

Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional

Periodo 2024-2044

Noviembre de 2024

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2024-2044
Informe preparado por el Departamento de Prospectiva

Ver.	Fecha	Descripción	Realizó	Revisó/Aprobó
1	15/11/2024	Informe publicado en el sitio web del Coordinador	Patricio Santis T.	Patricio Lagos R. Deninson Fuentes del C.

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. INTRODUCCIÓN	6
3. OBJETIVO Y ALCANCE	7
4. ANTECEDENTES PROYECCIÓN DE DEMANDA	8
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	8
4.2 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LARGO PLAZO	9
5. RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA, PERIODO 2024-2044	11
5.1 PROYECCIÓN DE IMACEC (TOP-DOWN)	11
5.2 ENCUESTA DE CLIENTES LIBRES (BOTTOM-UP)	14
5.3 ENCUESTA A EMPRESAS PROPIETARIAS SS/EE PRIMARIAS (BOTTOM-UP)	16
5.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTROMOVILIDAD	17
5.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTRIFICACIÓN DE LA CALEFACCIÓN	18
5.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE	19
5.7 RESULTADOS PROYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SEN	21
5.8 RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN	28
6. CONCLUSIONES	29
7. ANEXOS	30
7.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO	30
7.2 RESULTADOS ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO (1)	38
7.3 RESULTADOS ESCENARIO DE DEMANDA ALTO (1)	43
7.4 RESULTADOS ESCENARIO DE DEMANDA ALTO (2)	48

1. RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se presenta la proyección de demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el periodo 2024-2044, la cual se construye considerando las instalaciones existentes y nuevos proyectos. En particular, la proyección de demanda de largo plazo se obtiene por medio de la aplicación de un modelo econométrico y encuestas aplicadas a empresas propietarias de subestaciones primarias de distribución y un segmento de grandes clientes libres.

Se desarrollaron tres escenarios de demanda: (i) Medio⁽¹⁾, (ii) Alto⁽¹⁾, y (iii) Alto⁽²⁾, con el objetivo de considerar distintas condiciones para la proyección de demanda de energía del SEN, los cuales varían según el crecimiento económico y el desarrollo de nuevos proyectos, como datacenter, hidrógeno verde (H2V), entre otros. Los superíndices (1) y (2) reflejan la incorporación de H2V a partir de información preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP 2023-2027) del Ministerio de Energía. El superíndice (1) corresponde al escenario de Recuperación Económica Lenta Post-Covid19 (escenarios Medio⁽¹⁾ y Alto⁽¹⁾); mientras que el superíndice (2) considera el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad para (escenario Alto⁽²⁾).

Los resultados de la proyección para los tres escenarios, muestran un aumento en la demanda eléctrica durante el año 2024 impulsado por la puesta en marcha de nuevos proyectos. Se estima un incremento de la demanda para ese año en un rango del 1,9% al 2,4%, respecto del año 2023. Además, se prevé un aumento continuo de la demanda hasta el año 2029, con tasas anuales promedio entre el 3,1% y 5,9%, para los tres escenarios evaluados, debido principalmente a la entrada en operación de grandes proyectos mineros, datacenters, plantas desaladoras, entre otros. A principios de la próxima década, se proyecta la incorporación de importantes proyectos mineros y desaladoras en la zona norte del SEN.

En lo que respecta al escenario Alto⁽²⁾ con mayor demanda, se prevé un aumento sustancial en la demanda de H2V en la zona norte. Para el año 2035 se estima que esta demanda superará el doble del consumo del año base (2023), pasando de 27,9 TWh a 72,9 TWh, y para el año 2044 superaría en tres veces su valor, llegando a 94,0 TWh. Esto implicará la necesidad de adaptar el sistema de transmisión para la nueva demanda, lo que incluirá el desarrollo de nueva infraestructura, integración de energías renovables, sistemas de almacenamiento y mejoras en la gestión de la red, junto con un marco regulatorio que permita adecuar el sistema eléctrico a estas nuevas demandas y fuentes de energía.

