen a continuación:

- **Cargo MPC**: Aplicado en función del consumo de energía tipo definido en cada opción tarifaria. Su valor se actualiza al IPC durante los meses de marzo del mismo año y septiembre del año anterior, correspondientes a las fijaciones del segundo y primer semestre, respectivamente. Un análisis detallado sobre este cargo se encuentra en la sección 2.3.1.
- **Cargo por servicio público (CSP)**: Incluye un cargo base proyectado según la tendencia histórica y un cargo adicional **CSP FET**, considerado en su valor máximo permitido por Ley, indexado al IPC con base en agosto de 2022 y actualizado al mes de octubre del año anterior. Los detalles se encuentran en la sección 3.4. Se aplica según el consumo de energía tipo de la opción tarifaria
- **Impuesto al Valor Agregado (IVA)**: Consiste en un incremento del 16% sobre la cuenta final, excluyendo el cargo por servicio público. Este impuesto se aplica de manera general a todas las tarifas reguladas.

#### 4.2.2. Opciones tarifarias y cuentas tipo

Dentro de las opciones tarifarias disponibles para los clientes regulados, existen 23 alternativas diferentes que se distinguen por factores como el nivel de suministro (alta o baja tensión), los tipos de lecturas de energía y potencia, y los métodos de cálculo de consumos a facturar. Para analizar los efectos de la transición energética en la cuenta final de los clientes regulados, se realizó un filtro en las tarifas con el objetivo de trabajar con un subconjunto reducido pero representativo, que abarque diversas características de las opciones tarifarias.

Como parte del análisis, se calculó la proporción de energía asociada a cada opción tarifaria durante un mes promedio, obteniendo los resultados presentados en la Tabla 4.3 y que corresponden a datos informados por la CNE en su modelo tarifario.

Tabla 4.3: Consumo mensual promedio de las opciones tarifarias según informe de precio de nudo promedio 2024-1.

| Tarifa | Energía promedio mensual [MWh] | Participación mensual en la demanda [%] |
|--------|--------------------------------|---|
| BT1a   | 1.344.884                      | 60,7                                    |
| AT4.3  | 392.316                        | 17,7                                    |
| BT4.3  | 160.422                        | 7,2                                     |
| BT3PP  | 114.766                        | 5,2                                     |
| AT3PP  | 49.299                         | 2,2                                     |
| BT3PPP | 48.059                         | 2,2                                     |
| BT2PP  | 38.824                         | 1,8                                     |
| AT3PPP | 32.302                         | 1,5                                     |
| BT2PPP | 9.370                          | 0,4                                     |
| AT2PPP | 8.925                          | 0,4                                     |
| AT2PP  | 7.482                          | 0,3                                     |
| AT4.2  | 3.231                          | 0,1                                     |
| BT4.1  | 2.072                          | 0,1                                     |
| AT4.1  | 1.990                          | 0,1                                     |
| TRAT1  | 907                            | 0,04                                    |
| BT4.2  | 730                            | 0,03                                    |
| BT1b   | 680                            | 0,03                                    |
| AT5    | 384                            | 0,02                                    |
| BT5    | 51                             | 0,002                                   |
| TRBT3  | 37                             | 0,002                                   |
| TRAT3  | 7                              | 0,0003                                  |
| TRBT2  | 4                              | 0,0002                                  |
| TRAT2  | 2                              | 0,00001                                 |

Los resultados indican que las opciones tarifarias más relevantes en términos de energía facturada son las de baja tensión **BT1a** y **BT4.3**, junto con la opción de alta tensión **AT4.3**, que representan el 60,7 %, 7,2 % y 17,7 % del total de energía, respectivamente.

Para caracterizar los consumos de las opciones tarifarias, se definieron consumos tipo, entendidos como los valores promedio de energía y potencia que los clientes regulados pagarían durante un mes específico. En esta memoria, los consumos tipo utilizados corresponden a los datos entregados por la CNE en su informe de precios de nudo promedio y complementados con información disponible en Energía Abierta.

Se seleccionaron tres opciones tarifarias principales para el análisis, considerando sus consumos típicos de energía y potencia. Estas incluyen la tarifa **BT1a** para consumos residenciales de 180, 400 y 550 kWh mensuales, la tarifa **BT4.3** representativa de consumos industriales en baja tensión, y la tarifa **AT4.3** como ejemplo de consumos en alta tensión. En la Tabla 4.4 se presentan los consumos tipo asociados a estas opciones.

Tabla 4.4: Consumos tipo de las principales opciones tarifarias informados en el modelo ETR del primer semestre de 2024.

| Tarifa | Tipo de cliente | Energía consumida [kWh] | Potencia suministrada [kW] | Potencia leída en horas de punta [kW] |
|--------|-----------------|-------------------------|----------------------------|---------------------------------------|
| BT1a   | Residencial     | 180                     | -                          | -                                     |
| BT1a   | Residencial     | 400                     | -                          | -                                     |
| BT1a   | Residencial     | 550                     | -                          | -                                     |
| BT4.3  | Industrial      | 4.873                   | 14                         | 24                                    |
| AT4.3  | Industrial      | 35.000                  | 55                         | 130                                   |

Para obtener los resultados de los precios promedio a nivel nacional y regional, se considera un filtrado de las combinaciones correspondientes a cada cliente tipo, caracterizadas por la concesionaria de distribución, el sistema zonal, la comuna y la opción tarifaria. En este contexto, un cliente tipo se refiere a una combinación específica de estos parámetros junto con su consumo tipo asociado.

El cálculo del promedio nacional se realiza considerando la cuenta total de cada cliente tipo, correspondiente a cada opción tarifaria, indexada al primer mes de vigencia del teórico informe de precios de nudo promedio. Esta indexación incluye tanto los precios de energía y potencia de los contratos, como las componentes de distribución, las cuales son ajustadas de acuerdo con los rezagos de indexación establecidos en la normativa vigente.

De esta manera, se utiliza la energía total facturada por cada cliente tipo como peso para calcular el promedio ponderado de las tarifas nacionales o regionales.

Es importante destacar que, para la simulación de precios de energía, potencia y la aplicación de las fórmulas tarifarias, no se consideraron las distribuidoras **Desa**, **Mataquito** y aquellas correspondientes a los **Sistemas Medianos (SSMM)**. Esto se debe a que estas distribuidoras no participan del proceso estándar de fijación de precios de energía, y su peso relativo en términos de energía facturada es prácticamente despreciable.

### 4.2.3. Validación de las fórmulas tarifarias

Por último, es necesario validar la construcción de los costos por distribución, que considera diferentes parámetros, dependiendo de la comuna del cliente regulado final. Para realizar esto, se compararon los montos de dinero asociados a los costos de distribución informados en el modelo ETR de la fijación 2024-1. De esta manera, en la Figura 4.9 se muestran las diferencias de los costos de distribución por cada combinación distribuidora/comuna/tipo de suministro /sistema de transmisión zonal, que definen los distintos parámetros de los costos de distribución de los distintos suministros. Se aprecia que los errores absolutos son mínimos, evidenciando que la construcción de los costos de distribución es razonable con datos oficiales y demostrando que se tiene una buena aproximación para proyectar estos costos

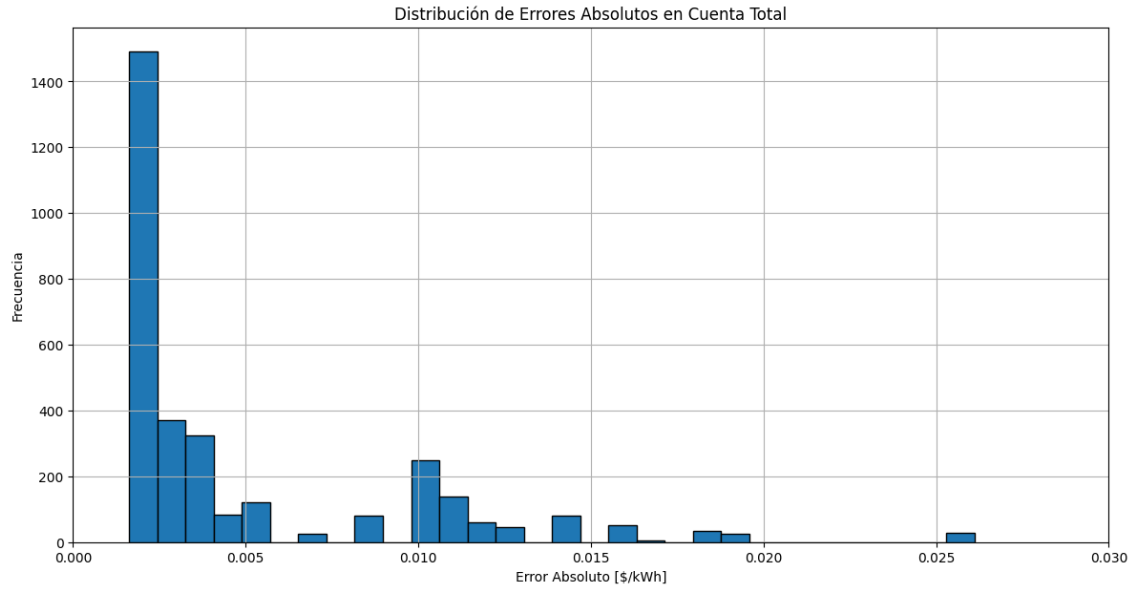


Figura 4.9: Errores absolutos entre costos de distribución del modelo desarrollado y los resultados del modelo CNE. Fuente: Confección propia

Considerando estos resultados, se comprueba la validación de los cargos asociados a energía y distribución de las tarifas de clientes regulados, cargos que se calculan con metodologías específicas. Por otra parte, cargos a transmisión, servicio público y asociados al pago de las deudas PEC son proyectados con tendencias y no necesitan validación.

# Capítulo 5

## Escenarios de simulación y resultados

### 5.1. Escenarios de Simulación

A continuación se describen los distintos escenarios definidos para evaluar el impacto de la transición energética en los precios de clientes regulados. En todos los escenarios se simula a partir de la fijación del segundo semestre de 2024, cuando comienza la aplicación del cargo MPC, y el segundo semestre de 2028, año en que el cargo MPC disminuye a 9 [\$/kWh]. Aunque el objetivo principal de la memoria es analizar los efectos de los cambios en la composición de generación eléctrica hacia fuentes renovables y contratos de suministro con precios más competitivos, se han considerado varios escenarios de interés que permiten estudiar situaciones hipotéticas y sus consecuencias en las tarifas finales.

#### 5.1.1. Escenario Base

El escenario base corresponde a la evolución normal de las tarifas, sin realizar modificaciones en los contratos de suministro. En este caso, se asumen los siguientes supuestos principales:

- Evolución de los indexadores de precios de combustibles según el caso de referencia informado por la CNE en su informe de proyecciones de precios.
- Evolución del Índice de Precios al Consumidor (CPI) según las proyecciones del Congressional Budget Office (CBO) de Estados Unidos.
- Cargos de transmisión, cargo por servicio público y MPC proyectados según los valores actuales y sus respectivas reglas de indexación.
- Fórmulas tarifarias y costos de distribución asociados al Valor Agregado de Distribución (VAD) del período 2020-2024, indexados mensualmente conforme a las normativas vigentes.

#### 5.1.2. Escenario de Altos Precios del Petróleo

Este escenario utiliza los mismos supuestos del escenario base, con la única diferencia de que los indexadores de precios de combustibles evolucionan según el caso *High Price*

*Oil* informado por la CNE en su informe de proyecciones.

### 5.1.3. Escenario de Renegociación de Contratos de la Licitación 2013/03\_2

En este escenario se realizan modificaciones en los contratos asociados a la licitación 2013/03\_2, caracterizados por sus altos precios de adjudicación, como se observa en la Figura 3.3, y cuya vigencia finaliza aproximadamente en el año 2032. La justificación para este análisis se basa en la posibilidad de aplicar un mecanismo de revisión de precios conforme al artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos, argumentando un desequilibrio económico significativo que perjudica a los consumidores.

Se analizan tres subescenarios:

- **Subescenario 1:** Reducción del precio adjudicado de los contratos a un 90 % de su valor original.
- **Subescenario 2:** Reducción del precio adjudicado de los contratos a un 75 % de su valor original.
- **Subescenario 3:** Reducción del precio adjudicado de los contratos a un 50 % de su valor original.

### 5.1.4. Escenario de Término Anticipado de Contratos de la Licitación 2013/03\_2

Este escenario considera la terminación anticipada de los contratos de la licitación 2013/03\_2, que representan un total adjudicado de 11.955 GWh al año. Esto genera un nivel significativo de subcontratación en el Sistema Eléctrico.

Para solucionar esta situación, y conforme al artículo 135 de la Ley General de Servicios Eléctricos, se asume que la CNE realiza una licitación de corto plazo para cubrir la energía faltante, garantizando el suministro de energía sin interrupciones y restableciendo el régimen normal de suministro.

La energía faltante es completada mediante una licitación genérica con condiciones similares a las establecidas en la licitación 2023/01. Se considera que el precio adjudicado para esta licitación corresponde a un valor de 56,679 USD/MWh, indexado al CPI y con valor base de 306,24 (CPI de octubre de 2023, unidad en porcentaje). Este valor se considera razonable dada la evolución reciente de los precios de las licitaciones.

### 5.1.5. Escenario de dólar constante

Por último, para observar la evolución de los contratos de forma natural, sin los efectos de variaciones en el dólar, se plantea una proyección de tipo de cambio constante igual a 939,02 \$/USD, correspondiente al promedio del tipo de cambio entre 8 de julio y 8 de agosto de 2024.

Se destaca que las diferencias con el escenario base solo se verán reflejadas en las tarifas de cliente regulado, ya que el precio de nudo promedio del sistema se trabaja en USD/MWh.

### 5.1.6. Resultados globales

En esta sección se presenta una compilación de los resultados obtenidos para cada escenario particular, los cuales se analizan en detalle en la sección A.1. Este resumen permite una visión general de los resultados y facilita su comparación entre los diferentes escenarios evaluados.

#### 5.1.6.a. Evolución de precios de energía y potencia a nivel de sistema

A modo resumen, en la Figura 5.1 se presenta la evolución del precio de nudo promedio del sistema a través del tiempo en los distintos escenarios analizados. Se puede observar que para todos los escenarios se tiene una tendencia a la baja y que, a medida que los años pasan, la salida de contratos antiguos y caros, con la entrada de contratos nuevos y baratos 3.5, bajan el nivel de precios escalonadamente. Por otro lado, se puede observar que renegociar los precios de adjudicación de los contratos a la baja, impacta de manera importante al precio del sistema, incluso llegando a 64 [USD/MWh] en el escenario de renegociación al 50%. Por último, el escenario de precio de petróleo alto no modifica de forma importante el nivel de precios del sistema, ya que el principal indexador que eleva su precio es el Brent y este pesa menos del 2% en la energía despachada del sistema, tal como se observa en la Figura 5.3. Además, las fluctuaciones presentes entre escenario base y precio de petróleo alto es provocada por la proyección de precios del GNL.

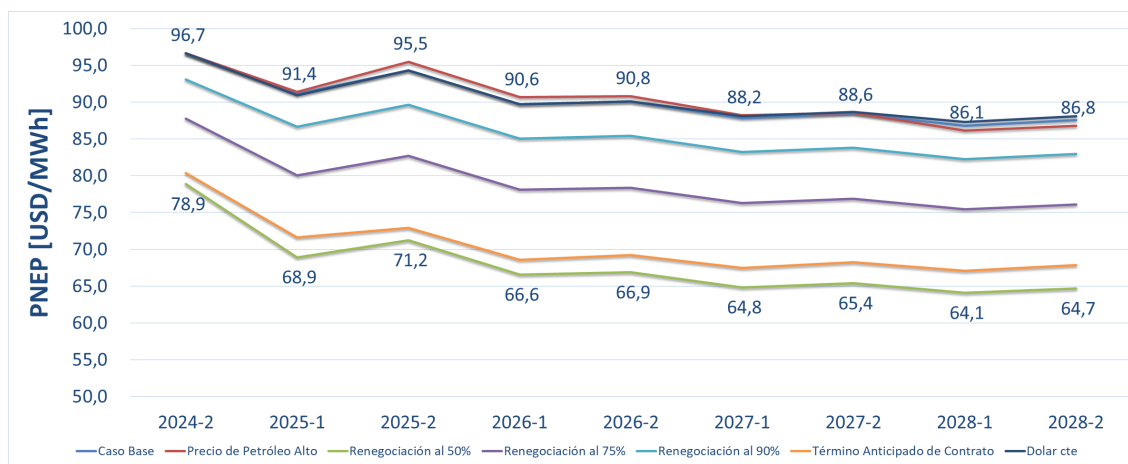


Figura 5.1: Comparación de la evolución de precios de nudo de energía en banda para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

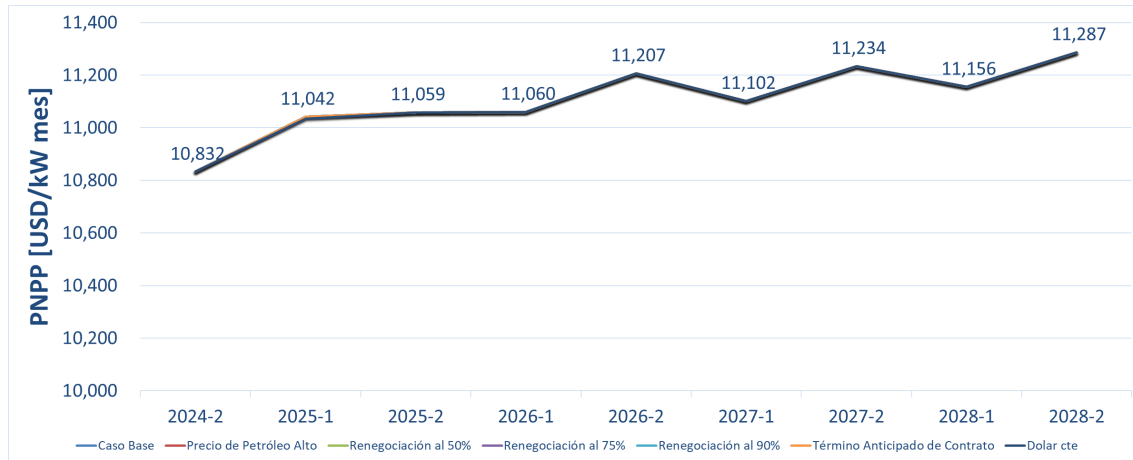


Figura 5.2: Comparación de la evolución de precios de nudo de potencia para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

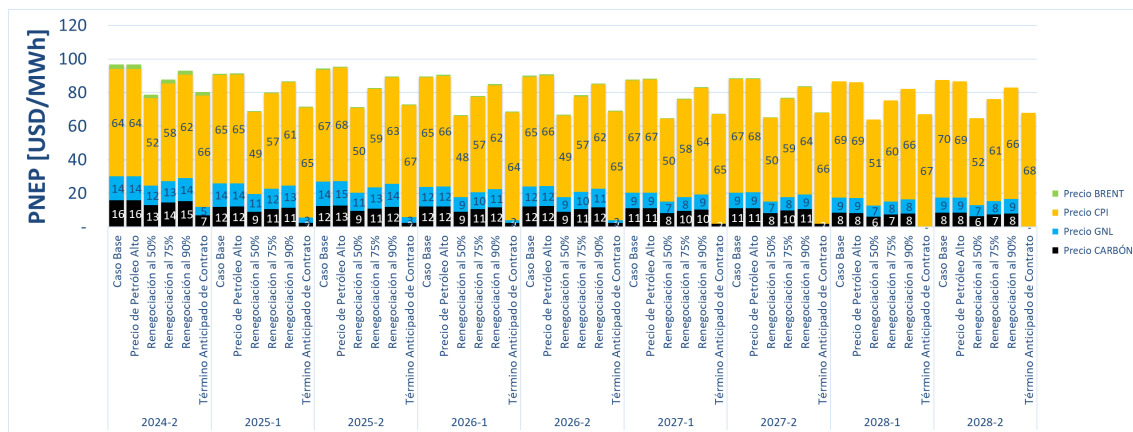


Figura 5.3: Comparación de la evolución de precios de nudo de energía en banda para los distintos escenarios analizados en el tiempo separados por indexador. Fuente: Confección propia

En la Figura 5.1 se observa la evolución de los precios de nudo de energía en banda (PNEP) para los diferentes escenarios analizados. El escenario base presenta una tendencia decreciente, comenzando con un precio de 96,66 [USD/MWh] en 2024-2 y alcanzando 87,56 [USD/MWh] en 2028-2. Esta reducción se produce por la renovación de contratos y menores presiones de indexadores relacionados con combustibles fósiles, ya que cambia la cartera de contratos.

Por su parte, el escenario más caro es el de *Precio de Petróleo Alto*, que mantiene valores muy cercanos al escenario base debido a su similitud en los contratos y a que el índice que se proyecta con una mayor alza es el Brent y este tiene una poca participación dentro de la energía despachada en cada semestre. Dicho esto, se tiene un precio máximo de 96,66 [USD/MWh] en 2024-2 y una reducción moderada hasta 86,78 [USD/MWh] en 2028-2. En contraste, el escenario más barato es el de *Renegociación al 50 %*, donde el PNEP comienza con 78,87 [USD/MWh] en 2024-2 y termina en 64,67 [USD/MWh] en 2028-2. Esto se debe a la significativa reducción en los precios de los contratos renegociados, que participan de

forma importante en la energía despachada semestralmente. Por otro lado, el escenario de término de contratos anticipados mantiene un nivel cercano al de renegociación al 50 %, pero este es mayor, ya que el precio de energía tiene el nivel de precios de la licitación 2023/01.

En términos de sensibilidad al cambio, los escenarios de renegociación (50 %, 75 % y 90 %) muestran una disminución progresiva del PNEP a medida que se incrementa el porcentaje de reducción contractual. Por ejemplo, en 2025-1, el precio pasa de 68,93 [USD/MWh] en la renegociación al 50 % a 86,69 [USD/MWh] en la renegociación al 90 %. Sin embargo, este último aún es más económico que el caso base para el mismo período (91,13 [USD/MWh]).

La Figura 5.2 presenta la evolución de los precios de nudo de potencia (PNPP) en cada escenario. A diferencia del PNEP, el PNPP mantiene valores relativamente constantes durante el periodo simulado. Es importante mencionar que todos los escenarios presentan el mismo nivel de precios de potencia, ya que no se realizan modificaciones en este, ni en la proyección del CPI, que es el índice utilizado para actualizar los precios de potencia.

Finalmente, la Figura 5.3 muestra cómo se descompone el PNEP del sistema en sus principales indexadores: carbón, gas natural licuado (GNL), Brent y CPI, donde cada etiqueta representa la cantidad del precio, en USD/MWh, que le corresponde a cada indexador del total. En todos los escenarios, el CPI domina la composición del precio, representando un 66,14 % al inicio del periodo y llegando a un total de 79,95 % al final del periodo, ya que entran contratos nuevos indexados en un 100 % a CPI y los contratos de suministro indexados a combustibles fósiles finalizan su periodo de suministro. Se puede observar que el GNL y el carbón representan una parte menor en la construcción del precio de energía promedio del sistema. Solo existe un escenario que no comparte los pesos (porcentajes) de los indexadores de energía, que es justamente el escenario de término anticipado de contratos. En este escenario es claro que se reemplazaron los indexadores de combustibles fósiles de la licitación 2013/03.2 por CPI.

En términos generales, la comparación entre escenarios permite concluir que las renegociaciones son efectivas para reducir los costos de generación, mientras que el CPI sigue siendo el principal componente de indexación en el sistema tarifario y que aumenta su participación con el tiempo. Sin embargo, escenarios como el *Término Anticipado de Contratos* presentan desafíos adicionales, como la dependencia de nuevas licitaciones para cubrir déficits de energía.

5.1.6.b. Evolución de precios en cuentas tipo de opciones tarifarias

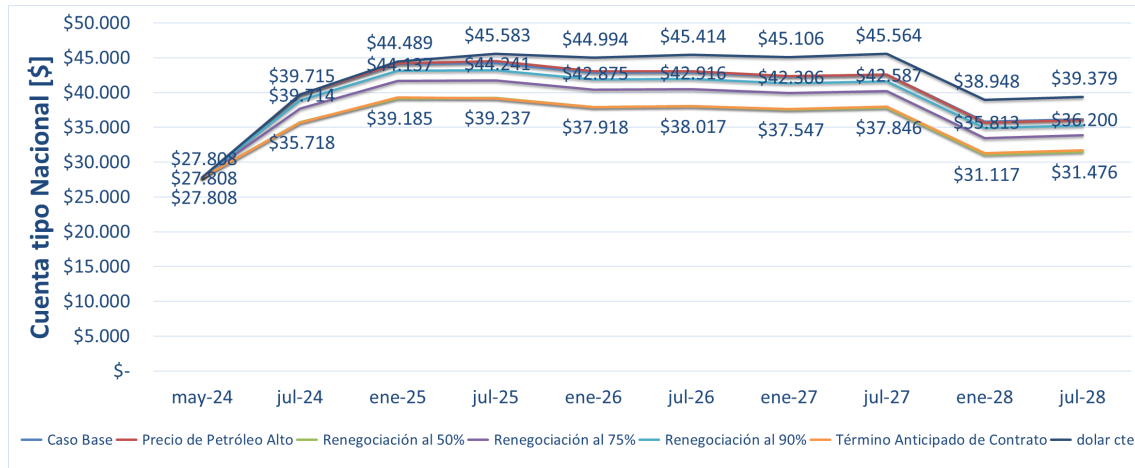


Figura 5.4: Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT1a con consumo de 180 [kWh/mes], para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

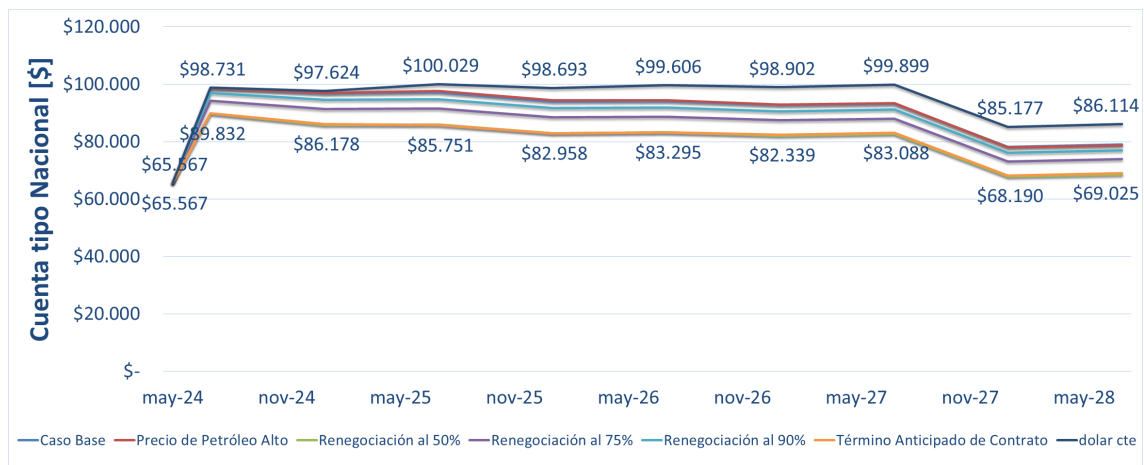


Figura 5.5: Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT1a con consumo de 400 [kWh/mes], para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

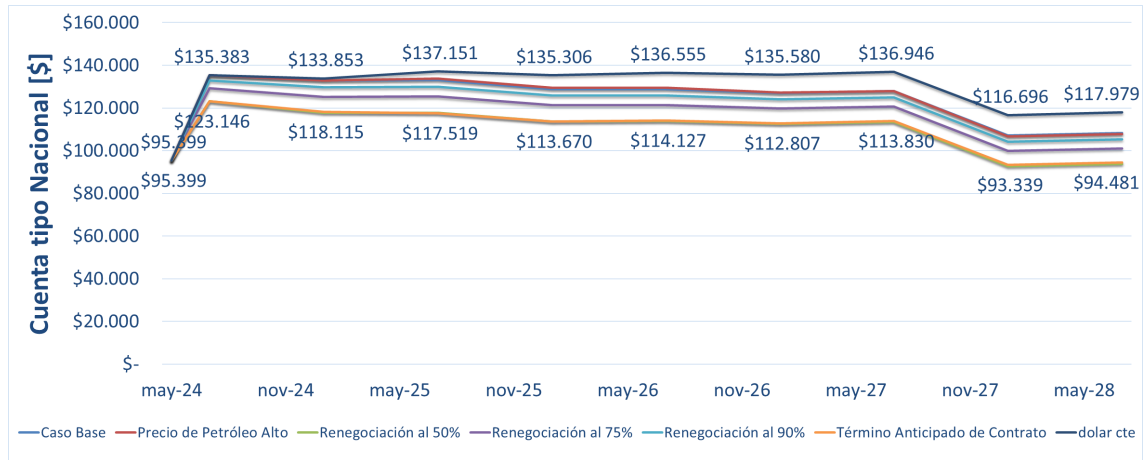


Figura 5.6: Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT1a con consumo de 550 [kWh/mes], para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

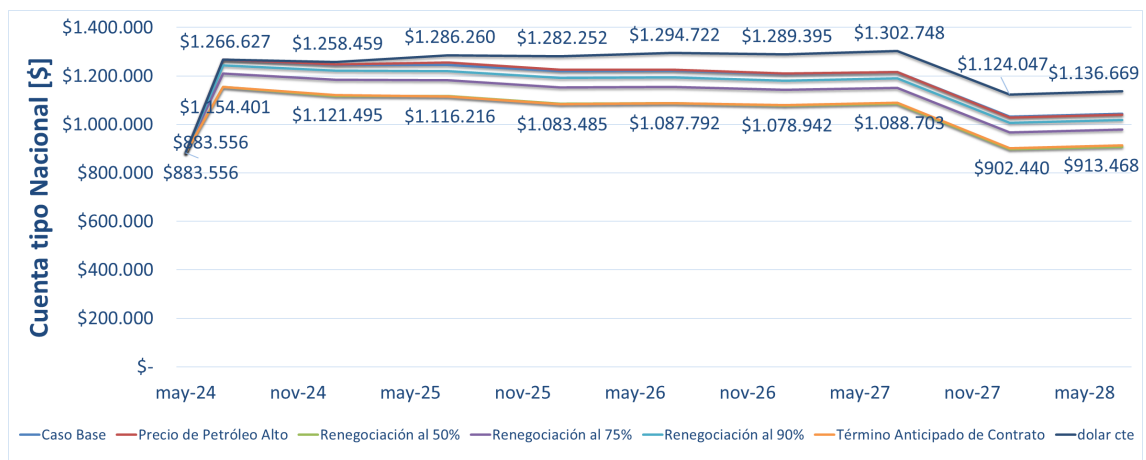


Figura 5.7: Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada BT4.3 para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

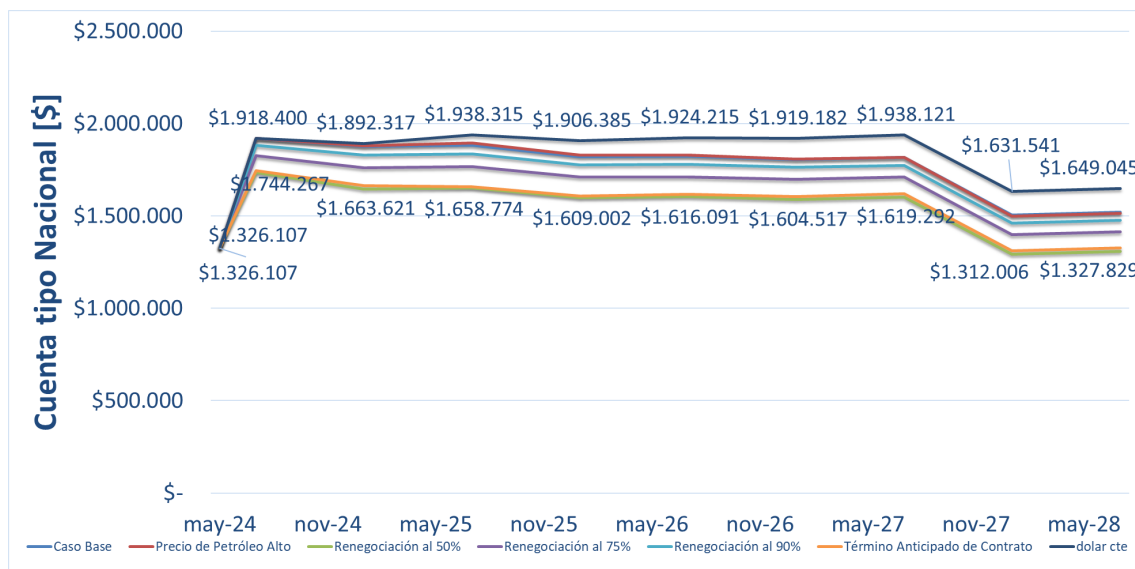


Figura 5.8: Comparación de la evolución de nivel de precios de la tarifa regulada AT4.3 para los distintos escenarios analizados en el tiempo. Fuente: Confección propia

En las Figuras 5.4, 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8, se presenta la evolución de las tarifas reguladas BT1a para consumos de 180 [kWh/mes], 400 [kWh/mes] y 550 [kWh/mes], además de BT4.3 y AT4.3, considerando los distintos escenarios de análisis: caso base, precio de petróleo alto, renegociación al 50 %, 75 %, 90 % y término anticipado de contratos.

