
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO-CHILE



“ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS MEDIDAS DE
AJUSTES DE PRECIOS A CLIENTES REGULADOS,
CONSIDERANDO PEC Y ELIMINACIÓN DE TARIFA DE
INVIERNO.”

LEANDRO ANTONIO NOVOA ARCE

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELECTRICISTA

PROFESOR GUÍA:

RODRIGO ROZAS VALDERRAMA

agosto de 2025

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
SANTIAGO-CHILE



**“ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS MEDIDAS DE
AJUSTES DE PRECIOS A CLIENTES REGULADOS,
CONSIDERANDO PEC Y ELIMINACIÓN DE TARIFA
DE INVIERNO.”**

LEANDRO ANTONIO NOVOA ARCE

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesor Guía: Rodrigo Rozas Valderrama

agosto de 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: "ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS MEDIDAS DE AJUSTES DE PRECIOS A CLIENTES REGULADOS, CONSIDERANDO PEC Y ELIMINACIÓN DE TARIFA DE INVIERNO."

Nombre del candidato(a): Leandro Antonio Novoa Arce

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Santiago San Joaquín ; **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: 13/08/2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 13/08/2025

; 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.

*“Al crecer me enseñaron que podía levantarme.
Que llorar no está prohibido, lo prohibido era
rendirse.”*

-Brock Ansiolitiko

Agradecimientos

Quiero dedicar unas palabras de agradecimiento a quienes fueron parte fundamental en este proceso.

A mis padres, por su amor incondicional y su apoyo constante. Gracias por estar siempre ahí, por confiar en mí.

A mis amigos, por acompañarme en los momentos difíciles, por sus palabras de aliento, por las risas que hicieron más llevadero el camino.

A mi profesor guía, por su disposición y orientación a lo largo de este trabajo. Su guía fue clave para mantener el rumbo y afrontar los desafíos con claridad.

A todos ustedes, gracias por ser parte de este proceso.

Índice de contenidos

Resumen	1
Nomenclatura.....	2
Introducción	3
Objetivos.....	6
1. Capítulo 1: Estado del Arte.....	7
1.1. Tarifa eléctrica.....	7
1.2. Tarifa de invierno.....	7
1.3. PEC.....	8
1.3.1. Ley 21.185	8
1.3.2. Ley 21.472	9
1.3.2.1. Fondo de Estabilización de Tarifas	9
1.3.2.2. Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente.....	9
1.3.3. Ley 21.667	11
2. Capítulo 2: Metodología	13
2.1. Base de datos	13
2.2. Proyección a futuro	14
2.3. Evolución de la boleta eléctrica	14
2.4. Definición de escenarios futuros.....	15
2.5. Impacto a futuro	16
2.5.1. Comparación de condiciones	16
2.5.2. Comparación entre escenarios PEC.....	17
3. Capítulo 3: Resultados y Análisis	18
3.1. Evolución de la boleta eléctrica	18
3.2. Escenarios futuros	21
3.3. Impacto a futuro	22
3.3.1. Comparación de condiciones	22
3.3.1.1. Periodo 2024 a 2027.....	22
3.3.1.2. Periodo 2028 a 2035.....	24
3.3.2. Comparación de escenarios PEC.....	26
4. Capítulo 4: Conclusiones	32

Bibliografía	34
5. Anexo	36

Índice de Figuras

<i>Ilustración 1. Evolución en zona norte con consumo 180 kWh y límite de invierno de 350 kWh.</i>	18
<i>Ilustración 2. Evolución en zona centro con consumo de 180 kWh y límite de invierno de 350 kWh.</i>	18
<i>Ilustración 3. Evolución en zona sur con consumo de 180 kWh y límite de invierno de 350 kWh.</i>	18
<i>Ilustración 4. Comparación del periodo tarifario 2023-1 para un consumo de 180 kWh.</i>	18
<i>Ilustración 5. Evolución en zona norte con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 410 kWh.</i>	19
<i>Ilustración 6. Evolución en zona norte con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 400 kWh.</i>	19
<i>Ilustración 7. Evolución en zona centro con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 410 kWh.</i>	19
<i>Ilustración 8. Evolución en zona centro con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 400 kWh.</i>	19
<i>Ilustración 9. Evolución en zona sur con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 410 kWh.</i>	19
<i>Ilustración 10. Evolución en zona sur con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 400 kWh.</i>	19
<i>Ilustración 11. Evolución en zona norte con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 770 kWh.</i>	20
<i>Ilustración 12. Evolución en zona norte con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 740 kWh.</i>	20
<i>Ilustración 13. Evolución en zona centro con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 770 kWh.</i>	20
<i>Ilustración 14. Evolución en zona centro con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 740 kWh.</i>	20
<i>Ilustración 15. Evolución en zona sur con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 770 kWh.</i>	20
<i>Ilustración 16. Evolución en zona sur con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 430 kWh.</i>	20
<i>Ilustración 17. Comparación del periodo tarifario 2023-1 para diferentes límites de invierno con un consumo de 800 kWh.</i>	21
<i>Ilustración 18. Curvas de nivel zona norte 2025.</i>	22
<i>Ilustración 19. Curvas de nivel zona centro 2025.</i>	23
<i>Ilustración 20. Curvas de nivel zona sur 2025.</i>	23
<i>Ilustración 21. Curva de nivel zona norte 2035.</i>	25
<i>Ilustración 22. Curva de nivel zona centro 2035.</i>	25
<i>Ilustración 23. Curva de nivel zona sur 2035.</i>	26
<i>Ilustración 24. Escenario base en zona norte con consumo de 180 kWh.</i>	26
<i>Ilustración 25. Escenario 1 en zona norte con consumo de 180 kWh.</i>	26
<i>Ilustración 26. Escenario 2 en zona norte con consumo de 180 kWh.</i>	26
<i>Ilustración 27. Escenario base en zona centro con consumo de 180 kWh.</i>	26
<i>Ilustración 28. Escenario 1 en zona centro con consumo de 180 kWh.</i>	27
<i>Ilustración 29. Escenario 2 en zona centro con consumo de 180 kWh.</i>	27
<i>Ilustración 30. Escenario base en zona sur con consumo de 180 kWh.</i>	27
<i>Ilustración 31. Escenario 1 en zona sur con consumo de 180 kWh.</i>	27
<i>Ilustración 32. Escenario 2 en zona sur con consumo de 180 kWh.</i>	27
<i>Ilustración 33. Comparación de montos finales de la boleta eléctrica en el periodo tarifario 2028-1 para consumo de 180 kWh.</i>	28
<i>Ilustración 34. Comparación de montos finales de la boleta eléctrica en el periodo tarifario 2028-1 para consumo de 800 kWh.</i>	28
<i>Ilustración 35. Escenario base en zona norte con consumo de 430 kWh.</i>	28
<i>Ilustración 36. Escenario 1 en zona norte con consumo de 430 kWh.</i>	28
<i>Ilustración 37. Escenario 2 en zona norte con consumo de 430 kWh.</i>	28
<i>Ilustración 38. Escenario base en zona centro con consumo de 430 kWh.</i>	28
<i>Ilustración 39. Escenario 1 en zona centro con consumo de 430 kWh.</i>	29
<i>Ilustración 40. Escenario 2 en zona centro con consumo de 430 kWh.</i>	29
<i>Ilustración 41. Escenario base en zona sur con consumo de 430 kWh.</i>	29

<i>Ilustración 42. Escenario 1 en zona sur con consumo de 430 kWh.</i>	29
<i>Ilustración 43. Escenario 2 en zona sur con consumo de 430 kWh.</i>	29
<i>Ilustración 44. Escenario base en zona norte con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 45. Escenario 1 en zona norte con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 46. Escenario 2 en zona norte con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 47. Escenario base en zona centro con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 48. Escenario 1 en zona centro con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 49. Escenario 2 en zona centro con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 50. Escenario base en zona sur con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 51. Escenario 1 en zona sur con consumo de 800 kWh.</i>	30
<i>Ilustración 52. Escenario 2 en zona sur con consumo de 800 kWh.</i>	31
<i>Ilustración 53. Impacto del cargo MPC en la boleta eléctrica para el escenario base.</i>	31
<i>Ilustración 54. Disminución del monto final de la boleta en 2028-1 en comparación a 2027-2.</i>	31

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Financiamiento del FET según tramo. [5], [6]</i>	9
<i>Tabla 2. Tabla de precios preferentes 2022. [5], [6]</i>	10
<i>Tabla 3. Tabla de precios preferentes 2023. [5], [6]</i>	10
<i>Tabla 4. Cargo MPC para diferentes escenarios.</i>	21
<i>Tabla 6. PNP de la zona norte por nivel de consumo, IVA no incluido.</i>	36
<i>Tabla 7. PNP de la zona centro por nivel de consumo, IVA no incluido.</i>	36
<i>Tabla 8. PNP de la zona sur por nivel de consumo, IVA no incluido.</i>	37
<i>Tabla 9. Proyección del PNP hasta el 2035 por zona, IVA no incluido.</i>	37
<i>Tabla 10. Precio del cargo por transmisión base y por zona, IVA no incluido.</i>	38
<i>Tabla 11. Precio del cargo de distribución por área típica, IVA incluido.</i>	39
<i>Tabla 12. Precio del CSP según nivel de consumo, sin IVA.</i>	39
<i>Tabla 13. Aumento de la de consumo en invierno por comuna.</i>	40

Resumen

El presente trabajo de memoria tiene por objetivo analizar el impacto de las medidas de ajuste en los precios de la tarifa eléctrica, en particular la incorporación del Precio Estabilizado al Cliente (PEC) y la eliminación de la tarifa de invierno. Este análisis se lleva a cabo mediante una evaluación económica que permite determinar si dichos cambios resultan favorables para los clientes regulados, así como proyectar sus efectos a futuro.

Para ello, se realizó un estudio de la normativa vigente asociada a los ajustes tarifarios mencionados. Asimismo, se recopilaron los datos necesarios desde la Comisión Nacional de Energía (CNE) para construir y simular el monto de la boleta eléctrica, considerando distintas condiciones según nivel de consumo y zona geográfica del cliente regulado. Además, se definieron tres escenarios con distintas variaciones en los cargos asociados al PEC.

La herramienta utilizada para las proyecciones fue Microsoft Excel, a través de la función Tendencia, mientras que la emulación automatizada de las boletas eléctricas se desarrolló mediante el lenguaje de programación '*Visual Basic for Applications*' (VBA). Esta implementación permitió aplicar de forma adecuada las restricciones de la tarifa de invierno, asignar precios según zona y consumo, y modelar la variación de los cargos conforme a los escenarios propuestos.

Se elaboraron gráficos que muestran la evolución del monto final de la boleta eléctrica proyectado hasta el año 2035, así como también gráficos comparativos entre la condición actual y la condición inicial, y entre los distintos escenarios propuestos en el presente estudio.

Finalmente, se concluye que, en promedio, los clientes regulados no se ven favorecidos económicamente por las medidas de ajuste implementadas en la tarifa eléctrica, considerando el comportamiento de consumo condicionado previamente por el desincentivo asociado a la tarifa de invierno. No obstante, bajo la estructura tarifaria actual, los clientes pueden verse beneficiados si incrementan su consumo invernal hasta superar un determinado umbral, a partir del cual el monto final de la boleta resulta inferior al que se habría obtenido bajo la condición anterior. Asimismo, se observó que los escenarios proyectados presentan diferencias marginales respecto del escenario base; sin embargo, estas variaciones podrían tener un impacto significativo para clientes con altos niveles de consumo o pertenecientes a segmentos socioeconómicos vulnerables. Por otra parte, a partir del primer período tarifario del año 2028, se evidencia una reducción considerable en el monto final de la boleta eléctrica, lo que contribuye a mitigar parcialmente las alzas acumuladas por los clientes regulados durante los años previos.

Nomenclatura

MPC: Mecanismo transitorio de Protección al Cliente.

FET: Fondo de Estabilización de Tarifas.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

INE: Instituto Nacional de Estadísticas

IVA: Impuesto al Valor Agregado.

kWh: Kilowatt-hora.

IPC: Índice de Precios al Consumidor.

VBA: *Visual Basic for Applications*.

PNP: Precio Nudo Promedio.

CSP: Cargo por Servicio Público.

VAD: Valor Agregado de Distribución.

CUS: Cargo Único por uso del Sistema Troncal.

Introducción

A nivel nacional, la tarifa eléctrica cobrada a los clientes regulados ha experimentado variaciones. Desde finales de 2019, se han implementado medidas de ajuste al precio cobrado a estos clientes debido a cambios en el contexto que ha estado afectando a Chile. Se pueden destacar dos modificaciones importantes en este ámbito. La primera es el Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica (PEC) en 2019, y la segunda es la eliminación de la tarifa de invierno en 2023. Esta tarifa fue promulgada en 1983 mediante el Decreto 41 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción [1], y ha sido modificado a lo largo del tiempo.

La tarifa de invierno se implementó en un contexto en el que se necesitaba regular el consumo eléctrico durante el periodo invernal, definido como los meses de abril a septiembre. Esta medida se aplica a los clientes regulados. Dos factores fueron importantes en esta decisión. Por una parte, la matriz energética de Chile tenía un gran porcentaje de energía hidráulica, que dependía de los deshielos y, por ende, su aporte disminuía considerablemente en invierno. Por otra parte, la medida pretendía disminuir la carga del sistema de distribución, que en ese momento no era capaz de absorber el aumento de la demanda que experimentaba el país durante esos meses.

En el Decreto 385 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en conjunto con la Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción [2] de 2009, se introduce la última modificación a la tarifa de invierno. Según esta modificación, el cargo, expresado en pesos por kWh, se aplica cuando el cliente regulado sobrepasa el consumo mensual de 430 kWh durante los meses de invierno y se determinará mensualmente como la diferencia entre la energía consumida durante el mes y el límite de invierno. Este límite será el mayor valor que resulte de comparar 350 kWh con el promedio mensual de la energía consumida durante los meses de octubre del año anterior hasta marzo del presente año, incrementado en un 20%.

En la primera quincena de julio de 2023, se deja de cobrar la tarifa de invierno a los clientes regulados. Esto se hace con el fin de alinearse con la meta de carbono neutralidad y fomentar la inversión en tecnologías de calefacción eficientes, asequibles y sostenibles, según declaraciones del Ministro de Energía, Diego Pardow [3].

Por otra parte, en 2019 se promulgó la Ley 21.185 del Ministerio de Energía [4], que "crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas", más conocida actualmente como PEC1. Esta medida tuvo que ser tomada ante un escenario en el cual se preveía un alza inminente en la tarifa eléctrica y un descontento social.

La Ley 21.185 congela las tarifas eléctricas en momentos de alzas, generando un "saldo no recaudado". Este saldo se acumula hasta julio de 2023 o hasta alcanzar un tope máximo de 1.350 millones de dólares de saldo no recaudado, lo que ocurra primero. Posteriormente, este saldo se pagará cuando las tarifas eléctricas disminuyan debido a la implementación de nuevos contratos más baratos que se espera que entren en vigencia en 2024. Este mecanismo permite proteger a los consumidores de aumentos bruscos en sus facturas.

Debido a imprevistos como la pandemia provocada por el Covid-19 y el incremento del precio nudo propio (PNP) por las alzas de combustibles y el tipo de cambio, el monto límite de 1.350 millones de

dólares del Saldo no Recaudado de la Ley 21.185 fue alcanzado mucho antes de lo previsto. Por esta razón, en 2022 se planteó realizar una nueva estabilización, creando así la Ley 21.472 del Ministerio de Energía [5], que establece un "Fondo de Estabilización de Tarifas y un Nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para Clientes Sometidos a Regulación de Precios" (PEC2). Las alzas del combustible y del tipo de cambio perduraron, haciendo que esta Ley 21.472 tuviera que ser modificada en el año 2024 por la Ley 21.667 del Ministerio de Energía [6], "Modifica Diversos Cuerpos Legales, en Materia de Estabilización Tarifaria" (PEC3).