Para evaluar el impacto de la electromovilidad y la electrificación de la calefacción de uso doméstico en la demanda eléctrica hacia 2044, se han considerado dos escenarios: Medio y Alto. Estos escenarios permiten proyectar un consumo adicional entre 9,5 y 11,1 TWh en electromovilidad, con 2,8 a 3,4 TWh atribuidos a buses eléctricos y entre 6,7 a 7,7 TWh a automóviles particulares. En cuanto a la electrificación de la calefacción, se prevé un incremento entre 6,5 y 7,2 TWh, destacando un cambio significativo en regiones que tradicionalmente utilizaban otros energéticos, como biomasa, gas y leña, especialmente desde Valparaíso hacia el sur.

En la Figura 1-1 y la Tabla 1-1 se presentan los principales resultados de los escenarios de proyección de energía del SEN para el periodo 2024-2044. De los resultados obtenidos de la proyección de energía para los escenarios Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾ se observa un crecimiento de la demanda en el horizonte de evaluación de un 82,9%, 113,1% y 154,2%, respectivamente (con respecto al año 2023), con una tasa promedio anual de 2,9%, 3,7% y 4,6%, respectivamente.

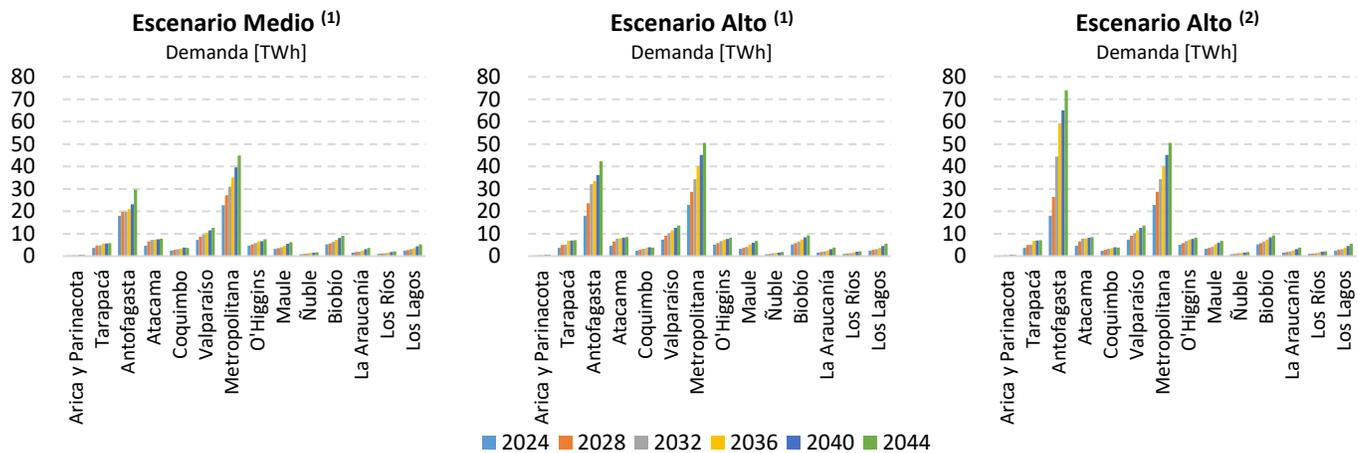


Figura 1-1: Proyecciones de Energía por Región escenarios Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾.

Tabla 1-1: Proyección de energía del SEN, periodo 2024-2044.