Para las tarifas BT1a con un consumo de 180 [kWh/mes] (Figura 5.4), se observa que el caso base y el escenario de precio de petróleo alto presentan valores iniciales similares, manteniendo un aumento gradual hasta 2025-2, donde alcanzan su punto máximo con \$44.518. Posteriormente, las tarifas disminuyen de manera continua hasta llegar a un máximo de \$36.200 en 2028-2 bajo el escenario base. En comparación, el escenario de renegociación de contratos al 50 % muestra consistentemente los menores valores, alcanzando un mínimo de \$31.117 en 2028-1. Las renegociaciones generan reducciones progresivas en las tarifas, y el escenario de término anticipado de contrato se presenta como el segundo más económico. Cabe destacar que esta es la única tarifa en la cual el máximo de precios se alcanza en 2025-2, mientras que en las demás ocurre en 2024-2.

En el caso de BT1a con 400 [kWh/mes] (Figura 5.5), el patrón general es similar, con un máximo en 2024-2 de \$98.728 bajo el escenario de precio de petróleo alto. Nuevamente, el escenario de renegociación al 50 % presenta los menores valores hacia el final del periodo, alcanzando \$68.551 en 2028-2. Las renegociaciones al 75 % y 90 % producen diferencias significativas respecto al caso base, logrando reducciones de hasta un 10 %.

En las tarifas BT1a con 550 [kWh/mes] (Figura 5.6), los valores absolutos aumentan debido al mayor consumo. El caso base y el escenario de precio de petróleo alto alcanzan un máximo en 2024-2, con tarifas de \$135.379. Hacia el final del periodo, el escenario de renegociación al 50 % demuestra ser el más económico, reduciendo la tarifa a \$93.829 en 2028-2. El escenario de término anticipado de contrato es el segundo más económico, alcanzando \$94.481 al final del periodo, mientras que el caso base se mantiene consistentemente más alto.

En el caso de la tarifa BT4.3 (Figura 5.7), se evidencia una evolución similar, con un

máximo en 2024-2 de \$1.266.599 bajo el escenario de precio de petróleo alto. Este escenario es consistentemente más caro que los demás hasta 2028-2, cuando el caso base lo supera levemente con \$1.043.964 frente a \$1.039.580. Por otro lado, el escenario de renegociación al 50 % es nuevamente el más económico, reduciendo las tarifas a \$908.313 en 2028-2. Las renegociaciones al 75 % y 90 % logran disminuciones progresivas, con tarifas cercanas a \$978.369 al final del periodo.

Finalmente, la tarifa AT4.3 para consumidores industriales (Figura 5.8) muestra que el caso base y el precio de petróleo alto generan valores máximos en 2024-2, con \$1.918.345. Sin embargo, los valores disminuyen hacia 2028-2, alcanzando un mínimo de \$1.308.044 bajo el escenario de renegociación al 50 %, que se posiciona como el más económico. El escenario de término anticipado de contrato es el segundo más económico, alcanzando \$1.327.829 en 2028-2, mientras que el precio de petróleo alto y el caso base alternan como los más caros al final del análisis.

En conclusión, el análisis evidencia que el escenario de renegociación al 50 % es el más beneficioso en términos de reducción de tarifas para todos los casos, mientras que el escenario de precio de petróleo alto es consistentemente el más caro al inicio del periodo. Sin embargo, hacia 2028, el caso base lo supera levemente, marcando un cambio en la tendencia. Las renegociaciones al 75 % y 90 % ofrecen reducciones intermedias, siendo más significativas en los primeros años del análisis. Por otra parte, se pudo apreciar que las variaciones producidas en los distintos escenarios en el precio de energía de los clientes regulados, en términos de cuenta final, afectaron considerablemente al cargo por energía, incluso mitigando el aumento por el cargo MPC.

Como escenario adicional, se analizó la posibilidad de que el tipo de cambio se mantenga constante y de esta manera observar como la evolución natural de contratos afecta a la tarifa de cliente final. Se puede apreciar que, en comparación al caso base, la cuenta tipo promedio nacional de las distintas tarifas, como era de esperar, aumenta según la diferencia del tipo de cambio utilizado en cada semestre, tal como se muestra en la Tabla 5.1, que muestra que los distintos tipos de opciones tarifarias aumentan en la misma proporción.

A pesar de que en este caso la cuenta regulada presenta un aumento, se observa que se mantiene el patrón característico de disminución en la cuenta total al inicio de cada año. Esto se explica por la incorporación de contratos con menores costos y la salida de contratos antiguos con precios más altos. Asimismo, durante el segundo semestre de cada año, se evidencia un aumento debido a la actualización de precios por indexadores, ya que no se producen cambios significativos en la cartera de contratos, limitándose únicamente a ajustes por indexación.

Tabla 5.1: Variación cuenta tipo promedio Nacional entre caso base y tipo de cambio constante.

| Mes    | AT4.3 | BT1A  | BT4.3 |
|--------|-------|-------|-------|
| may-24 | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| jul-24 | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| ene-25 | 0,9 % | 0,8 % | 0,9 % |
| jul-25 | 3,0 % | 3,1 % | 3,2 % |
| ene-26 | 4,7 % | 5,0 % | 5,1 % |
| jul-26 | 5,5 % | 5,9 % | 6,0 % |
| ene-27 | 6,3 % | 6,7 % | 6,8 % |
| jul-27 | 6,7 % | 7,1 % | 7,2 % |
| ene-28 | 8,5 % | 8,9 % | 8,8 % |
| jul-28 | 8,5 % | 9,0 % | 8,9 % |

# Capítulo 6

## Conclusiones

En este trabajo se desarrolló un análisis integral sobre los impactos que presentan diversos escenarios técnico-económicos en las tarifas de clientes regulados en el contexto de la transición energética. El objetivo principal fue construir una herramienta predictiva y adaptable capaz de proyectar tarifas bajo distintos supuestos regulatorios y contractuales, utilizando una base de datos consolidada de contratos de suministro vigentes y futuros.

Los resultados obtenidos permiten extraer las siguientes conclusiones clave:

- Se creó una base de datos de contratos de suministro regulado, que contiene información de la evolución de la energía adjudicada, como también sus respectivas fórmulas de indexación. Esta base de datos demostró ser flexible y se adapta fácilmente a las modificaciones realizadas para cumplir con cada escenario simulado.
- La herramienta desarrollada probó ser robusta y eficaz para evaluar escenarios diversos, integrando de manera eficiente múltiples componentes tarifarios, incluyendo generación, transmisión y distribución. Se mostró que los resultados son consistentes con la realidad y, a pesar de que se proyectan de forma gruesa los cargos no relacionados con generación, es una buena aproximación para cargos con menor peso en la tarifa de cliente final y totalmente regulados.
- El estudio evidenció que el impacto tarifario varía significativamente dependiendo de los ajustes contractuales y las condiciones macroeconómicas asumidas:
  - *Renegociaciones de contratos:* La reducción del precio de los contratos adjudicados mostró una disminución progresiva en las tarifas, especialmente en el escenario de renegociación al 50%, que resultó ser el más favorable para las opciones tarifarias analizadas.
  - *Término anticipado de contratos:* Este escenario presentó beneficios considerables en términos de reducción tarifaria, ubicándose como la segunda alternativa más favorable para reducir la cuenta final de los clientes con suministro regulado.
  - *Precio de petróleo alto:* Este escenario no tuvo mayor aumento en el nivel de precios de la tarifa regulada, ya que el principal índice al alza es el Brent, que no tiene un peso relevante dentro del despacho de energía. Por otro lado, se destaca

que, a pesar de que los resultados no vieron mayor variación, con una proyección de índices con una mayor alza se podrían ver resultados notablemente mayores.

- *Tipo de cambio:* En este escenario, se evaluó la posibilidad de mantener constante el tipo de cambio para observar cómo la evolución natural de los contratos afecta la tarifa del cliente regulado. Los resultados muestran que, en comparación con el caso base, las tarifas aumentan proporcionalmente según la diferencia del tipo de cambio aplicado en cada semestre, tal como se detalla en la Tabla 5.1.

Este comportamiento evidencia que el tipo de cambio es una variable crítica que impacta directamente en las componentes de generación y distribución, debido a la indexación de los costos asociados. A pesar de ello, se mantiene el patrón característico de disminución de la cuenta al inicio de cada año por la renovación de contratos y un aumento en el segundo semestre debido a ajustes por indexadores.

- Se mostró que la metodología adoptada para replicar los cálculos realizados por la Comisión es consistente con la realidad. La validación de la herramienta se realizó comparando con los valores reales de los semestres 2023-1 y 2024-1 y se evidenció márgenes de error reducidos. Asimismo, se evidenció que la renovación de contratos nuevos, asociados a tecnologías renovables más competitivas, genera un impacto positivo en la reducción de los precios del sistema, generando una tendencia general a la baja en las tarifas reguladas.

# Apéndice A

## Tablas y parámetros

### A.1. Resultados por escenario particular

A continuación, se exponen los resultados de la herramienta desarrollada para los precios de energía y potencia, como también de los distintos niveles de precios en las opciones tarifarias analizadas para todos los escenarios mencionados anteriormente. Además, se incluye un análisis de los resultados obtenidos.

#### A.1.1. Resultado escenario base

En la Figura [A.3](#) se observa la evolución proyectada del precio de Nudo de energía promedio (PNEP) del sistema, junto con la composición del precio desglosada por indexadores relevantes. Los resultados destacan una tendencia general a la baja del precio del sistema, alcanzando una disminución acumulada del 10,4 % en el año 2028 en comparación con el período inicial de la proyección (2024-2). Esta reducción se explica principalmente por la sustitución de contratos antiguos, con precios más elevados, por nuevos contratos con condiciones más competitivas.

Adicionalmente, el análisis de los componentes del precio revela variaciones significativas en la participación relativa de los distintos indexadores a lo largo del tiempo. El CPI emerge como el componente más dominante y muestra una tendencia al alza en términos absolutos, reflejando su creciente importancia en los contratos de suministro renovados. Por el contrario, el peso del GNL y del Carbón disminuye de forma consistente a lo largo del horizonte.

Otro aspecto destacable es la baja participación del Brent y su desaparición como indexador en 2028, explicada por la exclusión como opción de indexación dentro de las licitaciones nuevas.

Finalmente, es importante resaltar que, aunque el precio total disminuye a lo largo del horizonte temporal, el aumento presentado en el semestre 2025-2, es producto del aumento de los precios promedios ponderados por energía de las licitaciones, principalmente a la licitación EMEL-SING 2008/01, que presenta un aumento del 23 % con respecto al semestre anterior, tal como se puede apreciar en la Tabla [A.1](#).

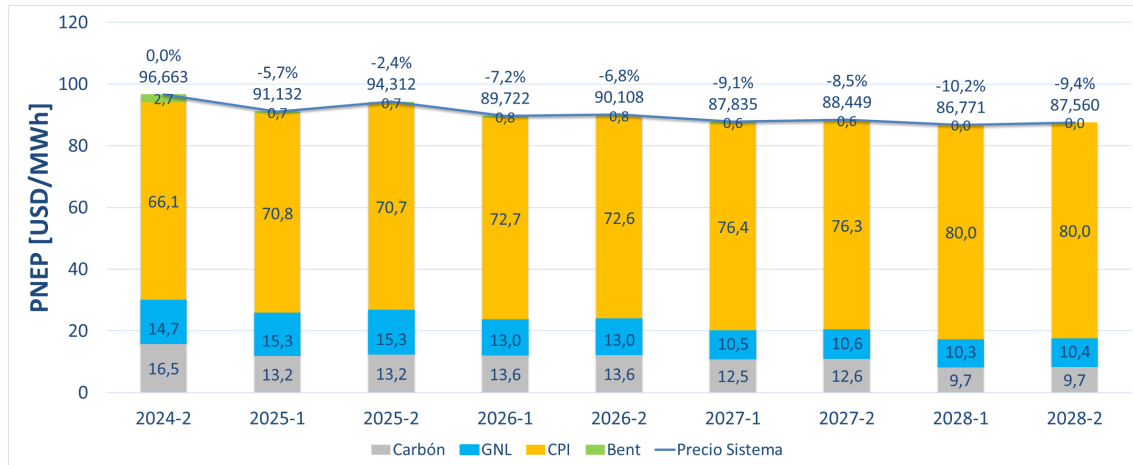


Figura A.1: Evolución del nivel de precio promedio de energía del sistema para el escenario base.

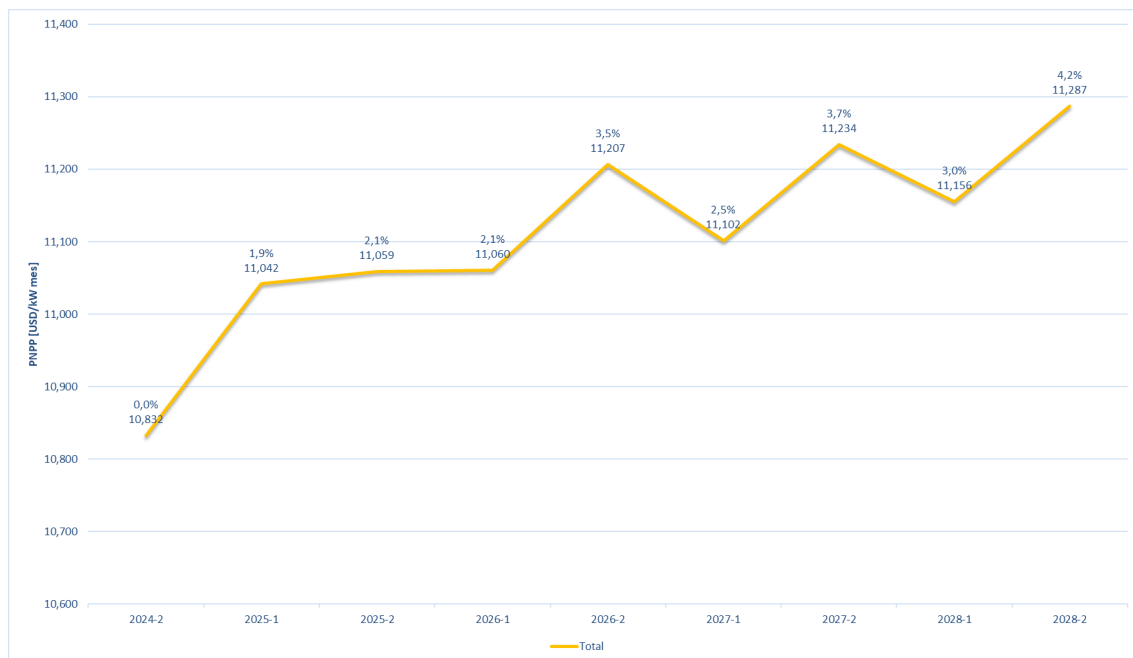


Figura A.2: Evolución del nivel de precio promedio de potencia del sistema para el escenario base.

En la Figura A.2 se presenta la evolución del Precio Nudo Promedio de Potencia (PNPP) del sistema durante el período de análisis. Este valor, definido como el promedio mensual en USD/kW-mes, exhibe una tendencia al alza a lo largo del tiempo. El PNPP incrementa de un valor inicial de 10,832 USD/kW-mes en el segundo semestre de 2024 a 11,287 USD/kW-mes en el segundo semestre de 2028, lo que corresponde a un aumento acumulado del 4,2% en el período.

El comportamiento del PNPP está influenciado principalmente por dos factores:

- 1) el impacto del índice de precios al consumidor (CPI), que afecta al 100% de los

contratos y genera un incremento continuo en los valores.

- 2) la renovación de contratos antiguos con valores de potencia acumulados por CPI hacia contratos más recientes que presentan potencias indexadas más cercanas a los valores originales acordados.

Es importante destacar que, durante los escenarios de simulación, no se realizaron modificaciones a los parámetros de potencia en las condiciones de los contratos. Por ende, las variaciones observadas son exclusivamente atribuibles a los ajustes en el CPI. En este sentido, la Figura A.2 representa la evolución esperada del precio de potencia del sistema ante todo evento, dado que no depende de la oferta de las empresas adjudicatarias, sino que se construye a partir de valores establecidos en los distintos decretos de precio de nudo de corto plazo.

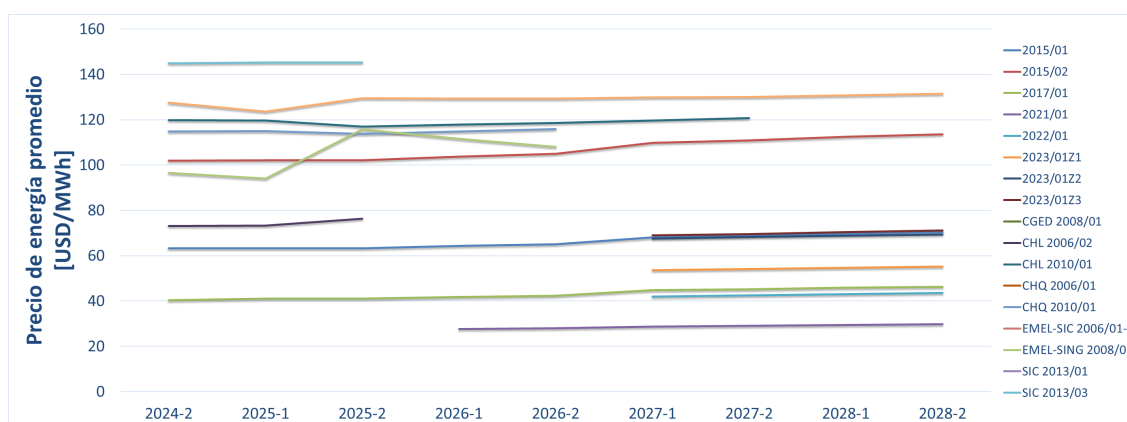


Figura A.3: Evolución del nivel de precios de las distintas licitaciones durante el periodo.

En la Figura A.3, se observa la evolución de los precios promedio ponderados por energía de las diferentes licitaciones en el horizonte temporal analizado. Destaca la licitación SIC 2013/03, que presenta consistentemente los precios más altos, alcanzando un máximo de 145,30 USD/MWh en el semestre 2025-2, aunque decrece a 131,50 USD/MWh hacia el año 2028-2, manteniéndose como la más costosa. Por otro lado, la licitación 2015/01 exhibe los precios más bajos a lo largo del periodo, comenzando en 63,22 USD/MWh en el semestre 2024-2 y alcanzando 70,42 USD/MWh en 2028-2, con un crecimiento gradual y sin fluctuaciones significativas.

Cabe resaltar el incremento de la licitación EMEL-SING 2008/01, que experimenta un aumento del 23 % entre los semestres 2025-1 y 2025-2, contribuyendo al aumento observado en el precio promedio del sistema durante ese periodo. Por otro lado, licitaciones como CHL 2006/02 y CHL 2010/01 muestran estabilidad en sus precios y permanecen activas durante todo el horizonte temporal, mientras que licitaciones más antiguas, como CHQ 2006/01 y CHQ 2010/01, desaparecen a partir del semestre 2025-1 y 2027-1 respectivamente, dada su expiración en el suministro.

En conjunto, los resultados evidencian que las licitaciones más recientes, que presenten precios más bajos en comparación con contratos antiguos, impactan positivamente el precio promedio del sistema hacia el final del horizonte temporal. Este comportamiento está relacionado con la competitividad de las tecnologías de generación renovable, cuyos costos han disminuido considerablemente respecto a los procesos anteriores. Por otro lado,

la influencia de los contratos antiguos, con aumento acumulado del CPI e indexadores relacionados con combustibles fósiles, se reduce gradualmente a medida que son reemplazados por estas nuevas licitaciones, contribuyendo a una reducción del precio promedio del sistema.

Tabla A.1: Variación del precio promedio de licitaciones respecto al semestre anterior.

| Semestre | 2015/01 | 2015/02 | 2017/01 | EMEL-SING 2008/01 | CHL 2006/02 |
|----------|---------|---------|---------|-------------------|-------------|
| 2025-1   | 0,11 %  | 0,12 %  | 1,86 %  | -2,47 %           | 0,25 %      |
| 2025-2   | 0,08 %  | 0,08 %  | 0,09 %  | 23,42 %           | 4,18 %      |
| 2026-1   | 1,47 %  | 1,46 %  | 1,66 %  | -3,83 %           | 0,00 %      |
| 2026-2   | 1,21 %  | 1,21 %  | 1,22 %  | -3,44 %           | 0,00 %      |
| 2027-1   | 4,65 %  | 4,67 %  | 6,00 %  | 0,00 %            | 0,00 %      |
| 2027-2   | 1,04 %  | 1,04 %  | 1,05 %  | 0,00 %            | 0,00 %      |
| 2028-1   | 1,34 %  | 1,33 %  | 1,30 %  | 0,00 %            | 0,00 %      |
| 2028-2   | 1,03 %  | 1,03 %  | 1,04 %  | 0,00 %            | 0,00 %      |

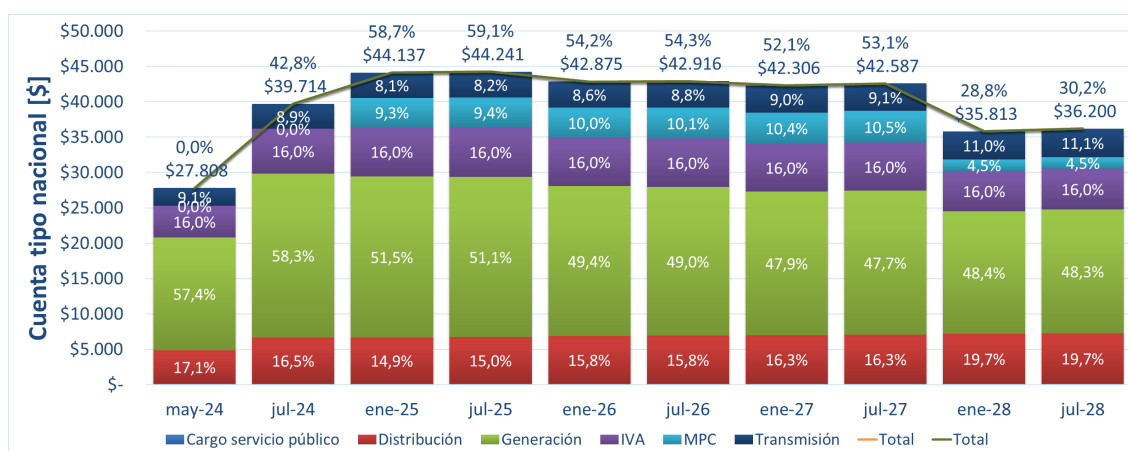


Figura A.4: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario base.

La Figura A.4 presenta la evolución de la tarifa regulada BT1A, correspondiente al consumo tipo de 180 kWh/mes, considerando los principales cargos que la componen. En mayo de 2024, la tarifa inicial es de \$27.808, monto relacionado con el congelamiento tarifario que estaba vigente desde 2019. Este nivel inicial está caracterizado por una alta participación del cargo por generación (57,4%) y distribución (17,1%), mientras que no se aplicaba el cargo por MPC en este periodo.

En el segundo semestre de 2024, la tarifa asciende a \$39.714, lo que representa un aumento significativo del 42,8%. Este ajuste se debe a la nivelación de las tarifas para clientes regulados con consumos menores a 350 kWh/mes al precio promedio del sistema, que en este periodo asciende a 96,663 [USD/MWh]. A partir del año 2025, comienza a aplicarse el cargo por MPC, representando el 9,3% de la tarifa total y marcando un nuevo componente en la estructura tarifaria.

El máximo valor de la tarifa se observa en el primer semestre de 2025, alcanzando \$44.241, donde el cargo por generación mantiene una participación predominante del 51,1%, mientras que el impacto del MPC se consolida con una participación del 9,4%. Este nivel coincide con un precio promedio del sistema de 94,312 [USD/MWh], reflejando la sensibilidad de la tarifa frente al comportamiento del precio de energía.

En los periodos siguientes, se observa una estabilización y posterior disminución en la

tarifa, alcanzando su valor más bajo de  $\$35.813$  en el primer semestre de 2028. Este descenso está impulsado principalmente por la disminución del precio promedio del sistema, el cual registra una variación acumulada de  $-10,2\%$  respecto a 2024-2, llegando a  $86,771$  [USD/MWh]. La participación del cargo por generación también muestra una reducción, pasando de  $57,4\%$  en 2024-2 a  $48,4\%$  en 2028-1.

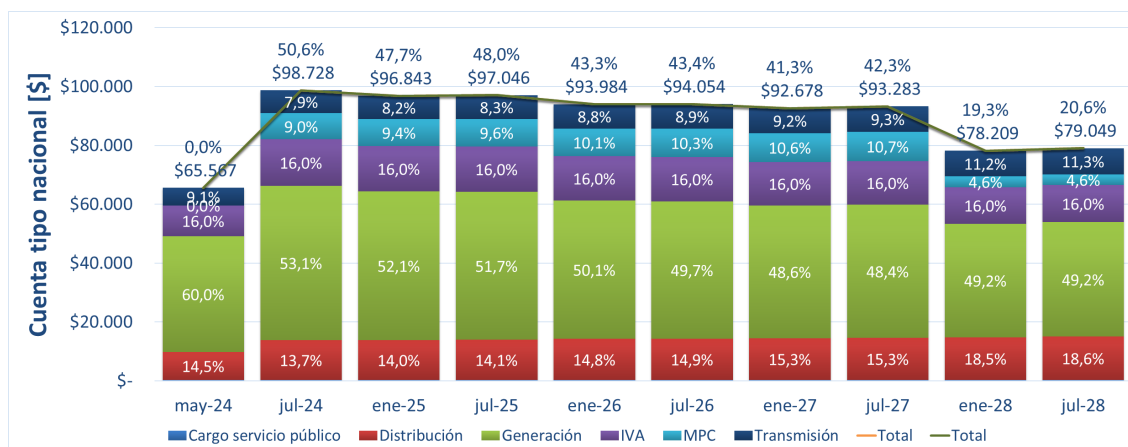


Figura A.5: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario base.

La Figura A.5 muestra la evolución de la tarifa regulada BT1A para un cliente tipo con un consumo mensual de 400 kWh. Esta tarifa sigue una estructura similar a la de la BT1A de 180 [kWh/mes], pero presenta diferencias importantes relacionadas con el mayor nivel de consumo. En mayo de 2024, la tarifa inicial es de  $\$65.567$ , destacando una participación del  $60,0\%$  correspondiente al cargo por generación y un  $14,5\%$  por distribución, mientras que no se aplica el cargo MPC durante este periodo.

En el segundo semestre de 2024, la tarifa experimenta un aumento significativo hasta  $\$98.728$ , lo que representa un incremento del  $50,6\%$  respecto al nivel inicial. Este ajuste se debe a la nivelación tarifaria para clientes regulados de mayor consumo, quienes comienzan a pagar el cargo MPC, el cual representa un  $9,0\%$  de la tarifa total a partir de este periodo. Este cambio coincide con el segundo tramo del cargo por servicio público, aplicable a consumos entre 350 [kWh/mes] y 500 [kWh/mes], aunque su impacto en la tarifa es marginal, con un peso inferior al  $1\%$ .

El valor máximo de la tarifa se alcanza en el primer semestre de 2025. Durante este periodo, el cargo por generación representa el  $53,1\%$  del total, mientras que el cargo MPC se estabiliza en un  $9\%$ . Este máximo se produce por el descongelamiento del precio de energía, sumado a la aplicación del cargo MPC, que en este semestre asciende a  $91,132$  [USD/MWh].

En los semestres siguientes, la tarifa presenta una disminución paulatina, alcanzando su nivel más bajo de  $\$78.209$  en el primer semestre de 2028. Esta reducción se encuentra alineada con la caída acumulada del precio promedio del sistema, que registra una variación de  $-10,2\%$  respecto a 2024-2, situándose en  $86,771$  [USD/MWh]. A pesar de esta disminución, el peso del cargo por generación se mantiene cercano al  $49,2\%$ , mientras que el cargo MPC disminuye al  $4,6\%$  por su disminución a  $9$  [\$/kWh].

En resumen, la evolución de la tarifa BT1A para este cliente tipo está marcada por

el impacto del cargo MPC, cuyo efecto se observa a partir del segundo semestre de 2024. La mayor diferencia respecto a la BT1A de 180 [kWh/mes] radica en el mayor nivel de consumo, que genera incrementos en algunos cargos como el servicio público, aunque con un impacto limitado en el total de la tarifa.

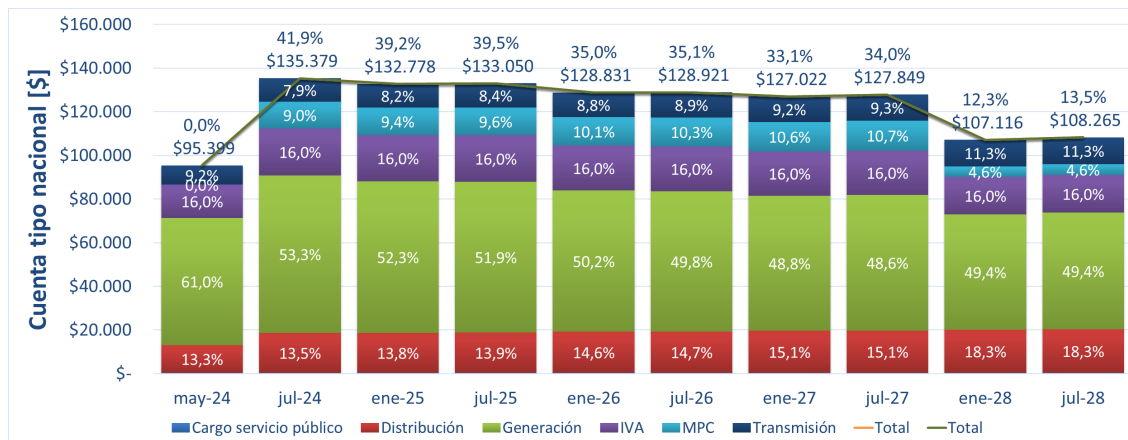


Figura A.6: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario base.