La Ley 21.472 establece un mecanismo de estabilización de precios de la energía para proteger a los consumidores regulados de incrementos significativos en las tarifas eléctricas. Esta ley crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y un Mecanismo de Protección al Cliente (MPC). El Fondo de Estabilización de Tarifas se financia con un cobro adicional a todos los usuarios del sistema eléctrico, en pesos por kWh, es decir, mientras más consumes, mayor será el monto de cobro adicional. Este fondo tiene un monto máximo de recaudación de 500 millones de dólares, cuando se alcanza este monto, se suspende el cobro adicional hasta que el fondo disminuya por debajo del mencionado límite. El Fondo de Estabilización de Tarifas y los cargos que lo financian tienen una vigencia única que no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032. Por otra parte, el MPC fue modificado por la Ley 21.667, aumentando su monto de 1.800 millones de dólares a 5.500 millones de dólares, así como extendiendo su vigencia del 31 de diciembre de 2034 al 31 de diciembre de 2035. Estos fondos son financiados por el Cargo MPC. Este cargo se cobra en pesos por kWh y tendrá un valor de 22 pesos por kWh en los periodos tarifarios de 2024 a 2027, y un valor de 9 pesos por kWh para los periodos tarifarios de 2028 a 2035. El Cargo MPC se cobrará desde el primer periodo tarifario de 2024 para los clientes regulados que consuman más de 350 kWh al mes, y desde el primer periodo tarifario de 2025 será cobrado a todos los clientes regulados.

El Cargo MPC cuenta con dos mecanismos de ajuste implementados por la Ley 21.667. El primero se activa si la demanda eléctrica varía más de un 10% respecto a la demanda proyectada en el "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2022-2042 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Mediano" [7]. El segundo mecanismo se pone en marcha cuando se registran fluctuaciones mayores al 10% en el tipo de cambio en comparación con el mes de diciembre de 2023.

El principal problema que presentan los PEC es su dependencia de la demanda, ya que los cargos se basan exclusivamente en la cantidad de energía consumida por los clientes regulados para su financiamiento. Por lo tanto, las variaciones en la demanda afectan tanto los tiempos de pago como la recaudación de los fondos, lo que provoca que los cargos puedan aumentar o disminuir según varíe el consumo de estos clientes bajo la premisa de ajustes a los cargos MPC. Además, hay otros factores exógenos que influyen en los PEC, como las fluctuaciones en los tipos de cambio y las variaciones en los precios de los combustibles.

Por otra parte, las modificaciones a la tarifa eléctrica nos envían señales cruzadas. Por un lado, la eliminación de la tarifa de invierno incentiva un mayor consumo de energía, ya que se deja de cobrar el cargo por exceder el límite de invierno. Por otro lado, los mecanismos de estabilización de tarifas envían una señal opuesta, cobrando más por la energía a medida que se demanda más. Esto se implementa con el fin de financiar el mecanismo de estabilización, pero afecta gravemente a los clientes regulados de mayor consumo, tales como aquellos con calefacción eléctrica, hogares multifamiliares y usuarios de electromovilidad. Por lo tanto, es importante analizar y evaluar los efectos

económicos de los cambios regulatorios en los clientes regulados según los diferentes niveles de consumo.

Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos que se desarrollarán en esta memoria.

Objetivo principal:

- Analizar el impacto de las medidas de ajustes de precios a clientes regulados mediante una evaluación económica, considerando los diferentes PEC (PEC1, PEC2 y PEC3) y la eliminación de tarifa invierno para ver su efecto en las cuentas de electricidad de clientes regulados.

Objetivos específicos:

- Analizar el contenido y alcance de las modificaciones regulatorias que impactan sobre la boleta de clientes regulados.
- Establecer la evolución del monto final de la boleta para clientes regulados con diferentes niveles de consumo y distintas zonas geográficas.
- Establecer escenarios futuros para los cuales los cargos asociados al PEC3 se comporten de manera diversa.
- Ver los impactos de los diferentes escenarios establecidos en la boleta de electricidad en los clientes regulados con diferentes niveles de consumo y distintas zonas geográficas.

1. Capítulo 1: Estado del Arte

1.1. Tarifa eléctrica

En Chile, existen dos tipos de clientes: libres y regulados. Los clientes libres son aquellos con una gran demanda, quienes tienen la capacidad de negociar su tarifa eléctrica directamente con su suministrador de electricidad. Por otro lado, están los clientes regulados, quienes tienen una menor demanda y no tienen la capacidad de negociar por sí mismos, siendo el Estado de Chile quien toma la atribución de negociar por ellos, sometiéndolos a la fijación de precios de tarifas[8].

Los clientes son reconocidos como libres si tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, mientras que aquellos en el rango entre 300 kW [9] y 5.000 kW tienen el derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o libre, permaneciendo en este régimen un mínimo de cuatro años antes de poder cambiarse. Por último, los clientes con potencia menor a 300 kW son sometidos a la regulación de tarifas[10].

El precio que las distribuidoras traspasan a los clientes regulados a través de la tarifa eléctrica está compuesto por cuatro elementos, los cuales se suman para dar el monto total a cobrar, como se muestra a continuación[8].

$$\text{Tarifa eléctrica} = PNP + CUS + VAD + CSP \quad (1)$$

Donde:

- PNP: Corresponde al precio nudo promedio, el cual refleja los costos de generación de la energía.
- CUS: Corresponde al cargo único del sistema troncal, el cual refleja los costos de transmisión desde los puntos de generación hasta los grandes consumos.
- VAD: Corresponde al valor agregado de distribución, que refleja los costos asociados a llevar la energía hasta los empalmes de conexión de cada cliente.
- CSP: Corresponde al cargo por servicio público, que son los costos para financiar el funcionamiento del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y estudios de franjas[11].

Con estos elementos se obtiene el valor neto de la tarifa eléctrica, al cual se le debe agregar el Impuesto al Valor Agregado (IVA) del 19%[12]. Este IVA es aplicable solamente al PNP, CUS y VAD, ya que el CSP está exento de IVA.

1.2. Tarifa de invierno

En 1983, se implementó por primera vez un cargo adicional por consumo de energía durante los meses de invierno, promulgado en el Decreto 41 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción[1]. Esto se hizo con el fin de desincentivar la demanda durante estos meses debido a problemas en la transmisión, ocasionados por los aumentos de demanda que se experimentaban, y por la falta de generación de energía debido a una matriz altamente hídrica, basada en un régimen nival, es decir, dependiente de los descongelamientos durante los meses de calor.

Posteriormente, este cargo por sobreconsumo durante los meses de invierno ha ido modificándose hasta que, en 2009, se realizó su último cambio con la promulgación del Decreto 385 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción[2].

Esta última modificación indica que la energía sujeta a este cargo adicional será aquella que supere el "Límite de Invierno". Este límite se determina como el mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh y el promedio mensual de la energía consumida durante los meses que no se hayan definido como horas de punta, incrementado en un 20%.

Este cargo se obtendrá de la multiplicación de la energía expresada en kilowatt-hora (kWh) de consumo adicional de invierno, es decir, la energía consumida por sobre el "Límite de Invierno", por el respectivo valor unitario de este cargo. Esto solo se hace efectivo cuando el consumo de energía supera un umbral de 430 kWh en el mes.

Este cargo dejó de cobrarse en la primera quincena de julio de 2023[3], con el fin de alinear la meta de carbono neutralidad del país, fomentando la inversión en tecnologías de calefacción eficientes, asequibles y sostenibles, según Diego Pardow.[13].

1.3. PEC

El precio estabilizado a clientes, más conocido como PEC, es un conjunto de tres leyes. La primera en ser promulgada fue la Ley 21.185 en el año 2019[4]; posteriormente, en 2022, se incorporó la Ley 21.472[5] y, en última instancia, en 2024 se promulgó la Ley 21.667[6], la cual modifica la Ley 21.472. Estas leyes se crearon con el fin de establecer una estabilización transitoria en el valor de la cuenta eléctrica debido a las alzas en el monto de esta durante la crisis social y pandemia.

1.3.1. Ley 21.185

La Ley 21.185 “Crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas”, tiene por objetivo mitigar las alzas en las cuentas de electricidad, para ello se realiza una congelación en la tarifa eléctrica en el componente de energía, más específicamente en el valor del PNP, luego la diferencia sería devuelta a las generadoras. Para ello, esta ley contempla dos periodos en la congelación de las tarifas.

El primer periodo consta entre el 1 de julio de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2020, donde el precio traspasado a los clientes regulados en la componente de energía será el de los precios contenido en el decreto 20T de 2018, del Ministerio de Energía, a este precio se le llamará PEC.

El segundo periodo comprende desde el 1 de enero de 2021 hasta el término del mecanismo de estabilización, durante el cual los precios traspasados a los clientes regulados serán el PNP. Sin embargo, este no puede superar el PEC ajustado de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) con base en el 1 de enero de 2021. A este precio se le llamará PEC ajustado.

Estos valores causan diferencia entre el valor cobrado y el valor real del suministro de la energía. Si el PEC o PEC ajustado es menor que el PNP, existe un saldo no recaudado, por el contrario, si el PEC o PEC ajustado es mayor que el PNP, esta diferencia se utilizará para cubrir los saldos no recaudados.

A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo no recaudado de 1.350 millones de dólares de Estados Unidos, no se podrá incrementar los saldos no recaudados y la CNE, deberá determinar los

ajustes al PEC ajustado, de tal forma de extinguir esta deuda como plazo máximo el 31 de diciembre de 2027.

1.3.2. Ley 21.472

Debido a problemas globales, como el aumento en los precios del combustible provocado por la guerra Rusia-Ucrania y el impacto económico de la pandemia, el saldo no recaudado de 1.350 millones de dólares estadounidenses se alcanzó antes de lo previsto. Ante esta situación, se hizo necesario implementar una nueva ley de estabilización de precios para las tarifas eléctricas, las cuales se enfocan en 2 aspectos clave: el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) y el Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente (MPC).

1.3.2.1. Fondo de Estabilización de Tarifas

El FET es un fondo administrado por la Tesorería General de la República, con el objetivo de estabilizar la tarifa eléctrica para los clientes regulados frente a las alzas en la cuenta eléctrica, originadas por fluctuaciones en los precios de los combustibles y cambios en la demanda de energía. Tiene una capacidad de 500 millones de dólares de Estados Unidos y una vigencia máxima hasta el 31 de diciembre de 2032.

El FET se financia a través de un cargo extra en pesos por kWh que se adiciona al Cargo por Servicio Público y se diferenciará según el nivel de consumo de cada cliente. En la Tabla 1 se muestran los tramos de clientes y el monto máximo que se les puede cobrar por concepto de financiamiento al FET.

Tabla 1. Financiamiento del FET según tramo. [5], [6]

Tramos de consumo	Valor máximo [\$ / kWh]
Menor o igual a 350 kWh	Exento del cargo
Mayor a 350 y menor o igual a 500 kWh	0,8
Mayor a 500 y menor o igual a 1.000 kWh	1,8
Mayor a 1.000 y menor o igual a 5.000 kWh	2,5
Superior a 5.000 kWh	2,8

Cuando el FET alcanza su monto máximo, se suspende el cobro adicional. Este cobro se reanudará una vez que el fondo haya disminuido por debajo de dicho monto, permitiendo así mantener el financiamiento necesario para la estabilización de las tarifas eléctricas.

1.3.2.2. Mecanismo Transitorio de Protección al Cliente

El MPC tiene por objetivo cubrir las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, provocadas por la estabilización de precios de los PEC. Estas diferencias no pueden superar los 1.800 millones de dólares

estadounidenses, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por las leyes de estabilización de tarifas, sin poder exceder el 31 de diciembre de 2032.

Para llevar a cabo el MPC, se decretaron dos nuevos periodos de precios estabilizados, los cuales se diferenciaron según tramos de consumo.

El primer periodo comprende desde el término del decreto tarifario N° 9T, del 30 de mayo de 2022 y hasta que comience a regir el primer periodo tarifario de 2023. La regla para determinar los precios de energía que las empresas de distribución pueden pasar a los clientes regulados son las mostradas en Tabla 2.

Tabla 2. Tabla de precios preferentes 2022. [5], [6]

Nivel de consumo mensual	Monto	Nombre
Menor o igual a 350 kWh	PNP del periodo anterior, ajustado al IPC respecto del último periodo.	Precio preferente para pequeños consumos 2022.
Mayor a 350 kWh y menor o igual a 500 kWh	PNP del periodo anterior, ajustado al IPC respecto del último periodo e incrementado en 5%.	Precio preferente para consumos medianos 2022.
Superior a 500 kWh	PNP del periodo anterior, ajustado al IPC respecto del último periodo e incrementado en un 15%.	Precio de estabilización 2022.

El segundo periodo comienza desde el primer periodo tarifario de 2023 y durará hasta el término del MPC, el cual sigue las reglas presentadas en la Tabla 3.

Para poder extinguir los saldos no recaudados de estas leyes (21.185 y 21.472) se crea el Cargo MPC. Este cargo, debe ser soportado por todos los clientes sometidos a regulación de precios, este cargo deberá diferenciarse y construirse de manera progresiva, considerando los saldos proyectados y el periodo de pago restante.

Tabla 3. Tabla de precios preferentes 2023. [5], [6]

Nivel de consumo mensual	Monto	Nombre
Menor o igual a 350 kWh	PNP del periodo anterior, ajustado al IPC respecto del último periodo e incrementado en 5%.	Precio preferente para pequeños consumos.
Mayor a 350 kWh y menor o igual a 500 kWh	PNP respectivo, pero no puede exceder en más de un 10% al precio del PNP anterior ajustado al IPC del último periodo.	Precio preferente para consumos medianos.
Superior a 500 kWh	PNP respectivo.	-

El precio preferente para pequeños consumos (menores a 350 kWh/mes) más el cargo MPC, no puede ser superior al Precio preferente para consumos medianos, ni de otros clientes regulados más su respectivo cargo MPC.

Con este cargo se prioriza el pago de los saldos no recaudados de la ley 21.185 y posteriormente los saldos generados a partir de esta misma ley.

1.3.3. Ley 21.667

Por razones similares a las expuestas en la Ley 21.472, es decir, aumento de los precios del combustible, los efectos de la pandemia en la economía, como a su vez que el saldo de 1.800 millones de dólares que se implementó en la Ley 21.472 se completaría antes de lo previsto, se decidió establecer esta ley.

Esta ley se basa en modificar la ley 21.472, más específicamente en el apartado que trata sobre el Mecanismo transitorio de protección al cliente.

Se aumento la capacidad del saldo no recaudado admisible de 1.800 millones de dólares de Estados Unidos a 5.500 millones de dólares de Estados Unidos, como a su vez se amplió la vigencia del mecanismo del 31 de diciembre de 2032 al 31 de diciembre de 2035.

Se establecen nuevos periodos de precio estabilizado y como se volverá paulatinamente a la normalidad, para cobrar el PNP respectivo al periodo tarifario. Los periodos tarifarios son los siguientes:

- El primer y el segundo periodo tarifario de 2023 se utilizará los precios establecidos en el decreto N° 16T, promulgados en 2022 y publicado en 2023.
- El primer periodo tarifario de 2024, la fijación del precio considerará las siguientes reglas:

Tabla 4. Tabla de precios preferentes 2024-1.[5], [6]

Nivel de consumo mensual	Monto	Nombre
Menor o igual a 350 kWh	Decreto N° 16T, promulgado en 2022 y publicado en 2023, ajustado a la variación del IPC	Precio preferente para pequeños consumos.
Superior a 350 kWh	PNP respectivo	-

- A partir del segundo periodo tarifario del año 2024, los precios que se podrán traspasar a los clientes regulados serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales, sin importar su nivel de consumo mensual.

Esta ley especifica la manera de solventar este mecanismo a través del cargo MPC. El Cargo MPC, se establecen dos periodos de cobro, desde el primer periodo tarifario del año 2024 hasta el segundo periodo tarifario de 2027, el Cargo MPC adquiere el valor de 22 \$/kWh, el segundo periodo se establece desde el primer periodo tarifario de 2028 hasta el segundo periodo tarifario de 2035. El primer y el segundo periodo tarifario del año 2024 el cargo MPC solo será soportado por los clientes

cuyo nivel consumo sea mayor a 350 kWh por mes y a partir del primer periodo tarifario de 2025, será soportado por todos los clientes regulados, independiente de su nivel de consumo.