Año	Escenario Medio ⁽¹⁾ [TWh/año]	Escenario Alto ⁽¹⁾ [TWh/año]	Escenario Alto ⁽²⁾ [TWh/año]	% crecimiento Escenario Medio ⁽¹⁾	% crecimiento Escenario Alto ⁽¹⁾	% crecimiento Escenario Alto ⁽²⁾
2024	78,6	79,1	79,1	1,9%	2,4%	2,4%
2025	82,4	83,4	83,4	4,8%	5,5%	5,5%
2026	86,1	88,3	88,6	4,5%	5,9%	6,2%
2027	89,2	92,5	93,6	3,6%	4,8%	5,6%
2028	91,5	98,3	101,0	2,6%	6,2%	7,9%
2029	92,7	101,6	104,3	1,4%	3,3%	3,2%
2030	95,9	108,8	111,5	3,5%	7,1%	6,9%
2031	97,7	112,0	119,6	1,8%	2,9%	7,3%
2032	100,3	118,7	131,0	2,7%	6,0%	9,6%
2033	102,5	121,4	138,0	2,2%	2,3%	5,4%
2034	104,5	124,0	144,8	2,0%	2,2%	4,9%
2035	107,8	128,5	153,3	3,1%	3,7%	5,9%
2036	111,1	133,6	159,2	3,1%	3,9%	3,8%
2037	114,2	136,8	163,3	2,8%	2,4%	2,5%
2038	116,9	139,7	167,0	2,4%	2,1%	2,3%
2039	120,1	143,3	171,3	2,7%	2,6%	2,6%
2040	123,6	147,3	176,1	3,0%	2,8%	2,8%
2041	128,0	151,8	181,3	3,6%	3,1%	3,0%
2042	132,0	155,4	185,7	3,1%	2,4%	2,4%
2043	136,4	159,8	190,8	3,3%	2,8%	2,7%
2044	141,0	164,6	196,3	3,4%	3,0%	2,9%

2. INTRODUCCIÓN

Anualmente el Coordinador Eléctrico Nacional realiza la proyección de la demanda de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un horizonte de tiempo de 20 años, información que se utiliza para el desarrollo de la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión, y que también se envía a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Esta proyección se realiza por tipo de cliente, región, comuna y punto de retiro (barra), considerando la información de consumos históricos, y nueva demanda que se ha visto con un mayor potencial de desarrollo en sectores como la minería, electromovilidad, plantas desaladoras, datacenter, plantas de hidrógeno verde, entre otros.

La proyección de la demanda eléctrica del SEN se obtiene a través de la aplicación de encuestas a clientes libres y regulados, y la utilización de un modelo econométrico. Como resultado de este proceso, se obtiene la proyección de demanda por región, considerando la desagregación espacial y temporal de los consumos, para cada una de las subestaciones donde se realizan retiros de energía y donde se prevé el ingreso de nueva demanda, permitiendo de esta manera disponer de la información necesaria para los análisis de planificación de los Sistemas de Transmisión Zonal y Nacional respectivamente, así como para otros procesos internos del Coordinador y la industria.

En cuanto a la aplicación del modelo econométrico para la proyección de la demanda eléctrica del SEN, se obtienen las proyecciones económicas del país a través de indicadores del Banco Central, así como de bancos e instituciones internacionales, con el fin de modelar el perfil de la contracción/expansión económica y determinar los efectos esperados en los consumos eléctricos futuros.

Por su parte, se destaca la importancia de la aplicación anual de la encuesta de clientes libres y regulados, puesto que esta permite modelar el comportamiento de la demanda, diferenciando las dinámicas entre los diferentes sectores productivos en cada una de las regiones del SEN.

El presente informe se estructura de la siguiente manera:

- En el capítulo 4 se presenta la metodología utilizada para la proyección de los consumos de Clientes Libres y Regulados + Libres de Distribución, incluyendo tres escenarios de demanda que difieren en el desarrollo de nuevos proyectos y nuevas políticas energéticas (Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾).
- En el capítulo 5, se presenta la información utilizada para el desarrollo de la proyección de demanda Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (Encuestas), destacando el nivel de respuesta de las empresas a las encuestas aplicadas en 2024, para finalmente presentar los resultados de la proyección de energía por región y tipo de cliente.
- Por último, en los capítulos 6 y 7 contienen conclusiones y anexos, resumiendo los principales resultados y metodología del proceso de Proyección de Demanda del SEN para el periodo 2024-2044.

3. OBJETIVO Y ALCANCE

Objetivo general

Determinar la proyección de la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un periodo de 20 años, desde el año 2024 hasta el 2044, en cumplimiento con las disposiciones establecidas en el artículo 106 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto 37/2021 del Ministerio de Energía).

Objetivos específicos

- Evaluar los factores que impactan en la demanda eléctrica, como el crecimiento económico, demográfico, nuevos proyectos industriales y/o cambios en los patrones de consumo.
- Proyectar la demanda considerando diferentes escenarios económicos y de desarrollo de nuevos proyectos, utilizando modelos Top-Down y Bottom-Up de proyección de los consumos.
- Identificar los principales sectores impulsores del aumento de la demanda eléctrica.