La Figura A.6 ilustra la evolución de la tarifa regulada BT1A para un cliente tipo con un consumo mensual de 550 kWh. Esta tarifa, al igual que las analizadas previamente, presenta una estructura que refleja el impacto de los cargos por generación, distribución, IVA, transmisión y MPC, siendo este último aplicable a partir del segundo semestre de 2024. En mayo de 2024, el valor inicial de la tarifa es de \$95.399, destacando la preponderancia del cargo por generación, que representa el 61,0% del total, seguido por la distribución con un 13,3%. Durante este periodo, no se aplicaba el cargo MPC debido al congelamiento tarifario vigente desde 2019.

En el segundo semestre de 2024, la tarifa incrementa significativamente hasta \$135.379, equivalente a un aumento del 41,9%. Este ajuste refleja la incorporación del cargo MPC, que representa un 9,0% de la tarifa total, además del descongelamiento del precio de energía, que en promedio ascendió a 96,663 [USD/MWh] en este periodo. El cargo por generación disminuye su peso relativo a un 53,3%, mientras que la distribución se mantiene estable con una participación del 13,5%. Adicionalmente, el cliente tipo califica en el tramo superior del cargo por servicio público (500 kWh a 1.000 kWh), lo que incrementa este componente, aunque su impacto sigue siendo menor al 1% de la tarifa total.

El valor máximo de la tarifa se alcanza en el segundo semestre de 2024, con un monto de \$135.379. En este periodo, el cargo por generación mantiene una participación del 53,3%, mientras que el MPC incrementa ligeramente su peso al 9%.

A partir del primer semestre de 2025, la tarifa comienza una tendencia descendente, alcanzando su valor más bajo de \$107.116 en el primer semestre de 2028. Este descenso está impulsado por la reducción acumulada del precio promedio del sistema, que registra una variación del -10,2% respecto a 2024-2, llegando a 86,771 [USD/MWh]. A pesar de esta disminución, el cargo por generación mantiene una participación relativamente constante del 49,4%, mientras que el cargo MPC desciende al 4,6% debido a ajustes en su cálculo.

Si bien la estructura de los cargos es similar a la de tarifas con menores consumos,

el mayor nivel de consumo amplifica el impacto de los cargos variables, especialmente el cargo por generación y el MPC, sobre el total de la tarifa.

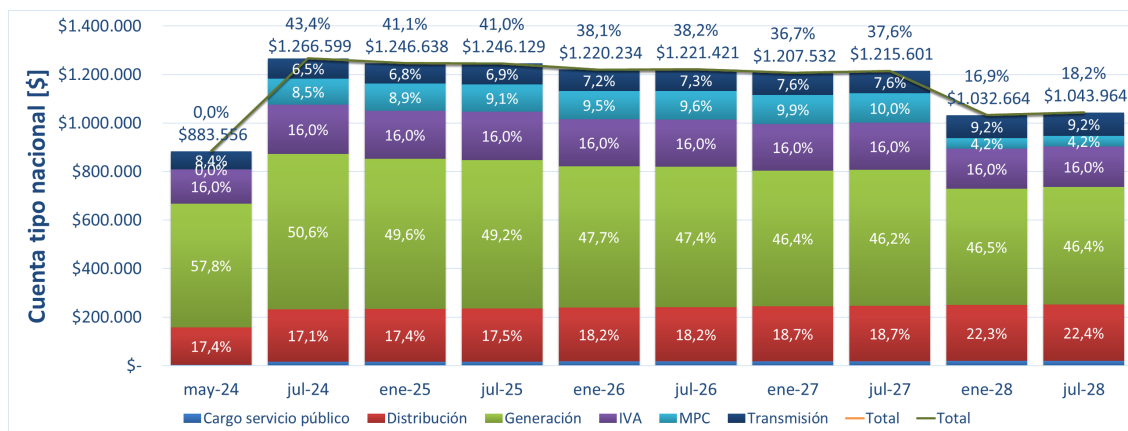


Figura A.7: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario base.

La Figura A.7 presenta la evolución de la tarifa regulada BT4.3, correspondiente a clientes industriales con suministro en baja tensión. Esta tarifa se distingue por incluir mediciones adicionales como la potencia máxima en horas punta y la potencia promedio de los últimos 12 meses, elementos que influyen en su estructura tarifaria. En mayo de 2024, la tarifa inicial es de \$883.556, destacando una alta participación del cargo por generación (57,8%) y distribución (17,4%), mientras que no se aplicaba el cargo por MPC en este periodo.

En el segundo semestre de 2024, la tarifa registra un incremento significativo, alcanzando \$1.266.599, lo que representa un aumento del 43,4%. Este ajuste se debe al descongelamiento del precio de energía, combinado con la introducción del cargo por MPC, el cual representa un 8,5% del total de la tarifa. En este semestre, se observa una mayor influencia del cargo por transmisión (6,5%) y del CSP (1,31%), este último siendo más visible que en tarifas con menor consumo debido al tramo tarifario correspondiente a clientes con consumos entre 1.000 y 5.000 [kWh/mes] y su nivel de consumo de energía al mes de 4.872 [kWh/mes].

El máximo nivel de tarifa se registra en el segundo semestre de 2024, con un valor de \$1.266.599. Durante este periodo, el cargo por generación muestra una participación del 50,6%, mientras que el cargo por MPC alcanza un 8,5%. A partir de este punto, la tarifa comienza una tendencia a la baja, en línea con la reducción del precio promedio de energía del sistema.

En los semestres siguientes, la tarifa disminuye gradualmente, alcanzando su menor valor de \$1.032.664 en el primer semestre de 2028. Esta reducción se relaciona directamente con la caída acumulada del precio promedio de energía del sistema, que registra una variación del -10,2% respecto a 2024-2, situándose en 86,771 [USD/MWh]. A pesar de esta disminución, el cargo por generación sigue representando el componente más relevante de la tarifa, con un 46,5% en este periodo, mientras que el cargo MPC se reduce al 4,2%.

Es importante destacar que, aunque el cargo por servicio público alcanza un peso máximo en la tarifa de 1,85% en 2028, este componente no tiene mayor relevancia en el

nivel de precios de la opción tarifaria.

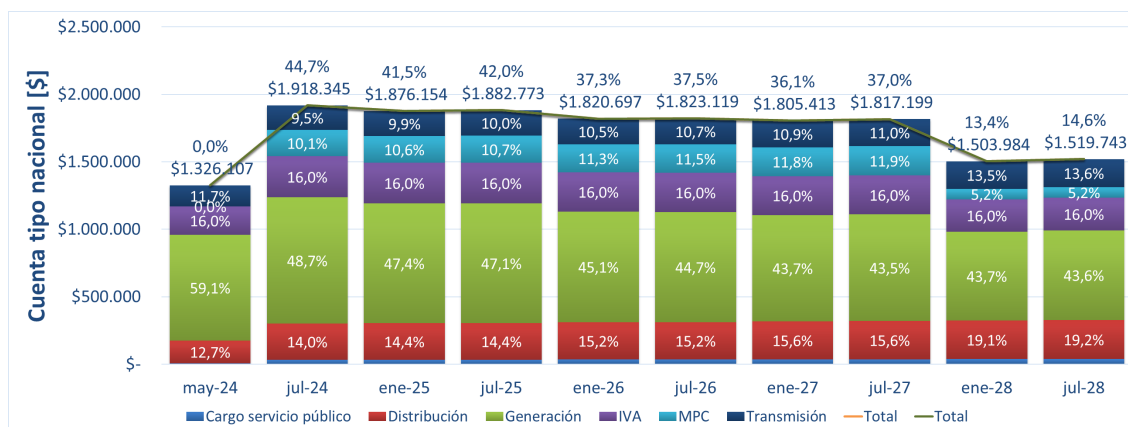


Figura A.8: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario base.

La Figura A.8 muestra la evolución de la tarifa regulada AT4.3, correspondiente a un cliente tipo con un consumo mensual de 13.629 kWh. Esta opción tarifaria, diseñada para grandes consumidores, refleja las características propias de un suministro en alta tensión, siendo el similar de la tarifa BT4.3 en baja tensión, con diferencias asociadas principalmente al mayor consumo y a los componentes tarifarios específicos de alta tensión.

En mayo de 2024, la tarifa inicial se establece en *\$1.326.107*, con una alta participación del cargo por generación (59,1 %) y distribución (12,7 %), mientras que el cargo MPC no es aplicado en este periodo. Este nivel tarifario inicial está vinculado al congelamiento de los precios de energía vigente desde 2019.

Durante el segundo semestre de 2024, la tarifa incrementa significativamente hasta alcanzar *\$1.918.345*, lo que representa un aumento del 44,7 %. Este incremento se explica por el descongelamiento del precio de la energía, el cual se ajusta al precio promedio del sistema, que en este semestre es de 96,663 [USD/MWh], junto con la aplicación del cargo MPC, que representa un 10,1 % del total. Además, debido al alto nivel de consumo mensual, este cliente tipo se clasifica en el tramo más alto del cargo por servicio público (CSP), cuya participación en la tarifa se eleva a un 2,48 % en 2028.

El máximo nivel tarifario se alcanza en el segundo semestre de 2024, con *\$1.918.345*. En este periodo, el cargo por generación disminuye su peso relativo al 48,7 %, mientras que el MPC y el CSP aumentan su participación, reflejando el impacto directo del descongelamiento de los precios y los componentes tarifarios adicionales.

A partir del año 2025, la tarifa presenta una tendencia a la estabilización, manteniéndose en torno a *\$1.820.697* hasta el segundo semestre de 2027, con ligeras disminuciones en el peso del cargo por generación, el cual desciende al 43,7 %, mientras que el cargo MPC alcanza un máximo del 11,9 % en este periodo. Finalmente, en el primer semestre de 2028, la tarifa registra su menor nivel de *\$1.503.984*, asociado a una disminución acumulada del precio promedio del sistema de -10,2 % respecto a 2024-2, alcanzando los 86,771 [USD/MWh]. En este periodo, el peso del cargo MPC cae al 5,2 %.

A diferencia de las tarifas en baja tensión, el consumo mensual significativamente más alto posiciona a los clientes en el tramo más elevado del CSP, lo que representa una

diferencia relevante respecto a las tarifas en BT, aunque su impacto en el precio total sigue siendo limitado.

### A.1.2. Resultado escenario Altos Precios del Petróleo

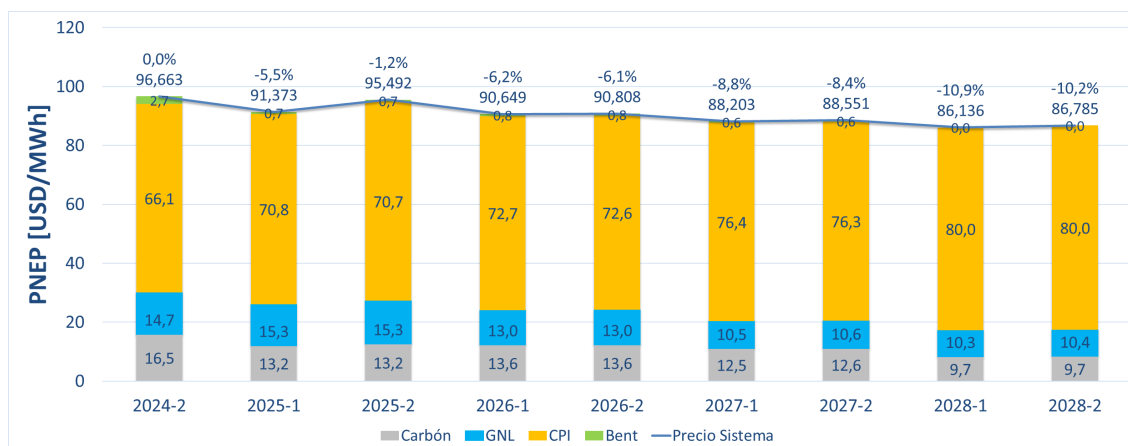


Figura A.9: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario altos precios de petróleo.

La evolución del Precio de Nudo de Energía Promedio (PNEP) en el escenario de altos precios del petróleo presenta algunas variaciones, directamente influenciadas por los cambios en los indexadores de combustibles. A continuación, se detallan las principales observaciones de este comportamiento.

El PNEP inicial en 2024-2 alcanza un valor de *96,663 [USD/MWh]*. Durante este periodo, el peso de los indexadores está distribuido de la siguiente manera: el CPI contribuye con un 66,1%, el carbón con un 16,5%, el GNL con un 14,7% y el Brent con un 2,7%. Esta composición de la cartera de contratos no difiere con el escenario base, ya que solo se modifican los indexadores.

En el primer semestre de 2025, el PNEP desciende a *91,373 USD/MWh*, una disminución atribuida a la entrada de contratos nuevos asociados a la licitación 2017/01 y salida de contratos antiguos asociados las licitaciones SIC 2013/01 y varias del año 2006, esto modifica la participación de los indexadores, que aumenta la participación del CPI alcanzando un 70,8%, y reduce la participación de indexadores asociados a combustibles fósiles como se ve en la participación del carbón (13,2%) y Brent (0,7%). Sin embargo, en el segundo semestre de 2025, el PNEP experimenta un aumento notable hasta *95,492 USD/MWh*, lo que se explica por un cambio significativo en los valores de los indexadores de combustibles utilizados para la fijación. Este incremento ocurre a pesar de que no se incorporan nuevos contratos ni salen contratos vigentes, y se debe exclusivamente a los cambios en los indexadores:

- El índice del GNL, con un peso de 15,3%, aumenta en un 89,58% respecto al primer semestre.
- El índice del Brent, aunque presenta un aumento significativo del 73,58%, su impacto es mínimo debido a su participación reducida de 0,7%.

- El índice del carbón disminuye en un 27,18 %, pero su peso relativo del 13,2 % modera parcialmente el aumento causado por el GNL.

Entre 2026 y 2027, se observa una tendencia a la estabilización en el PNEP, con valores que oscilan entre *90,649 USD/MWh* en 2026-1 y *88,203 USD/MWh* en 2027-1. Este comportamiento refleja la disminución continua de los pesos del carbón y GNL, que se reducen a 12,5 % y 10,5 %, respectivamente, en 2027-1. En contraste, el CPI incrementa su peso al 76,4 %, siendo el componente predominante que regula el sistema. Todos estos efectos producidos por la entrada de licitaciones como 2021/01, 2022/01 y 2023/01, indexadas en un 100 % al CPI, como también a la salida de contratos antiguos.

Finalmente, en 2028, el PNEP llega a su nivel más bajo, alcanzando *86,136 USD/MWh* en 2028-1 y *86,785 USD/MWh* en 2028-2. Este descenso se explica principalmente por la reducción continua del peso del carbón (9,7 %) y del GNL (10,4 %), mientras que el CPI incrementa su participación hasta un 80,0 %.

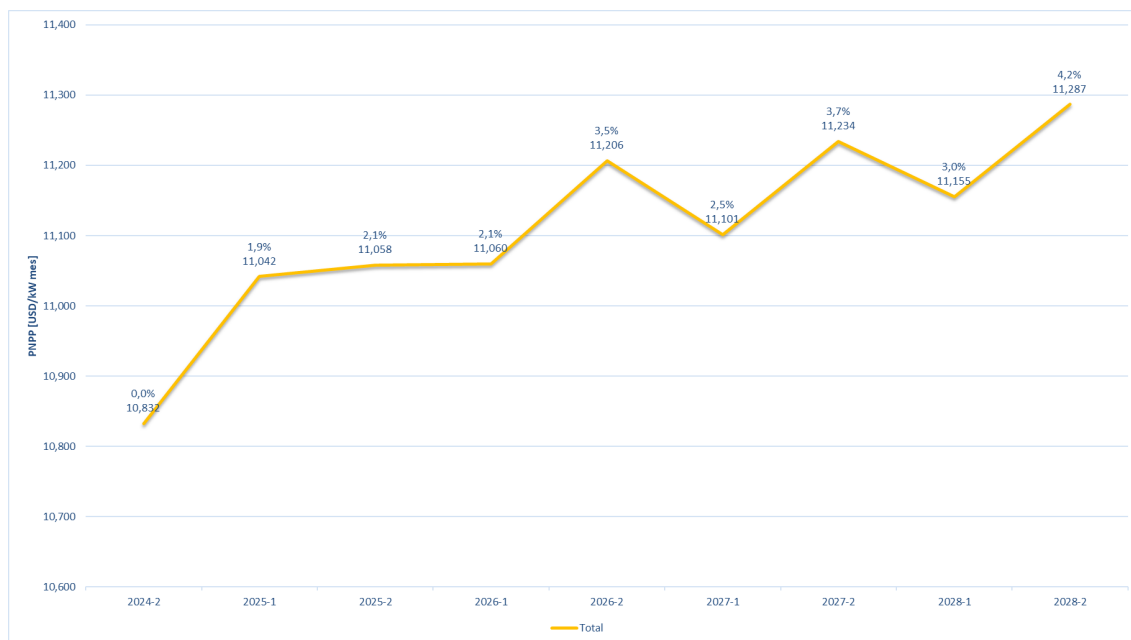


Figura A.10: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario altos precios de petróleo.

En la Tabla A.2 se presentan las diferencias en los precios promedio de las licitaciones que incluyen parte de su energía indexada a índices de combustibles fósiles. Este análisis permite interpretar que, hasta el año 2027, el escenario de precios altos del petróleo presenta precios promedio de energía superiores en comparación con el escenario base. Sin embargo, a partir de 2027, el precio del GNL resulta mayor en el escenario base, mientras que la licitación CHL 2010/01, que contiene energía indexada al Brent, deja de estar vigente, eliminando la influencia de precios excesivamente caros del Brent en el precio promedio de energía.

Tabla A.2: Variación en el precio promedio ponderado de las licitaciones indexadas a combustibles fósiles.

| Semestre | CHL 2006/02    | CHL 2010/01    | CHQ 2010/01    | EMEL-SING 2008/01 | SIC 2013/03.2 | Total general |
|----------|----------------|----------------|----------------|-------------------|---------------|---------------|
| 2024-2   | 0,0 %          | 0,0 %          | 0,0 %          | 0,0 %             | 0,0 %         | 0,0 %         |
| 2025-1   | 0,1 %          | 1,9 %          | 1,0 %          | 1,2 %             | 0,2 %         | 0,6 %         |
| 2025-2   | 0,5 %          | 11,7 %         | 6,1 %          | 2,6 %             | 0,8 %         | 2,8 %         |
| 2026-1   | sin suministro | 12,1 %         | 6,3 %          | 1,0 %             | 0,4 %         | 3,3 %         |
| 2026-2   | sin suministro | 12,7 %         | 6,6 %          | -0,5 %            | 0,0 %         | 3,1 %         |
| 2027-1   | sin suministro | 12,7 %         | sin suministro | sin suministro    | -0,5 %        | 2,0 %         |
| 2027-2   | sin suministro | 12,5 %         | sin suministro | sin suministro    | -1,1 %        | 1,8 %         |
| 2028-1   | sin suministro | sin suministro | sin suministro | sin suministro    | -1,4 %        | -0,3 %        |
| 2028-2   | sin suministro | sin suministro | sin suministro | sin suministro    | -1,7 %        | -0,4 %        |

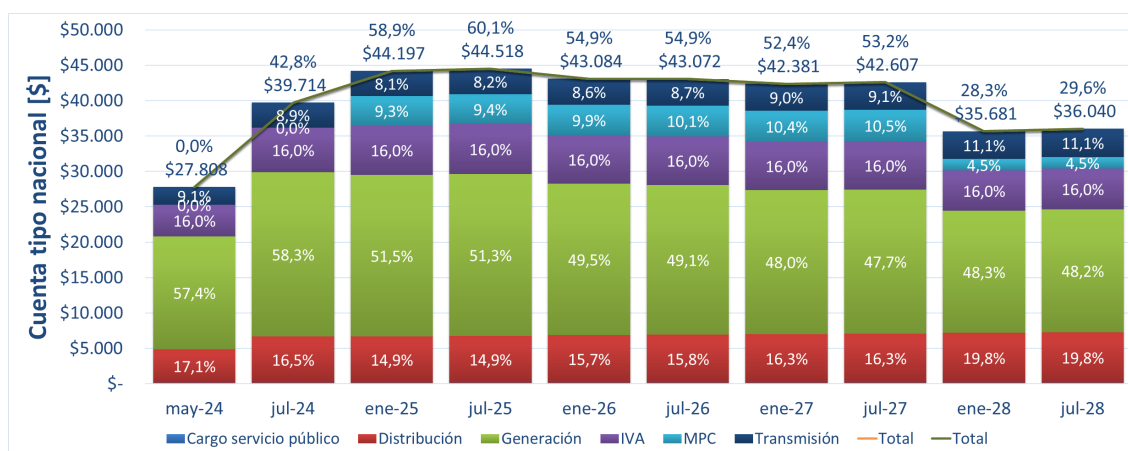


Figura A.11: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de precios del petróleo altos.

En la Figura A.11 se presenta la evolución de la tarifa regulada BT1A para un cliente tipo con un consumo mensual de 180 [kWh]. La tarifa inicial en mayo de 2024 es de \$27.808, misma que en el escenario base, dado que aún se encuentra bajo el congelamiento tarifario de 2019. En este periodo, la composición tarifaria se caracteriza por una alta participación del cargo por generación, representando un 57,4% del total, y un 17,1% correspondiente a distribución. No se incluye el cargo MPC en esta etapa.

A partir del segundo semestre de 2024, la tarifa asciende a \$39.714, reflejando un incremento del 42,8%, debido al descongelamiento del precio de energía. Comparado con el escenario base, se observa que el aumento es consistente y no presenta grandes variaciones, dado que los indexadores aún no generan una diferencia significativa.

El valor máximo de la tarifa se alcanza en el primer semestre de 2025 con \$44.518. Este incremento es principalmente explicado por el impacto de los mayores valores del GNL, que aumentaron un 89,58% respecto al semestre anterior y tienen un peso cercano al 15% en el precio promedio del sistema. Esto coincide con el aumento del cargo por generación, que representa un 51,3% del total, y el cargo MPC, que alcanza un 9,4%.

En los semestres siguientes, la tarifa desciende progresivamente hasta su valor más bajo de \$35.681 en el primer semestre de 2028. La disminución está impulsada por la reducción acumulada de los precios del sistema, en línea con la caída de los valores del GNL a partir

de 2026. Cabe destacar que el peso del cargo por generación disminuye de manera similar al escenario base, alcanzando un 48,3 % en este periodo.

Finalmente, el nivel al término del horizonte es de \$36.040, manteniéndose consistente con la tendencia decreciente observada en el escenario base. A pesar de las diferencias en los indexadores del GNL y el Brent, su impacto global en la tarifa final es reducido, reflejando la limitada participación del Brent y el carácter transitorio del incremento en los valores del GNL.

En resumen, las diferencias respecto al escenario base son mínimas, dado que los cambios en los indexadores no logran alterar significativamente la estructura tarifaria. Esto se traduce en que los valores inicial, máximo y final de la tarifa BT1A de 180 [kWh] presentan una evolución alineada a los resultados previamente observados.

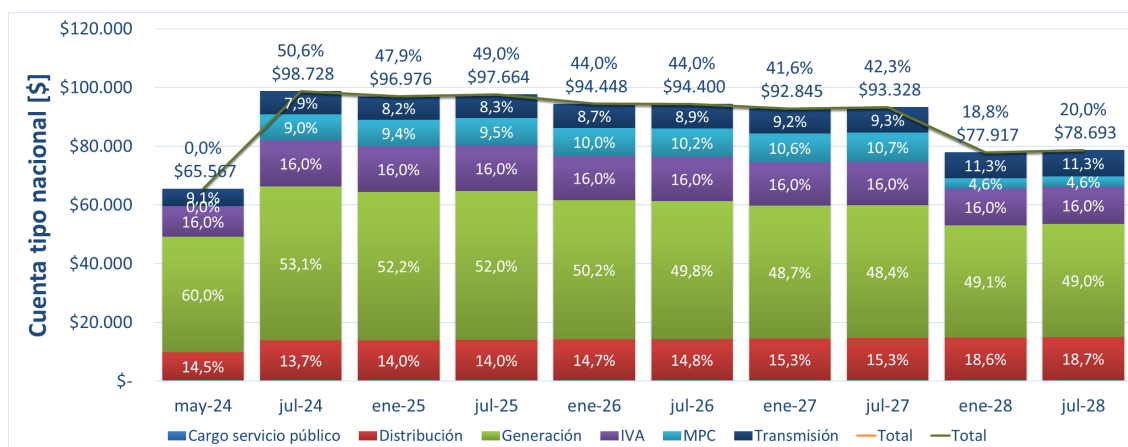


Figura A.12: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de precios del petróleo altos.

La Figura A.12 presenta la evolución de la tarifa regulada BT1A para un cliente tipo con un consumo mensual de 400 kWh bajo el escenario de precios altos del petróleo. Al igual que en el caso de 180 [kWh], esta tarifa incluye los cargos por distribución, generación, IVA, MPC y transmisión, pero con montos ajustados por el mayor nivel de consumo.

En mayo de 2024, la tarifa inicial es de \$65.567, con una alta participación del cargo por generación (60,0 %) y distribución (14,5 %). Este nivel inicial no considera el cargo MPC debido al congelamiento tarifario vigente desde 2019.

En el segundo semestre de 2024, la tarifa aumenta significativamente a \$98.728, un incremento del 50,6 % respecto al nivel inicial y siendo el nivel de precio más alto alcanzado en el horizonte de simulación. Este aumento se explica por el descongelamiento del precio de la energía y la inclusión del cargo MPC, que representa un 9,0 % del total en este periodo. Además, la generación disminuye su participación relativa, bajando a un 53,1 %, lo que se compensa parcialmente con el incremento en el peso del MPC.

Durante el segundo semestre de 2025, la tarifa alcanza un monto de \$97.046. En este periodo, el cargo por generación continúa su disminución relativa (51,7 %), mientras que el MPC se estabiliza en un 9,6 % del total. Este comportamiento se encuentra alineado con el impacto del aumento en los indexadores de combustibles fósiles, particularmente del

GNL, que presentó un incremento del 89,58 % en los índices utilizados para la fijación de este semestre. Se puede notar que el aumento del precio de energía en el segundo semestre de 2025 se ve mitigado por la baja en el tipo de cambio de los últimos 6 meses 3.12 respecto a esa fijación, manteniendo el nivel tarifario del semestre anterior prácticamente.

A partir de 2026, se observa una estabilización y posterior disminución en la tarifa, alcanzando su valor más bajo de \$78.209 en el primer semestre de 2028. Este descenso es consistente con la caída acumulada en el precio promedio del sistema, que se reduce en 10,2 % entre 2024-2 y 2028-1, además de la disminución en el peso del cargo MPC, que baja a 4,6 % en el mismo periodo.

Si bien el comportamiento general de la tarifa es similar al caso base, el impacto del aumento en los indexadores se traduce en una mayor tarifa promedio durante los primeros años y una leve disminución de la tarifa al final del periodo.

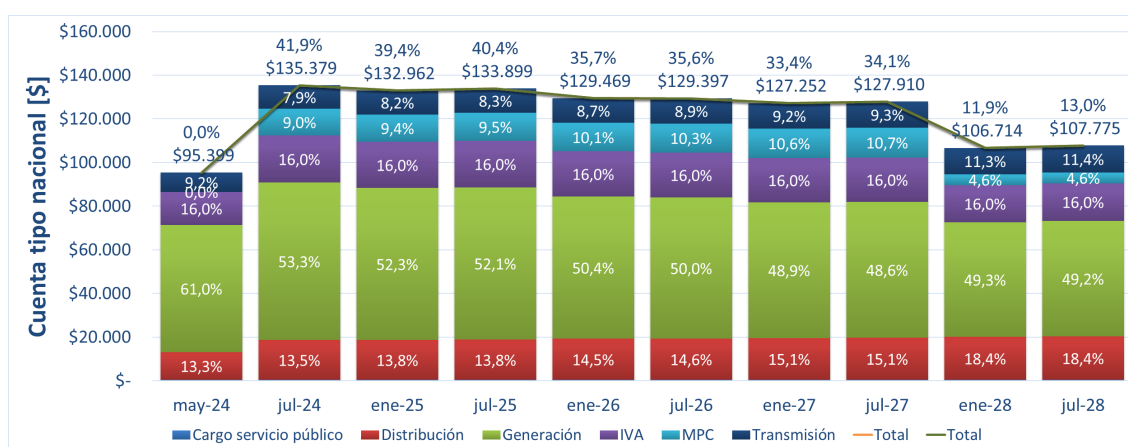


Figura A.13: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de precios del petróleo altos.

La Figura A.13 presenta la evolución de la tarifa regulada BT1A para un cliente tipo con un consumo mensual de 550 [kWh]. En mayo de 2024, la tarifa inicial es de \$95.399, destacando la alta participación del cargo por generación (61,0%) y un cargo por distribución de 13,3%. Comparada con el escenario base, este nivel inicial es significativamente mayor debido al mayor consumo del cliente tipo, aunque los porcentajes de los cargos mantienen proporciones similares.

En el segundo semestre de 2024, la tarifa aumenta a \$135.379, lo que representa un incremento del 41,9%. Esto se debe a la aplicación del cargo MPC, que alcanza un 9,0% de la tarifa total. Este semestre resulta ser el de mayor nivel de cuenta final y es exactamente el mismo valor que en el escenario base, ya que utiliza valores reales de 2024.

En el primer semestre de 2025 se observa una leve baja en la cuenta final, con un total de \$133.899. En este periodo, el peso del cargo por generación es del 52,1%, y el cargo MPC alcanza un 9,5%.

En los semestres siguientes, la tarifa desciende gradualmente hasta alcanzar su nivel más bajo de \$106.714 en el primer semestre de 2028. Este comportamiento es consistente con la reducción acumulada del precio promedio del sistema y del cargo MPC, que disminuye a 4,6%. Respecto al escenario base, la disminución del precio promedio del sistema

es más marcada en este escenario, debido a la caída de los precios del GNL en los últimos semestres.

En comparación con el escenario base, los niveles tarifarios totales son ligeramente más altos en este caso debido al impacto de los mayores costos del GNL durante los primeros años del periodo analizado. Sin embargo, la tendencia decreciente de la tarifa es similar en ambos escenarios.

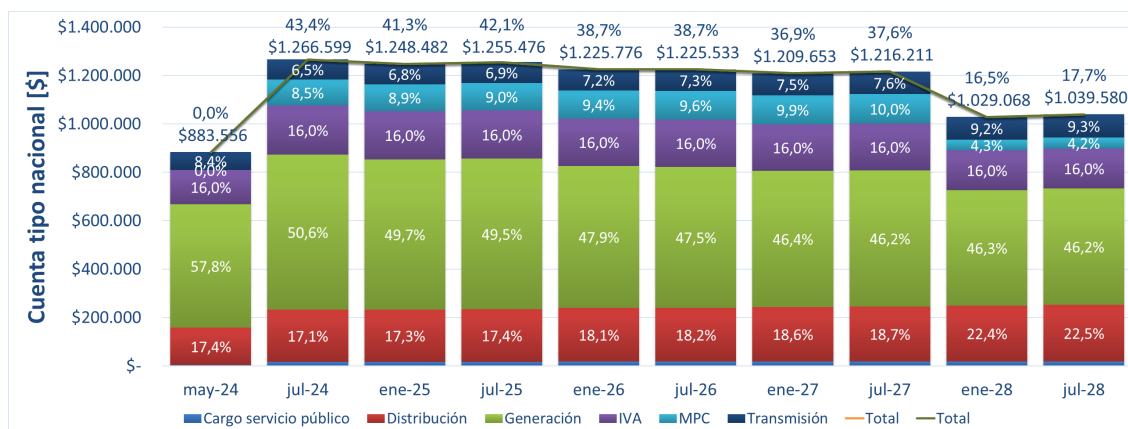


Figura A.14: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de precios del petróleo altos.