Estos valores del cargo MPC pueden ser afectados según los siguientes criterios:

- Si el tipo de cambio a dólares de Estados Unidos en un periodo de 12 meses tiene una variación mayor a un 10% de reducción o aumento respecto del mes de diciembre de 2023.
- Si durante los periodos 2026 a 2027, la CNE proyectase que los saldos adeudados por la ley 21.185 no logren ser extinguidos en su totalidad, se deberá ajustar de forma transitoria el cargo MPC, para extinguir los saldos provocados por la ley 21.185 antes del 31 de diciembre de 2027.
- Si durante el periodo 2028 a 2035, la demanda eléctrica proyectada de clientes regulados para el SEN y los sistemas medianos presentan fluctuaciones mayores al 10% de reducción o aumento respecto del valor estimado en el “Informe definitivo de previsión de demanda 2022-2042 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas medianos”, la CNE deberá ajustar el cargo MPC con el fin de extinguir los saldos adeudados provocados por los diferentes PEC antes del 31 de diciembre de 2035.

2. Capítulo 2: Metodología

2.1. Base de datos

Para realizar este estudio, es necesario construir una base de datos con información sobre los diferentes componentes que conforman el valor final de la boleta eléctrica que se le cobra al cliente regulado. Con este objetivo, se consultaron los documentos publicados por la Comisión Nacional de Energía, específicamente en la sección de tarificación eléctrica de su página web [11].

De esta fuente, se extraen los datos relacionados al Precio Nudo Promedio, Cargos por Transmisión, Valor Agregado de Distribución y Cargo por Servicio Público.

En el caso del PNP, se utilizaron los datos disponibles en la sección correspondiente de la página de la CNE con el mismo nombre. Como punto de partida, se tomó el decreto correspondiente al segundo periodo tarifario del año 2017, abarcando hasta el decreto del segundo periodo tarifario del año 2024. De estos decretos, se seleccionaron como datos representativos los precios de Emelari para la zona norte, Enel Distribución para la zona centro y SAESA para la zona sur, estas elecciones se basan tanto en su ubicación geográfica, como también la cantidad de clientes regulados. De manera similar, se obtendrá una proyección del Precio Nudo Promedio (PNP) para estas mismas distribuidoras, a partir del archivo de Microsoft Excel denominado “Ley 21.667 - Modelo MPC - julio 2024”, el cual se encuentra en el anexo del segundo decreto tarifario del año 2024[14].

Para los Cargos por Transmisión, se recopilaron los datos disponibles en la sección homónima en la página de la CNE. La base de datos comenzó con la resolución exenta correspondiente al primer periodo tarifario del año 2019 y se extendió hasta la resolución exenta del segundo periodo tarifario del año 2024. Inicialmente, se consideraron los cargos de transmisión base aplicables a todos los usuarios, independientemente de su ubicación. Posteriormente, se adicionaron los cargos zonales correspondientes a las mismas zonas utilizadas para el PNP siendo: sistema de transmisión zonal A para la zona norte, sistema de transmisión zonal D para la zona centro y sistema de transmisión zonal F para la zona sur.

El VAD se obtuvo del ‘Informe técnico definitivo de propuestas de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024’, localizado en la sección de Valor agregado de Distribución de la página de la CNE. Se recopilaron datos de las tablas llamadas resumen de valor agregado de distribución por área típica, correspondientes a los años 2019 hasta el 2024. Las áreas típicas seleccionadas, en concordancia con las zonas elegidas anteriormente, fueron: ATD 4 para la zona norte, ATD 1 para la zona centro y ATD 5 para la zona sur.

Por último, el cargo por servicio público se obtiene a través de la suma del Cargo por Servicio Público Base y por el Cargo de Servicio Público asociado al FET (CSP FET). El CSP Base, se obtiene a través de las resoluciones exentas publicadas entre el año 2018 al año 2023, ya que estas entran en vigor al año siguiente. Para el CSP FET, se calculó aplicando la variación del IPC al precio base designado en la Ley 21.472 para los diferentes niveles de consumo, tomando como referencia un IPC base de 126.75 (IPC base en el año 2018). Los datos del IPC se obtienen de la página web oficial del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) [15], considerando el periodo de 2018 a 2023. Ambos valores (CSP base y CSP

FET) se suman conformando el valor completo del CSP que se les cobra a los clientes regulados, diferenciándose según el nivel de consumo.

Por otra parte, para la tarifa de invierno, se tomó como referencia la última tarificación de suministros correspondiente a julio del año 2023 (último año en el cual se aplicó este cargo adicional). Estos datos se tomaron de las mismas distribuidoras utilizadas para la extracción del dato del PNP. Por falta de información, este dato se mantendrá constante para todos los periodos.

2.2. Proyección a futuro

Tomando como punto de partida la base de datos descrita anteriormente, se requiere realizar una proyección futura de los distintos componentes que la integran, con el fin de abarcar toda la vigencia de las leyes correspondientes. En concreto, se debe proyectar hasta el 31 de diciembre de 2035, con excepción del componente CSP FET, cuya vigencia se extiende únicamente hasta el 31 de diciembre de 2032. A partir de esa fecha, el CSP base será el único componente considerado dentro del CSP. Asimismo, no se realiza una proyección para el PNP, ya que se utilizará la proyección elaborada por la CNE, como se mencionó en el apartado de base de datos.

Con el fin de hacer estas proyecciones al futuro, se utilizó Microsoft Excel, específicamente la función ‘TENDENCIA’, que calcula una tendencia lineal a través del método de mínimos cuadrados, obteniendo una relación tipo $y=mx+b$. Los valores de entrada que se emplean en la función son los siguientes:

- **conocido_y:** Conjunto de valores correspondientes a los precios previamente extraídos desde la base de datos (VAD, entre otros), para un mismo nivel de consumo y una misma zona geográfica.
- **conocido_x:** Conjunto de valores correspondientes a los periodos de los precios utilizados en ‘conocido_y’.
- **nueva_matriz_x:** Periodos a los cuales se desea conocer el precio proyectado.
- **constante:** Este valor se utilizó como ‘VERDADERO’, lo que permite que el cálculo incluya el término ‘b’ y no lo asuma cero, asegurando así una mejor representación de los valores proyectados.

De esta manera, se obtiene la proyección para los años 2025 a 2035 de los componentes necesarios para obtener el monto de la boleta eléctrica.

2.3. Evolución de la boleta eléctrica

La evolución de la boleta se refiere a ver el cambio que ya se ha presentado en la cuenta eléctrica en el periodo 2019 a 2023 por los cambios que introdujeron la entrada de los PEC y la salida de la tarifa de invierno. Para llevar a cabo esto, se utilizó el programa Microsoft Excel, más específicamente, se utilizó la herramienta ‘Visual Basic for Applications’ (VBA), creando así una función que evalúe la boleta eléctrica, dependiendo del nivel de consumo y el límite de invierno, para las diferentes zonas durante este periodo de tiempo.

Esta función tiene los siguientes puntos clave:

1. Entrada de datos: Se obtienen los valores de consumo y límite de invierno que se quieren analizar. Además, se parametrizan los valores históricos de los componentes de la boleta eléctrica (años 2019-2023) en listas organizadas según nivel de consumo y zona geográfica.
2. Se realizan criterios de consumos para clasificar:
 - Consumo menor a 350 kWh: Para los cálculos se utilizan los valores correspondientes a este tramo. La tarifa de invierno no se aplica en este caso, por lo que su valor es cero.
 - Consumo entre 350 y 500 kWh: Se utilizan los valores del tramo medio de consumo. Para la tarifa de invierno, se establece el siguiente criterio: si el consumo es mayor a 430 kWh y la diferencia entre el consumo y el límite de invierno es positiva, se calcula su valor multiplicando esta diferencia por el precio de la tarifa de invierno. En caso contrario, el valor es cero.
 - Consumo superior a 500 kWh: Se aplican los valores correspondientes al tramo de consumo alto. El criterio para la tarifa de invierno es el mismo que el del tramo anterior.

De esta función sale la evolución de la boleta para las tres zonas (Norte, Centro y Sur) según los datos de entrada utilizados.

2.4. Definición de escenarios futuros

Se analizarán tres escenarios futuros los cuales dependerán del nivel de demanda total de los clientes regulados a nivel nacional, estos serán los siguientes:

- Escenario base: Escenario que está dentro de un rango de variación menor a un 10% en aumento o disminución de demanda con respecto al ‘Informe Definitivo de Previsión de demanda 2022 – 2042 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Mediano’.
- Escenario 1: Escenario el cual presenta una disminución de demanda de 10% con respecto al ‘Informe Definitivo de Previsión de demanda 2022 – 2042 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Mediano’.
- Escenario 2: Escenario caracterizado por un aumento de demanda de 10% con respecto al ‘Informe Definitivo de Previsión de demanda 2022 – 2042 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Mediano’.

El escenario base, mantiene el valor que fija la Ley 21.667, mientras que los dos últimos escenarios presentan variaciones en el cargo MPC, ya que estos en el periodo 2028 a 2035 tienen que cambiarse de tal manera, que el saldo sea extinguido para el 31 de diciembre de 2035.

Para fijar el precio del cargo MPC para estos escenarios, se sigue con el siguiente procedimiento:

1. Primero se calcula el monto recaudado para el escenario base para cada año, para esto se realiza la multiplicación del cargo MPC base por la demanda esperada para ese año.
2. Se calcula el monto recaudado total para el escenario base, para el periodo 2024 a 2027, como a su vez, también se calcula el monto recaudado total para el mismo periodo de tiempo en el escenario a analizar.
3. Se hace una diferencia entre el monto de recaudación del escenario base y del escenario a analizar para este mismo periodo (2024-2027).

4. Esta diferencia se reparte equitativamente para los años restantes, es decir para el periodo 2028 a 2035.

$$\text{Repartición de monto} = \frac{\sum_{2024}^{2027} 22 \cdot D_{base} - \sum_{2024}^{2027} 22 \cdot D_{escenario}}{8}$$

Donde:

- D_{base} se refiere a la demanda del escenario base.
 - $D_{escenario}$ se refiere a la demanda del escenario que se está analizando.
5. Por último, para obtener el cargo MPC para el escenario analizado, se tiene que dividir el monto recaudado del año por la demanda del escenario analizado para ese mismo año, dando así el valor del cargo MPC en \$/kWh.

2.5. Impacto a futuro

Existen dos enfoques en el impacto a futuro, por un lado, se hará la comparación entre los regímenes tarifario, es decir, se va a comparar el monto final producto del régimen que imponen los PEC con respecto a que hubiese pasado si se hubiera mantenido únicamente el sobre cargo por la tarifa de invierno, mientras que, por el otro lado, se hará una comparación del monto final de la boleta eléctrica para el actual régimen diferenciándose según los diferentes escenarios planteados anteriormente.

2.5.1. Comparación de condiciones

Con el fin de llevar a cabo este enfoque, se desarrolla un programa en VBA que permite calcular la diferencia entre las boletas eléctricas de la estructura tarifaria actual y la inicial, para diferentes consumos en invierno y diferentes límites de invierno. Este programa incluye las siguientes características clave:

- Conjunto de valores analizados:
 - Se crea una lista de consumo desde 430 kWh con incrementos de 10 kWh hasta llegar a los 800 kWh.
 - Se crea una lista de límite de invierno desde 350 kWh, con incrementos de 10 kWh, hasta llegar a los 740 kWh
- Criterios de consumo:
 - Si el consumo está entre 350 y 500 kWh, se aplican los valores correspondientes al tramo de consumo medio.
 - Si el consumo supera los 500 kWh, se utilizan los valores asociados al tramo de consumo alto
- Criterios para el límite de invierno:
 - Diferencia entre consumo y límite de invierno mayor a cero, se multiplica el valor unitario de la tarifa de invierno por esta diferencia. En caso contrario su valor es cero.
- Diferencia de los montos para cada consumo y límite de invierno.

Esto se hace para dos años, en específico, 2025 y 2035, es decir, cuando se da inicio y final cargo MPC respectivamente, los cuales tienen diferentes valores para dicho cargo.

2.5.2. Comparación entre escenarios PEC

Se realiza una proyección de la evolución del monto final de la boleta eléctrica para el cliente final, en el periodo 2024 a 2035 para los diferentes escenarios mencionados anteriormente. Se hizo otro programa en VBA con las siguientes características:

- Entrada de datos:
 - Se especifica el valor de consumo a analizar.
 - Se parametrizan los valores proyectados de los componentes de la boleta eléctrica para los años 2024 a 2035. Estos datos se organizan en listas según tramo de consumo y zona geográfica, además de incluir un listado del cargo MPC diferenciado por escenario.
- Criterios de consumo:
 - Consumo menor a 350 kWh, se aplican los valores correspondientes al tramo de pequeño consumo.
 - Consumo entre 350 y 500 kWh, se aplican los valores correspondientes al tramo de consumo mediano.
 - Consumo superior a 500 kWh, se aplican los valores correspondientes al tramo de consumo alto.

Obteniéndose como resultado, la proyección del valor de la boleta eléctrica, para los diferentes escenarios, como a su vez para diferentes zonas geográficas, para el valor del consumo especificado.

3. Capítulo 3: Resultados y Análisis

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de la metodología implementada en base a Microsoft Excel y VBA, los cuales permiten analizar la evolución de la boleta eléctrica en diferentes escenarios geográficos, de consumo y con diferente cargo MPC. Asimismo, se incluye el análisis crítico de las implicancias que tuvieron las medidas de ajustes de precios a clientes regulados, con un énfasis en la comparación entre las diferentes condiciones tarifarias y las proyecciones a futuro de la condición actual.

3.1. Evolución de la boleta eléctrica

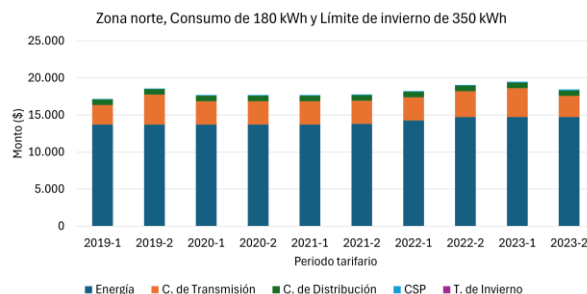


Ilustración 1. Evolución en zona norte con consumo 180 kWh y límite de invierno de 350 kWh.

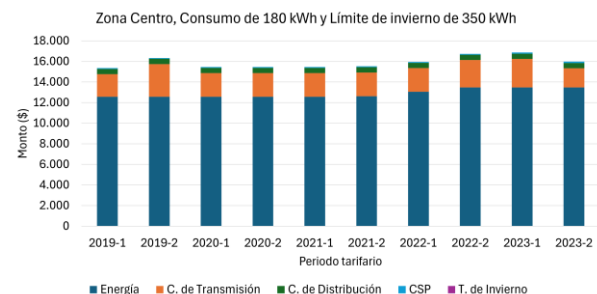


Ilustración 2. Evolución en zona centro con consumo de 180 kWh y límite de invierno de 350 kWh.

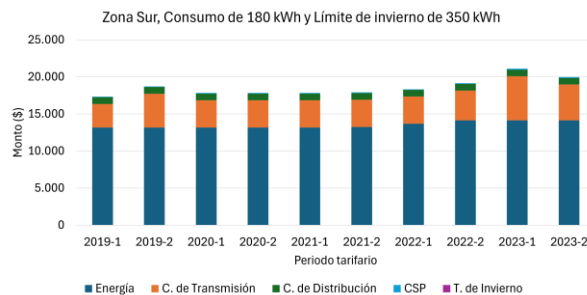


Ilustración 3. Evolución en zona sur con consumo de 180 kWh y límite de invierno de 350 kWh.



Ilustración 4. Comparación del periodo tarifario 2023-1 para un consumo de 180 kWh.

A partir de los gráficos mostrados en las Ilustración 1, Ilustración 2 y Ilustración 3, se observa que no hay presencia de la tarifa de invierno, dado que el límite de invierno es superior al nivel de consumo registrado. Por otra parte, la Ilustración 4 evidencia diferencias en el monto final de la boleta eléctrica entre las distintas zonas geográficas. Esta variación se explica, principalmente, por el valor de la energía y el cargo por transmisión, los cuales representan los componentes de mayor peso en la determinación del valor total de la boleta eléctrica, en contextos de bajo nivel de consumo.