La Figura A.14 muestra la evolución de la tarifa regulada BT4.3 para el escenario de precios altos del petróleo. En mayo de 2024, el valor inicial de la tarifa es de \$883.556, consistente con el nivel tarifario observado en todos los escenarios debido al congelamiento de precios vigente en ese periodo.

Durante el segundo semestre de 2024, la tarifa experimenta un aumento significativo hasta alcanzar \$1.266.599. Este incremento refleja el descongelamiento del precio de la energía y la incorporación del cargo MPC a la estructura tarifaria. El componente de generación disminuye su participación relativa al 50,6%, en comparación con el 57,8% de mayo de 2024, mientras que el cargo MPC representa un 8,5% de la tarifa total en este periodo.

En el primer semestre de 2025, la tarifa desciende levemente a \$1.248.482 debido a la reducción del precio promedio de la energía del sistema (PNEP), que disminuye de 96,663 [USD/MWh] en el segundo semestre de 2024 a 91,373 [USD/MWh]. Sin embargo, en el segundo semestre de 2025, la tarifa vuelve a subir ligeramente hasta \$1.255.476, debido al incremento en los índices de precios de combustibles como el GNL, que registra un aumento del 89,58% en promedio entre semestres y el efecto de mitigación de la baja en el tipo de cambio que se reduce a 876 [\$USD].

A partir de 2026, la tarifa sigue una tendencia decreciente, alcanzando su nivel mínimo de \$1.029.068 en el primer semestre de 2028, alcanzando valores inferiores al caso base en los últimos años del horizonte evaluado. Para este periodo, el precio promedio de la energía del sistema es de 86,136 [USD/MWh], un valor levemente menor al del escenario base, lo que se refleja en tarifas más bajas para los clientes.

En términos de composición, el peso del componente de generación en la tarifa disminuye progresivamente desde un 57,8% en mayo de 2024 hasta un 46,3% en el primer

semestre de 2028. Por otro lado, el cargo por transmisión aumenta su participación relativa en la tarifa, alcanzando un 9,2 % en el mismo periodo.

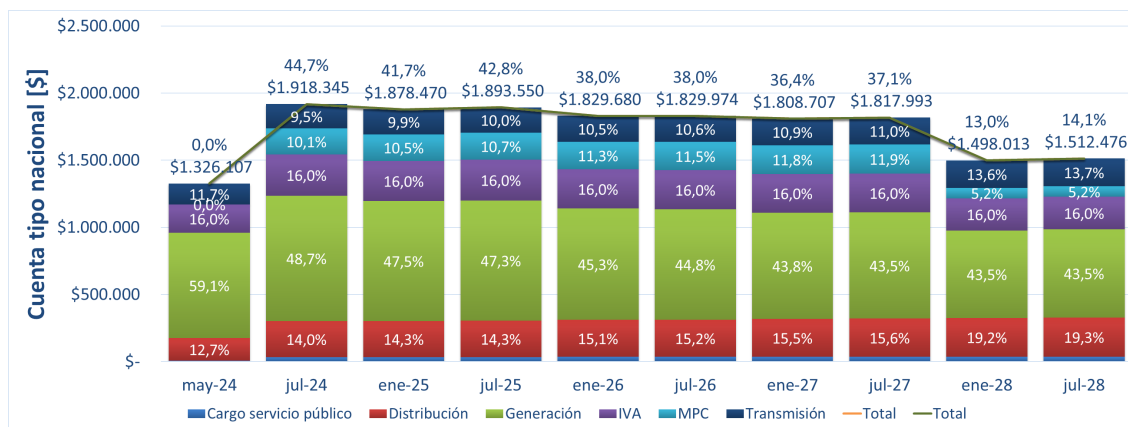


Figura A.15: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de precios del petróleo altos.

La evolución de la tarifa AT4.3 para clientes industriales en alta tensión en el escenario de precios altos del petróleo presenta variaciones importantes respecto al escenario base. En mayo de 2024, la tarifa inicia en \$1.326.107, idéntica en ambos escenarios debido a la congelación inicial. Durante el segundo semestre de 2024, la tarifa asciende a \$1.918.345, impulsada por la nivelación tarifaria y la incorporación del cargo MPC, el cual representa un 10,1 % en este periodo.

El máximo tarifario se registra en el primer semestre de 2025, alcanzando un valor de \$1.878.470, menor al semestre anterior por la baja del precio de energía del sistema. Sin embargo, en el segundo semestre de 2025, a pesar de un incremento en el precio promedio de la energía del sistema, la tarifa disminuye a \$1.893.550. Este comportamiento se explica por el efecto mitigante de la disminución en el tipo de cambio, que alcanza los 876 \$/USD, contrarrestando parcialmente el impacto del alza en los costos de generación.

A partir de 2026, la tarifa sigue una tendencia decreciente, alcanzando un mínimo de \$1.498.013 en el primer semestre de 2028. Este nivel es más bajo que el registrado en el escenario base, debido a la disminución más pronunciada en los precios del GNL durante los últimos años del horizonte analizado. En este periodo, el peso del componente de generación se estabiliza en 43,5 %, mientras que el componente de transmisión aumenta a 13,6 %.

En comparación con el escenario base, las tarifas totales son ligeramente superiores entre 2024 y 2026 debido al mayor precio del GNL en este escenario. No obstante, hacia el final del periodo, la disminución del precio del GNL permite que las tarifas sean más bajas, con una diferencia de aproximadamente 2 % respecto al escenario base en los últimos semestres analizados.

### A.1.3. Resultado escenario Renegociación de Contratos de la Licitación 2013/03.2

En el siguiente escenario, se muestran los resultados del escenario que considera una renegociación de contratos producto de la revisión de precios a favor del cliente regulado. En este sentido, se realizaron modificaciones al precio de adjudicación de los contratos de la licitación SIC 2013/03.2 reduciendo su valor hasta un 90 %, 75 % y 50 % para realizar una sensibilidad. Como se puede observar en la Figura 3.1 esta es una de las licitaciones más importante con energía adjudicada y tiene uno de los precios de adjudicación más altos.

#### A.1.3.a. Resultado de Renegociación al 90 % del precio adjudicado

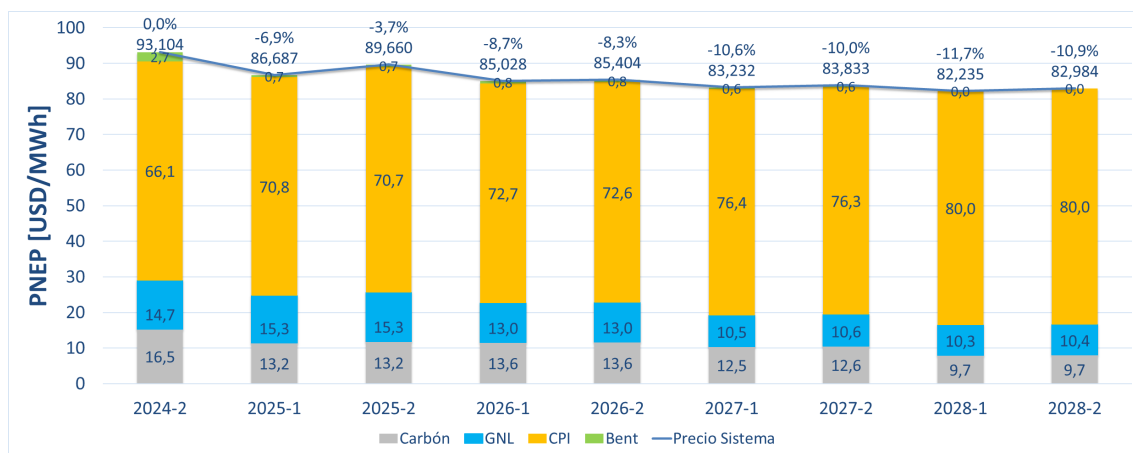


Figura A.16: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

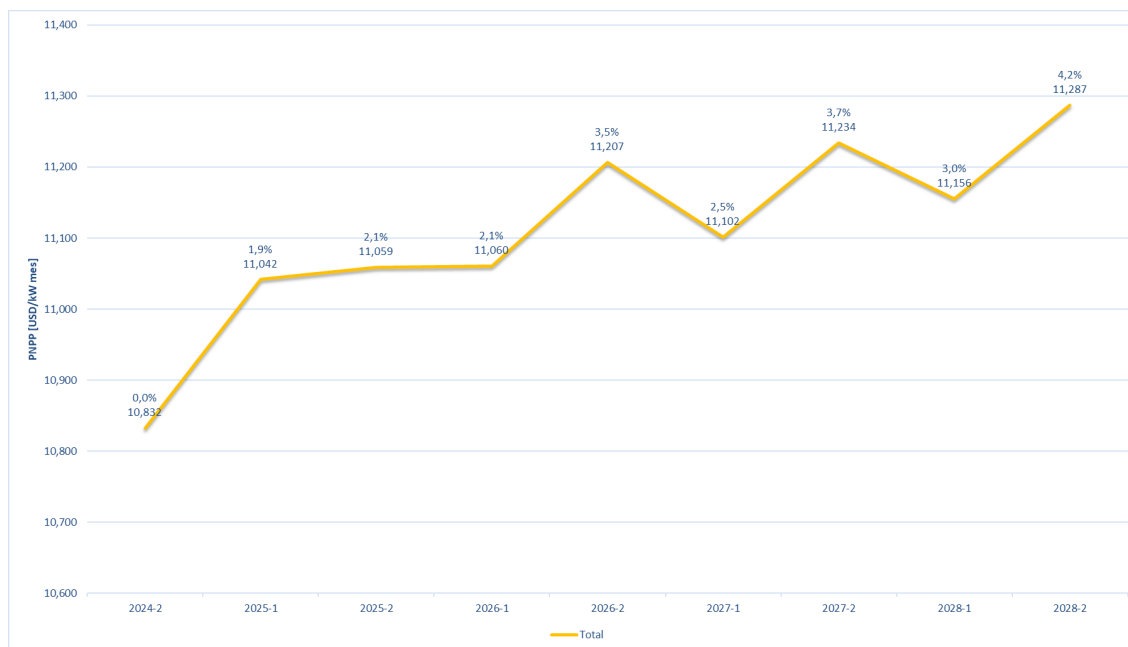


Figura A.17: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

La renegociación de los contratos correspondientes a la licitación SIC 2013/03\_2, considerando una reducción al 90 % del precio adjudicado, genera una disminución significativa en el Precio de Nudo de Energía Promedio (PNEP) respecto al escenario base. Este efecto es atribuible a la alta participación de esta licitación en el despacho total, representando aproximadamente el 35 % de la energía adjudicada, y al elevado precio original de adjudicación de sus contratos.

En el semestre 2024-2, el PNEP disminuye de 96,663 USD/MWh en el escenario base a 93,104 USD/MWh en este escenario, lo que representa una reducción del 3,7%. Esta disminución inicial refleja el impacto directo de la renegociación sobre los precios del sistema, dado el peso significativo de esta licitación en el suministro total.

Para el año 2025, se observa una reducción continua en el PNEP. En el primer semestre, el PNEP disminuye de 91,132 USD/MWh a 86,687 USD/MWh, lo que equivale a una reducción del 4,9%. En el segundo semestre, el PNEP baja de 94,312 USD/MWh a 89,660 USD/MWh, manteniéndose la misma proporción de reducción del 4,9%.

Durante el año 2026, el PNEP continúa disminuyendo en comparación con el escenario base. En el primer semestre, el precio promedio cae de 89,722 USD/MWh a 85,028 USD/MWh, mientras que en el segundo semestre se reduce de 90,108 USD/MWh a 85,404 USD/MWh, lo que corresponde a una disminución promedio del 5,2%.

A partir de 2027, el impacto de la renegociación mantiene una tendencia constante, esto se debe a que la participación de los contratos de esta licitación, a partir de este año, se mantiene relativamente constante, tal como se observa en las Figuras de la sección A.5.0.a. En el primer semestre, el PNEP disminuye de 87,835 USD/MWh a 83,232 USD/MWh (-5,2%), mientras que en el segundo semestre cae de 88,449 USD/MWh a 83,833 USD/MWh (-5,2%). Para 2028, se observa una reducción sostenida, en el primer semestre, el PNEP baja de 86,771 USD/MWh a 82,235 USD/MWh (-5,2%), y en el segundo

semestre, disminuye de 87,560 USD/MWh a 82,984 USD/MWh (-5,2 %).

Es importante destacar que los porcentajes de participación de los combustibles (carbón, GNL, Brent) y del índice CPI permanecen constantes entre ambos escenarios, lo que confirma que las diferencias observadas en el PNEP se deben exclusivamente a la renegociación de los contratos de la licitación SIC 2013/03\_2 y no a la modificación de la composición de la cartera de contratos. Este resultado evidencia que una disminución en el precio de adjudicación de contratos con alta participación en el despacho puede afectar de manera efectiva los niveles de precios promedio del sistema.

Por último, se destaca que la variación del precio de energía en el último periodo, respecto al semestre de 2024-2, es de un -10,9 %, mayor a la caída final del escenario base, que es del -9,4 %.

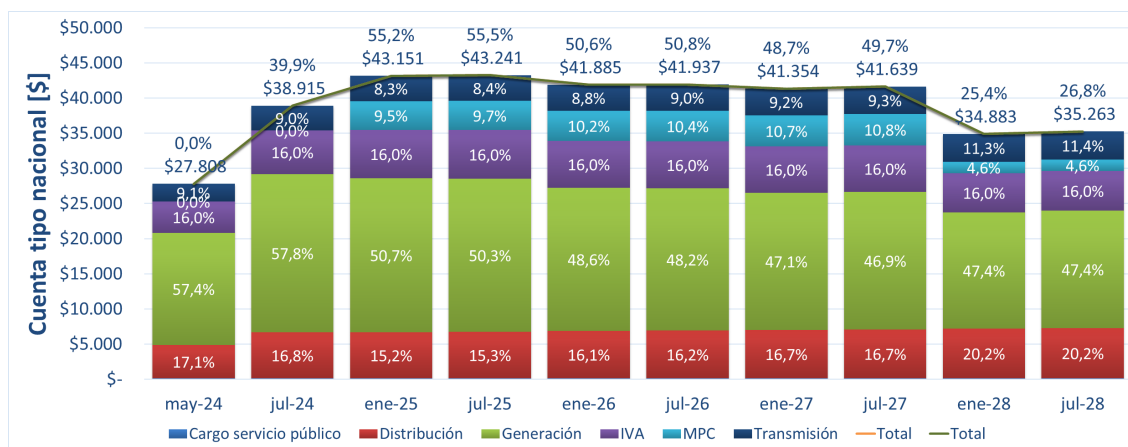


Figura A.18: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa **BT1A con consumo de 180 [kWh/mes]** muestra que las modificaciones realizadas en el precio de generación en el escenario con renegociación al 90 % del precio adjudicado tienen un impacto significativo en la estructura tarifaria. Como se observa en la Figura A.18, el porcentaje de participación del componente de generación disminuye respecto al escenario base (1 % aproximadamente), principalmente debido a la reducción en el precio promedio de la energía del sistema (*PNEP*) derivada de la renegociación de los contratos de la licitación SIC 2013/03\_2.

En el escenario base, el precio de generación representaba un promedio del 58,3 % durante el primer semestre de 2025, mientras que en el escenario con renegociación al 90 %, este valor desciende a un 48,3 %. Este comportamiento se debe a una disminución en el *PNEP*, que pasó de 94,312 [USD/MWh] en el segundo semestre de 2025 a 89,660 [USD/MWh] en el escenario con renegociación. Este efecto de reducción en el cargo por energía se mantiene durante todo el periodo, siendo en los últimos años (2028), donde el componente de generación alcanza un 47,4 %, que prácticamente se reduce en 1 punto porcentual respecto al peso del cargo de energía del 48,3 % para el mismo año en el escenario base.

El tipo de cambio también juega un rol importante, especialmente en el segundo semestre de 2025. A pesar de un ligero aumento en el precio de energía del sistema durante

este semestre, la reducción del tipo de cambio a 876 [\$/USD] contribuyó a mitigar el impacto en el componente de generación producido por el alza en los indexadores durante ese semestre, como se observa en la Figura A.18.

Finalmente, el análisis demuestra que la renegociación de los contratos de la licitación SIC 2013/03.2 impacta alrededor del 1 % en la tarifa total de los clientes regulados, reduciendo su costo general de generación.

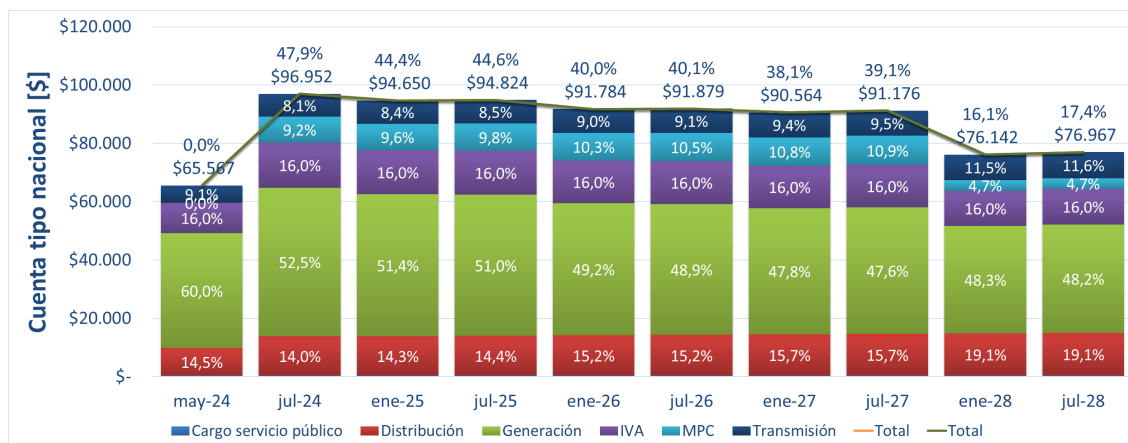


Figura A.19: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1A con consumo de 400 [kWh/mes] en el escenario de renegociación al 90 % del precio adjudicado refleja un impacto significativo en el componente de generación, como se muestra en la Figura A.19. Esta modificación resulta en una disminución en el porcentaje de participación del componente de generación respecto al escenario base, evidenciando una reducción promedio de 2,31 puntos porcentuales (promedio de las variaciones porcentuales respecto al escenario base).

En el escenario base, la componente de generación representaba un promedio del 53,1 % en el primer semestre de 2025, mientras que en el escenario con renegociación al 90 %, este valor disminuye a 52,5 %. Este comportamiento está asociado directamente a la reducción en el PNEP, que pasó de 94,312 [USD/MWh] en el segundo semestre de 2025 en el escenario base a 89,660 [USD/MWh] en el escenario renegociado. Este efecto se mantiene durante todo el periodo analizado, siendo más notable en el último año (2028), donde el componente de generación alcanza un 48,2 %, mientras que en el escenario base este representaba un 49,2 %. De esta manera, para un cliente de estas características, el impacto en el peso del cargo de generación rondaría el 1 % durante todo el periodo.

El efecto del tipo de cambio, que se redujo a 876 [\$/USD] en el segundo semestre de 2025, mitiga los efectos de los aumentos observados en los indexadores durante dicho semestre, como se observa en la Figura A.19. A pesar de la ligera alza en los precios de los indexadores, la reducción en el tipo de cambio permitió contener los aumentos en el costo de generación en la tarifa.

Por último, el análisis muestra que la renegociación de contratos en la licitación SIC 2013/03.2 logra disminuir el peso del componente de generación y, por consiguiente, la tarifa total de los clientes regulados, en un 3,88 % en promedio durante el periodo analizado.

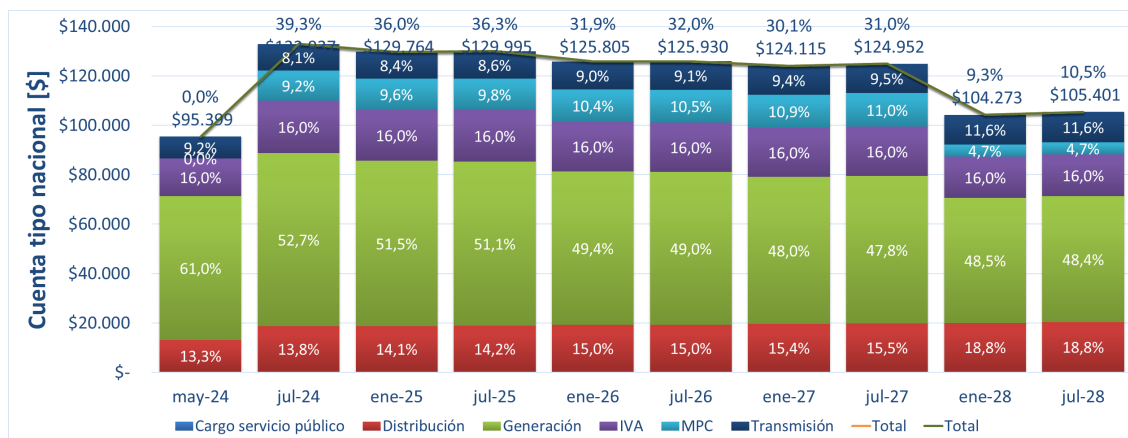


Figura A.20: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1A con consumo de 550 [kWh/mes] bajo el escenario de renegociación al 90 % del precio adjudicado revela una reducción en el peso del componente de generación respecto al escenario base. Como se observa en la Figura A.20, el componente de generación disminuye su participación en la estructura tarifaria, alcanzando una reducción promedio de 3,88 % en el costo de energía base durante los periodos analizados.

En el escenario base, la componente de generación representaba en promedio un 51,7 % durante el segundo semestre de 2025. Sin embargo, en el escenario con renegociación al 90 %, este porcentaje disminuye a un 51,1 %, lo cual se atribuye a la reducción del precio promedio de energía del sistema (*PNEP*), que pasó de 94,312 [USD/MWh] en el escenario base a 89,660 [USD/MWh] bajo renegociación. Esta tendencia se mantiene hasta el final del periodo analizado, donde el peso del componente de generación en el escenario renegociado para el año 2028 es de un 48,4 %, mientras que en el escenario base era de 49,2 %, representando una disminución neta de casi 1 punto porcentual en el peso del cargo de energía.

Además, el tipo de cambio durante el segundo semestre de 2025, fijado en 876 [\$/USD], mitiga los aumentos esperados por los índices de combustibles fósiles del segundo semestre de 2025, como el GNL, que tiene un impacto relevante en los contratos indexados. Como resultado, no se produce un alza importante en la componente de generación, contribuyendo a una menor tarifa total, como se detalla en la Figura A.20.

Finalmente, la tarifa total también experimenta una reducción promedio de 2,32 % respecto al escenario base durante el periodo analizado, sin incluir el mes de mayo, que permanece congelado. Este comportamiento refleja la efectividad de la renegociación de los contratos en la licitación SIC 2013/03\_2 para disminuir los costos de energía en las cuentas de los clientes regulados.

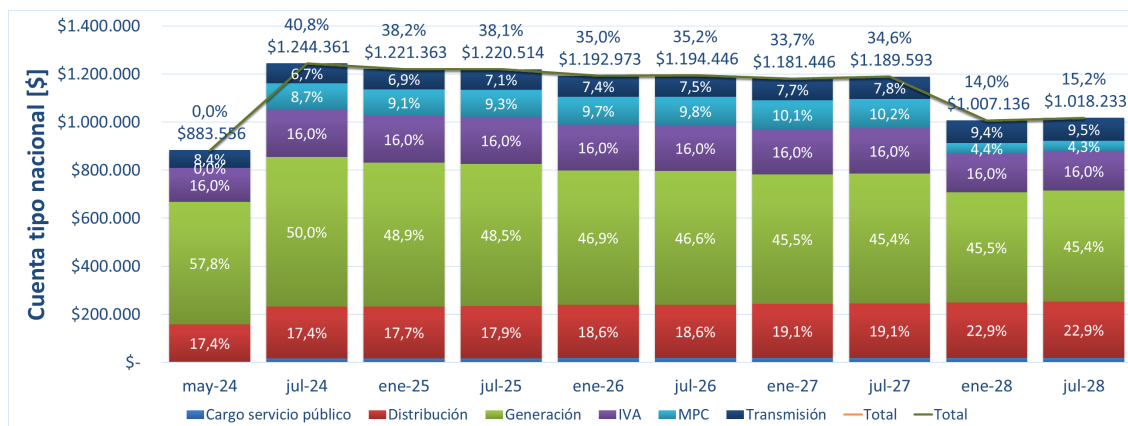


Figura A.21: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT4.3 en el escenario de renegociación al 90 % del precio adjudicado refleja un impacto en el componente de generación, como se observa en la Figura A.21. Esta renegociación produce una disminución en el porcentaje de participación del componente de generación respecto al escenario base.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del 49,6 % en el primer semestre de 2025, mientras que en el escenario con renegociación al 90 %, este valor disminuye a 48,9 %. Este comportamiento está directamente relacionado con la reducción del *PNEP*, que pasó de *94,312 [USD/MWh]* en el segundo semestre de 2025 en el escenario base a *89,660 [USD/MWh]* en el escenario renegociado. Este efecto se amplifica en los últimos años del periodo analizado, donde el componente de generación alcanza un 45,4 % en 2028, en comparación con un 46,5 % en el escenario base.

El tipo de cambio, que disminuyó a 876 [\$/USD] en el segundo semestre de 2025, jugó un rol crucial al mitigar los efectos de los aumentos observados en los indexadores durante dicho semestre, como se muestra en la Figura A.21. A pesar de una leve alza en los precios de los indexadores, la reducción en el tipo de cambio permitió limitar los incrementos en el costo de generación, contribuyendo a una estabilización de la tarifa total.

Finalmente, la renegociación de contratos en la licitación SIC 2013/03.2 redujo la tarifa total de los clientes regulados en un 2,17 % en promedio durante el periodo analizado, lo que representa un impacto relevante en beneficio de los consumidores industriales en baja tensión.

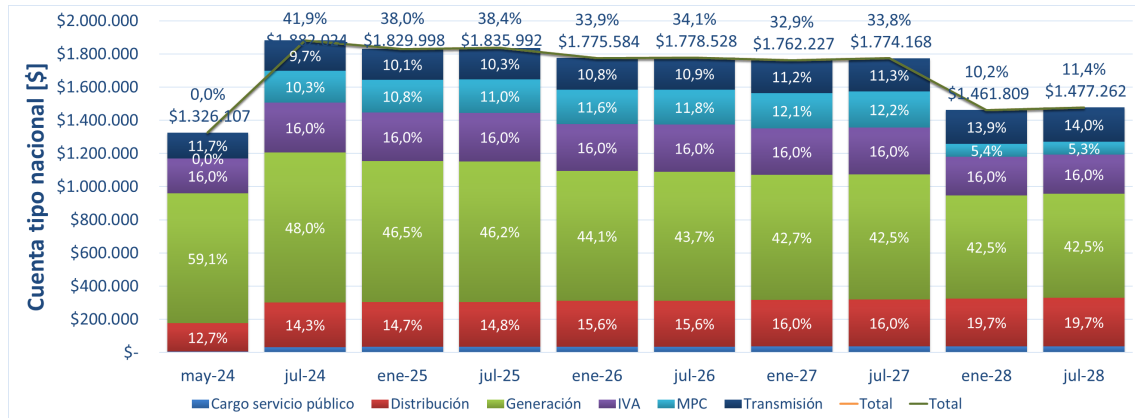


Figura A.22: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de renegociación de contratos al 90 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa AT4.3 muestra un impacto significativo en la estructura tarifaria debido a la reducción en el componente de generación, como se observa en la Figura A.22. Este escenario refleja una disminución en el porcentaje de participación del componente de generación respecto al escenario base, con una variación promedio de 4,58 % en el costo de energía, durante el periodo analizado.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del 48,7 % durante el primer semestre de 2025. En el escenario con renegociación al 90 %, este valor desciende a un 48,0 % para el mismo periodo. Esta reducción está directamente asociada a los ajustes en el precio promedio de energía del sistema (*PNEP*), como se mencionó anteriormente.

Adicionalmente, el impacto de la renegociación se refleja en la tarifa total, donde el promedio de variación respecto al escenario base alcanza un -2,46 % durante el periodo. En los últimos años (2028), el componente de generación representa un 42,5 %, mostrando una reducción constante respecto al escenario base.

Por último, cabe destacar que la reducción en el componente de generación también genera una disminución en la tarifa total, que pasa de \$1.326.107 en el escenario base a \$1.519.743 en el último periodo evaluado. La Figura A.22 ilustra claramente la tendencia descendente de la participación del componente de generación en la tarifa total a lo largo de todo el horizonte de análisis.

**A.1.3.b. Resultado de Renegociación al 75 % del precio adjudicado**

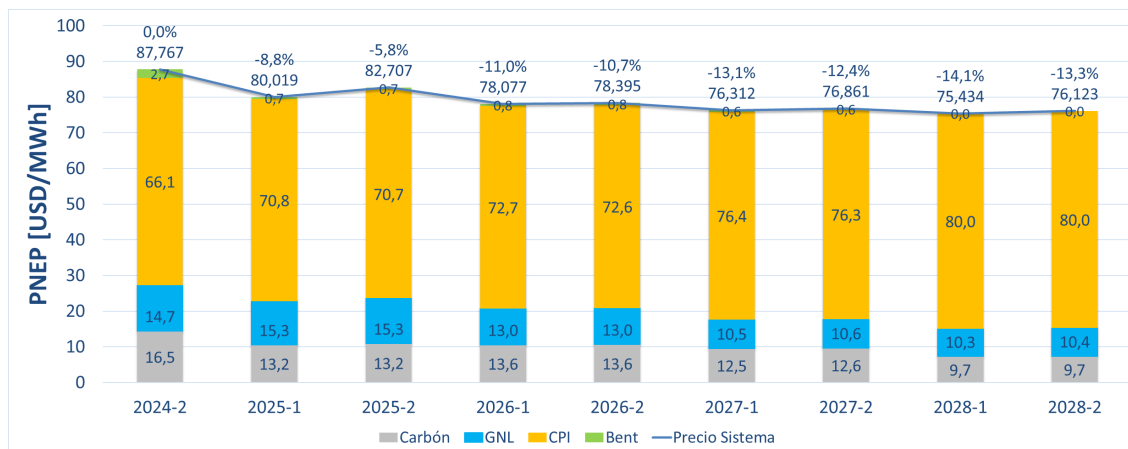


Figura A.23: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 75 % del precio adjudicado.

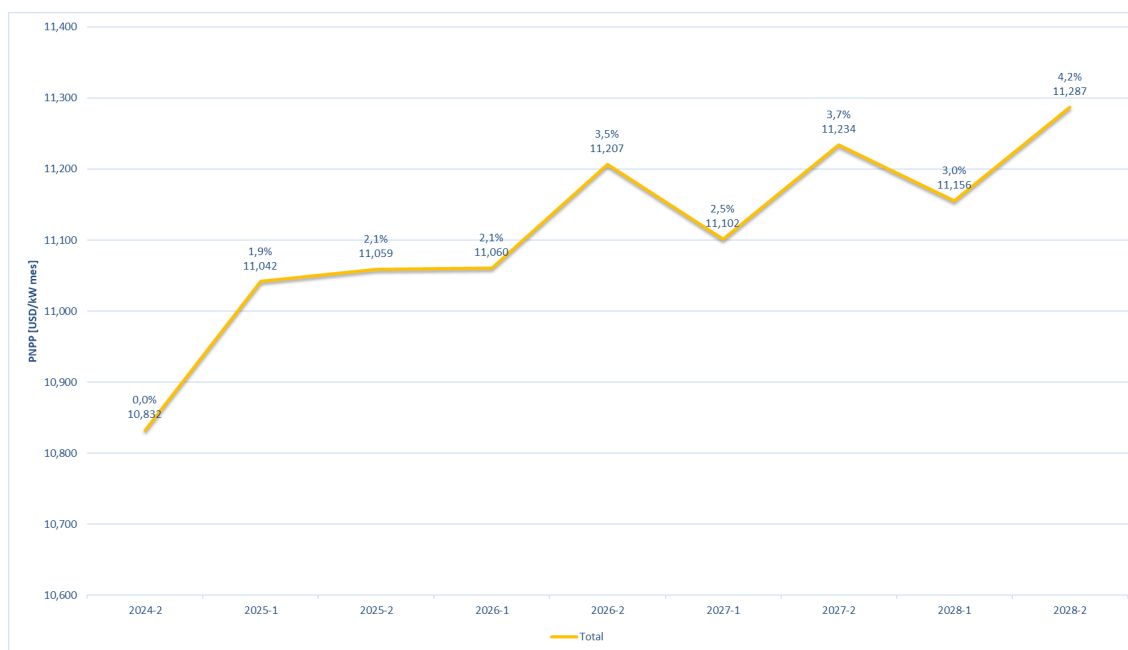


Figura A.24: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 75 % del precio adjudicado.

El precio promedio de la energía del sistema (*PNEP*), expresado en [USD/MWh], refleja únicamente los efectos de la renegociación de los contratos de la licitación SIC 2013/03.2, ya que los demás factores, como la indexación y las renovaciones de contratos antiguos, permanecen constantes entre los escenarios. En este sentido, las variaciones en el *PNEP* son atribuibles exclusivamente al ajuste en el precio de adjudicación renegociado.

En el primer semestre de 2025, el *PNEP* disminuye a 80,019 [USD/MWh], lo que representa una variación de -12,2 % respecto al valor del escenario base (91,132 [USD/MWh]).

De manera consistente, en el segundo semestre de 2025, el *PNEP* alcanza  $82,707 [USD/MWh]$ , con una reducción del **-12,3 %** en comparación con el escenario base ( $94,312 [USD/MWh]$ ).

En los años posteriores, desde 2026 en adelante, el *PNEP* se estabiliza con variaciones cercanas al **-13,0 %** respecto al escenario base. En el último año de análisis (2028), los valores del *PNEP* se sitúan en  $75,434 [USD/MWh]$  y  $76,123 [USD/MWh]$  para el primer y segundo semestre respectivamente, reflejando una variación promedio del **-13,1 %** en comparación con el escenario base. Esta variación constante en los últimos años se presenta por el peso constante de la licitación en el despacho de contratos.

Estas variaciones destacan el impacto de este nivel de renegociación en los contratos de suministro, sin interferencia de otros factores externos como el tipo de cambio o renovaciones de contratos distintos a los analizados en este escenario.

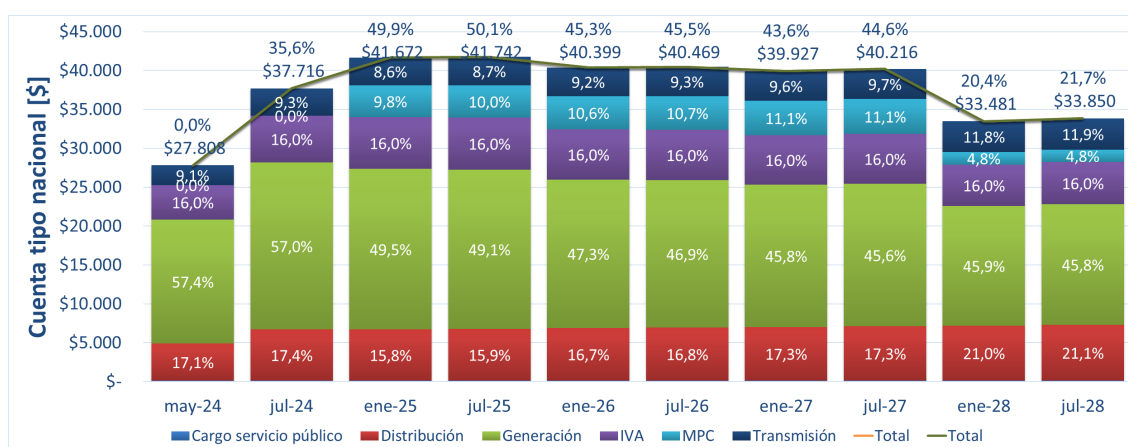


Figura A.25: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1A con consumo de 180 [kWh/mes] bajo el escenario de renegociación al 75 % del precio adjudicado muestra una reducción significativa en el componente de generación respecto al escenario base, como se detalla en la Figura A.25. Este escenario evidencia una disminución promedio de **9,72 %** en el cargo de generación, lo que repercute en una reducción promedio del **5,77 %** en la tarifa total durante el periodo analizado.

En el escenario base, la componente de generación representaba un promedio del **51,5 %** en el primer semestre de 2025, mientras que en el escenario renegociado al 75 %, este valor disminuye al **49,5 %**. Este cambio está directamente relacionado con la disminución del *PNEP*, que en el primer semestre de 2025 baja de  $94,312 [USD/MWh]$  en el escenario base a  $82,707 [USD/MWh]$  en el escenario con renegociación, una variación del **-12,31 %**.

A lo largo del periodo, esta tendencia se mantiene. En el último año (2028), el componente de generación representa un **45,9 %** en el escenario renegociado, mientras que en el escenario base equivale a un **48,4 %**. Por otro lado, la tarifa total muestra una reducción acumulada del **6,49 %** en el segundo semestre de 2028, siendo el mayor impacto registrado en el periodo.

Finalmente, la renegociación de los contratos del escenario considerado refleja su efectividad en disminuir el costo del componente de generación, consolidando una reducción del **5,77 %** promedio en la tarifa total durante los años evaluados.

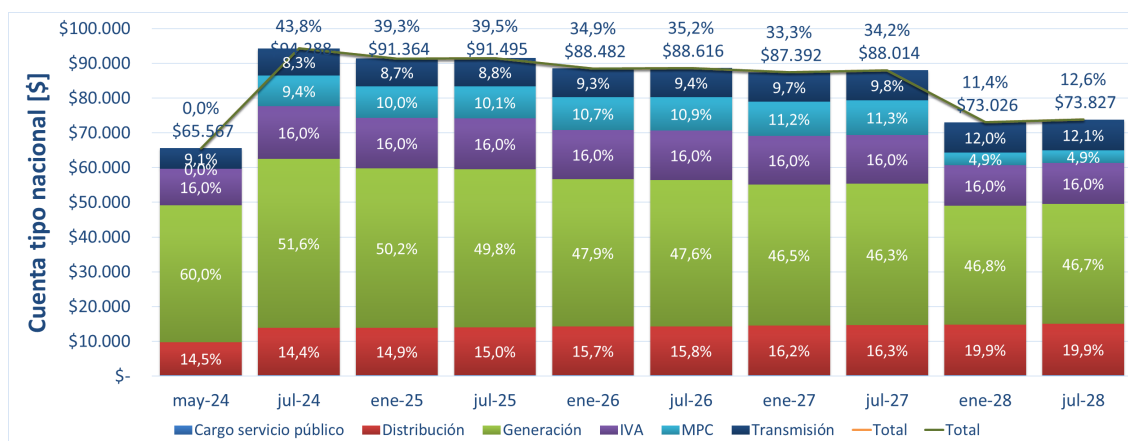


Figura A.26: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1A con consumo de 400 [kWh/mes] bajo el escenario de renegociación al 75 % del precio adjudicado muestra una disminución significativa en el componente de generación respecto al escenario base, como se observa en la Figura A.26. En este escenario, se registra una reducción promedio de **9,71 %** en el cargo de generación, lo que se traduce en una reducción promedio del **5,79 %** en la tarifa total durante el periodo analizado.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del **52,1 %** en el primer semestre de 2025, mientras que en el escenario renegociado al 75 %, este valor disminuye al **50,2 %**. Este cambio está directamente relacionado con la disminución en el *PNEP*, que en el primer semestre de 2025 baja de *94,312 [USD/MWh]* en el escenario base a *82,707 [USD/MWh]* en el escenario renegociado, una variación del **-12,31 %**.

A lo largo del periodo, esta tendencia se mantiene. En el último año (2028), la componente de generación representa un **46,8 %** en el escenario renegociado, mientras que en el escenario base equivale a un **49,2 %**. Por otro lado, la tarifa total muestra una reducción acumulada del **6,61 %** en el segundo semestre de 2028, lo que evidencia el impacto de la renegociación en la estructura tarifaria.

Finalmente, la renegociación de los contratos del escenario considerado reafirma su efectividad en la disminución del costo del componente de generación, logrando una reducción promedio del **5,79 %** en la tarifa total durante los años evaluados.

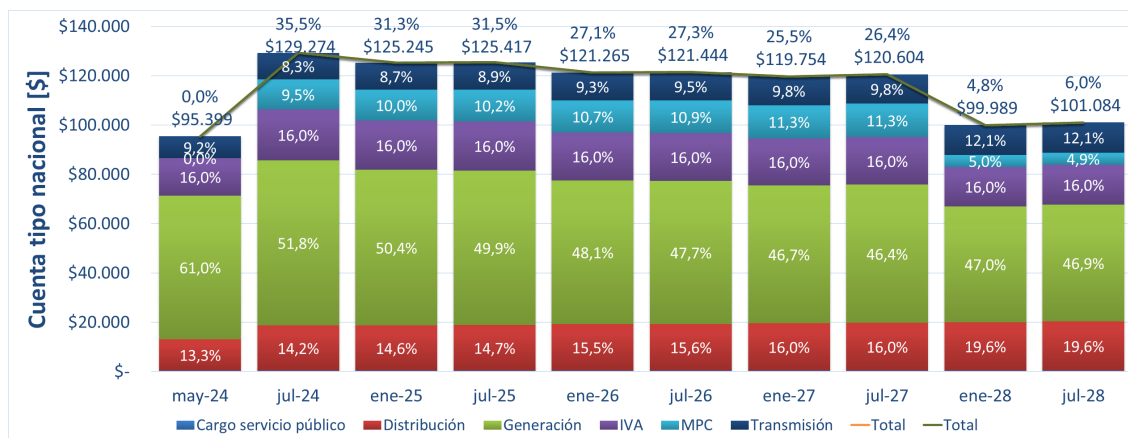


Figura A.27: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1A con un consumo de 550 [kWh/mes] en el escenario de renegociación al 75 % del precio adjudicado refleja una disminución en el componente de generación respecto al escenario base, como se muestra en la Figura A.27. Esta reducción se traduce en una variación promedio del **-9,71 %** en el cargo de generación y una disminución del **-5,81 %** en la tarifa total durante el periodo analizado.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del **53,3 %** para el primer semestre de 2025. En el escenario renegociado al 75 %, este porcentaje disminuye al **50,4 %**, evidenciando el impacto de la reducción del *PNEP*, que pasó de *94,312 [USD/MWh]* en el escenario base a *82,707 [USD/MWh]*, lo que representa una variación del **-12,31 %**.

Esta tendencia se mantiene a lo largo de todo el periodo evaluado. En el último año (2028), el componente de generación alcanza un **47,0 %** en el escenario renegociado, en comparación con un **49,4 %** en el escenario base. Por otro lado, la tarifa total presenta una disminución acumulada del **-6,63 %** en el segundo semestre de 2028, siendo el mayor impacto observado durante el periodo analizado.

Finalmente, este análisis confirma que la renegociación de los contratos del escenario considerado tiene un efecto directo en la disminución del componente de generación, consolidando una reducción promedio del **-5,81 %** en la tarifa total para este segmento de consumo.

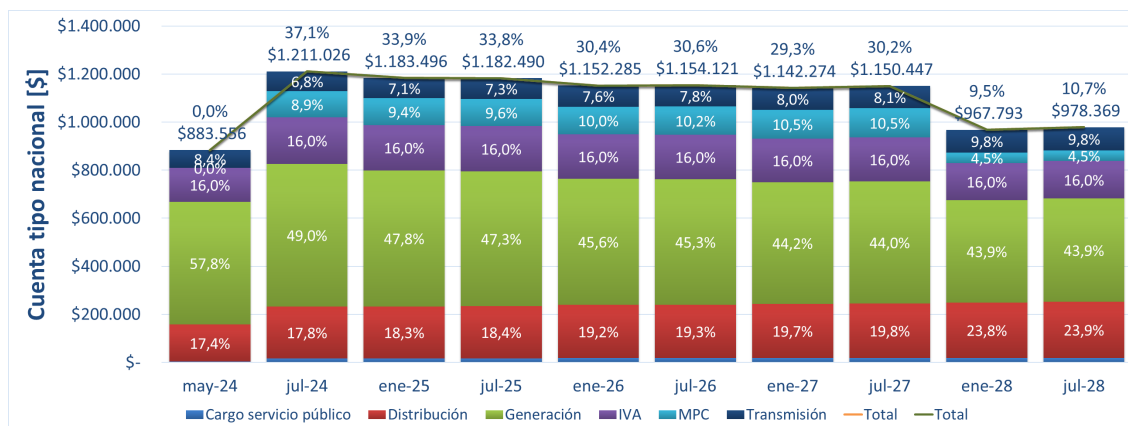


Figura A.28: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT4.3 bajo el escenario de renegociación al 75 % del precio adjudicado muestra una reducción consistente en el componente de generación respecto al escenario base, como se observa en los resultados. Durante el periodo analizado, se evidencia una disminución promedio del **9,61 %** en el cargo de generación, lo que genera una reducción promedio en el periodo de análisis del **5,44 %** en la tarifa total para el tipo de cliente evaluado.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del **49,6 %** en el primer semestre de 2025. En el escenario de renegociación, este porcentaje disminuye al **47,8 %**, principalmente debido a la reducción en el *PNEP*, que pasa de *94,312 [USD/MWh]* en el escenario base a *82,707 [USD/MWh]* en el escenario con renegociación, reflejando una variación del **-12,31 %**.

En el último año del periodo (2028), el componente de generación alcanza un **43,9 %** en el escenario renegociado, mientras que en el escenario base equivale a **46,5 %**, manteniéndose estable en los últimos semestres. Con esto, la tarifa total en el escenario renegociado experimenta una disminución acumulada del **6,28 %** al cierre de 2028, lo que refleja un impacto significativo.

La renegociación del escenario considerado reafirma su eficacia para disminuir el peso del componente de generación, con una reducción promedio del **5,44 %** en la tarifa total de los clientes regulados durante los años evaluados.

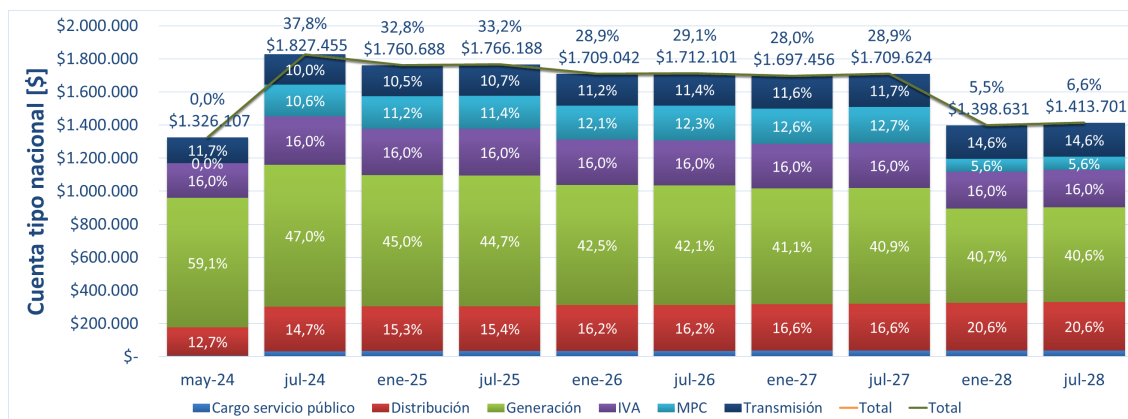


Figura A.29: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de renegociación de contratos al 75 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa **AT4.3** bajo el escenario de renegociación al 75% del precio adjudicado muestra una reducción significativa en el componente de generación en comparación con el escenario base, como se observa en los resultados. Durante el periodo analizado, se evidencia una disminución promedio del **11,43%** en el cargo de generación, lo que repercute en una reducción promedio del **6,13%** en la tarifa total.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del **47,4%** en el primer semestre de 2025, mientras que en el escenario de renegociación este valor disminuye al **45,0%**. Esta variación está directamente relacionada con la reducción en el *PNEP*, que pasó de *94,312 [USD/MWh]* en el escenario base a *82,707 [USD/MWh]* en el escenario con renegociación, reflejando una variación del **-12,31%**.

En el último año del periodo analizado (2028), el componente de generación en el escenario renegociado alcanza un **40,6%**, mientras que en el escenario base se mantiene en **43,7%**. Esta reducción es consistente con la tendencia observada en los semestres previos. En cuanto a la tarifa total, el impacto acumulado al cierre de 2028 es una disminución del **6,98%**, siendo este uno de los valores más significativos registrados durante el análisis.

Finalmente, los resultados obtenidos demuestran que la renegociación al 75% del precio adjudicado tiene un impacto positivo al disminuir el costo de generación y, consecuentemente, la tarifa total para los clientes regulados industriales con suministro en alta tensión. Esto se traduce en un promedio de reducción del **6,13%** en la tarifa total durante los años evaluados, consolidando esta medida como una estrategia efectiva para mitigar el impacto económico en los clientes regulados del descongelamiento de las tarifas eléctricas.

**A.1.3.c. Resultado de Renegociación al 50 % del precio adjudicado**

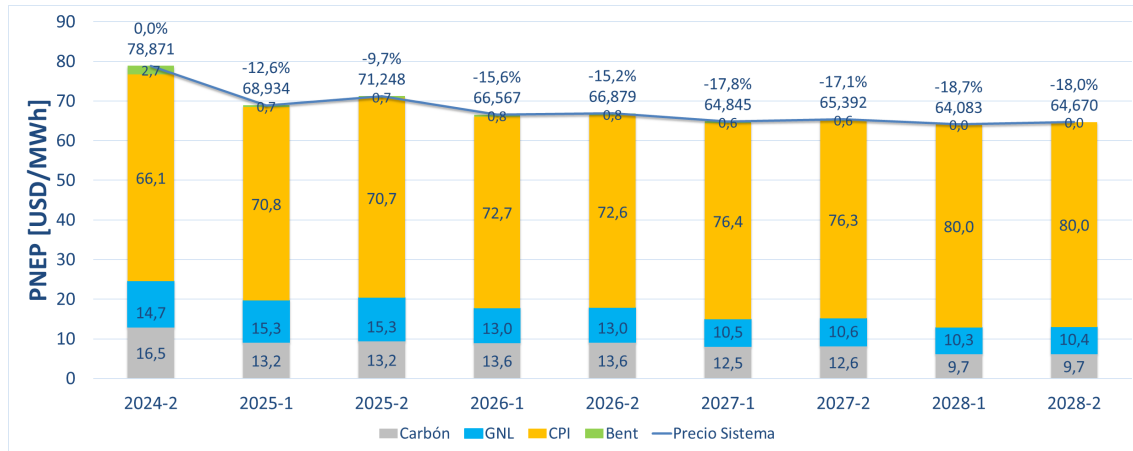


Figura A.30: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 50 % del precio adjudicado.

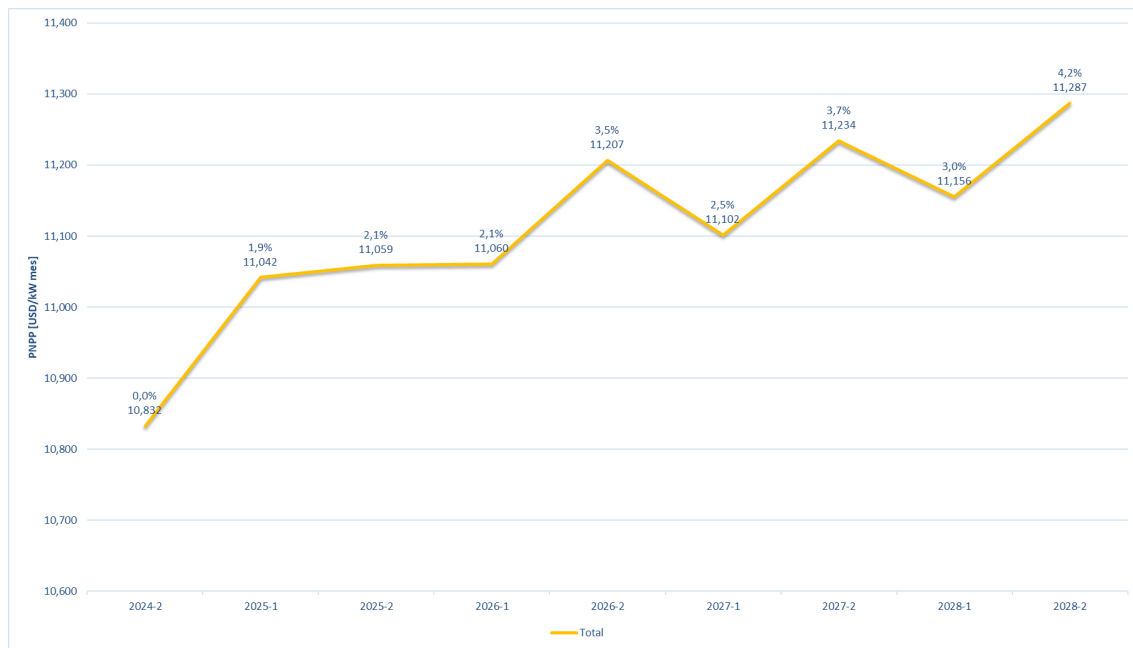


Figura A.31: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario con renegociación al 50 % del precio adjudicado.

El precio promedio de la energía del sistema (*PNEP*), expresado en [USD/MWh], refleja únicamente los efectos de la renegociación de los contratos de la licitación SIC 2013/03.2, ya que los demás factores, como la indexación y las renovaciones de contratos antiguos, permanecen constantes entre los escenarios. En este sentido, las variaciones en el *PNEP* son atribuibles exclusivamente al ajuste en el precio de adjudicación renegociado.

En el primer semestre de 2025, el *PNEP* disminuye a 68,934 [USD/MWh], lo que representa una variación de -24,4 % respecto al valor del escenario base (91,132 [USD/MWh]).

De manera consistente, en el segundo semestre de 2025, el *PNEP* alcanza  $71,248$  [*USD/MWh*], con una reducción del **-24,5 %** en comparación con el escenario base ( $94,312$  [*USD/MWh*]).

En los años posteriores, desde 2026 en adelante, el *PNEP* se estabiliza con variaciones cercanas al **-25,8 %** respecto al escenario base. En el último año de análisis (2028), los valores del *PNEP* se sitúan en  $64,083$  [*USD/MWh*] y  $64,670$  [*USD/MWh*] para el primer y segundo semestre respectivamente, reflejando una variación promedio del **-26,1 %** en comparación con el escenario base. Esta variación constante en los últimos años se presenta por el peso constante de la licitación en el despacho de contratos.

Estas variaciones destacan el impacto de este nivel de renegociación en los contratos de suministro, ya que como se vio anteriormente, esta licitación es una de las más importantes en términos de energía adjudicada.

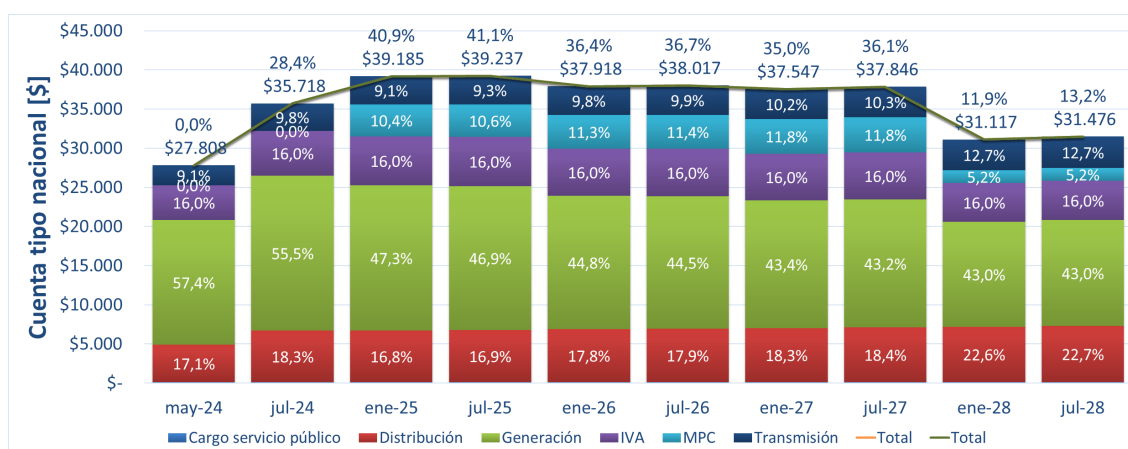


Figura A.32: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1A con consumo de 180 [kWh/mes] en el escenario de renegociación al 50 % del precio adjudicado muestra una reducción significativa en el componente de generación respecto al escenario base. A lo largo del periodo analizado, se observa una disminución promedio del **19,49 %** en el cargo de generación, lo que se traduce en una reducción promedio del **11,57 %** en la tarifa total para este tipo de cliente.

En el primer semestre de 2025, el componente de generación representaba un promedio del **51,5 %** en el escenario base. Sin embargo, en el escenario de renegociación al 50 %, este porcentaje disminuye al **47,3 %**, principalmente debido a la reducción en el *PNEP*, que pasa de  $94,312$  [*USD/MWh*] en el escenario base a  $71,248$  [*USD/MWh*] en el escenario renegociado, lo que refleja una variación del **-24,45 %**.

En el último año del periodo (2028), el componente de generación alcanza un **43,0 %** en el escenario renegociado, mientras que en el escenario base se mantiene en **48,4 %**. De esta manera, la tarifa total en el escenario renegociado experimenta una disminución acumulada del **13,05 %** al cierre de 2028, destacando el impacto progresivo de este escenario en la reducción de costos.

Estos resultados reducen la tarifa final, logrando consolidar una disminución promedio

del 11,57 % en la tarifa total durante los años evaluados.

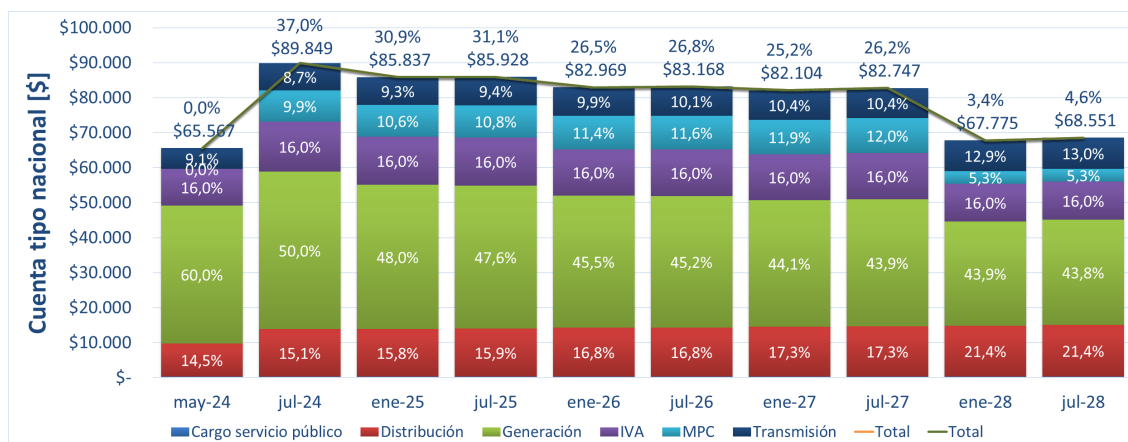


Figura A.33: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado.

La tarifa BT1a para un consumo mensual de 400 kWh muestra una reducción notable en el componente de generación en comparación con el escenario base, atribuible al impacto directo de la renegociación al 50 % del precio de adjudicación.

En el primer semestre de 2025, la tarifa en el escenario base es de \$96.843, con el componente de generación representando un 52,1 % del total. En el escenario renegociado, la tarifa disminuye a \$85.837, con el componente de generación reduciéndose al 48,0 %. Esto representa una disminución de 11,36 % en la tarifa total, con una reducción del 24,36 % en la PNEP, que pasa de 91,132 USD/MWh en el escenario base a 68,934 USD/MWh en el escenario renegociado.

En el segundo semestre de 2025, la tarifa en el escenario base es de \$97.046, mientras que en el escenario renegociado disminuye a \$85.928, reflejando una variación de 11,46 %. El PNEP se reduce en un 24,45 %, pasando de 94,312 USD/MWh en el escenario base a 71,248 USD/MWh en el escenario renegociado.

Durante los años posteriores, entre 2026 y 2028, el PNEP se estabiliza con una reducción promedio cercana al 26,0 %, mientras que la tarifa total experimenta una disminución, durante el periodo, promedio del 11,60 %. En 2028, la tarifa se reduce a \$68.551 en el escenario renegociado, frente a \$79.049 en el escenario base, consolidando el impacto de la renegociación en los costos de generación.

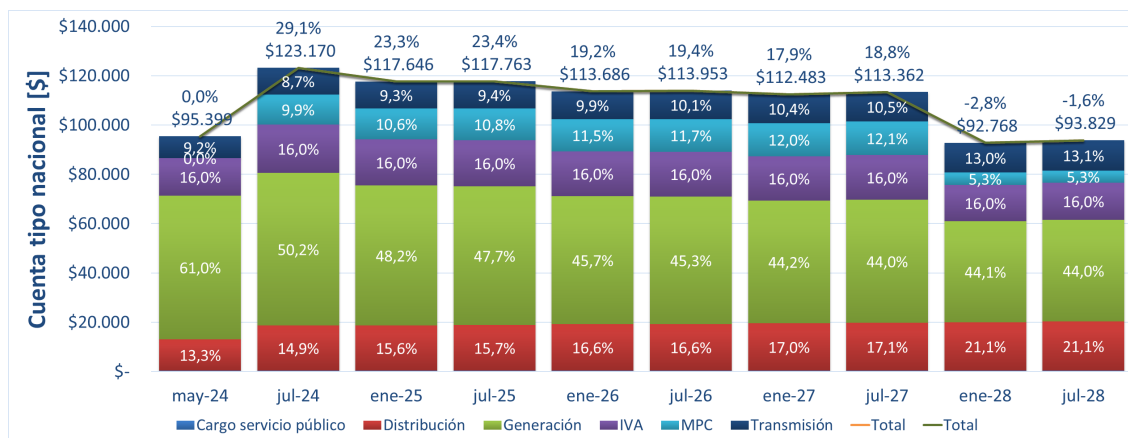


Figura A.34: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT1a con un consumo de 550 [kWh/mes] bajo el escenario de renegociación al 50 % del precio adjudicado muestra una reducción significativa en el componente de generación respecto al escenario base, lo que se refleja en las variaciones de los valores durante el periodo evaluado.

En el primer semestre de 2025, la tarifa total disminuye a \$117.763, con un componente de generación que pasa del 52,3 % al 48,2%. Este cambio está relacionado directamente con la reducción del *PNEP*, que baja de 91,132 [USD/MWh] en el escenario base a 68,934 [USD/MWh], lo que representa una variación de -24,36 %.