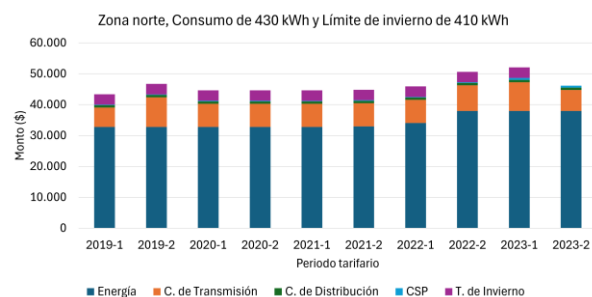


Ilustración 5. Evolución en zona norte con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 410 kWh.

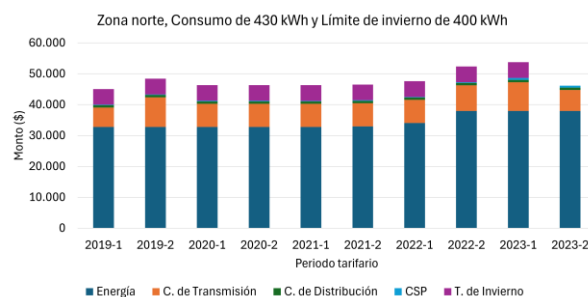


Ilustración 6. Evolución en zona norte con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 400 kWh.

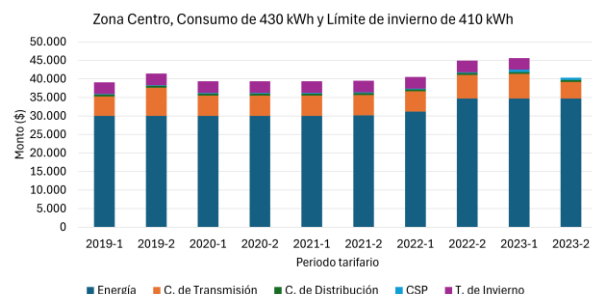


Ilustración 7. Evolución en zona centro con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 410 kWh.

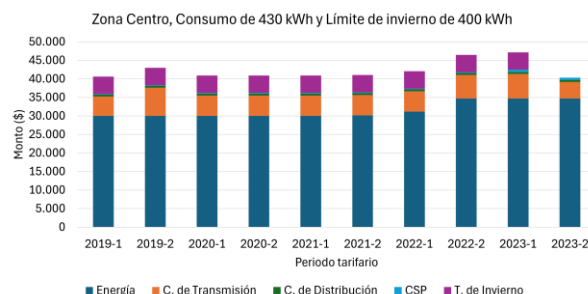


Ilustración 8. Evolución en zona centro con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 400 kWh.

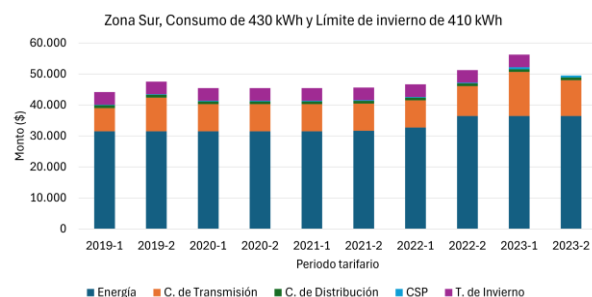


Ilustración 9. Evolución en zona sur con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 410 kWh.

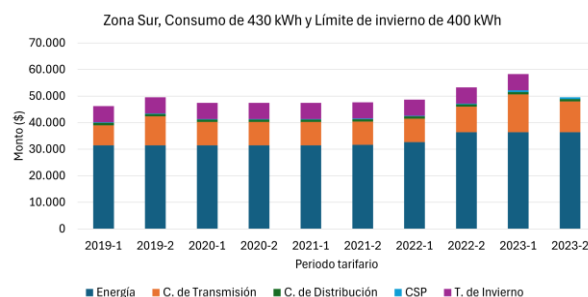


Ilustración 10. Evolución en zona sur con consumo de 430 kWh y límite de invierno de 400 kWh.

Por otra parte, al analizar los gráficos asociados a consumos medianos y superiores a 430 kWh, se constata que los clientes regulados comienzan a estar afectados a la tarifa de invierno. El grado de afectación dependerá del límite de invierno correspondiente a cada cliente.

De manera similar, en los gráficos que corresponden a altos niveles de consumo, y considerando diferentes límites de invierno, hay distinto grado de afectación según el límite de invierno. Esto se evidencia de manera más clara en la Ilustración 17, donde se compara el periodo tarifario 2023-1 para un consumo de 800 kWh bajo distintos límites de invierno. A partir de esta comparación, se observa una relación directa entre la diferencia entre el consumo y el límite de invierno, y el monto final de la boleta eléctrica. En otras palabras, mientras mayor sea dicha diferencia, mayor será el valor total de la boleta. Este comportamiento resulta coherente, ya que la tarifa de invierno tiene como objetivo desincentivar el consumo excesivo de electricidad durante los meses de invierno mediante la aplicación de cargos adicionales a la energía que supera el límite de invierno.

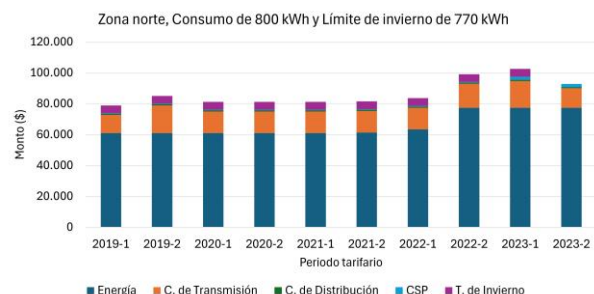


Ilustración 11. Evolución en zona norte con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 770 kWh.

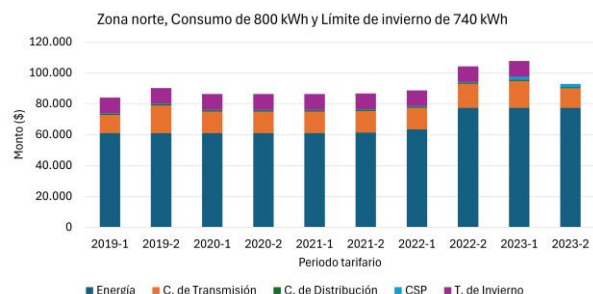


Ilustración 12. Evolución en zona norte con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 740 kWh.

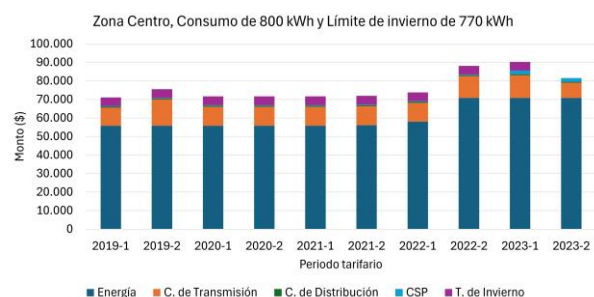


Ilustración 13. Evolución en zona centro con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 770 kWh.

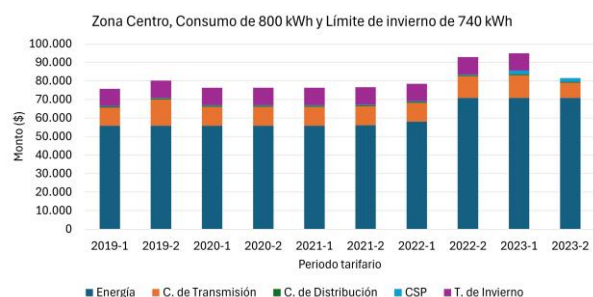


Ilustración 14. Evolución en zona centro con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 740 kWh.

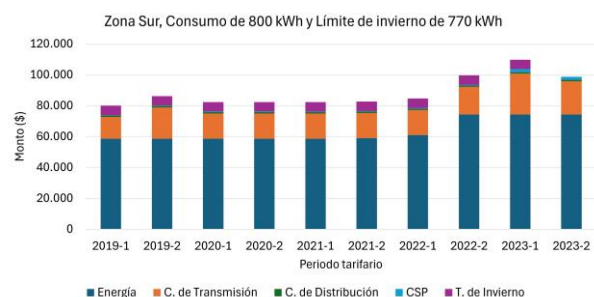


Ilustración 15. Evolución en zona sur con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 770 kWh.

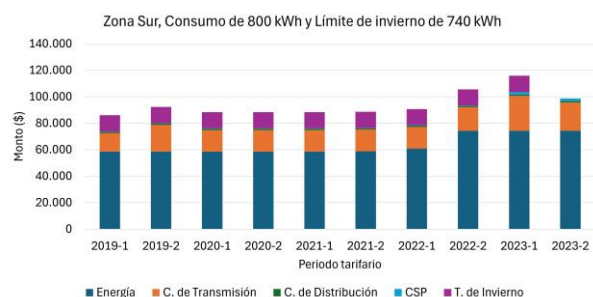


Ilustración 16. Evolución en zona sur con consumo de 800 kWh y límite de invierno de 740 kWh.

Además, se observa que durante los periodos comprendidos entre el segundo periodo tarifario de 2019 y el segundo periodo tarifario de 2021, el valor final de la boleta eléctrica se mantiene prácticamente constante. Esto se debe a que el PEC congela los valores de la energía eléctrica. Asimismo, se consideró un valor constante para la tarifa de invierno. Dado que estos componentes representan los principales determinantes del monto total de la boleta eléctrica, se justifica la estabilidad observada en dicho periodo.

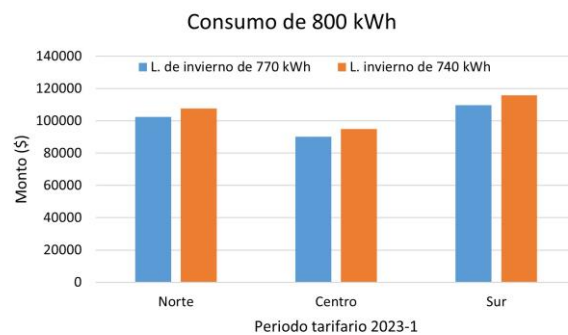


Ilustración 17. Comparación del periodo tarifario 2023-1 para diferentes límites de invierno con un consumo de 800 kWh.

3.2. Escenarios futuros

A continuación, se presenta en la

Tabla 4 los diferentes precios que tendrá el cargo MPC para los distintos escenarios: escenario base, escenario de disminución de demanda (escenario 1) y escenario de aumento de demanda (escenario 2).

A partir del año 2028, el cargo MPC presenta variaciones en los escenarios 1 y 2 en comparación con el escenario base. En el escenario 1, se observa un aumento del 24%, el cual disminuye gradualmente hasta alcanzar un 21% en el año 2035. En contraste, en el escenario 2 se aprecia una reducción del 19%, que se atenúa progresivamente hasta situarse en una disminución del 17% en 2035.

Tabla 4. Cargo MPC para diferentes escenarios.

Año	Cargo MPC escenario base [\$/kWh]	Cargo MPC escenario 1 [\$/kWh]	Cargo MPC escenario 2 [\$/kWh]
2024	22	22	22
2025	22	22	22
2026	22	22	22
2027	22	22	22
2028	9	11,14	7,25
2029	9	11,11	7,27
2030	9	11,08	7,30
2031	9	11,04	7,33
2032	9	11,01	7,36
2033	9	10,97	7,39
2034	9	10,93	7,42
2035	9	10,90	7,45

En términos generales, se evidencia que las variaciones en la demanda impactan el cargo MPC: un aumento en la demanda conlleva una disminución en el cargo en comparación al escenario base, mientras que una disminución en la demanda provoca un incremento del cargo en comparación con el escenario base. Esto pone de manifiesto una relación inversa entre la demanda y el cargo MPC.

3.3. Impacto a futuro

3.3.1. Comparación de condiciones

A continuación, se presenta la comparación entre el valor final de la boleta eléctrica bajo la estructura tarifaria actual (que considera la eliminación de la tarifa de invierno y la incorporación del PEC) y el valor final que se habría obtenido en caso de haberse mantenido la estructura tarifaria anterior, es decir, conservando la tarifa de invierno sin la aplicación del PEC. Esta comparación se realiza mediante una representación con curvas de nivel, en la cual el eje Y muestra el consumo en verano, expresado en kWh; el eje X representa el consumo en invierno, también en kWh; y los niveles reflejan la diferencia entre el valor final de la boleta bajo la condición actual y bajo la condición inicial.

3.3.1.1. Periodo 2024 a 2027

A partir de las Ilustración 18, Ilustración 19 y Ilustración 20, se observa que, en el área representada en color amarillo, la condición inicial resulta más conveniente para el cliente regulado, lo que se debe a que la diferencia entre ambas condiciones es positiva. En contraste, en el área azul, la condición actual presenta un menor costo, siendo por tanto más favorable que la condición inicial. También se aprecia un cambio abrupto en la pendiente de la frontera que divide la conveniencia entre una condición y otra, específicamente en los 500 kWh de consumo en invierno. Este quiebre se debe a que la estructura del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) vigente en la condición actual contempla tramos de consumo con precios diferenciados en el CSP FET. Al superar los 500 kWh, este cargo incrementa su costo unitario por kWh, lo que se traduce en un aumento en el monto total de la boleta eléctrica bajo la condición actual. Dado que este efecto no se presenta en la condición inicial, se genera una discontinuidad en la frontera de conveniencia entre ambas condiciones.

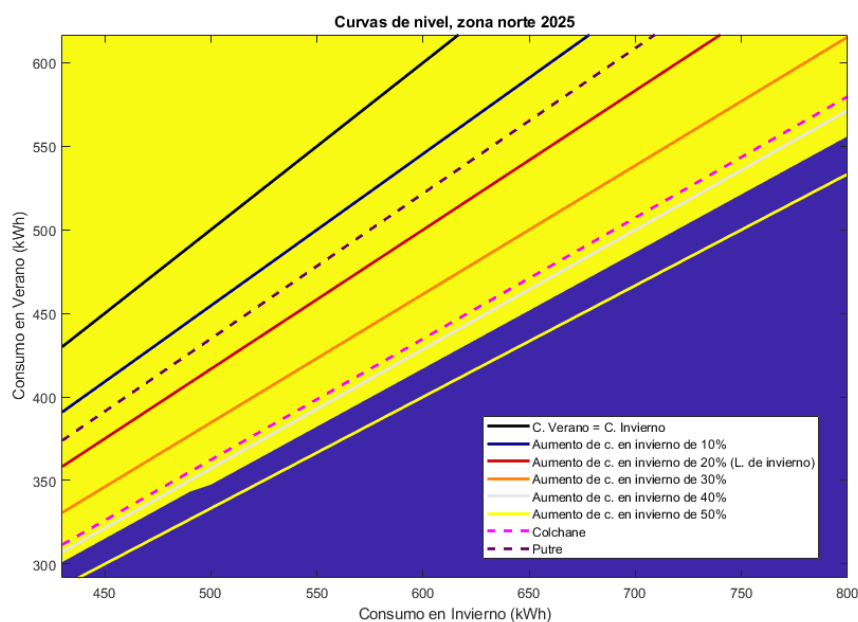


Ilustración 18. Curvas de nivel zona norte 2025.