En el segundo semestre de 2025, la tarifa total continúa en un nivel similar de \$117.763, mientras que el componente de generación alcanza un 47,7%, reflejando nuevamente el impacto de la renegociación en los precios de adjudicación. En este periodo, el *PNEP* se sitúa en 71,248 [USD/MWh], lo que corresponde a una disminución de -24,45 % respecto al escenario base de 94,312 [USD/MWh].

Para los años posteriores, las variaciones se mantienen consistentes. Por ejemplo, en el último año del periodo (2028), la tarifa total disminuye a \$93.829, con un componente de generación del 44,0%, comparado con el 49,4 % del escenario base. Estas reducciones están asociadas a la estabilización del *PNEP* en valores cercanos a 64,083 [USD/MWh], lo que implica una variación promedio de -26,15 % respecto al escenario base.

En conclusión, la renegociación del 50 % del precio adjudicado genera una reducción promedio del 19,47 % en el componente de generación, lo que se traduce en una disminución promedio del 11,64 % en la tarifa total para este tipo de cliente durante el periodo analizado.

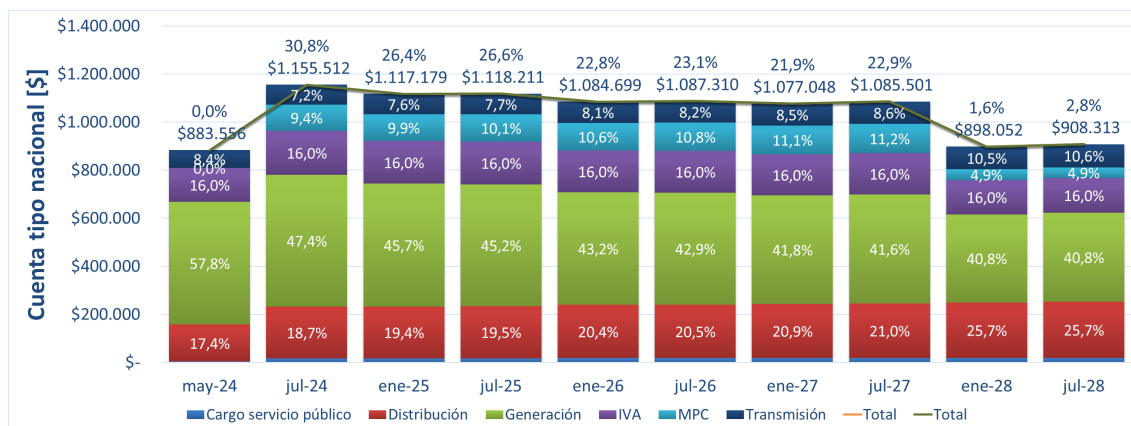


Figura A.35: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa BT4.3 bajo el escenario del 50 % del precio adjudicado muestra una disminución significativa en el componente de generación respecto al escenario base. Durante el periodo evaluado, el componente de generación experimenta una reducción promedio durante el periodo del 9,61 %, lo que genera una disminución promedio del 5,44 % en la tarifa total.

En el escenario base, el componente de generación representaba un 49,6 % en el primer semestre de 2025. En el escenario con renegociación, este porcentaje baja a 47,8 %, principalmente debido a la disminución en el *PNEP*, que pasa de 94,312 [USD/MWh] a 71,248 [USD/MWh], reflejando una variación del -24,45 %.

Hacia el final del periodo analizado (2028), el componente de generación en el escenario renegociado alcanza un 43,9 %, en comparación con el 46,5 % del escenario base. Esta disminución sostenida se traduce en una reducción acumulada del 6,28 % en la tarifa total al cierre de 2028.

Estas cifras reflejan los impactos de renegociar los contratos de la licitación 2013/03.2 en un 50 % del precio adjudicado, lo que impacta en una disminución promedio durante el periodo del 5,44 % para clientes industriales con suministro en baja tensión.

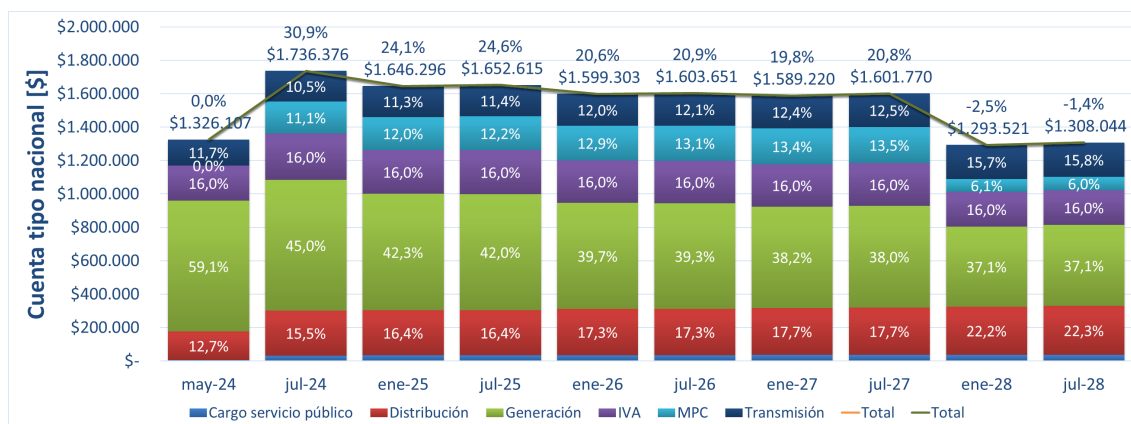


Figura A.36: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de renegociación de contratos al 50 % del precio adjudicado.

El análisis de la tarifa AT4.3, correspondiente al suministro de clientes industriales en alta tensión, refleja una disminución significativa en el componente de generación bajo el escenario del 50 % del precio adjudicado. Esta reducción impacta de manera directa en la tarifa total a lo largo del periodo evaluado.

En el escenario base, el componente de generación representaba un promedio del 47,4 % en el primer semestre de 2025, con una tarifa total de \$1.876.154, donde el *PNEP* se encontraba en 94,312 [USD/MWh]. En el escenario con renegociación, este porcentaje disminuye al 42,3 %, con una tarifa total de \$1.646.296 y un *PNEP* de 71,248 [USD/MWh], representando una variación del -24,45 % respecto al escenario base.

A lo largo del periodo, la tendencia de reducción del componente de generación se mantiene. Para el último semestre de 2028, el componente de generación alcanza un 37,1 % en el escenario renegociado, en contraste con el 43,6 % del escenario base. Este ajuste genera una reducción acumulada del -13,93 % en la tarifa total, siendo esta disminución atribuible exclusivamente al ajuste en el *PNEP*.

Las variaciones más destacadas se observan en el segundo semestre de 2028, donde la tarifa base en el escenario renegociado es de \$1.308.044, con una variación acumulada del -13,93 %. Esto refleja la efectividad del escenario del 50 % en la reducción de costos asociados a los contratos de generación.

Finalmente, estos resultados indican que, la renegociación de contratos en el contexto de los aumentos de la estabilización tarifaria para clientes industriales en alta tensión, afecta de manera significativa la cuenta de cliente final, destacando una disminución promedio del -12,21 % en la tarifa total durante el periodo evaluado.

#### A.1.4. Resultado escenario Término Anticipado de Contratos de la Licitación 2013/03\_2

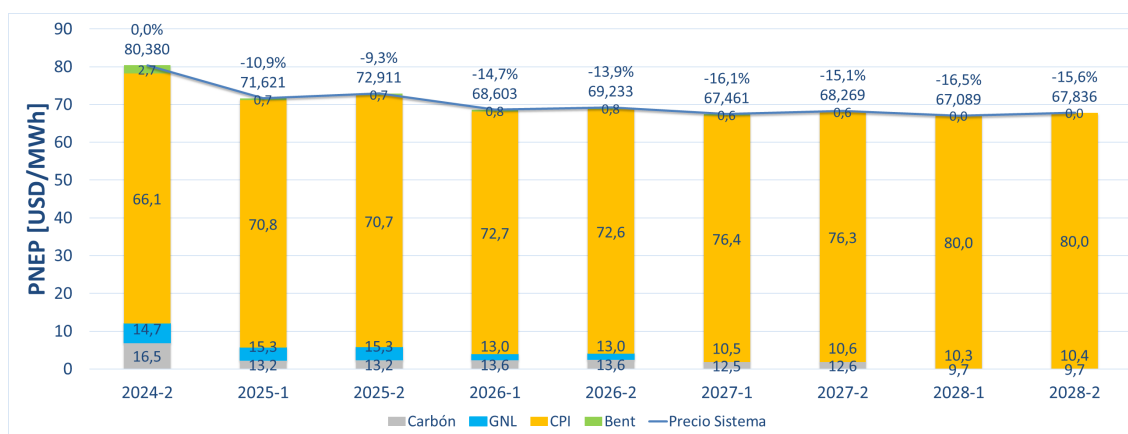


Figura A.37: Evolución del nivel de precios del sistema para el escenario término anticipado de contrato.

El escenario de término anticipado de los contratos de la licitación 2013/03\_2 considera la finalización de un total adjudicado de 11.955 GWh al año, generando un nivel significativo de subcontratación en el Sistema Eléctrico. Para cubrir la energía faltante, y conforme al artículo 135 de la Ley General de Servicios Eléctricos, se asume que la

CNE realiza una licitación de corto plazo con condiciones similares a la licitación 2023/01. Esta nueva licitación adjudica toda la energía perdida con las mismas condiciones de la licitación 2023/01, considerando que es la mejor referencia de unas hipotéticas ofertas por suministro regulado.

El *PNEP*, expresado en [USD/MWh], refleja el impacto de la incorporación de esta nueva licitación, siendo el único cambio relevante respecto al escenario base. Las variaciones en el *PNEP* están asociadas exclusivamente al ajuste en la composición de la cartera de contratos de suministro regulado, debido a la terminación de los contratos de la licitación 2013/03.2 y la inclusión de la licitación ficticia.

En el segundo semestre de 2024, el *PNEP* en este escenario alcanza un valor de 80,380 [USD/MWh], lo que representa una variación de -16,8% respecto al escenario base (96,663 [USD/MWh]). En el primer semestre de 2025, este valor disminuye aún más hasta 71,621 [USD/MWh], con una variación de -21,4% en comparación al escenario base (91,132 [USD/MWh]).

De manera consistente, en el segundo semestre de 2025, el *PNEP* se sitúa en 72,911 [USD/MWh], reflejando una reducción de -22,7% respecto al escenario base (94,312 [USD/MWh]). Durante los años posteriores, desde 2026 hasta 2028, el *PNEP* mantiene variaciones estables cercanas a -23% en comparación con el escenario base. Por ejemplo, en el primer semestre de 2026, el *PNEP* alcanza 68,603 [USD/MWh], con una reducción de -23,5%, mientras que en el segundo semestre del mismo año, este valor es de 69,233 [USD/MWh], con una variación de -23,2%.

En el último año de análisis (2028), los valores del *PNEP* son de 67,089 [USD/MWh] y 67,836 [USD/MWh] para el primer y segundo semestre, respectivamente, lo que refleja variaciones promedio de -22,5% en comparación con el escenario base.

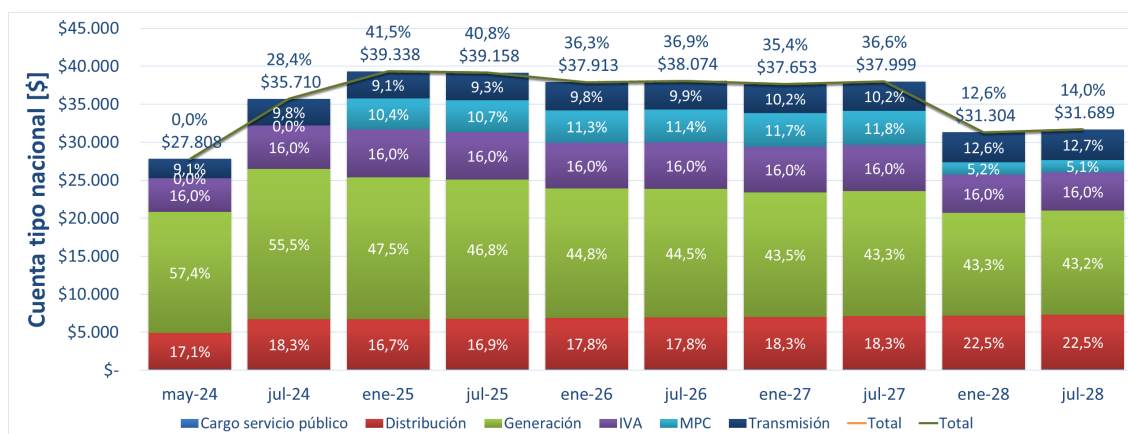


Figura A.38: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03.02.

El análisis de la tarifa BT1A con un consumo de 180 kWh/mes bajo el escenario de Término Anticipado de Contratos muestra una disminución significativa en el componente de generación respecto al escenario base, atribuida principalmente a la incorporación de una nueva licitación que reemplaza la energía perdida. Durante el periodo evaluado, se observa una reducción promedio de 19,11% en el cargo de generación, lo que contribuye

a una disminución promedio del 11,35 % en la tarifa total.

En el primer semestre de 2025, el *PNEP* se reduce a 71,621 [USD/MWh], lo que representa una variación de -21,41 % respecto al escenario base (91,132 [USD/MWh]). Este impacto se traduce en una disminución de 10,87 % en la tarifa total, alcanzando un valor de \$39.338.

De manera consistente, en el segundo semestre de 2025, el *PNEP* disminuye a 72,911 [USD/MWh], con una variación de -22,69 % respecto al escenario base (94,312 [USD/MWh]). La tarifa total para este periodo es de \$39.158, registrando una reducción de 11,49 % respecto al escenario base.

En los años subsiguientes, el *PNEP* se estabiliza con variaciones cercanas al -23 % respecto al escenario base. Para el último año de análisis (2028), el *PNEP* se sitúa en 67,836 [USD/MWh] en el segundo semestre, reflejando una reducción acumulada promedio del 22,53 % respecto al escenario base. La tarifa total para este periodo es de \$36.200, lo que implica una disminución del 12,46 % en comparación con el escenario base.

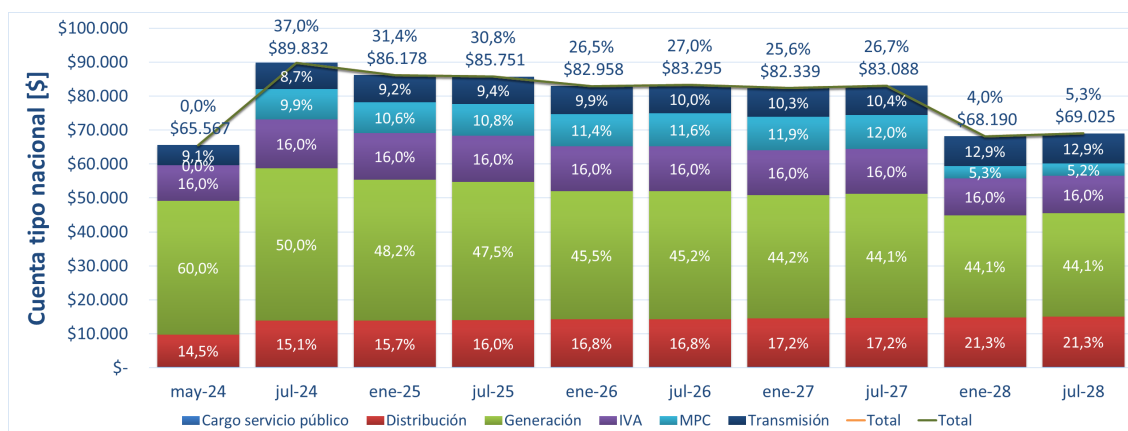


Figura A.39: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03.02.

Respecto a la tarifa BT1A con un consumo de 400 [kWh/mes] bajo el escenario de Término Anticipado de Contratos muestra una disminución significativa en el componente de generación respecto al escenario base, atribuida principalmente a la incorporación de una nueva licitación que reemplaza la energía perdida. Durante el periodo evaluado, se observa una reducción promedio del 19,08 % en el cargo de generación, lo que contribuye a una disminución promedio del 11,38 % en la tarifa total.

En el primer semestre de 2025, el *PNEP* se reduce a 68,934 [USD/MWh], lo que representa una variación de -24,36 % respecto al escenario base (91,132 [USD/MWh]). Este impacto se traduce en una disminución de 11,01 % en la tarifa total, alcanzando un valor de \$96.843.

En el segundo semestre de 2025, el *PNEP* disminuye a 71,248 [USD/MWh], con una variación de -24,45 % respecto al escenario base (94,312 [USD/MWh]). La tarifa total para este periodo es de \$97.046, registrando una reducción de 11,64 % respecto al escenario base. Es importante recordar que la subida del *PNEP* del sistema no se ve reflejado por la proyección del dólar utilizado.

En los años subsiguientes, el PNEP se estabiliza con variaciones cercanas al  $-26\%$  respecto al escenario base. Para el último año de análisis (2028), el PNEP se sitúa en 64,670 [USD/MWh] en el segundo semestre, reflejando una reducción acumulada promedio del  $-26,14\%$  respecto al escenario base. La tarifa total para este periodo es de \$79.049, lo que implica una disminución del  $12,68\%$  en comparación con el escenario base.

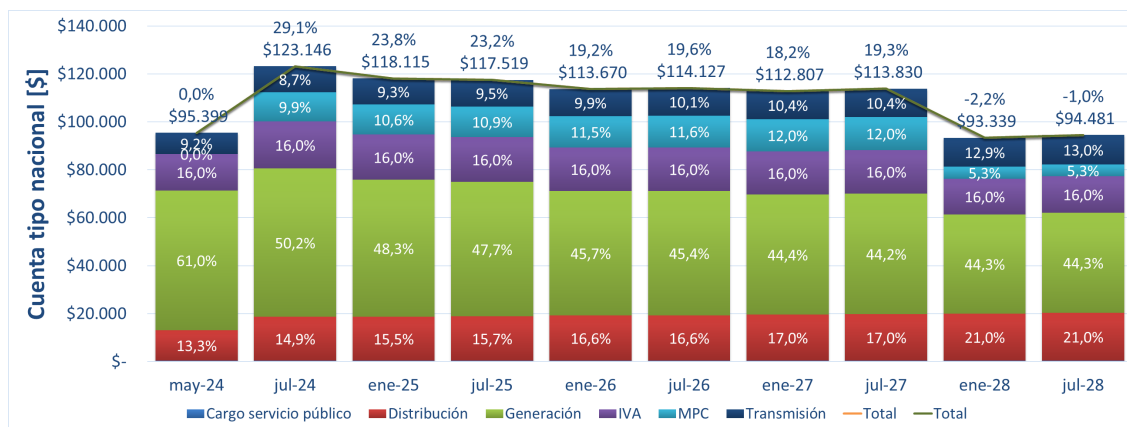


Figura A.40: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03.02.

Los resultados de la tarifa BT1A, con un consumo de 550 [kWh/mes], bajo el escenario de término anticipado de contratos, evidencia una disminución relevante en el componente de generación respecto al escenario base. En promedio, durante el periodo analizado, el cargo de generación disminuye en  $19,08\%$ , mientras que la tarifa total presenta una reducción del  $11,42\%$ .

Para el primer semestre de 2025, el PNEP desciende a 68,934 [USD/MWh], marcando una variación de  $-24,36\%$  frente al escenario base (91,132 [USD/MWh]). Como resultado, la tarifa total disminuye en  $11,04\%$ , alcanzando un valor de \$118.115.

En el segundo semestre de 2025, el PNEP se estabiliza en 71.248 [USD/MWh], lo que implica una reducción de  $-24,45\%$  en comparación con el escenario base (94,312 [USD/MWh]). La tarifa total en este periodo es de \$117.519, con una disminución de  $11,67\%$ . Este efecto se mantiene consistente, mostrando que la proyección del dólar mitiga el aumento por los indexadores en ese semestre.

Durante los años siguientes, el PNEP muestra variaciones cercanas al  $-26\%$ . En 2028, el último año evaluado, el PNEP alcanza 64,670 [USD/MWh] para el segundo semestre, con una reducción acumulada de  $26,14\%$ . En ese periodo, la tarifa total se sitúa en \$79.049, con una disminución del  $12,73\%$  respecto al escenario base.

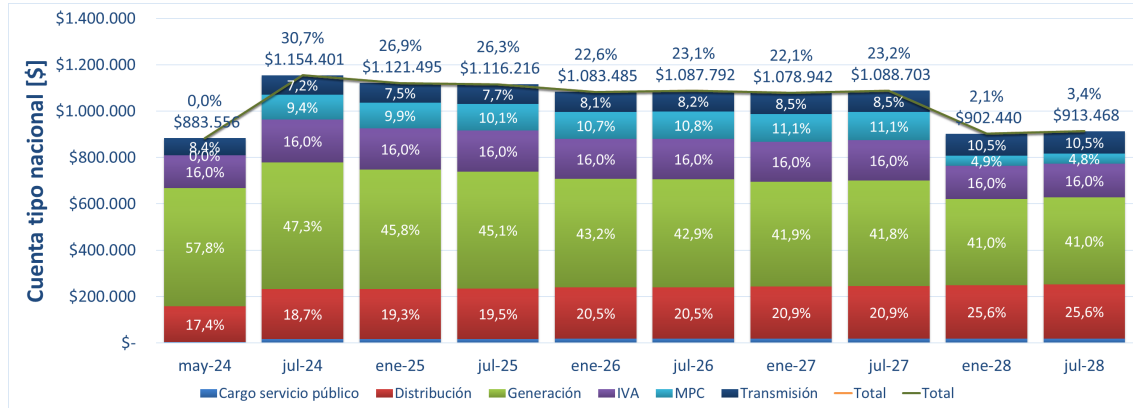


Figura A.41: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03\_02.

El comportamiento de la tarifa BT4.3 bajo el escenario de Término Anticipado de Contratos evidencia una disminución significativa en el costo de generación. A lo largo del periodo de evaluación, se registra una caída promedio del 19,15 % en el cargo de generación, que se traduce en una reducción global del 10,85 % en la tarifa total.

En el primer semestre de 2025, el PNEP alcanza los 68,934 [USD/MWh], con una variación de -24,36 % respecto al escenario base, cuyo valor era de 91,132 [USD/MWh]. En este contexto, la tarifa total se reduce a \$1.121.495, lo que equivale a una disminución de -10,04 %.

De forma similar, en el segundo semestre de 2025, el PNEP se estabiliza en 71,248 [USD/MWh], representando un cambio de -24,45 % en comparación con el valor base de 94,312 [USD/MWh]. Este ajuste impacta la tarifa total, que desciende a \$1.116.216, resultado del tipo de cambio proyectado, marcando una disminución de -10,43 %.

Hacia los años posteriores, el PNEP se mantiene con reducciones consistentes cercanas al 25 % en comparación con el escenario base. Para el último año del análisis, el PNEP alcanza los 64,670 [USD/MWh] en el segundo semestre de 2028, lo que implica una variación acumulada de -26,14 % respecto al escenario base. La tarifa total para este periodo se posiciona en \$913.468, con una reducción de -12,50 %.

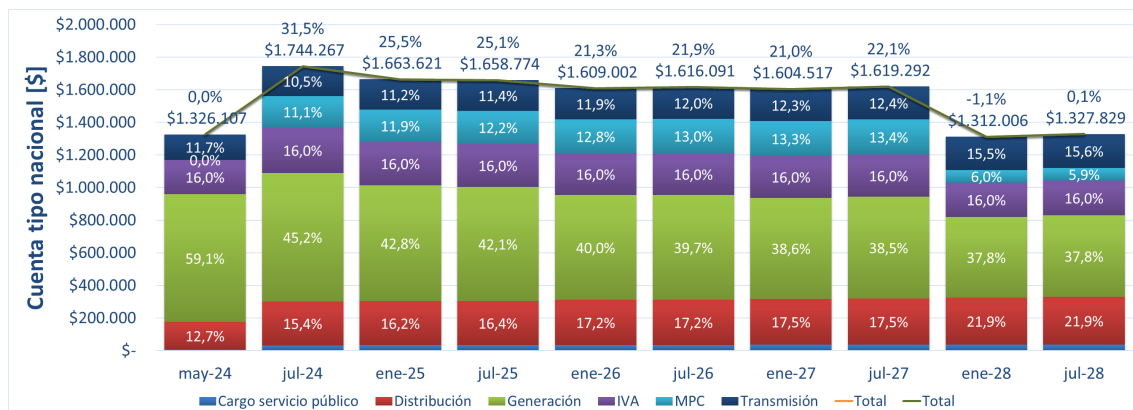


Figura A.42: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03\_02.

El análisis de la tarifa AT4.3, correspondiente a clientes regulados industriales con suministro en alta tensión, evidencia reducciones significativas en la componente de generación bajo el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03.02.

Durante el primer semestre de 2025, el *PNEP* alcanza un valor de 68,934 [USD/MWh], lo que implica una reducción del 24,36 % respecto al caso base (91,000 [USD/MWh]). Este ajuste se traduce en una disminución del 11,33 % en la tarifa total, que pasa de 1,876,154 a 1,663,621. Por su parte, la generación representa un 42,8 % de la tarifa total, evidenciando el impacto directo del cambio en la estructura de costos.

En el segundo semestre de 2025, se mantiene una tendencia similar con un *PNEP* de 71,248 [USD/MWh], lo que equivale a una reducción del 24,45 % respecto al escenario base (94,000 [USD/MWh]). En este periodo, la tarifa total se ajusta a 1,658,774, registrando una disminución del 11,90 %. Cabe destacar que la generación, en este caso, corresponde al 42,1 % del total.

A partir de 2026, el *PNEP* tiende a estabilizarse con variaciones promedio cercanas al 26 %, en comparación con el caso base. En el último año de evaluación, la tarifa total se sitúa en 1,327,829, reflejando una disminución acumulada del 12,63 %. La generación, por su parte, mantiene una proporción del 37,8 % en la estructura de costos.

La figura A.42 ilustra la evolución de los niveles tarifarios para la opción AT4.3 bajo este escenario.

### A.1.5. Resultados tarifas reguladas para escenario con tipo de cambio constante

En este escenario, como se comentó antes, el precio de energía del sistema es idéntico al caso base, ya que los precios de los contratos se trabajan en USD/MWh. Sin embargo, variaciones en la proyección del tipo de cambio afectan de manera importante a las tarifas de clientes regulados. Es por esto que se muestran los resultados particulares de este escenario para las distintas tarifas analizadas.

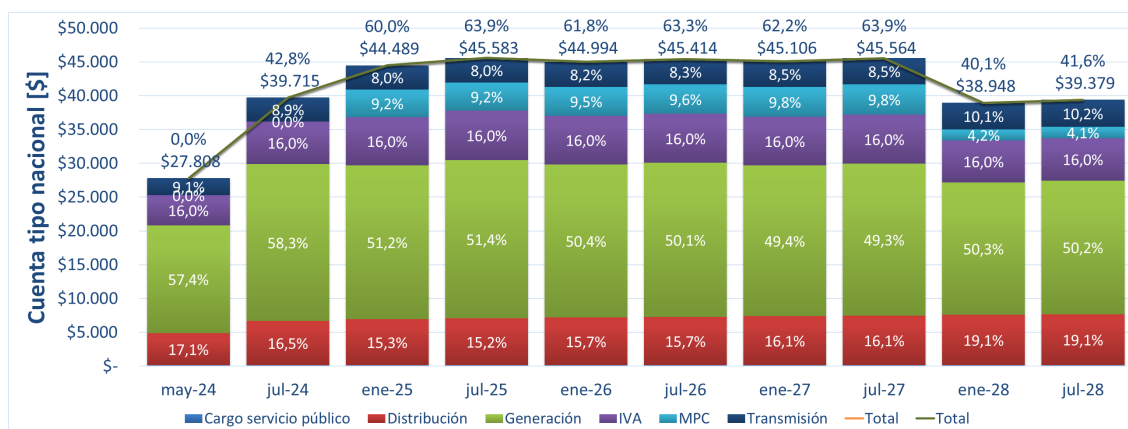


Figura A.43: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 180 [kWh/mes], en el escenario de tipo de cambio constante.

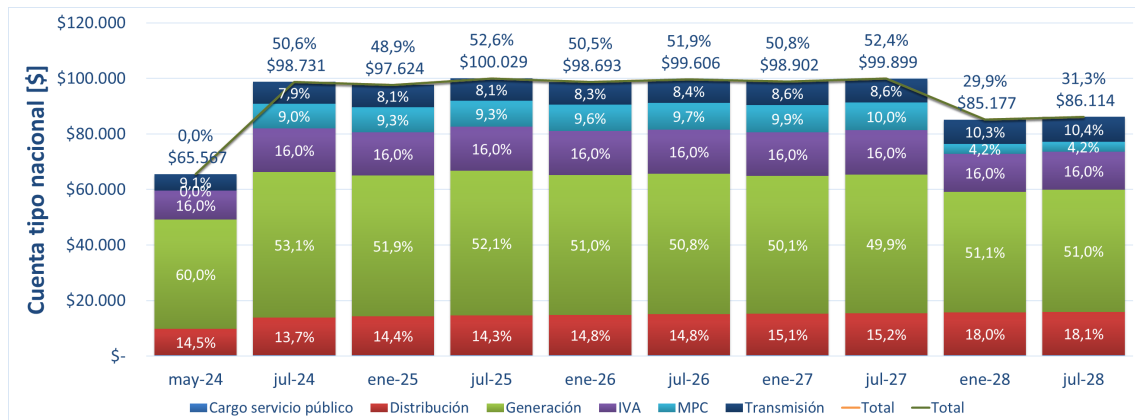


Figura A.44: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 400 [kWh/mes], en el escenario de tipo de cambio constante.

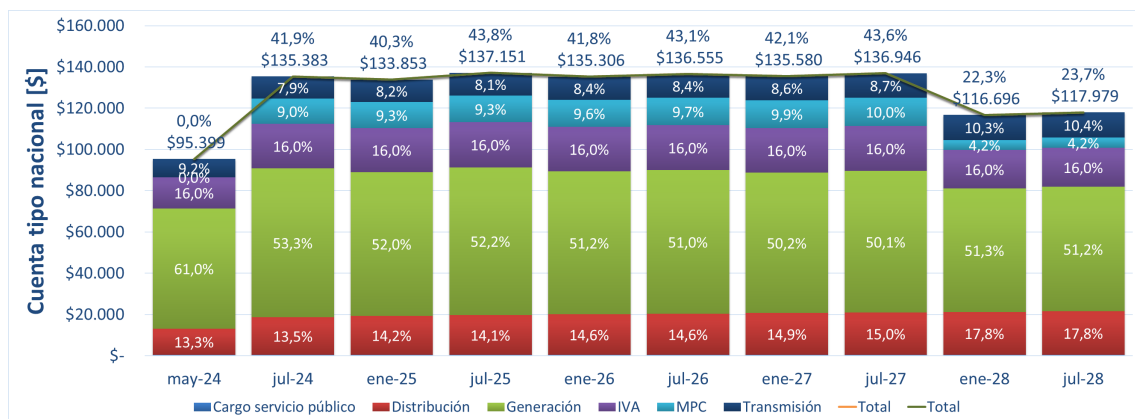


Figura A.45: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT1A con consumo mensual de 550 [kWh/mes], en el escenario de tipo de cambio constante.

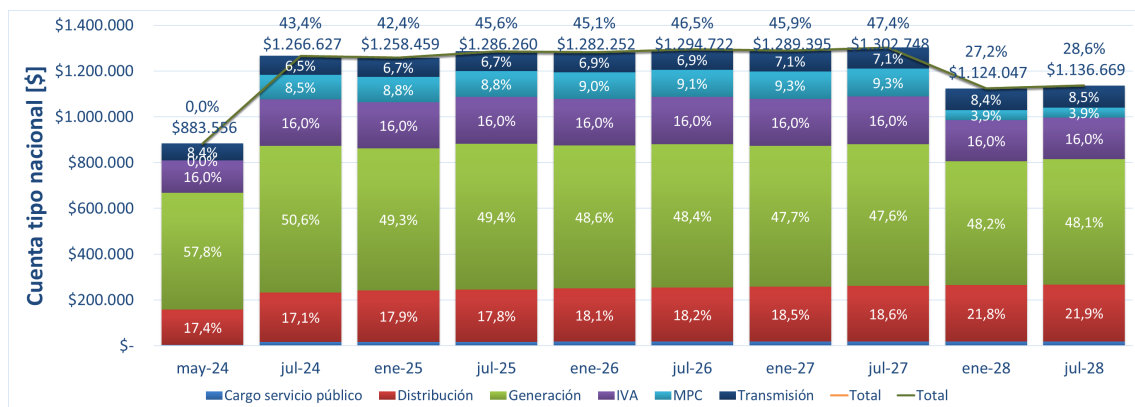


Figura A.46: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria BT14.3, en el escenario de tipo de cambio constante.

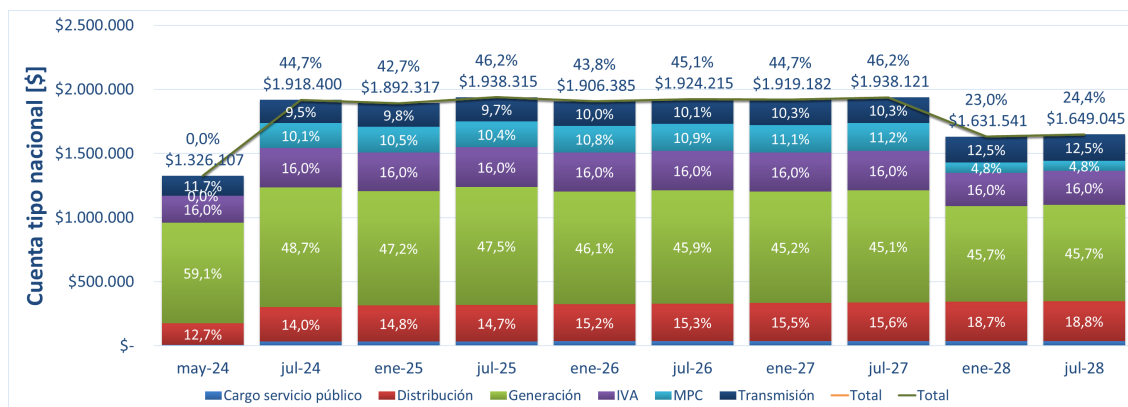


Figura A.47: Evolución del nivel de precios para una cuenta tipo de la opción tarifaria AT4.3, en el escenario de tipo de cambio constante.

El análisis de la tarifa AT4.3, correspondiente a clientes regulados industriales con suministro en alta tensión, evidencia reducciones significativas en la componente de generación bajo el escenario de término anticipado de contratos de la licitación 2013/03.02.

Durante el primer semestre de 2025, el *PNEP* alcanza un valor de 68,934 [USD/MWh], lo que implica una reducción del 24,36% respecto al caso base (91,000 [USD/MWh]). Este ajuste se traduce en una disminución del 11,33% en la tarifa total, que pasa de 1,876,154 a 1,663,621. Por su parte, la generación representa un 42,8% de la tarifa total, evidenciando el impacto directo del cambio en la estructura de costos.

En el segundo semestre de 2025, se mantiene una tendencia similar con un *PNEP* de 71,248 [USD/MWh], lo que equivale a una reducción del 24,45% respecto al escenario base (94,000 [USD/MWh]). En este periodo, la tarifa total se ajusta a 1,658,774, registrando una disminución del 11,90%. Cabe destacar que la generación, en este caso, corresponde al 42,1% del total.

A partir de 2026, el *PNEP* tiende a estabilizarse con variaciones promedio cercanas al 26%, en comparación con el caso base. En el último año de evaluación, la tarifa total se sitúa en 1,327,829, reflejando una disminución acumulada del 12,63%. La generación, por su parte, mantiene una proporción del 37,8% en la estructura de costos.

La figura A.42 ilustra la evolución de los niveles tarifarios para la opción AT4.3 bajo este escenario.

## A.2. Parámetros Valor Agregado de Distribución

### A.2.1. Costos de distribución base

Tabla A.3: Costos de distribución CDAT y CDBT bases para el periodo.

| Área Típica | CDATo<br>\$/kW/mes | CDBTo<br>\$/kW/mes |
|-------------|--------------------|--------------------|
| 1           | 1.718,3            | 6.201,5            |
| 2           | 4.942,7            | 13.920,0           |
| 3           | 3.981,5            | 11.803,6           |
| 4           | 4.014,5            | 10.617,4           |
| 5           | 6.936,3            | 16.827,1           |
| 6           | 19.369,8           | 34.464,0           |
| 7           | 2.756,3            | 10.794,5           |
| 8           | 31.708,7           | 53.768,5           |
| 9           | 7.564,8            | 24.845,9           |
| 10          | 21.121,3           | 43.330,9           |
| 11          | 21.955,8           | 36.015,6           |
| 12          | 46.637,6           | 83.474,6           |

### A.2.2. Corrección por aportes de terceros

Los valores agregados de distribución serán corregidos para cada empresa distribuidora, de modo de descontarles la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros que tengan en relación con el VNR de todas sus instalaciones de distribución. Al valor resultante se le adicionará la anualidad necesaria para renovar dichos aportes.

Para incorporar aquello, se emplea un factor aplicable a la componente de inversión de las fórmulas de indexación de los costos de distribución  $\beta$ , el cual se calcula sobre la base de la proporción de aportes de terceros informada por la Superintendencia y se muestra a continuación:

Tabla A.4: Factor de corrección por aportes de terceros por distribuidora.

| ID | Empresa    | Beta  |       |       |       |       |       |
|----|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|    |            | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  |
| 6  | CHILQUINTA | 0,987 | 0,987 | 0,987 | 0,987 | 0,987 | 0,987 |
| 8  | EMELCA     | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 9  | LITORAL    | 0,982 | 0,982 | 0,983 | 0,983 | 0,983 | 0,983 |
| 10 | ENEL       | 0,975 | 0,976 | 0,976 | 0,976 | 0,976 | 0,976 |
| 12 | EEC        | 0,997 | 0,997 | 0,997 | 0,997 | 0,997 | 0,997 |
| 13 | TILTIL     | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 14 | EEPA       | 0,982 | 0,983 | 0,984 | 0,984 | 0,984 | 0,984 |
| 18 | CGED       | 0,985 | 0,985 | 0,986 | 0,986 | 0,986 | 0,986 |
| 20 | COOPERSOL  | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 21 | COPELAN    | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 22 | FRONTEL    | 0,996 | 0,997 | 0,997 | 0,997 | 0,997 | 0,997 |
| 23 | SAESA      | 0,994 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 |
| 24 | EDELAYSEN  | 0,996 | 0,996 | 0,996 | 0,996 | 0,996 | 0,996 |
| 25 | EDELMAG    | 0,969 | 0,970 | 0,971 | 0,971 | 0,971 | 0,971 |
| 26 | CODINER    | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 28 | EDECSA     | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 29 | CEC        | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 31 | LUZLINARES | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 32 | LUZPARRAL  | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 33 | COPELEC    | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 34 | COELCHA    | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 35 | SOCOEPA    | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 36 | COOPREL    | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 39 | LUZOSORNO  | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 40 | CRELL      | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 44 | SASIPA     | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 45 | MATAQUITO  | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| 46 | DESA       | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |

### A.2.3. Costos asociados a cada indicador de inversión y operación

En las siguientes Tablas [A.5](#) y [A.6](#) se muestran los factores asociados a los indicadores de inversión y operación para el año 2024.

Tabla A.5: Parámetros relacionados con las proporciones de costos asociadas a cada indicador de inversión y operación en alta tensión.

| Año  | Área Típica | IA1    | OA1    | AA1    | IA2    | OA2    | AA2    |
|------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2024 | 1           | 0,2408 | 0,3748 | 0,0429 | 0,2675 | 0,0304 | 0,0436 |
|      | 2           | 0,1320 | 0,6399 | 0,0228 | 0,1597 | 0,0188 | 0,0268 |
|      | 3           | 0,0989 | 0,5063 | 0,0169 | 0,3086 | 0,0227 | 0,0466 |
|      | 4           | 0,1261 | 0,4345 | 0,0220 | 0,3317 | 0,0350 | 0,0507 |
|      | 5           | 0,1069 | 0,4443 | 0,0182 | 0,3276 | 0,0503 | 0,0527 |
|      | 6           | 0,0929 | 0,4424 | 0,0153 | 0,3534 | 0,0449 | 0,0511 |
|      | 7           | 0,0802 | 0,6628 | 0,0138 | 0,1926 | 0,0199 | 0,0307 |
|      | 8           | 0,0901 | 0,5811 | 0,0144 | 0,2470 | 0,0275 | 0,0399 |
|      | 9           | 0,0549 | 0,7056 | 0,0090 | 0,1840 | 0,0158 | 0,0307 |
|      | 10          | 0,1015 | 0,4376 | 0,0163 | 0,3438 | 0,0462 | 0,0546 |
|      | 11          | 0,0936 | 0,5677 | 0,0152 | 0,2545 | 0,0283 | 0,0407 |
|      | 12          | 0,0757 | 0,6374 | 0,0122 | 0,2189 | 0,0231 | 0,0327 |

Tabla A.6: Parámetros relacionados con las proporciones de costos asociadas a cada indicador de inversión y operación en baja tensión.

| Año  | Área Típica | IB1    | OB1    | AB1    | IB2    | OB2    | AB2    |
|------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2024 | 1           | 0,2022 | 0,3497 | 0,0355 | 0,3058 | 0,0635 | 0,0433 |
|      | 2           | 0,1098 | 0,6372 | 0,0184 | 0,1730 | 0,0346 | 0,0270 |
|      | 3           | 0,1289 | 0,4814 | 0,0218 | 0,2865 | 0,0403 | 0,0411 |
|      | 4           | 0,1203 | 0,4497 | 0,0207 | 0,3063 | 0,0585 | 0,0445 |
|      | 5           | 0,1018 | 0,4512 | 0,0171 | 0,2863 | 0,1012 | 0,0424 |
|      | 6           | 0,0905 | 0,4179 | 0,0147 | 0,3229 | 0,1087 | 0,0453 |
|      | 7           | 0,1068 | 0,6135 | 0,0178 | 0,1823 | 0,0528 | 0,0268 |
|      | 8           | 0,0932 | 0,5187 | 0,0143 | 0,2518 | 0,0850 | 0,0370 |
|      | 9           | 0,0638 | 0,5740 | 0,0096 | 0,1937 | 0,1303 | 0,0286 |
|      | 10          | 0,1050 | 0,4097 | 0,0164 | 0,3228 | 0,0989 | 0,0472 |
|      | 11          | 0,0961 | 0,5147 | 0,0152 | 0,2634 | 0,0718 | 0,0388 |
|      | 12          | 0,0827 | 0,5522 | 0,0129 | 0,2253 | 0,0949 | 0,0320 |

#### A.2.4. Factores de Expansión de Pérdidas

Los **factores de expansión de pérdidas** son parámetros que permiten ajustar las tarifas para reflejar las pérdidas de energía y potencia que ocurren en el sistema de distribución, tanto en alta como en baja tensión. Estos factores dependen del Área Típica de Distribución (ATD), del año y se dividen en:

- **PPAT:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.
- **PMPAT:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.
- **PEAT:** Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.

- **PPBT:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
- **PMPBT:** Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.
- **PEBT:** Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

Además, se señalan las siglas equivalentes dentro de las fórmulas tarifarias:

Tabla A.7: Equivalencia de Nomenclatura en Factores de Expansión de Pérdidas

| Factor Original | Factor Equivalente |
|-----------------|--------------------|
| PPAT            | PMPAG              |
| PEAT            | PMEA               |
| PPBT            | PMPBG              |
| PEBT            | PMEB               |
| PMPBT           | PMPBD              |
| PMPAT           | PMPAD              |

Tabla A.8: Factores de expansión de perdidas 2024.

| Año  | Ítem  | Área Típica |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|------|-------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|      |       | 1           | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11     | 12     |
| 2024 | PMPAG | 1,0164      | 1,0138 | 1,0297 | 1,0267 | 1,0180 | 1,0317 | 1,0290 | 1,0538 | 1,0213 | 1,0367 | 1,0377 | 1,0412 |
|      | PMPAD | 1,0177      | 1,0130 | 1,0299 | 1,0243 | 1,0212 | 1,0395 | 1,0310 | 1,0865 | 1,0502 | 1,0513 | 1,0418 | 1,0534 |
|      | PMEA  | 1,0161      | 1,0133 | 1,0306 | 1,0274 | 1,0201 | 1,0362 | 1,0268 | 1,0702 | 1,0381 | 1,0482 | 1,0357 | 1,0472 |
|      | PMPBG | 1,0503      | 1,0575 | 1,1231 | 1,0821 | 1,0588 | 1,0905 | 1,0388 | 1,1114 | 1,1122 | 1,0710 | 1,0609 | 1,0955 |
|      | PMPBD | 1,0526      | 1,0594 | 1,1262 | 1,0835 | 1,0607 | 1,0878 | 1,0401 | 1,0888 | 1,1002 | 1,0644 | 1,0612 | 1,0856 |
|      | PMEB  | 1,0563      | 1,0619 | 1,1306 | 1,0897 | 1,0681 | 1,1004 | 1,0450 | 1,1147 | 1,1121 | 1,0839 | 1,0752 | 1,1125 |

### A.2.5. Número de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente

Tabla A.9: Número de horas de uso para el cálculo de potencia base coincidente.

| ID | Empresa    | Horas de uso |       |      | Factores de coincidencia |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|----|------------|--------------|-------|------|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|    |            | NHUBB        | NHUNB | NHUV | FNDPB                    | FDDPB  | FNPPB  | FDFPB  | FDFPB  | FNDPA  | FDDPA  | FNPPA  | FDPPA  | FDFPA  |
| 6  | CHILQUINTA | 499          | 457   | 0    | 0,5839                   | 0,4272 | 0,8561 | 0,6515 | 0,3739 | 0,5031 | 0,9676 | 0,7451 | 0,9672 | 0,7450 |
| 8  | EMELCA     | 446          | 597   | 0    | 0,3093                   | 0,2409 | 0,3878 | 0,3901 | 0,3751 | 0,2302 | 0,2304 | 0,3568 | 0,5251 | 0,0750 |
| 9  | LITORAL    | 442          | 343   | 293  | 0,6194                   | 0,8801 | 0,9794 | 0,8797 | 0,8801 | 0,7433 | 0,8801 | 0,9800 | 0,8801 | 0,8801 |
| 10 | ENEL       | 418          | 480   | 0    | 0,4733                   | 0,4410 | 0,8412 | 0,7550 | 0,4900 | 0,5049 | 0,4901 | 0,8408 | 0,7644 | 0,6370 |
| 12 | EEC        | 444          | 394   | 0    | 0,5413                   | 0,5456 | 0,7972 | 0,7991 | 0,5953 | 0,4923 | 0,4960 | 0,7856 | 0,4762 | 0,2381 |
| 13 | TILTH      | 690          | 727   | 0    | 0,0090                   | 0,1012 | 0,0165 | 0,1855 | 0,1012 | 0,0105 | 0,1340 | 0,0147 | 0,1350 | 0,0607 |
| 14 | EEPA       | 443          | 383   | 0    | 0,6096                   | 0,5896 | 0,8534 | 0,8866 | 0,6149 | 0,5543 | 0,6993 | 0,7962 | 0,8889 | 0,8784 |
| 18 | CGED       | 535          | 435   | 0    | 0,5288                   | 0,5041 | 0,6869 | 0,7666 | 0,4339 | 0,6446 | 0,6151 | 0,7499 | 0,8553 | 0,5144 |
| 20 | COOPERSOL  | 340          | 380   | 0    | 0,7000                   | 0,7000 | 0,7500 | 0,7500 | 0,4500 | 0,4000 | 0,5000 | 0,7500 | 0,8000 | 0,5000 |
| 21 | COPELAN    | 350          | 378   | 0    | 0,4286                   | 0,6933 | 0,4762 | 0,9797 | 0,8633 | 0,1905 | 0,6543 | 0,5903 | 0,9549 | 0,2876 |
| 22 | FRONTEL    | 464          | 462   | 0    | 0,5703                   | 0,5954 | 0,8498 | 0,7990 | 0,3935 | 0,8731 | 0,5417 | 0,9306 | 0,7854 | 0,3653 |
| 23 | SAESA      | 468          | 407   | 0    | 0,4713                   | 0,4857 | 0,8066 | 0,7065 | 0,3971 | 0,5708 | 0,8083 | 0,7063 | 0,9616 | 0,5661 |
| 24 | EDELAYSEN  | 434          | 534   | 0    | 0,8805                   | 0,5065 | 0,9379 | 0,7010 | 0,7035 | 0,8807 | 0,3235 | 0,9795 | 0,5065 | 0,3799 |
| 25 | EDELMAG    | 393          | 431   | 0    | 0,3327                   | 0,4828 | 0,6049 | 0,6217 | 0,3403 | 0,4545 | 0,4900 | 0,6240 | 0,6858 | 0,2939 |
| 26 | CODINER    | 401          | 456   | 0    | 0,5926                   | 0,5857 | 0,8549 | 0,9371 | 0,6561 | 0,2279 | 0,5857 | 0,8537 | 0,8903 | 0,2927 |
| 28 | EDECSA     | 403          | 484   | 0    | 0,4088                   | 0,8191 | 0,7722 | 0,8300 | 0,4915 | 0,4635 | 0,6011 | 0,6721 | 0,9284 | 0,5242 |
| 29 | CEC        | 468          | 429   | 0    | 0,3696                   | 0,4161 | 0,3880 | 0,6242 | 0,4022 | 0,4324 | 0,6282 | 0,5725 | 0,8138 | 0,6243 |
| 31 | LUZLINARES | 331          | 404   | 0    | 0,7793                   | 0,5851 | 0,8220 | 0,9860 | 0,9785 | 0,7793 | 0,6931 | 0,8195 | 0,9785 | 0,4242 |
| 32 | LUZPARRAL  | 304          | 465   | 0    | 0,7737                   | 0,6012 | 0,8704 | 0,9799 | 0,8055 | 0,5319 | 0,7933 | 0,6846 | 0,9799 | 0,4886 |
| 33 | COPELEC    | 398          | 443   | 0    | 0,5688                   | 0,6924 | 0,7111 | 0,7419 | 0,5156 | 0,8651 | 0,6442 | 0,8057 | 0,8052 | 0,2555 |
| 34 | COELCHA    | 318          | 471   | 0    | 0,6299                   | 0,4576 | 0,6297 | 0,5174 | 0,3590 | 0,3999 | 0,3238 | 0,5943 | 0,6336 | 0,1690 |
| 35 | SOCOPEA    | 690          | 690   | 0    | 0,0116                   | 0,1248 | 0,0281 | 0,1742 | 0,1539 | 0,0148 | 0,1016 | 0,0273 | 0,1249 | 0,0639 |
| 36 | COOPREL    | 305          | 442   | 0    | 0,3619                   | 0,5339 | 0,7692 | 0,7762 | 0,7426 | 0,3167 | 0,6922 | 0,6334 | 0,9781 | 0,4405 |
| 39 | LUZOSORNO  | 414          | 546   | 0    | 0,5644                   | 0,5277 | 0,7292 | 0,9392 | 0,3925 | 0,5441 | 0,7849 | 0,6772 | 0,8118 | 0,2841 |
| 40 | CRELL      | 405          | 464   | 0    | 0,5111                   | 0,6207 | 0,8442 | 0,9784 | 0,4789 | 0,5344 | 0,5517 | 0,6362 | 0,7887 | 0,3585 |
| 44 | SASIPA     | 400          | 415   | 0    | 0,5000                   | 0,6000 | 0,8500 | 0,8000 | 0,4000 | 0,6000 | 0,8000 | 0,7500 | 0,6500 | 0,3500 |
| 45 | MATAQUITO  | 500          | 500   | 0    | 0,4500                   | 0,7500 | 0,6000 | 0,8500 | 0,5000 | 0,4500 | 0,8500 | 0,9000 | 0,9500 | 0,4000 |
| 46 | DESA       | 230          | 230   | 0    | 0,7000                   | 0,7000 | 0,7500 | 0,7500 | 0,4500 | 0,4000 | 0,5000 | 0,7500 | 0,8000 | 0,5000 |

### A.2.6. Cargos Fijos

Los **cargos fijos** aplicables a clientes se determinan de acuerdo con las siguientes fórmulas:

(a) Medidor de energía:

$$CFES = FACF \cdot \text{Index}(CFE_0) \quad (\text{A.1})$$

(b) Medidor de energía y medidor de demanda:

$$CFDS = FACF \cdot \text{Index}(CFD_0) \quad (\text{A.2})$$

(c) Medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior:

$$CFHS = FACF \cdot \text{Index}(CFH_0) \quad (\text{A.3})$$

(d) Unidad de medida del SMMC:

$$CFUS = FACF \cdot \text{Index}(CFU_0) \quad (\text{A.4})$$

Donde:

- **CFES**: Cargo fijo para cliente con medidor de energía. Se expresa en \$/mes.
- **CFDS**: Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/mes.
- **CFHS**: Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior. Se expresa en \$/mes.
- **CFUS**: Cargo fijo para cliente con unidad de medida del SMMC. Se expresa en \$/mes.
- **FACF**: Factor de ajuste del cargo fijo para el cumplimiento de la condición señalada en el inciso primero del artículo 185° de la LGSE.
- **CFE<sub>0</sub>**: Cargo fijo base de cliente con medidor de energía. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- **CFD<sub>0</sub>**: Cargo fijo base de cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- **CFH<sub>0</sub>**: Cargo fijo base de cliente con medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, con memoria de masa para el registro de energía, demanda máxima de potencia en horas de punta, y demanda máxima de potencia suministrada. Se expresa en \$/mes.
- **CFU<sub>0</sub>**: Cargo fijo base de cliente con unidad de medida del SMMC. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- **Index()**: Equivale al valor indexado de la componente entre paréntesis, de conformidad con las fórmulas de indexación dispuestas en el numeral 1 del capítulo VII. Se expresa en \$/mes.

Finalmente, los valores base **CFE<sub>0</sub>**, **CFD<sub>0</sub>**, **CFH<sub>0</sub>** y **CFU<sub>0</sub>** corresponden a los valores del año base de la fijación 2019.

### A.3. Factores de referenciación correspondientes al segundo semestre de 2024 para los distintos Sistemas

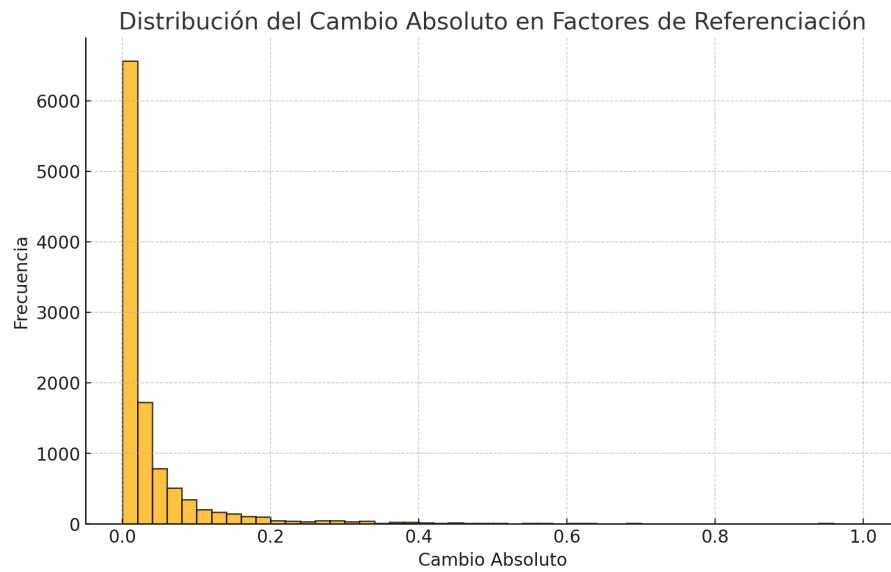


Figura A.48: Variaciones porcentuales entre factores de referenciación de semestres 2021-1 a 2024-1.

Tabla A.10: Factores de referenciación para el Sistema B

| Punto de Retiro/Nudo Nacional | CARDONES 220 | D. DE ALMAGRO 220 | LOS VILOS 220 | MAITENCILLO 220 | PAN DE AZUCAR 220 | QUILLOTA 220 |
|-------------------------------|--------------|-------------------|---------------|-----------------|-------------------|--------------|
| Alto del Carmen 13.8          | 0.1033       | 0                 | 0.0013        | 0.7760          | 0.1195            | 0            |
| Andacollo 13.2                | 0.0021       | 0                 | 0.0069        | 0.0129          | 0.9780            | 0            |
| Armazones 023                 | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| Cabildo 023                   | 0            | 0                 | 0             | 0               | 0                 | 1            |
| Caldera 023                   | 0.7511       | 0                 | 0.0022        | 0.2163          | 0.0304            | 0            |
| Casas Viejas 023              | 0            | 0                 | 0             | 0               | 0                 | 1            |
| Casas Viejas 13.2             | 0            | 0                 | 0             | 0               | 0                 | 1            |
| Castilla 023                  | 0.4886       | 0                 | 0.0017        | 0.4436          | 0.0660            | 0            |
| Central Taltal 015            | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| Cerrillos 023                 | 0.7557       | 0                 | 0.0020        | 0.2114          | 0.0309            | 0            |
| Chañaral 023                  | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| Chañaral 13.2                 | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| Combarbala 13.2               | 0.0020       | 0                 | 0.4342        | 0.0075          | 0.5563            | 0            |
| Copiapo 13.8                  | 0.7491       | 0                 | 0.0023        | 0.2189          | 0.0296            | 0            |
| Damascal 023                  | 0.0021       | 0                 | 0.0023        | 0.0129          | 0.9827            | 0            |
| Diego de Almagro 023          | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| El Espino 066                 | 0.0019       | 0                 | 0.6108        | 0.0054          | 0.3819            | 0            |
| El Peñon 023                  | 0.0021       | 0                 | 0.0069        | 0.0128          | 0.9782            | 0            |
| El Peñon 13.2                 | 0.0021       | 0                 | 0.0069        | 0.0128          | 0.9782            | 0            |
| El Salado 023                 | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| El Sauce 13.2                 | 0.0020       | 0                 | 0.3139        | 0.0090          | 0.6751            | 0            |
| Guayacan 13.2                 | 0.0021       | 0                 | 0.0022        | 0.0130          | 0.9827            | 0            |
| H. Fuentes 023                | 0.7503       | 0                 | 0.0022        | 0.2175          | 0.0301            | 0            |
| Huasco 13.8                   | 0.0994       | 0                 | 0.0013        | 0.7801          | 0.1192            | 0            |
| Illapel 023                   | 0.0019       | 0                 | 0.8913        | 0.0028          | 0.1040            | 0            |
| Illapel 13.2                  | 0.0019       | 0                 | 0.8913        | 0.0028          | 0.1040            | 0            |
| Incahuasi 023                 | 0.0556       | 0                 | 0.0018        | 0.4306          | 0.5120            | 0            |
| Las Companias 13.2            | 0.0096       | 0                 | 0.0022        | 0.0767          | 0.9115            | 0            |
| Los Loros 023                 | 0.7642       | 0                 | 0.0019        | 0.2041          | 0.0298            | 0            |
| Marbella 13.2                 | 0            | 0                 | 0             | 0               | 0                 | 1            |
| Marquesa 023                  | 0.0023       | 0                 | 0.0024        | 0.0129          | 0.9824            | 0            |
| Monte Patria 023              | 0.0019       | 0                 | 0.0244        | 0.0124          | 0.9613            | 0            |
| Monte Patria 13.2             | 0.0019       | 0                 | 0.0244        | 0.0124          | 0.9613            | 0            |
| Ovalle 023                    | 0.0020       | 0                 | 0.0252        | 0.0126          | 0.9603            | 0            |
| Ovalle 13.2                   | 0.0020       | 0                 | 0.0252        | 0.0126          | 0.9603            | 0            |
| Pan de Azucar 13.2            | 0.0021       | 0                 | 0.0023        | 0.0130          | 0.9826            | 0            |
| Plantas 023                   | 0.7314       | 0                 | 0.0048        | 0.2337          | 0.0300            | 0            |
| Plantas 13.8                  | 0.7314       | 0                 | 0.0048        | 0.2337          | 0.0300            | 0            |
| Punitaqui 13.2                | 0.0020       | 0                 | 0.1313        | 0.0112          | 0.8555            | 0            |
| Quereo 023                    | 0.0021       | 0                 | 0.9764        | 0.0022          | 0.0194            | 0            |
| Quinquimo 023                 | 0.0019       | 0                 | 0.9757        | 0.0022          | 0.0201            | 0            |
| Salamanca 023                 | 0.0019       | 0                 | 0.8900        | 0.0027          | 0.1053            | 0            |
| San Joaquin CGET 13.2         | 0.0020       | 0                 | 0.0022        | 0.0130          | 0.9828            | 0            |
| San Joaquin CGET 13.8         | 0.0020       | 0                 | 0.0022        | 0.0130          | 0.9828            | 0            |
| San Juan 13.2                 | 0.0021       | 0                 | 0.0023        | 0.0130          | 0.9827            | 0            |
| Taltal 13.2                   | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| Taltal 13.8                   | 0            | 1                 | 0             | 0               | 0                 | 0            |
| Tierra Amarilla 023           | 0.7430       | 0                 | 0.0033        | 0.2233          | 0.0304            | 0            |
| Vallepar 13.8                 | 0.1004       | 0                 | 0.0013        | 0.7789          | 0.1194            | 0            |
| Vicuña 023                    | 0.0020       | 0                 | 0.0021        | 0.0127          | 0.9833            | 0            |
| Vicuña 110                    | 0.0020       | 0                 | 0.0021        | 0.0127          | 0.9833            | 0            |