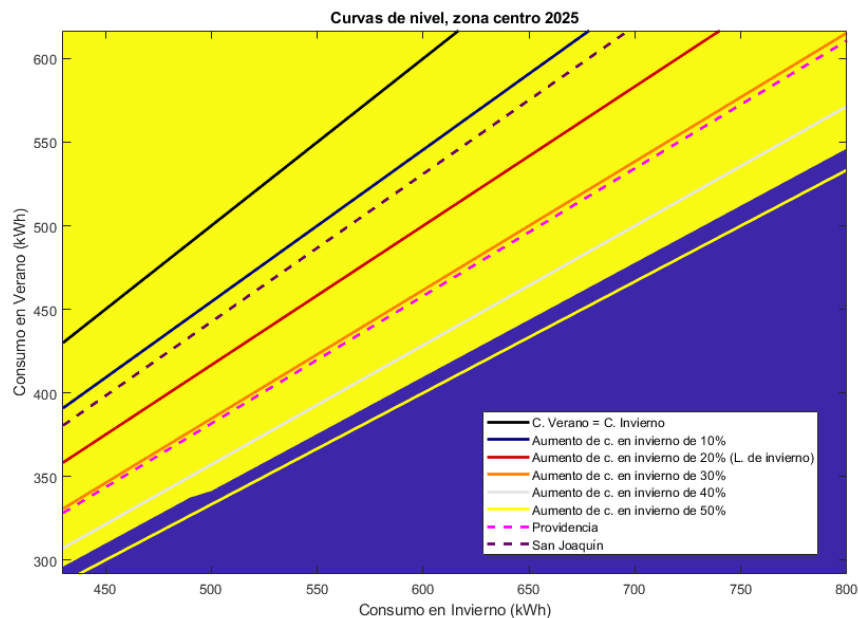


Ilustración 19. Curvas de nivel zona centro 2025.

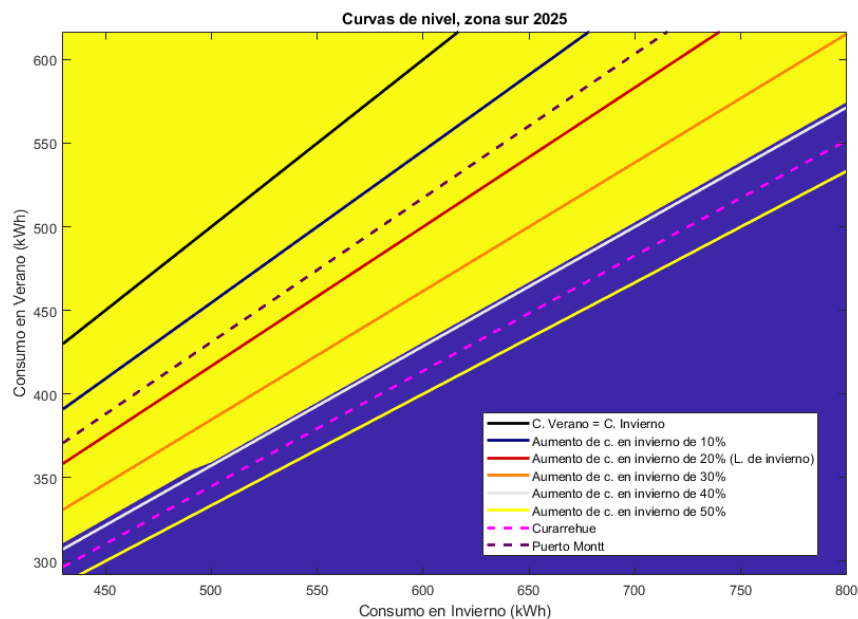


Ilustración 20. Curvas de nivel zona sur 2025.

Se puede inferir que los clientes regulados de las zonas norte y centro no se ven beneficiados con el cambio de esquema tarifario, ya que las comunas con mayores aumentos de consumo durante el invierno en estas zonas no alcanzan a ubicarse dentro del área azul del gráfico, es decir, no acceden a una condición más favorable en términos económicos. En contraste, en la zona sur, particularmente en la comuna de Curarrehue, se observa que la condición actual resulta beneficiosa para los clientes, al presentar un menor costo en relación con la condición inicial. Teniendo en cuenta el aumento promedio de consumo en invierno con respecto a verano de la Tabla 5, se puede inferir que, gran

parte de la población chilena no se ve beneficiada con este cambio, ya que el promedio de aumento en Chile es de un 10%, lo cual es bajo en comparación al aumento necesario para que sea económicamente favorable la condición actual. Cabe señalar que este comportamiento se obtiene a partir de una base de datos que abarca información hasta el año 2022, cuando aún estaba vigente la tarifa de invierno, lo que desincentivaba activamente el aumento de consumo durante dicho período. Entonces, considerando que la condición inicial penalizaba los aumentos de consumo en invierno mediante la aplicación de la tarifa de invierno, es razonable plantear que, bajo el nuevo esquema tarifario, algunos clientes regulados podrían modificar su patrón de demanda durante los meses invernales. Para que estos clientes se vean beneficiados económicamente, el aumento de consumo debe ser tal que los sitúe en la zona azul del gráfico, lo que implica que el costo bajo la condición actual sea inferior al que habrían enfrentado bajo la condición inicial. Por ejemplo, un cliente regulado con un consumo promedio de 360 kWh en verano podría optar por utilizar un sistema de calefacción eléctrica de 2 kW durante cuatro horas diarias. Esta decisión implicaría un aumento de consumo en invierno del 66 %, lo que le permitiría acceder a una condición favorable bajo el esquema tarifario actual.

El umbral depende de la zona geográfica en la que se encuentre el cliente. En particular, la zona sur requiere menores incrementos relativos de consumo para acceder a esta condición favorable, con un aumento cercano al 40% en el consumo invernal. En cambio, la zona centro requiere el aumento de consumo más elevado de todas las zonas geográficas, estimándose un incremento aproximado del 47% para alcanzar el mismo efecto. Este efecto se debe principalmente al valor de la tarifa de invierno, siendo la zona sur la que presenta los mayores valores de la tarifa de invierno, mientras que la zona centro tiene los valores más bajos de esta misma. De la Tabla 5 se desprende que, para acceder a los beneficios económicos asociados a la estructura tarifaria actual, en comparación con la estructura tarifaria anterior, sería necesario, como mínimo, cuadruplicar el aumento promedio del consumo invernal observado en los clientes regulados.

Tabla 5. Promedio de aumento de consumo en invierno con respecto al consumo en verano. [16]

Zona norte	Zona centro	Zona sur	Chile
5%	10%	10%	10%

3.3.1.2. Periodo 2028 a 2035

Para este período, existen tres valores distintos para el cargo MPC. Por ello, se utilizará el escenario 1 como caso crítico del estudio, dado que presenta el valor más alto para dicho cargo. En consecuencia, si la diferencia entre el valor final de la boleta bajo la condición actual y el valor final bajo la condición inicial es negativa en este escenario, dicha condición se cumplirá también en los demás escenarios.

A diferencia del período anterior, se observa en las Ilustración 21, Ilustración 22 y Ilustración 23 que no existe un quiebre en la frontera que separa la conveniencia entre una condición y otra. Esto se debe a que, a partir del año 2033, deja de aplicarse el componente CSP FET, y, por tanto, bajo la condición actual, ya no existe ninguna variable que aumente su costo unitario por kWh dependiendo del nivel de consumo del cliente. Por otra parte, se aprecia que dicha frontera comienza a converger, para todas las zonas geográficas, en torno a un aumento del 30% en el consumo durante el invierno. Esta convergencia se explica por la disminución en el valor del cargo MPC, lo que permite que, con

incrementos más moderados en el consumo invernal, los clientes regulados comiencen a experimentar ahorros en comparación con la condición inicial en este periodo. Esto implica que, para dicho tramo temporal, basta con triplicar el aumento promedio del consumo invernal observado en los clientes regulados, constituyendo así un objetivo relativamente menos exigente de alcanzar.

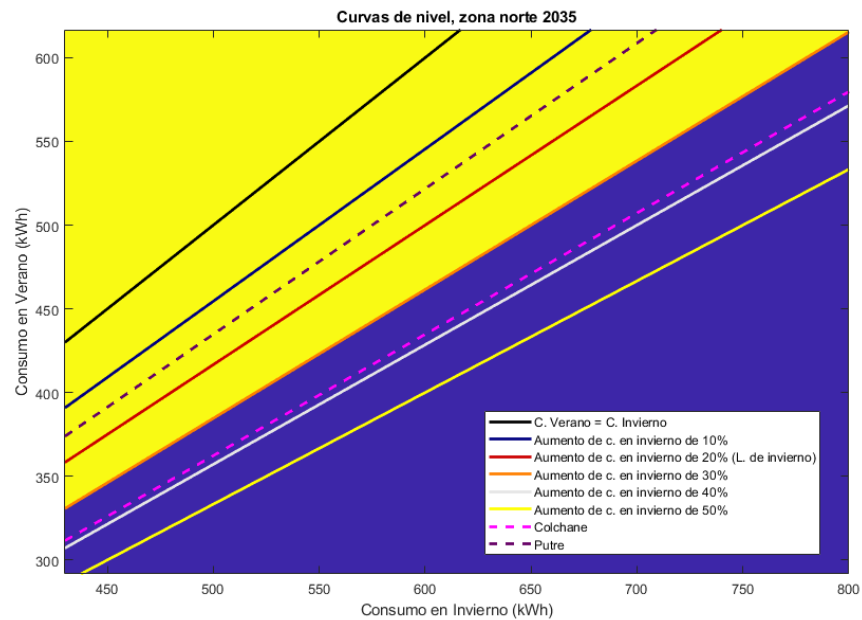


Ilustración 21. Curva de nivel zona norte 2035.

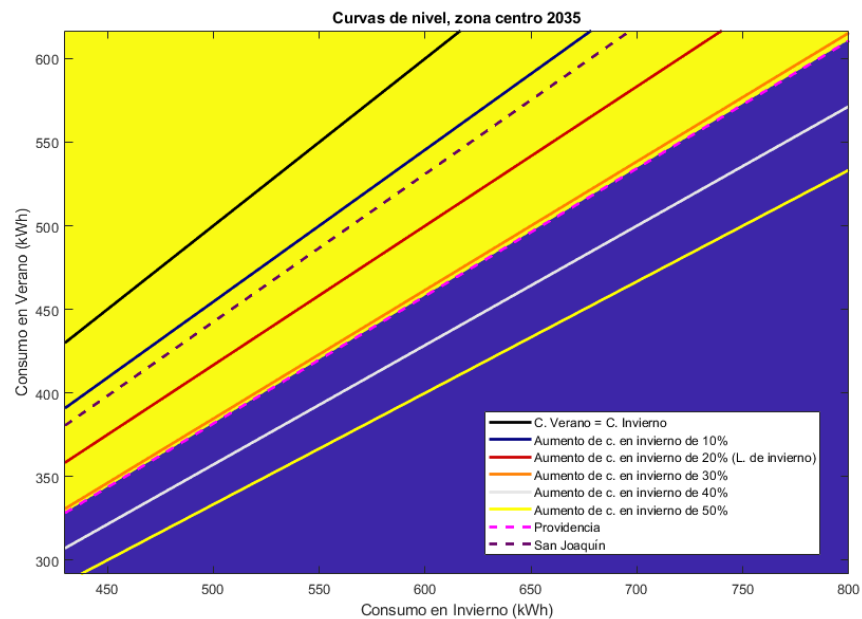


Ilustración 22. Curva de nivel zona centro 2035

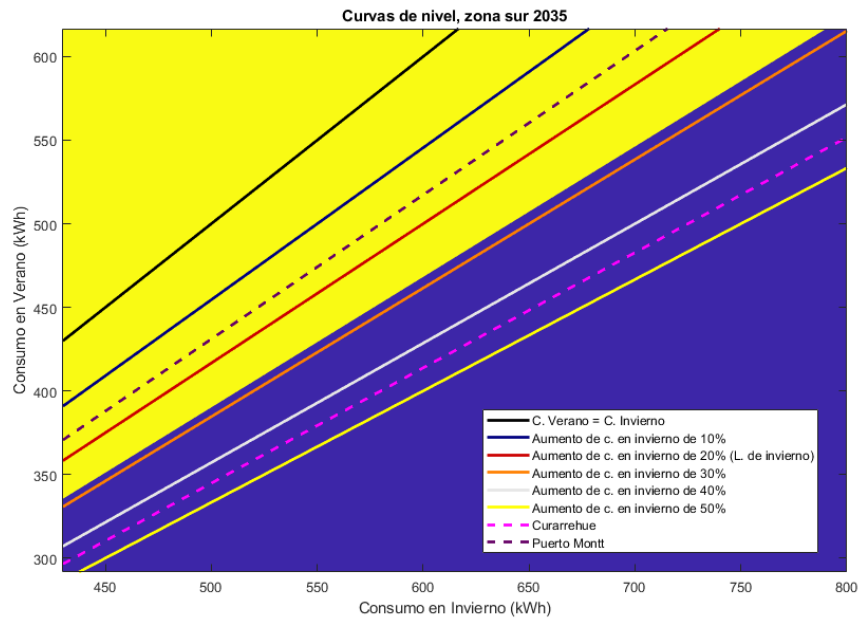


Ilustración 23. Curva de nivel zona sur 2035.

3.3.2. Comparación de escenarios PEC

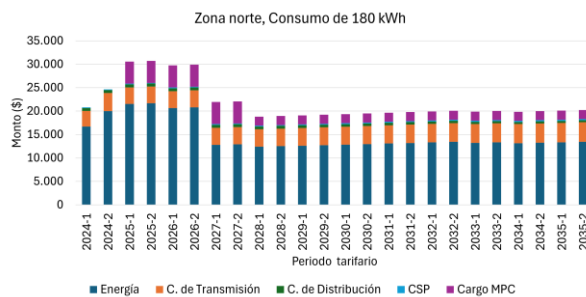


Ilustración 24. Escenario base en zona norte con consumo de 180 kWh.

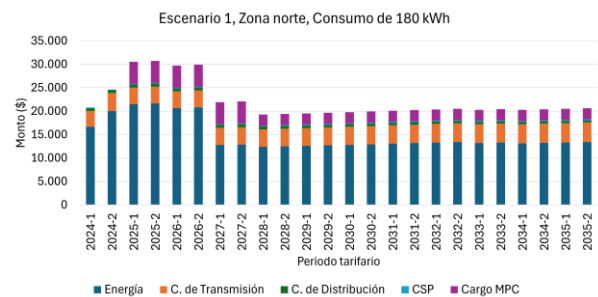


Ilustración 25. Escenario 1 en zona norte con consumo de 180 kWh.

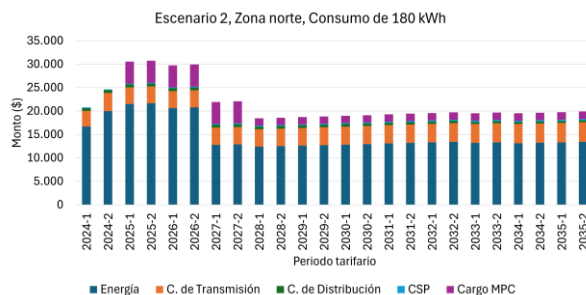


Ilustración 26. Escenario 2 en zona norte con consumo de 180 kWh.

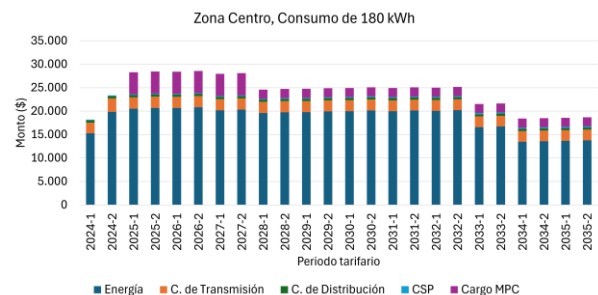


Ilustración 27. Escenario base en zona centro con consumo de 180 kWh.

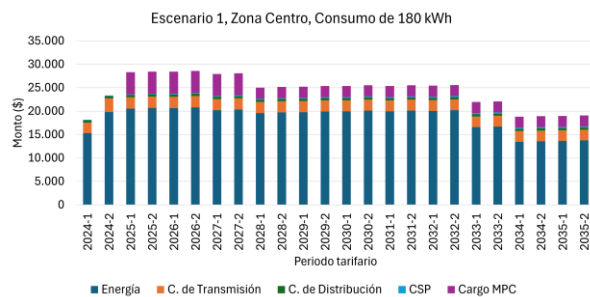


Ilustración 28. Escenario 1 en zona centro con consumo de 180 kWh.

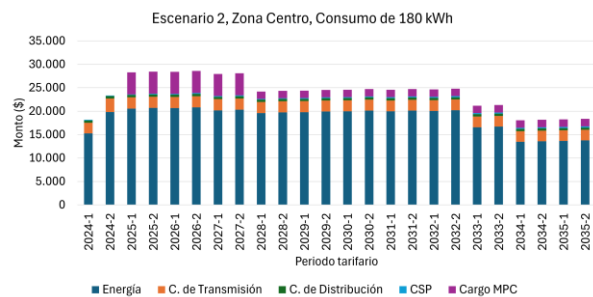


Ilustración 29. Escenario 2 en zona centro con consumo de 180 kWh.

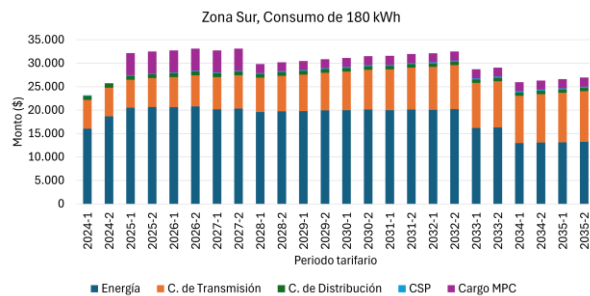


Ilustración 30. Escenario base en zona sur con consumo de 180 kWh.

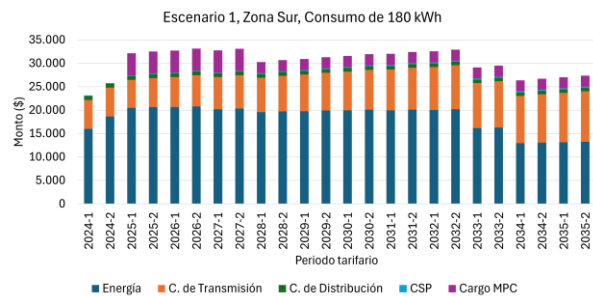


Ilustración 31. Escenario 1 en zona sur con consumo de 180 kWh.

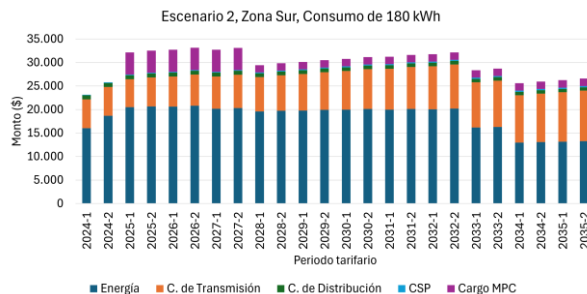


Ilustración 32. Escenario 2 en zona sur con consumo de 180 kWh.

A partir de las ilustraciones presentadas para el consumo de 180 kWh, se puede observar que durante los períodos tarifarios 2024-1 y 2024-2, el cargo MPC no se aplica a consumos bajos, independientemente del escenario que se esté analizando. Asimismo, se destaca que, entre los períodos tarifarios 2024-1 y 2027-2, el valor de la boleta eléctrica es igual en todos los escenarios. Esto se debe a que el cargo MPC comienza a presentar variaciones según el escenario a partir del primer período tarifario del año 2028. A su vez, se puede observar que, durante este período, el cargo MPC tiene un mayor impacto en la boleta eléctrica, cuyo grado varía según la zona geográfica del cliente, debido a las diferencias tanto en el precio de la energía como en el valor del cargo por transmisión. Posteriormente, se aprecia que, en el primer período tarifario del año 2028, dicho impacto disminuye como consecuencia de la reducción en el valor del cargo MPC.

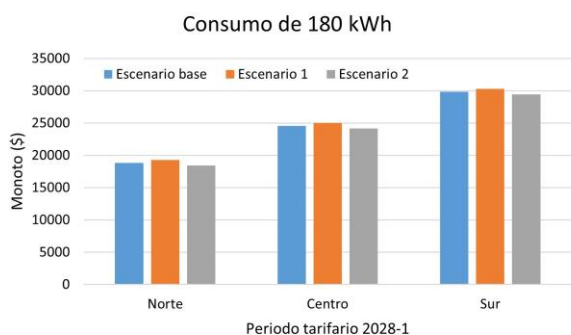


Ilustración 33. Comparación de montos finales de la boleta eléctrica en el periodo tarifario 2028-1 para consumo de 180 kWh.

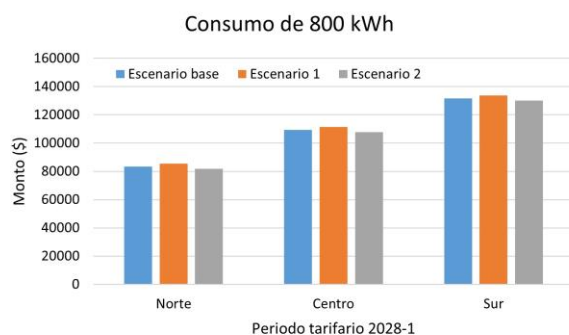


Ilustración 34. Comparación de montos finales de la boleta eléctrica en el periodo tarifario 2028-1 para consumo de 800 kWh.

Al comparar los montos finales de la boleta eléctrica presentados en las Ilustración 33 y Ilustración 34, se evidencia que el valor total varía según la zona geográfica en la que se encuentre el cliente regulado. Esta variación se explica, principalmente, por las diferencias en el valor de la energía entre las distintas zonas, así como también por el valor del cargo por transmisión asociado a cada una de ellas y este comportamiento se conserva sin importar el nivel de consumo. Asimismo, se observa que la diferencia en el monto final de la boleta eléctrica entre los distintos escenarios considerados para una misma zona geográfica no supera el 3% de aumento o disminución respecto del escenario base.

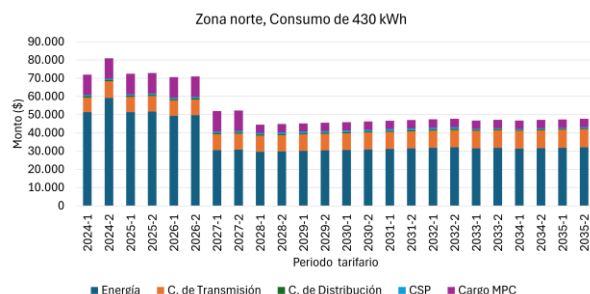


Ilustración 35. Escenario base en zona norte con consumo de 430 kWh.

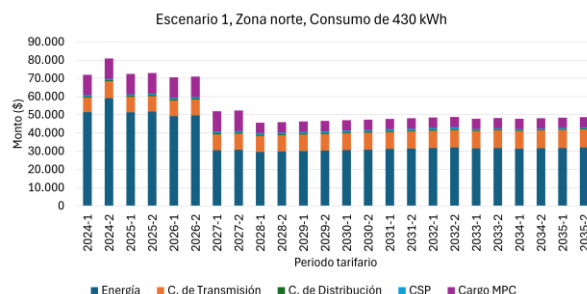


Ilustración 36. Escenario 1 en zona norte con consumo de 430 kWh.

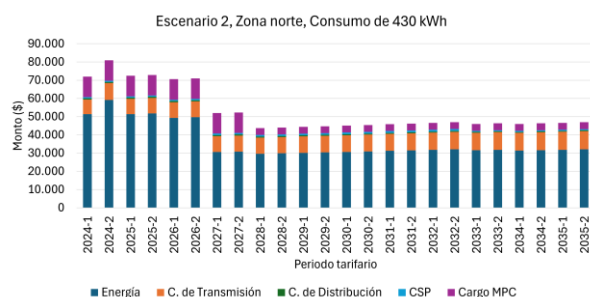


Ilustración 37. Escenario 2 en zona norte con consumo de 430 kWh.

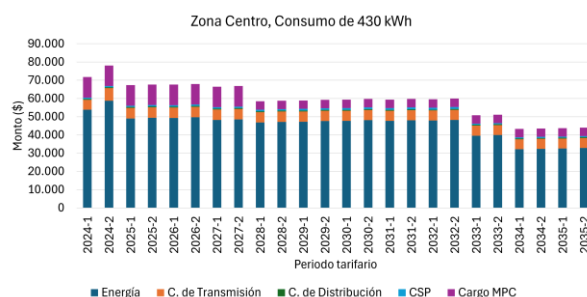


Ilustración 38. Escenario base en zona centro con consumo de 430 kWh.

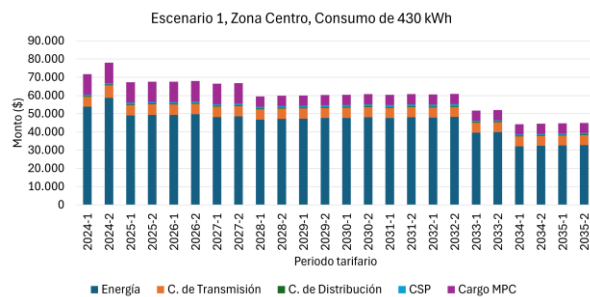


Ilustración 39. Escenario 1 en zona centro con consumo de 430 kWh.

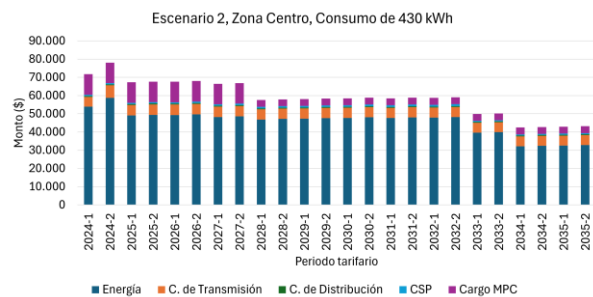


Ilustración 40. Escenario 2 en zona centro con consumo de 430 kWh.

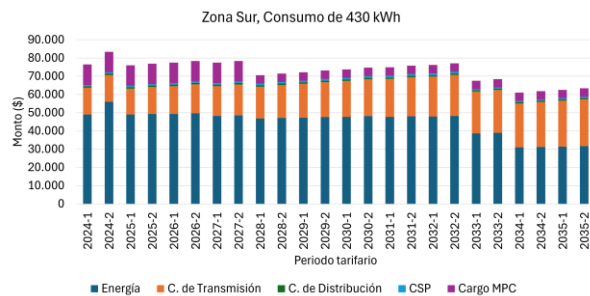


Ilustración 41. Escenario base en zona sur con consumo de 430 kWh.

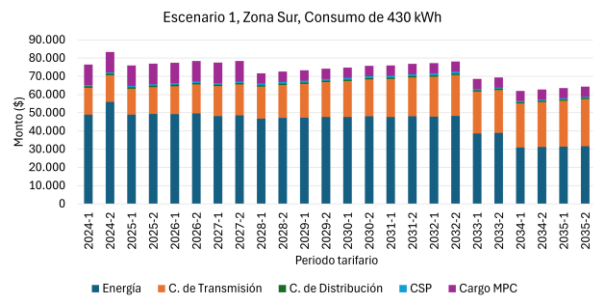


Ilustración 42. Escenario 1 en zona sur con consumo de 430 kWh.

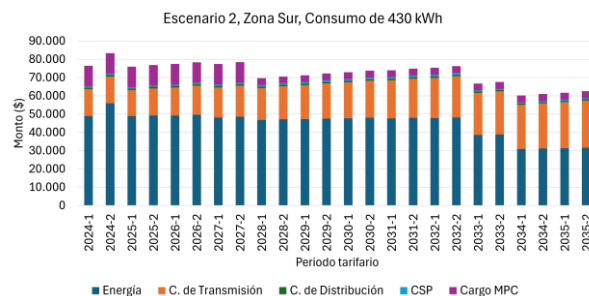


Ilustración 43. Escenario 2 en zona sur con consumo de 430 kWh.

A partir de las Ilustración 35, Ilustración 38 y Ilustración 41 así como las Ilustración 44, Ilustración 47 y Ilustración 50, se puede observar que, a pesar del aumento en el consumo eléctrico, la contribución del cargo MPC en la boleta eléctrica se mantiene constante para una misma zona geográfica y escenario. Esto se debe a que la mayoría de los componentes de la boleta eléctrica dependen directamente del consumo, es decir, se calculan en función de los kilowatt-hora consumidos. El único componente que no está vinculado al nivel de consumo es el Cargo de Distribución; no obstante, su valor es tan reducido en comparación con el total de la boleta eléctrica que su impacto es prácticamente insignificante, lo que permite que el nivel de impacto que tiene el cargo MPC en la boleta eléctrica se mantenga constante, sin importar el nivel de consumo eléctrico que tenga el cliente regulado.

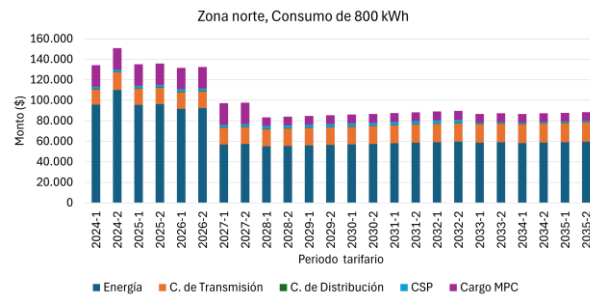


Ilustración 44. Escenario base en zona norte con consumo de 800 kWh.

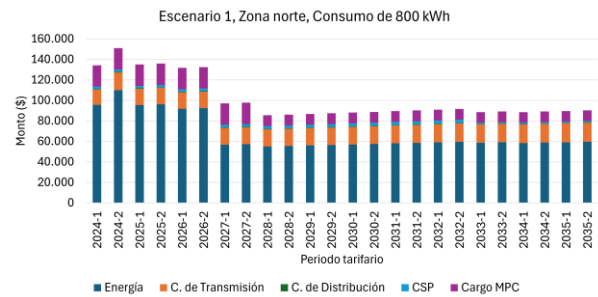


Ilustración 45. Escenario 1 en zona norte con consumo de 800 kWh.

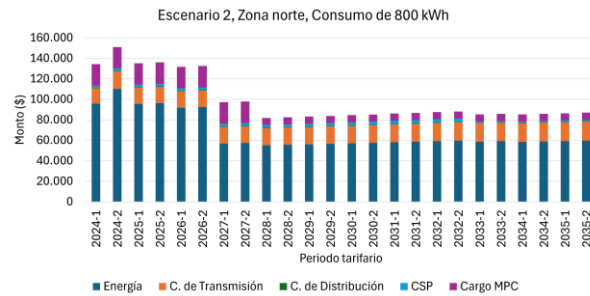


Ilustración 46. Escenario 2 en zona norte con consumo de 800 kWh.

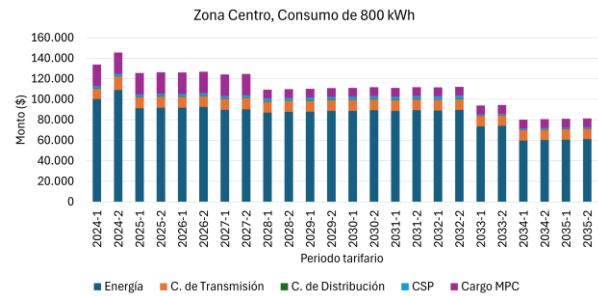


Ilustración 47. Escenario base en zona centro con consumo de 800 kWh.

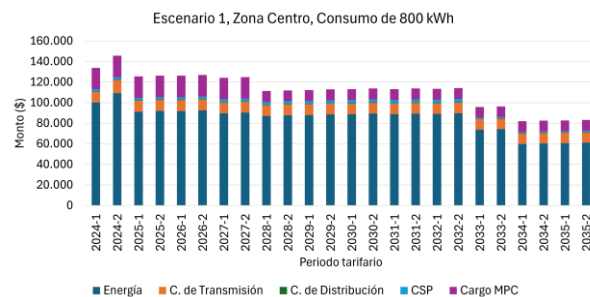


Ilustración 48. Escenario 1 en zona centro con consumo de 800 kWh.

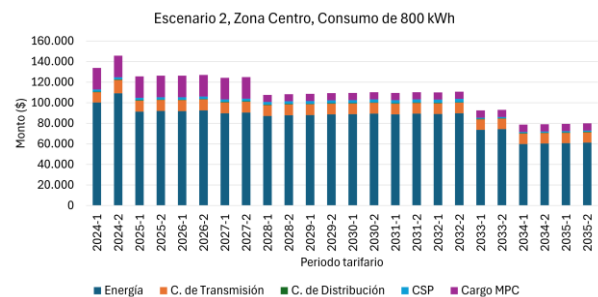


Ilustración 49. Escenario 2 en zona centro con consumo de 800 kWh.