Tabla A.11: Factores de referenciación para el Sistema A

| Punto de Retiro/Nudo Nacional | ATACAMA 220 | CALAMA 220 | CONDORES 220 | CRUCERO 220 | EL TESORO 220 | LABERINTO 220 | LAGUNAS 220 | PARINACOTA 220 | POZO ALMONTE 220 | TARAPACA 220 |
|-------------------------------|-------------|------------|--------------|-------------|---------------|---------------|-------------|----------------|------------------|--------------|
| Alto Hospicio 13.8            | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Antofagasta 13.8              | 0.9405      | 0          | 0            | 0.0228      | 0             | 0.0368        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Arica 13.2                    | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.8910      | 0.1090         | 0                | 0            |
| Arica Diesel 13.8             | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.8910      | 0.1090         | 0                | 0            |
| Calama 023                    | 0           | 1          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Central Tarapacá 13.8         | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 1            |
| Centro 023                    | 0.9581      | 0          | 0            | 0.0164      | 0             | 0.0255        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Cerro Dragón 13.8             | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Chapichilla 023               | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.8869      | 0.1131         | 0                | 0            |
| Chinchorro 13.8               | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9249         | 0.0751           | 0            |
| Condores 110                  | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Cuya 110                      | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.6620      | 0.3380         | 0                | 0            |
| Cuya 7.6                      | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.6620      | 0.3380         | 0                | 0            |
| Dolores 024                   | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.4641      | 0.5359         | 0                | 0            |
| El Lince 023                  | 0.9339      | 0          | 0            | 0.0329      | 0             | 0.0332        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| El Tesoro 023                 | 0           | 0          | 0            | 0           | 1             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Enaes 110                     | 0.9315      | 0          | 0            | 0.0334      | 0             | 0.0332        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Esmeralda 110                 | 0.9601      | 0          | 0            | 0.0157      | 0             | 0.0242        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Guardia Marina 023            | 0.9524      | 0          | 0            | 0.0192      | 0             | 0.0284        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Guardia Marina 13.8           | 0.9524      | 0          | 0            | 0.0192      | 0             | 0.0284        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Iquique 13.2                  | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.0528      | 0.9472         | 0                | 0            |
| Iquique Diesel 13.8           | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.0528      | 0.9472         | 0                | 0            |
| La Negra 023                  | 0.9343      | 0          | 0            | 0.0248      | 0             | 0.0410        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| La Portada 023                | 0.9503      | 0          | 0            | 0.0200      | 0             | 0.0297        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Lagunas 023                   | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 1             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Mantos Blancos 023            | 0.6682      | 0          | 0            | 0.0882      | 0             | 0.2436        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Mejillones 023                | 0.6126      | 0          | 0            | 0.2709      | 0             | 0.1165        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Mejillones 13.8               | 0.6126      | 0          | 0            | 0.2709      | 0             | 0.1165        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Michilla 023                  | 0.9339      | 0          | 0            | 0.0329      | 0             | 0.0332        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Pacifico 13.8                 | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Palafitos 13.8                | 0           | 0          | 1            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Parinacota 066                | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9249         | 0.0751           | 0            |
| Patache 13.8                  | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0              | 0                | 1            |
| Pozo Almonte 023              | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.05498     | 0.9450         | 0                | 0            |
| Pozo Almonte 13.8             | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.05498     | 0.9450         | 0                | 0            |
| Pukara 13.8                   | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0           | 0.9239         | 0.0761           | 0            |
| Quilani 13.8                  | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.9111      | 0.0889         | 0                | 0            |
| Sier 13.8                     | 0.9594      | 0          | 0            | 0.0160      | 0             | 0.0246        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Tamarugal 023                 | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.0556      | 0.9444         | 0                | 0            |
| Tap Cuya 13.8                 | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.6620      | 0.3380         | 0                | 0            |
| Tap Vitor 2 023               | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.6620      | 0.3380         | 0                | 0            |
| Tescapilla 005                | 0           | 0          | 0            | 0.9977      | 0             | 0.0023        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Uyilo 023                     | 0.9497      | 0          | 0            | 0.0183      | 0             | 0.0319        | 0           | 0              | 0                | 0            |
| Vitor 110                     | 0           | 0          | 0            | 0           | 0             | 0             | 0.7067      | 0.2933         | 0                | 0            |

Tabla A.12: Factores de referenciación para el Sistema C

| Punto de Retiro/Nudo Nacional | QUILLOTA 220 | LOS MAQUIS 220 | MELIPILLA 220 | NOGALES 220 | ALTO JAHUEL 220 | CERRO NAVIA 220 | CHENA 220 | POLPAICO 220 |
|-------------------------------|--------------|----------------|---------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------|--------------|
| Balandras 12.5                | 0.0057       | 0.0010         | 0.9924        | 0.0010      |                 |                 |           |              |
| Bosquesmar 012                | 0.7242       | 0.1040         | 0.1651        | 0.0068      |                 |                 |           |              |
| Caleu 012                     | 0.4271       | 0.5525         | 0.0155        | 0.0049      |                 |                 |           |              |
| Casablanca 012                | 0.0065       | 0.0019         | 0.9887        | 0.0028      |                 |                 |           |              |
| Catemu 012                    | 0.3987       | 0.5857         | 0.0106        | 0.0049      |                 |                 |           |              |
| Con Con 012                   | 0.7232       | 0.1092         | 0.1600        | 0.0076      |                 |                 |           |              |
| El Bato 012                   | 0.8147       | 0.1187         | 0.0522        | 0.0144      |                 |                 |           |              |
| El Melon 012                  | 0.4827       | 0.4969         | 0.0142        | 0.0062      |                 |                 |           |              |
| El Totoral 12.5               | 0.0053       | 0.0009         | 0.9929        | 0.0009      |                 |                 |           |              |
| Entel 012                     | 0.4319       | 0.5486         | 0.0144        | 0.0051      |                 |                 |           |              |
| Juncal 012                    | 0.3097       | 0.6712         | 0.0155        | 0.0036      |                 |                 |           |              |
| La Calera 012                 | 0.7011       | 0.2715         | 0.0208        | 0.0065      |                 |                 |           |              |
| Las Píñatas 012               | 0.0053       | 0.0009         | 0.9930        | 0.0009      |                 |                 |           |              |
| Las Píñatas 13.8              | 0.0053       | 0.0009         | 0.9930        | 0.0009      |                 |                 |           |              |
| Las Vegas 012                 | 0.5386       | 0.4408         | 0.0127        | 0.0080      |                 |                 |           |              |
| Loncura 012                   | 0.7986       | 0.1166         | 0.0719        | 0.0130      |                 |                 |           |              |
| Loncura 023                   | 0.7986       | 0.1166         | 0.0719        | 0.0130      |                 |                 |           |              |
| Manga Manga 13.2              | 0.6912       | 0.1024         | 0.2021        | 0.0042      |                 |                 |           |              |
| Mayaca 012                    | 0.8377       | 0.1299         | 0.0268        | 0.0057      |                 |                 |           |              |
| Miraflores 012                | 0.6793       | 0.0982         | 0.2181        | 0.0044      |                 |                 |           |              |
| Miraflores 13.2               | 0.6745       | 0.0973         | 0.2239        | 0.0044      |                 |                 |           |              |
| Nueva Panquehue 13.8          | 0.2889       | 0.6959         | 0.0102        | 0.0050      |                 |                 |           |              |
| Panquehue 012                 | 0.3093       | 0.6799         | 0.0065        | 0.0043      |                 |                 |           |              |
| Peñablanca 012                | 0.8372       | 0.1078         | 0.0493        | 0.0056      |                 |                 |           |              |
| Placeres 012                  | 0.4971       | 0.0798         | 0.4215        | 0.0016      |                 |                 |           |              |
| Placilla SIC2 012             | 0.5624       | 0.0896         | 0.3467        | 0.0013      |                 |                 |           |              |
| Playa Ancha 13.8              | 0.3766       | 0.0606         | 0.5596        | 0.0032      |                 |                 |           |              |
| Quilpue 012                   | 0.8036       | 0.1056         | 0.0855        | 0.0053      |                 |                 |           |              |
| Quintay 012                   | 0.0162       | 0.0027         | 0.9800        | 0.0011      |                 |                 |           |              |
| Quintero 012                  | 0.8198       | 0.1161         | 0.0509        | 0.0132      |                 |                 |           |              |
| Reñaca 012                    | 0.7190       | 0.1042         | 0.1704        | 0.0064      |                 |                 |           |              |
| Río Blanco 012                | 0.3072       | 0.6748         | 0.0145        | 0.0034      |                 |                 |           |              |
| Rungue 023                    | 0.4359       | 0.5417         | 0.0182        | 0.0043      |                 |                 |           |              |
| San Antonio 012               | 0.0004       | 0.0001         | 0.9992        | 0.0003      |                 |                 |           |              |
| San Felipe 012                | 0.1598       | 0.8308         | 0.0067        | 0.0027      |                 |                 |           |              |
| San Felipe 023                | 0.1687       | 0.8208         | 0.0076        | 0.0029      |                 |                 |           |              |
| San Jerónimo 012              | 0.0056       | 0.0010         | 0.9924        | 0.0010      |                 |                 |           |              |
| San Jerónimo 13.8             | 0.0056       | 0.0010         | 0.9924        | 0.0010      |                 |                 |           |              |
| San Pedro 012                 | 0.8565       | 0.1123         | 0.0253        | 0.0059      |                 |                 |           |              |
| San Rafael 012                | 0.2554       | 0.7322         | 0.0092        | 0.0032      |                 |                 |           |              |
| San Sebastián 012             | 0.0030       | 0.0005         | 0.9959        | 0.0006      |                 |                 |           |              |
| Tap Algarrobo Norte 012       | 0.0069       | 0.0012         | 0.9909        | 0.0011      |                 |                 |           |              |
| Túnel Melon 012               | 0.4917       | 0.4874         | 0.0157        | 0.0053      |                 |                 |           |              |
| Valparaíso 012                | 0.3858       | 0.0644         | 0.5462        | 0.0036      |                 |                 |           |              |



## A.4. Parámetros CET definidos por la CNE

Tabla A.13: Valores base de definidos por la CNE para algunos contratos acogido al mecanismo transitorio Ley 20.936.

| LICITACION    | BLOQUE | Distribuidora     | Pto. Oferta  | Emp. Gx.             | Se Acoge a CET | CETo USD/MWh | Valor_base |
|---------------|--------|-------------------|--------------|----------------------|----------------|--------------|------------|
| 2015/02       | BS4A   | Coelcha           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,613        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Coelcha           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,613        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Coelcha           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,613        | 248,359    |
| SAE 2006/01   | BB1    | Coelcha           | Charrua 220  | COLBÚN               | SI             | 4,163        | 248,359    |
| SAE 2006/01   | BV1    | Coelcha           | Charrua 220  | COLBÚN               | SI             | 4,163        | 248,359    |
| SAE 2006/01   | BB1    | Coelcha           | Charrua 220  | ENDESA               | SI             | 2,1          | 248,359    |
| SIC 2013/01   | BS1    | Coelcha           | Polpaico 220 | ENDESA               | SI             | 2,666        | 248,359    |
| SIC 2013/01   | BS1    | Coelcha           | Polpaico 220 | PANGUIPULLI          | SI             | 5            | 248,359    |
| SIC 2013/03   | BS1    | Coelcha           | Polpaico 220 | ENDESA               | SI             | 2,833        | 248,359    |
| SIC 2013/03.2 | BS2B   | Coelcha           | Polpaico 220 | Pelumpén S.A.        | SI             | 4,003        | 248,359    |
| SIC 2013/03.2 | BS3    | Coelcha           | Polpaico 220 | ACCIONA              | SI             | 2,13         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | CEC               | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,79         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | CGE Distribución  | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,665        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Chilquinta        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,77         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Codiner           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,048        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Conafe            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,409        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Coopelan          | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,039        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Cooprel           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,782        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Copelec           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,255        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Crell             | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,68         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Edecsa            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,418        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | EEPA              | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,61         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Elecda            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,925        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | ELIQSA            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,16         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | EMELARI           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,113        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | EMELAT            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,778        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Emelca            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,377        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Enel Distribución | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,9          | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Frontel           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,091        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Litoral           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,84         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Luz Osorno        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,1          | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Luzlinares        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,191        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Luzparral         | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,274        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Saesa             | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,05         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4A   | Socoepa           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,73         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | CEC               | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,79         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | CGE Distribución  | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,665        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Chilquinta        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,77         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Codiner           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,048        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Conafe            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,409        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Coopelan          | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,039        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Cooprel           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,782        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Copelec           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,255        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Crell             | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,68         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Edecsa            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,418        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | EEPA              | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,61         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Elecda            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,925        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | ELIQSA            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,16         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | EMELARI           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,113        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | EMELAT            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,778        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Emelca            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,377        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Enel Distribución | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,9          | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Frontel           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,091        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Litoral           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,84         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Luz Osorno        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,1          | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Luzlinares        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,191        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Luzparral         | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,274        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Saesa             | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,05         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4B   | Socoepa           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,73         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | CEC               | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,79         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | CGE Distribución  | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,665        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Chilquinta        | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,77         | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Codiner           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,048        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Conafe            | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,409        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Coopelan          | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,039        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Cooprel           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 2,782        | 248,359    |
| 2015/02       | BS4C   | Copelec           | Polpaico 220 | Aela Generación S.A. | SI             | 3,255        | 248,359    |

## A.5. Despacho de energía y precio promedio de contratos

### A.5.0.a. Renegociación al 90 % del precio de adjudicación

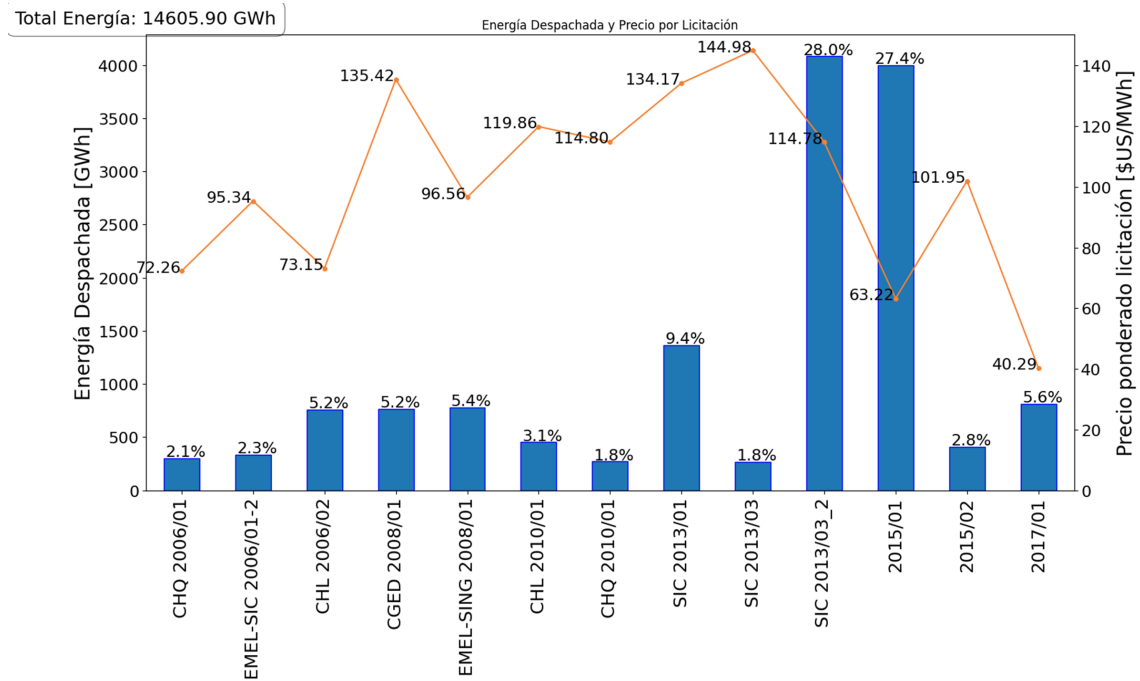


Figura A.49: Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2024-2, con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

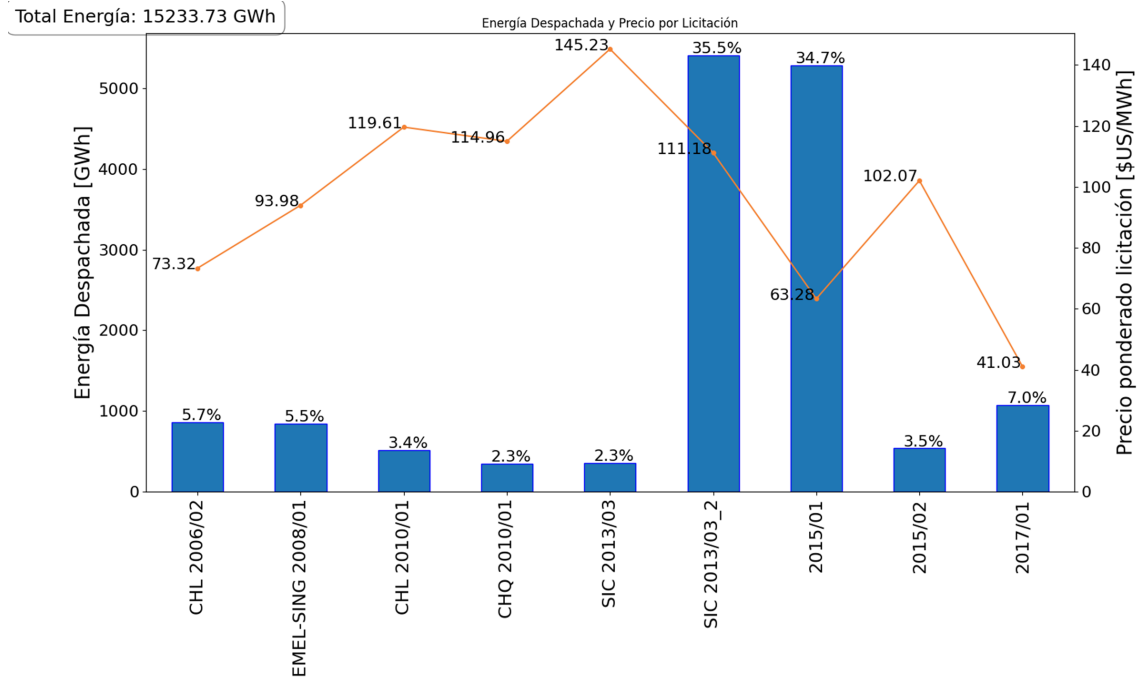


Figura A.50: Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2025-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

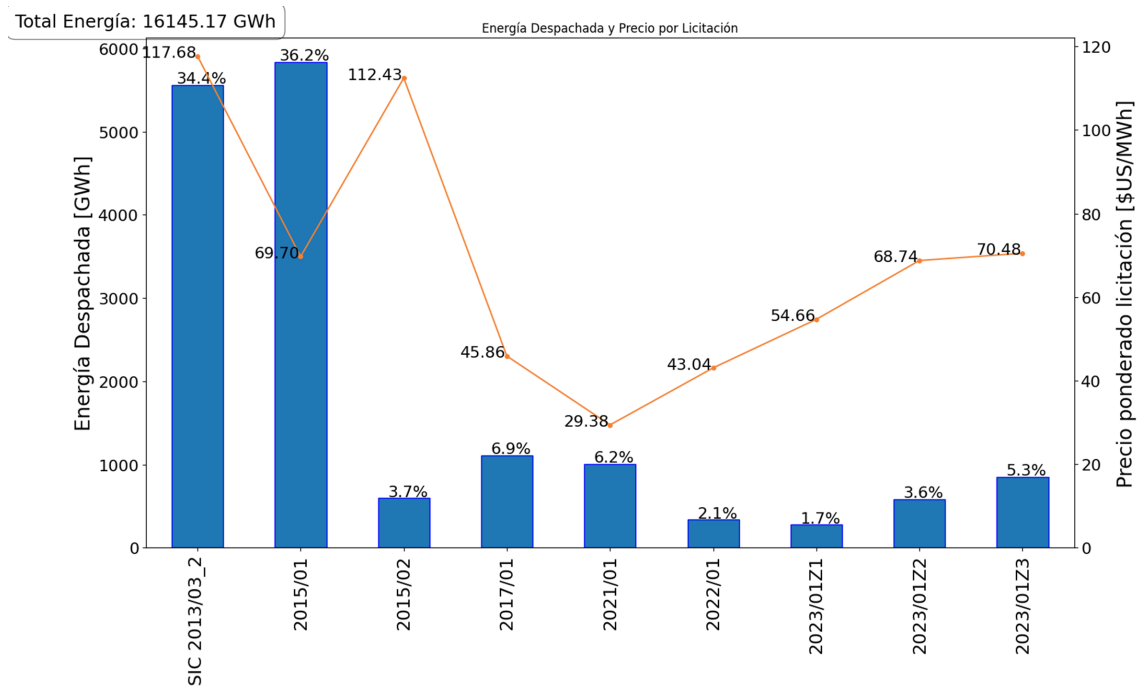


Figura A.51: Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2026-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

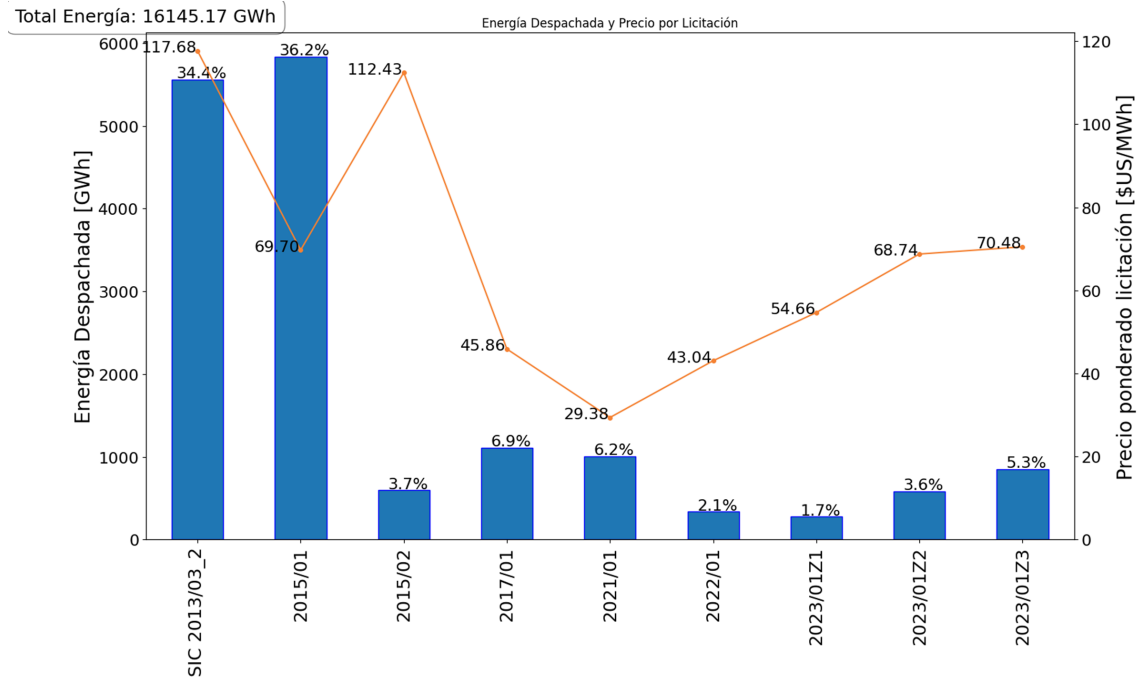


Figura A.52: Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2027-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

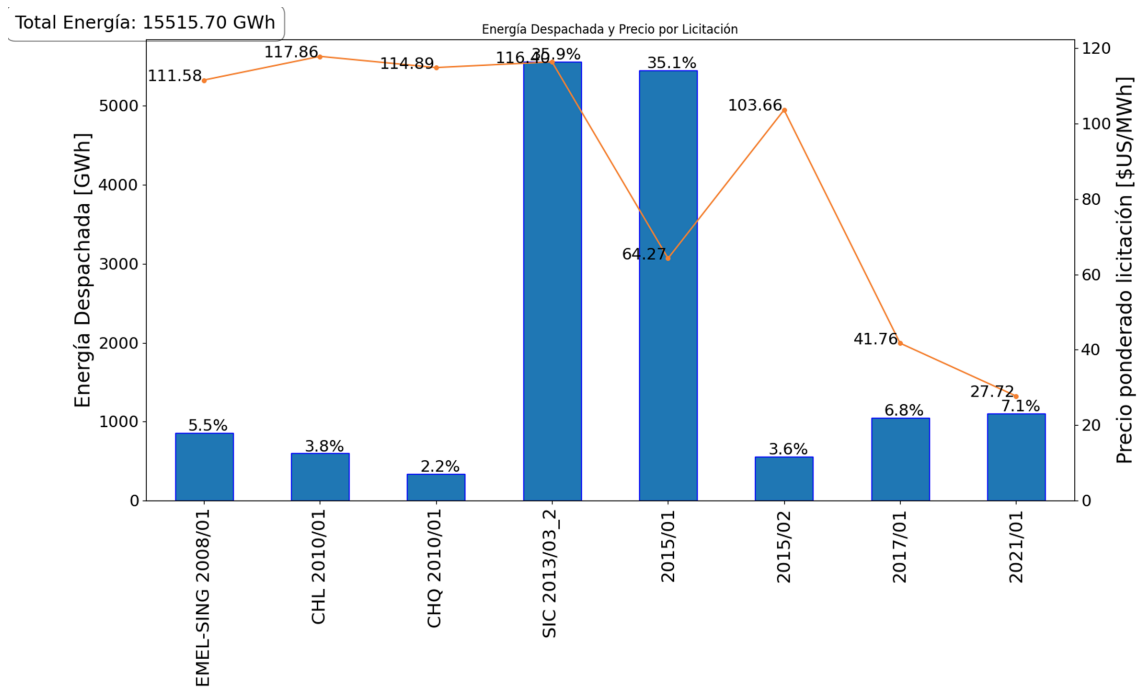


Figura A.53: Energía total despachada y precio promedio ponderado de las licitaciones vigentes durante el semestre 2028-1, con renegociación al 90 % del precio adjudicado.

# Bibliografía

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018: Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos*, Diario Oficial, Santiago, Chile, 5 de febrero de 2007. [En línea]. Última versión actualizada a abril de 2024. dirección: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171&idParte=8721667&idVersion=2024-04-30>.
- [2] J. B. Salvagno, “Mercado de Contratos de Suministro Eléctrico en Chile,” *Universidad del Desarrollo*, feb. de 2015. dirección: <http://tinyurl.com/yl846wse>.
- [3] R. A. R. Valderrama, “Análisis Expost del Efecto de la Ley Corta II N° 20.018 en los Precios de los Contratos de Suministro de Largo Plazo de las Distribuidoras,” Tesis de Magíster, Universidad Técnica Federico Santa María, jul. de 2016. dirección: <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/23301/3560900232297UTFSM.pdf?sequence=1>.
- [4] F. E. T. Gutierrez, *Actualización de precios de la energía a clientes regulados basado en la licitación correspondiente al periodo 2016-2017*, Trabajo de Titulación, Universidad de Santiago de Chile, 2018.
- [5] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico, Ley N° 20.018*, [En línea], mayo de 2005. dirección: <https://bcn.cl/2ewnh>.
- [6] Ministerio de Energía, *Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios, Ley N° 20.805*, Diario Oficial, Santiago, Chile, 29 de enero de 2015. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1074277>.
- [7] K. P. C., *Licitación de suministro eléctrico para clientes residenciales logra nueva baja de precios*, Diario Financiero, 7 de septiembre de 2021. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <http://tinyurl.com/yksf4zsx>.
- [8] N. G. Bernal, *Mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica, Ley 21.185. Proyecciones del Fondo de Estabilización a Diciembre 2020*, Asesoría Técnica Parlamentaria, octubre de 2020. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=123456>.
- [9] Comisión de Minería y Energía, *Informe de la Comisión de Minería y Energía recaído en el proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de transmisión energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad*, Boletín N° 16.078-08, Honorable Senado de

- Chile, diciembre de 2023. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <http://tinyurl.com/yov3a562>.
- [10] Ministerio de Energía, *Transición Energética de Chile: Política Energética Nacional - Actualización 2022*, Gobierno de Chile, febrero de 2022. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen\\_2050\\_-\\_actualizado\\_marzo\\_2022\\_0.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf).
- [11] Ministerio de Energía, *Carbono Neutralidad en el Sector Energía: Proyección de Consumo Energético Nacional 2020*, División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio, División Ambiental y de Cambio Climático, 2020. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe\\_resumen\\_cn\\_2019\\_v07.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf).
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, *Reporte Energético Diciembre 2023*, Coordinador Eléctrico Nacional, diciembre de 2023. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/CEN\\_Reporte\\_Energetico\\_SEN\\_Dic23.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Dic23.pdf).
- [13] I. N. Torres, *Análisis comparativo de las tecnologías de producción de energía eléctrica: Costes de inversión, operación y mantenimiento, de producción y emisiones específicas*, Trabajo de Fin de Grado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2020. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92846/>.
- [14] C. de Diputados de Chile, *Proyecto de Resolución N° 1146*, Cámara de Diputados de Chile, 2023. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmId=8201&prmTipo=RESOLUCION>.
- [15] M. de Energía, *Ley N° 20.928: Establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos*, Diario Oficial, Santiago, Chile, junio de 2016. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://bcn.cl/3m738>.
- [16] M. de Energía, *Ley N° 21.472: Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios*, Diario Oficial, Santiago, Chile, agosto de 2022. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1179524>.
- [17] M. de Energía, *Ley N° 20.936: Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional*, Diario Oficial, Santiago, Chile, julio de 2016. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>.
- [18] M. de Energía, *Ley N° 21.667: Modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria*, Diario Oficial, Santiago, Chile, abril de 2024. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1203005>.
- [19] M. de Energía y Comisión Nacional de Energía, *Resolución 703 EXENTA: Modifica Resolución N° 778 EXENTA que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio y fija texto refundido de la misma*, Diario Oficial, Santiago, Chile, noviembre de 2018. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://bcn.cl/3mgce>.

- [20] C. N. de Energía, *Resolución Exenta N° 704: Fija texto definitivo que contiene los plazos, requisitos y condiciones para las licitaciones de suministro de energía*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, octubre de 2005. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Res\\_Ext\\_563.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Res_Ext_563.pdf).
- [21] M. de Energía, *Decreto 106: Aprueba reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2008*, Diario Oficial, Santiago, Chile, junio de 2016. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://bcn.cl/3lg3p>.
- [22] C. N. de Energía, *Informe Técnico Definitivo de Fórmulas Tarifarias: Propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, febrero de 2024. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/Rex\\_46\\_Aprueba-IT-Definitivo-Formulas-Tarifarias\\_2020-2024.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/Rex_46_Aprueba-IT-Definitivo-Formulas-Tarifarias_2020-2024.pdf).
- [23] Comisión Nacional de Energía. “Precio de Nudo de Corto Plazo.” (2025), dirección: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [24] Comisión Nacional de Energía. “Tarificación Eléctrica.” (2025), dirección: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>.
- [25] Comisión Nacional de Energía. “Licitaciones Eléctricas.” (2025), dirección: <https://www.licitacioneselectricas.cl/>.
- [26] U.S. Bureau of Labor Statistics. “Consumer Price Index (CPI) Data Retrieval Tool.” (2025), dirección: <https://data.bls.gov/series-report?redirect=true>.
- [27] Comisión Nacional de Energía. “Índice de precios de Combustibles para Licitaciones de Suministro.” (2025), dirección: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>.
- [28] C. N. de Energía, *Resolución Exenta N° 318: Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al primer semestre de 2024*, Diario Oficial, Santiago, Chile, junio de 2024. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.cne.cl>.
- [29] C. N. de Energía, “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos,” Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, inf. téc., jun. de 2024, [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.cne.cl>.
- [30] Coordinador Eléctrico Nacional. “Factores de Pérdida y Referenciación en Sistemas Zonales.” (2025), dirección: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/>.
- [31] C. E. Nacional, “Metodología y Determinación de Factores de Referenciación de la Demanda y Factores Esperados de Pérdida de Energía y Potencia por Armonización Tarifaria. Segundo Semestre 2024,” Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, inf. téc., mar. de 2024, [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.coordinador.cl>.

- 
- [32] C. N. de Energía, “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2023-2037 para la fijación de precios de nudo de corto plazo,” Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, inf. téc., jun. de 2023, [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.cne.cl>.
- [33] U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook Data Browser*, U.S. Energy Information Administration, 2025. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/>.
- [34] C. B. Office, *An Update to the Budget and Economic Outlook: 2024 to 2034*. Congressional Budget Office, jun. de 2024, [Última consulta: 17 de enero de 2025]. dirección: <https://www.cbo.gov/publication/60039>.
- [35] M. de Hacienda y Dirección de Presupuestos, *Informe de Finanzas Públicas: Segundo Trimestre de 2024*, Presentación oficial, Ministerio de Hacienda, Santiago, Chile, julio de 2024. [En línea], [Última consulta: 17 de enero de 2025].