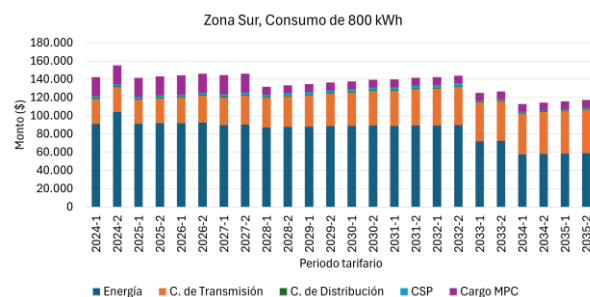


Ilustración 50. Escenario base en zona sur con consumo de 800 kWh.

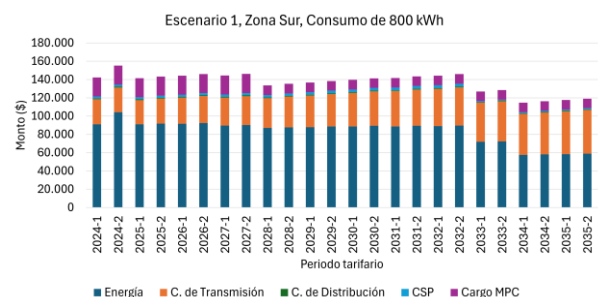


Ilustración 51. Escenario 1 en zona sur con consumo de 800 kWh.

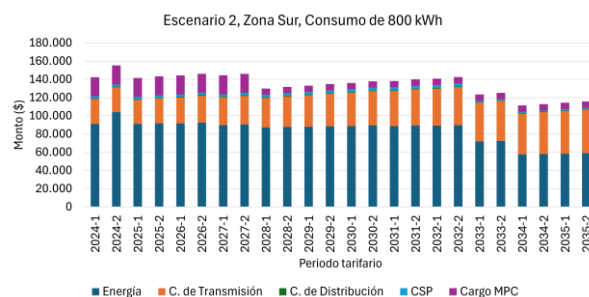


Ilustración 52. Escenario 2 en zona sur con consumo de 800 kWh.

A partir de la Ilustración 53, se puede observar que, en el período tarifario 2028-1, se produce una disminución en el impacto que tiene el cargo MPC en la boleta eléctrica. Esta reducción se explica por la baja en el valor de dicho cargo. En la Ilustración 54 se muestra cuánto disminuye el monto de la boleta eléctrica debido a este ajuste, en comparación con el período tarifario anterior (2027-2).

Esta disminución está condicionada tanto por el escenario como por la zona geográfica. En primer lugar, se observa que el escenario 2 presenta la mayor reducción en el valor de la boleta eléctrica, lo cual resulta coherente, dado que dicho escenario contempla el valor más bajo del cargo MPC, generando así una disminución más significativa en el total a pagar respecto de los demás escenarios.

Por su parte, la zona geográfica también influye, ya que tanto el valor de la energía como el del cargo por transmisión (los cuales constituyen los principales componentes de la boleta eléctrica) están determinados en función de la ubicación del cliente regulado. Por ello, mientras más bajos sean estos valores en la zona analizada, mayor será el impacto de la disminución en el monto final. Esto se evidencia al comparar la zona norte, que presenta los valores más bajos en conjunto (energía y transmisión), con la zona sur, que concentra los valores más altos de estos componentes.

De manera complementaria, se puede observar de la Ilustración 53 que el impacto del cargo MPC durante el período 2028 a 2035 se reduce en comparación con el período 2024 a 2027. Asimismo, en este nuevo período tarifario se observa una disminución sustancial en el monto de la boleta eléctrica, derivada tanto de la reducción del cargo MPC como de la baja en el precio de la energía.

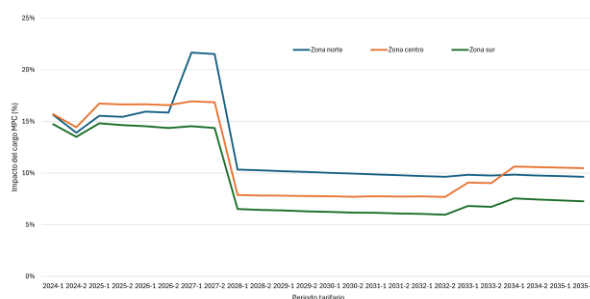


Ilustración 53. Impacto del cargo MPC en la boleta eléctrica para el escenario base.

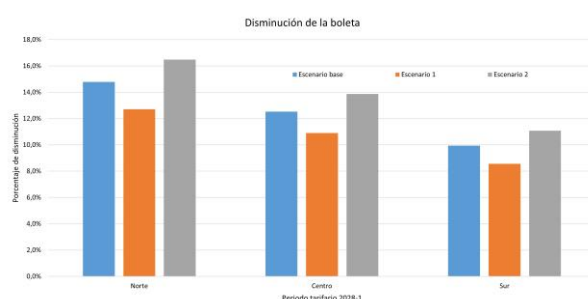


Ilustración 54. Disminución del monto final de la boleta en 2028-1 en comparación a 2027-2.

4. Capítulo 4: Conclusiones

La boleta eléctrica que reciben los clientes regulados presenta diferencias en su valor, incluso cuando el consumo de energía es el mismo. Esta variación se explica por las diferencias en los precios que existen entre las distintas zonas geográficas, siendo el más significativo el precio de la energía y el de transmisión. Además, hasta el 2023, se desincentivó el aumento del consumo en los meses invernales (abril a septiembre) mediante la aplicación de la tarifa de invierno, cuyo efecto se hace más evidente a medida que aumenta la diferencia entre el consumo de invierno y el consumo de verano.

Asimismo, se evidenció que la demanda total de los clientes regulados a nivel nacional impacta el valor del cargo MPC cuando esta se desvía en más de un 10%, ya sea por un aumento o una disminución respecto de la demanda proyectada. Se identifica una relación inversa entre el nivel de demanda y el valor del cargo MPC; es decir, si la proyección consumo de energía aumenta, el cargo MPC disminuye, y viceversa.

Al comparar la condición actual con la condición inicial para los distintos períodos de aplicación de la condición actual, se observa que, en general, considerando el patrón de aumento de consumo durante el invierno analizado (2021–2022), los clientes regulados no se ven favorecidos económicamente por la estructura tarifaria actual. No obstante, la estructura tarifaria actual no desincentiva al aumento de consumo invernal, lo que permite al cliente regulado incrementar significativamente su consumo eléctrico en esta época del año, resultando menos costoso en comparación con la condición inicial. Para el primer período de análisis, comprendido entre 2024 y 2027, se requiere un aumento en el consumo invernal entre un 40% y un 47% para que la condición actual resulte más favorable en comparación con la condición inicial. En cambio, para el período comprendido entre 2028 y 2035, basta con un incremento cercano al 30%. Si bien en ambos casos es técnicamente posible alcanzar ahorros, el cumplimiento del umbral requerido en el primer período es cuatro veces más que el incremento típico en Chile que es de un 10%, mientras que, en el segundo período, al requerirse un aumento más moderado, este objetivo se torna más alcanzable para los clientes regulados. Dichos aumentos pueden traducirse en una mejora en la calidad de vida, permitiendo la utilización de la energía eléctrica en calefacción u otros fines esenciales sin enfrentar sobrecostos significativos en la boleta eléctrica. Cabe destacar que el CSP FET genera una discontinuidad en la frontera de conveniencia entre la condición inicial y la condición actual, debido a que su valor depende del tramo de consumo en el que se encuentra el cliente regulado.

En cuanto al impacto proyectado del cargo MPC, se observa que, en una primera instancia, durante el período 2024 a 2027, este representa una proporción significativa del monto total de la boleta eléctrica para los clientes regulados. En consecuencia, se estima que, en dicho período, la boleta eléctrica presenta un aumento en su valor que varía entre un 16% y un 20% por este cargo, dependiendo del escenario y de la zona geográfica. La zona norte constituye una excepción, ya que registra una brusca baja en el precio de la energía, lo que amplifica el efecto del cargo MPC, alcanzando un incremento aproximado del 27% en el monto de la boleta durante los periodos tarifarios 2027-1 y 2027-2.

Asimismo, se evidencia que el impacto del cargo MPC es independiente del nivel de consumo del cliente regulado, debido a su carácter proporcional dentro del cálculo de la boleta eléctrica, la cual varía según los kilowatt-hora consumidos por el cliente regulado. El único componente que no depende del consumo es el cargo de distribución, cuyo efecto sobre el monto final es marginal.

Al contrastar los montos finales en relación con los distintos escenarios, se observa que la variación no supera un 3% respecto del escenario base; sin embargo, esta diferencia puede representar un monto relevante para clientes regulados con altos niveles de consumo energético, como también a clientes regulados pertenecientes a segmentos socioeconómicos vulnerables, quienes tienen una mayor sensibilidad frente a variaciones en el monto final de la boleta eléctrica, ya que puede significar una carga significativa en su presupuesto mensual.

Durante el período tarifario 2028-1, se registra una disminución en el valor final de la boleta eléctrica, producto de la reducción del cargo MPC. Esta disminución está influenciada tanto por la zona geográfica como por el escenario considerado. Asimismo, a partir de dicho período, se proyecta una reducción en el monto final de la boleta eléctrica en relación con los años anteriores, como consecuencia de la disminución conjunta del cargo MPC y del precio de la energía, contribuyendo así a mitigar el impacto económico acumulado en los clientes regulados tras las alzas registradas en el período 2024-2027.

Finalmente, el impacto generado por los ajustes de precios aplicados a las tarifas de los clientes regulados, en particular, la incorporación del mecanismo transitorio de estabilización de precios (PEC) y la eliminación de la tarifa de invierno, evidencia que, en términos generales, los clientes regulados se ven económicamente desfavorecidos bajo la condición actual, salvo que logren aumentar su consumo durante los meses de invierno en un nivel suficiente para generar un ahorro en comparación a la condición inicial, aprovechando que ya no existe un sobre costo asociado al incremento del consumo estacional. En este contexto, el presente trabajo de memoria permite evidenciar, de manera cuantitativa, la conveniencia o inconveniencia de dichos ajustes tarifarios desde una perspectiva económica centrada en el cliente regulado.

Bibliografía

- [1] F. y R. Ministerio de Economía, “Decreto 41 FIJA FORMULAS TARIFARIAS PROVISORIAS PARA LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION QUE SEÑALA”, Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/3ka5f>
- [2] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción y Sub-secretaria de Economía Fomento y Reconstrucción, “Decreto 385 FIJA FÓRMULAS TARIFARIAS APLICABLES A LOS SUMINISTROS SUJETOS A PRECIOS REGULADOS QUE SE SEÑALAN, EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN QUE INDICA MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN”. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/3ehjb>
- [3] Karen Peña, “Se adelanta eliminación de la tarifa de invierno se concretará a partir de la primera quincena de julio”, Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.df.cl/empresas/energia/se-adelanta-eliminacion-de-la-tarifa-de-invierno-se-concretara-a-partir#:~:text=Si%20bien%20se%20había%20indicado,de%20acuerdo%20a%20lo%20señala do.>
- [4] Ministerio de Energía, “Ley 21185 CREA UN MECANISMO TRANSITORIO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE TARIFAS MINISTERIO DE ENERGÍA”. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/3gnxu>
- [5] Ministerio de Energía, “Ley 21472 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 MINISTERIO DE ENERGÍA”. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/3470r>
- [6] Ministerio de Energía, “Ley 21667 MODIFICA DIVERSOS CUERPOS LEGALES, EN MATERIA DE ESTABILIZACIÓN TARIFARIA MINISTERIO DE ENERGÍA”. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/3jisi>
- [7] Comisión Nacional de Energía, “INFORME DEFINITIVO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2022-2042 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y SISTEMAS MEDIANOS”.
- [8] Electroconsultores, “Las tarifas de electricidad en Chile”. Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.electroconsultores.cl/electricidad-interactiva/las-tarifas-de-electricidad-en-chile/>

- [9] Ministerio de Energía, “Resolución 13 EXENTA”. Accedido: 19 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/37a7A1>
- [10] R. Torres, “Clientes regulados y clientes no regulados en el mercado eléctrico”, Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27799/1/Clientes_regulados_y_clientes_no_regulados_en_el_mercado_electrico.pdf
- [11] Comisión Nacional de Energía, “Tarificación eléctrica”. Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- [12] SII, “Impuesto a las Ventas y Servicios (IVA)”. Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.sii.cl/ayudas/aprenda_sobre/3072-1-3079.html
- [13] M. de Energía, “A partir de la primera quincena de julio se dejará de cobrar la tarifa de invierno en las cuentas de electricidad”. Accedido: 8 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.cl/noticias/partir-de-la-primera-quincena-de-julio-se-dejara-de-cobrar-la-tarifa-de-invierno-en-las-cuentas-de-electricidad/>
- [14] Comisión Nacional de Energía, “Ley 21.667 - Modelo MPC - Julio 2024”. Accedido: 12 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:x:/r/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/_layouts/15/Doc.aspx?sourcedoc=%7B3F21D263-A84B-470C-B895-D00961F3DD13%7D&file=Ley%2021.667%20-%20Modelo%20MPC%20-%20julio%202024.xlsm&action=default&mobileredirect=true
- [15] INE, “Instituto Nacional de Estadística”. Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.gob.cl>
- [16] Energía Abierta, “Facturación clientes regulados”. Accedido: 10 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad?_sft_organismos-estadistica=cne&_sft_etiquetas-estadistica=clientes-regulados

5. Anexo

5.1. Precio de la energía

Tabla 6. PNP de la zona norte por nivel de consumo, IVA no incluido.

Año	Periodo	PNP Zona Norte [\$/kWh]		
		Menor a 350 kWh	Entre 350 y 500 kWh	Superior a 500 kWh
2017	2	54,124	54,124	54,124
2018	1	58,242	58,242	58,242
2018	2	58,657	58,657	58,657
2019	1	64,072	64,072	64,072
2019	2	64,072	64,072	64,072
2020	1	64,072	64,072	64,072
2020	2	64,072	64,072	64,072
2021	1	64,072	64,072	64,072
2021	2	64,430	64,430	64,430
2022	1	66,569	66,569	66,569
2022	2	68,781	74,169	81,232
2023	1	68,781	74,169	81,232
2023	2	68,781	74,169	81,232
2024	1	77,955	100,548	100,548
2024	2	93,401	115,613	115,613

Tabla 7. PNP de la zona centro por nivel de consumo, IVA no incluido.

Año	Periodo	PNP Zona Centro [\$/kWh]		
		Menor a 350 kWh	Entre 350 y 500 kWh	Superior a 500 kWh
2017	2	58,051	58,051	58,051
2018	1	53,143	53,143	53,143
2018	2	49,264	49,264	49,264
2019	1	58,65	58,65	58,65
2019	2	58,65	58,65	58,65
2020	1	58,65	58,65	58,65
2020	2	58,65	58,65	58,65
2021	1	58,65	58,65	58,65
2021	2	58,954	58,954	58,954
2022	1	60,936	60,922	60,922
2022	2	62,945	67,876	74,34
2023	1	62,945	67,876	74,34
2023	2	62,945	67,876	74,34

2024	1	71,359	105,319	105,319
2024	2	92,57	114,781	114,781

Tabla 8. PNP de la zona sur por nivel de consumo, IVA no incluido.

Año	Periodo	PNP Zona Sur [\$/kWh]		
		Menor a 350 kWh	Entre 350 y 500 kWh	Superior a 500 kWh
2017	2	70,730	70,730	70,730
2018	1	55,297	55,297	55,297
2018	2	51,725	51,725	51,725
2019	1	61,531	61,531	61,531
2019	2	61,531	61,531	61,531
2020	1	61,531	61,531	61,531
2020	2	61,531	61,531	61,531
2021	1	61,531	61,531	61,531
2021	2	61,874	61,874	61,874
2022	1	63,922	63,922	63,922
2022	2	66,046	71,219	78,002
2023	1	66,046	71,219	78,002
2023	2	66,046	71,219	78,002
2024	1	74,855	95,770	95,770
2024	2	87,236	109,448	109,448

5.2. Proyección del precio de la energía

Tabla 9. Proyección del PNP hasta el 2035 por zona, IVA no incluido.

Año	Periodo	Zona norte [\$/kWh]	Zona centro [\$/kWh]	Zona sur [\$/kWh]
2025	1	100,43	95,89	95,76
2025	2	101,16	96,58	96,45
2026	1	96,44	96,44	96,36
2026	2	97,14	97,22	97,13
2027	1	59,77	94,24	94,24
2027	2	60,27	94,93	94,93
2028	1	57,93	91,50	91,50
2028	2	58,42	92,23	92,23
2029	1	58,94	92,42	92,42
2029	2	59,43	93,14	93,14
2030	1	59,93	93,27	93,27
2030	2	60,44	93,99	93,99
2031	1	61,11	93,23	93,23

2031	2	61,63	93,95	93,95
2032	1	62,20	93,61	93,61
2032	2	62,72	94,31	94,31
2033	1	61,69	77,41	75,53
2033	2	62,21	78,03	76,12
2034	1	61,35	62,86	60,56
2034	2	61,87	63,39	61,07
2035	1	62,21	63,73	61,39
2035	2	62,73	64,27	61,92

5.3. Cargo único por uso del sistema troncal

Tabla 10. Precio del cargo por transmisión base y por zona, IVA no incluido.

Año	Periodo	Cargo base [\$ /kWh]	Cargo zonal A [\$ /kWh]	Cargo zonal D [\$ /kWh]	Cargo zonal F [\$ /kWh]
2019	1	5,823	6,422	4,435	8,899
2019	2	11,051	7,721	3,823	10,205
2020	1	6,920	7,721	3,823	10,205
2020	2	6,920	7,721	3,823	10,205
2021	1	6,920	7,721	3,823	10,205
2021	2	6,920	7,721	3,823	10,205
2022	1	6,920	7,721	3,823	10,205
2022	2	8,581	7,721	3,823	10,205
2023	1	7,718	10,492	5,182	20,094
2023	2	3,505	9,776	5,187	19,096
2024	1	4,819	10,767	5,709	23,819
2024	2	7,488	10,558	5,985	21,011

5.4. Valor agregado de distribución

Tabla 11. Precio del cargo de distribución por área típica, IVA incluido.

Año	Periodo	Área típica 4 [\$ /mes]	Área típica 1 [\$ /mes]	Área típica 5 [\$ /mes]
2019	1	765,527	518,334	921,903
2019	2	765,527	518,334	921,903
2020	1	759,458	514,080	911,163
2020	2	759,458	514,080	911,163
2021	1	754,143	511,135	898,182
2021	2	754,143	511,135	898,182
2022	1	748,599	508,725	883,942
2022	2	748,599	508,725	883,942
2023	1	743,195	506,405	869,880
2023	2	743,195	506,405	869,880
2024	1	620,167	504,153	855,541
2024	2	620,167	504,153	855,541

5.5. Cargo por servicio público

Tabla 12. Precio del CSP según nivel de consumo, sin IVA.

Año	Periodo	Menor a 350 kWh [\$ /kWh]	Entre 350 y 500 kWh [\$ /kWh]	Superior a 500 kWh [\$ /kWh]
2019	1	0,392	0,392	0,392
2019	2	0,392	0,392	0,392
2020	1	0,494	0,494	0,494
2020	2	0,494	0,494	0,494
2021	1	0,487	0,487	0,487
2021	2	0,487	0,487	0,487
2022	1	0,508	0,508	0,508
2022	2	0,508	0,508	0,508
2023	1	0,701	1,513	2,528
2023	2	0,701	1,513	2,528
2024	1	0,750	1,601	2,665
2024	2	0,750	1,601	2,665

5.6. Aumento del consumo

Tabla 13. Aumento de la de consumo en invierno por comuna.

Región	Comuna	Aumento (%)
Región de Arica y Parinacota	Camarones	1
Región de Arica y Parinacota	Arica	0
Región de Arica y Parinacota	Putre	15
Región de Tarapacá	Pozo Almonte	4
Región de Tarapacá	Alto Hospicio	6
Región de Tarapacá	Iquique	3
Región de Tarapacá	Pica	1
Región de Tarapacá	Huara	0
Región de Tarapacá	Colchane	38
Región de Antofagasta	Calama	15
Región de Antofagasta	Mejillones	5
Región de Antofagasta	Tocopilla	3
Región de Antofagasta	Antofagasta	7
Región de Antofagasta	Taltal	0
Región de Antofagasta	Sierra Gorda	5
Región de Atacama	Diego de Almagro	9
Región de Atacama	Copiapó	9
Región de Atacama	Tierra Amarilla	4
Región de Atacama	Vallenar	7
Región de Atacama	Huasco	7
Región de Atacama	Alto del Carmen	0
Región de Atacama	Freirina	2
Región de Atacama	Caldera	0
Región de Atacama	Chañaral	1
Región de Coquimbo	Vicuña	0
Región de Coquimbo	Ovalle	8
Región de Coquimbo	Río Hurtado	0
Región de Coquimbo	Punitaqui	0
Región de Coquimbo	Canela	0
Región de Coquimbo	Salamanca	7
Región de Coquimbo	Coquimbo	8
Región de Coquimbo	Illapel	8
Región de Coquimbo	Los Vilos	18
Región de Coquimbo	Paiguano	0
Región de Coquimbo	Andacollo	3
Región de Coquimbo	Monte Patria	0
Región de Coquimbo	La Serena	13

Región de Coquimbo	La Higuera	0
Región de Coquimbo	Combarbalá	0
Región de Valparaíso	Cabildo	2
Región de Valparaíso	Petorca	0
Región de Valparaíso	La Ligua	2
Región de Valparaíso	Zapallar	1
Región de Valparaíso	Papudo	3
Región de Valparaíso	Cartagena	3
Región de Valparaíso	Olmué	0
Región de Valparaíso	Villa Alemana	13
Región de Valparaíso	Limache	6
Región de Valparaíso	Quilpué	14
Región de Valparaíso	Algarrobo	0
Región de Valparaíso	Casablanca	11
Región de Valparaíso	El Tabo	0
Región de Valparaíso	El Quisco	0
Región de Valparaíso	Hijuelas	5
Región de Valparaíso	Llaillay	11
Región de Valparaíso	Catemu	2
Región de Valparaíso	Viña del Mar	23
Región de Valparaíso	Quintero	5
Región de Valparaíso	Puchuncaví	2
Región de Valparaíso	Los Andes	12
Región de Valparaíso	Putendo	1
Región de Valparaíso	Santo Domingo	5
Región de Valparaíso	San Antonio	11
Región de Valparaíso	Concón	17
Región de Valparaíso	La Cruz	14
Región de Valparaíso	Panquehue	5
Región de Valparaíso	San Felipe	12
Región de Valparaíso	Nogales	4
Región de Valparaíso	Calle Larga	13
Región de Valparaíso	Rinconada	13
Región de Valparaíso	Calera	9
Región de Valparaíso	Quillota	6
Región de Valparaíso	San Esteban	9
Región de Valparaíso	Santa María	4
Región de Valparaíso	Valparaíso	13
Región Metropolitana de Santiago	San Joaquín	13
Región Metropolitana de Santiago	Renca	11
Región Metropolitana de Santiago	Recoleta	11
Región Metropolitana de Santiago	Colina	10

Región Metropolitana de Santiago	Tiltil	12
Región Metropolitana de Santiago	San Miguel	22
Región Metropolitana de Santiago	Providencia	31
Región Metropolitana de Santiago	Vitacura	26
Región Metropolitana de Santiago	San Ramón	6
Región Metropolitana de Santiago	Quilicura	12
Región Metropolitana de Santiago	Pudahuel	14
Región Metropolitana de Santiago	Quinta Normal	14
Región Metropolitana de Santiago	Alhué	5
Región Metropolitana de Santiago	El Monte	14
Región Metropolitana de Santiago	San Bernardo	15
Región Metropolitana de Santiago	Peñaflor	19
Región Metropolitana de Santiago	San Pedro	0
Región Metropolitana de Santiago	El Bosque	11
Región Metropolitana de Santiago	Melipilla	11
Región Metropolitana de Santiago	Puente Alto	15
Región Metropolitana de Santiago	Lampa	11
Región Metropolitana de Santiago	Calera de Tango	13
Región Metropolitana de Santiago	Pirque	13
Región Metropolitana de Santiago	Padre Hurtado	21
Región Metropolitana de Santiago	San José de Maipo	9
Región Metropolitana de Santiago	María Pinto	5
Región Metropolitana de Santiago	Isla de Maipo	11
Región Metropolitana de Santiago	Curacaví	12
Región Metropolitana de Santiago	Buín	18
Región Metropolitana de Santiago	Paine	6
Región Metropolitana de Santiago	Talagante	14
Región Metropolitana de Santiago	La Granja	10
Región Metropolitana de Santiago	La Florida	16
Región Metropolitana de Santiago	Huechuraba	15
Región Metropolitana de Santiago	Independencia	17
Región Metropolitana de Santiago	Santiago	22
Región Metropolitana de Santiago	La Cisterna	15
Región Metropolitana de Santiago	Cerro Navia	10
Región Metropolitana de Santiago	Cerrillos	12
Región Metropolitana de Santiago	Estación Central	17
Región Metropolitana de Santiago	Conchalí	14
Región Metropolitana de Santiago	La Reina	23
Región Metropolitana de Santiago	La Pintana	11
Región Metropolitana de Santiago	Maipú	16
Región Metropolitana de Santiago	Peñalolén	11

Región Metropolitana de Santiago	Pedro Aguirre Cerda	12
Región Metropolitana de Santiago	Ñuñoa	30
Región Metropolitana de Santiago	Macul	18
Región Metropolitana de Santiago	Lo Espejo	9
Región Metropolitana de Santiago	Lo Barnechea	16
Región Metropolitana de Santiago	Las Condes	29
Región Metropolitana de Santiago	Lo Prado	11
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Doñihue	12
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Las Cabras	0
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Lolol	4
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Nancagua	13
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Navidad	0
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Pichilemu	5
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Litueche	5
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Santa Cruz	16
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Rancagua	18
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Requínoa	14
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Pumanque	4
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Olivar	14
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Malloa	8
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Placilla	8
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Paredones	0
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Peralillo	11
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Coinco	1
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Pichidegua	9
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	San Fernando	24

Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Chimbarongo	12
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	San Vicente	12
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Mostazal	10
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Peumo	14
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Marchihue	2
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Coltauco	8
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Codegua	11
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Palmilla	4
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Chépica	9
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	La Estrella	0
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Quinta de Tilcoco	10
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Graneros	15
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Machalí	25
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Rengo	15
Región del Maule	Curicó	23
Región del Maule	Licantén	0
Región del Maule	Molina	15
Región del Maule	San Javier	13
Región del Maule	San Clemente	9
Región del Maule	Talca	28
Región del Maule	Linares	18
Región del Maule	San Rafael	9
Región del Maule	Cauquenes	14
Región del Maule	Yerbas Buenas	10
Región del Maule	Longaví	8
Región del Maule	Chanco	3
Región del Maule	Colbún	14
Región del Maule	Curepto	5
Región del Maule	Villa Alegre	9
Región del Maule	Romeral	13
Región del Maule	Río Claro	4

Región del Maule	Pelluhue	0
Región del Maule	Hualañé	7
Región del Maule	Sagrada Familia	8
Región del Maule	Maule	23
Región del Maule	Retiro	2
Región del Maule	Pencahue	1
Región del Maule	Constitución	13
Región del Maule	Teno	6
Región del Maule	Rauco	9
Región del Maule	Empedrado	9
Región del Maule	Parral	9
Región del Maule	Vichuquén	0
Región del Maule	Pelarco	7
Región del Biobío	Concepción	38
Región del Biobío	Los Ángeles	13
Región del Biobío	San Pedro de la Paz	34
Región del Biobío	Hualqui	11
Región del Biobío	Talcahuano	24
Región del Biobío	Tomé	14
Región del Biobío	Mulchén	0
Región del Biobío	Santa Bárbara	3
Región del Biobío	Quilleco	0
Región del Biobío	Laja	8
Región del Biobío	Arauco	9
Región del Biobío	Tirúa	3
Región del Biobío	Contulmo	0
Región del Biobío	Cañete	4
Región del Biobío	Los Álamos	4
Región del Biobío	Florida	0
Región del Biobío	Curanilahue	1
Región del Biobío	Lota	8
Región del Biobío	Alto Biobío	4
Región del Biobío	Lebu	8
Región del Biobío	Antuco	0
Región del Biobío	Negrete	2
Región del Biobío	Cabrero	5
Región del Biobío	Nacimiento	5
Región del Biobío	San Rosendo	4
Región del Biobío	Santa Juana	0
Región del Biobío	Tucapel	0
Región del Biobío	Quilaco	1

Región del Biobío	Yumbel	1
Región del Biobío	Coronel	20
Región del Biobío	Penco	22
Región del Biobío	Hualpén	25
Región del Biobío	Chiguayante	29
Región de La Araucanía	Pitrufquén	11
Región de La Araucanía	Temuco	29
Región de La Araucanía	Lautaro	15
Región de La Araucanía	Freire	8
Región de La Araucanía	Cholchol	6
Región de La Araucanía	Vilcún	10
Región de La Araucanía	Melipeuco	8
Región de La Araucanía	Toltén	5
Región de La Araucanía	Gorbea	6
Región de La Araucanía	Nueva Imperial	14
Región de La Araucanía	Perquenco	5
Región de La Araucanía	Padre Las Casas	18
Región de La Araucanía	Villarrica	12
Región de La Araucanía	Curarrehue	45
Región de La Araucanía	Saavedra	4
Región de La Araucanía	Galvarino	5
Región de La Araucanía	Teodoro Schmidt	5
Región de La Araucanía	Carahue	8
Región de La Araucanía	Cunco	5
Región de La Araucanía	Angol	9
Región de La Araucanía	Los Sauces	4
Región de La Araucanía	Curacautín	8
Región de La Araucanía	Collipulli	3
Región de La Araucanía	Lonquimay	6
Región de La Araucanía	Ercilla	0
Región de La Araucanía	Renaico	0
Región de La Araucanía	Purén	6
Región de La Araucanía	Victoria	13
Región de La Araucanía	Traiguén	3
Región de La Araucanía	Lumaco	3
Región de La Araucanía	Loncoche	6
Región de La Araucanía	Pucón	9
Región de Los Ríos	Valdivia	23
Región de Los Ríos	Río Bueno	11
Región de Los Ríos	Máfil	15
Región de Los Ríos	Paillaco	11
Región de Los Ríos	La Unión	10

Región de Los Ríos	Lago Ranco	1
Región de Los Ríos	Panguipulli	8
Región de Los Ríos	Mariquina	18
Región de Los Ríos	Lanco	8
Región de Los Ríos	Corral	4
Región de Los Ríos	Los Lagos	11
Región de Los Ríos	Futrono	1
Región de Los Lagos	Castro	19
Región de Los Lagos	Puerto Varas	19
Región de Los Lagos	Puerto Montt	16
Región de Los Lagos	Dalcahue	19
Región de Los Lagos	Maullín	0
Región de Los Lagos	Ancud	12
Región de Los Lagos	Fresia	6
Región de Los Lagos	Curaco de Vélez	17
Región de Los Lagos	Chonchi	6
Región de Los Lagos	Cochamó	11
Región de Los Lagos	Los Muermos	5
Región de Los Lagos	Frutillar	16
Región de Los Lagos	Calbuco	8
Región de Los Lagos	Llanquihue	9
Región de Los Lagos	Puyehue	14
Región de Los Lagos	Purranque	6
Región de Los Lagos	Puqueldón	8
Región de Los Lagos	Puerto Octay	20
Región de Los Lagos	Quinchao	16
Región de Los Lagos	Queilén	5
Región de Los Lagos	Quemchi	14
Región de Los Lagos	Quellón	17
Región de Los Lagos	Hualaihué	10
Región de Los Lagos	San Pablo	15
Región de Los Lagos	San Juan de la Costa	0
Región de Los Lagos	Río Negro	3
Región de Los Lagos	Chaitén	10
Región de Los Lagos	Palena	9
Región de Los Lagos	Futaleufú	12
Región de Los Lagos	Osorno	17