Alcance

Este estudio contempla lo siguiente:

- Realizar una evaluación de distintos escenarios de proyección de demanda eléctrica para escenarios de crecimiento Medio y Alto.
- Incorporar la proyección de demanda por electromovilidad y electrificación de la calefacción.
- Incluir la evaluación de las proyecciones de demanda relacionadas con el desarrollo de hidrógeno verde.
- Realizar un análisis de los resultados obtenidos en las proyecciones de demanda eléctrica para los diferentes escenarios definidos.

4. ANTECEDENTES PROYECCIÓN DE DEMANDA

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

En la Figura 4-1, se presenta el diagrama de alto nivel del proceso de proyección de la demanda eléctrica de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), donde se identifican las variables de entrada, la integración de los modelos Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (encuestas) y la incorporación de nuevos consumos que intrínsecamente no están incluidos en los modelos Top-Down y Bottom-Up. En el Anexo 7.1, se presentan mayores detalles de la metodología de cada una estas etapas.

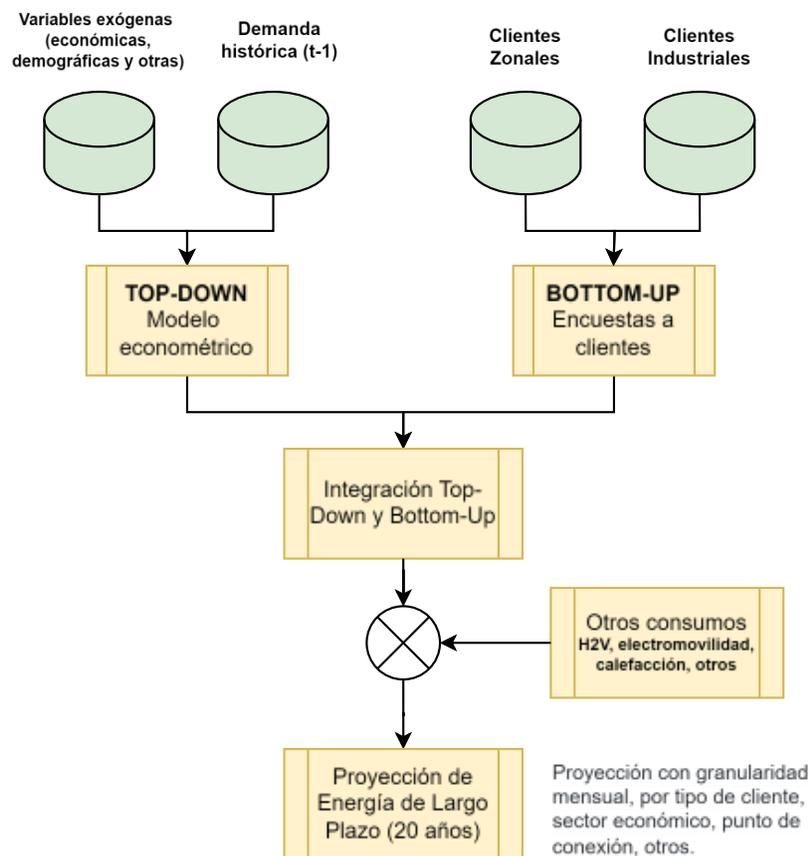


Figura 4-1. Diagrama de alto nivel del proceso de Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN.

4.2 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LARGO PLAZO

Tal como se indicó anteriormente, los principales insumos que utiliza el Coordinador para el desarrollo de la proyección de demanda corresponden a la aplicación del modelo econométrico y encuesta anual de clientes libres y zonales. Estas encuestas proporcionan información valiosa, pues permiten catastrar nuevos proyectos de consumo en diferentes regiones del país.

A partir de esta información, se desarrollaron tres escenarios de demanda: (i) Medio⁽¹⁾, (ii) Alto⁽¹⁾, y (iii) Alto⁽²⁾, los cuales presentan diferencias en el crecimiento de la economía (representado por el IMACEC¹) y en el desarrollo esperado de proyectos asociados a la gran minería del cobre, desaladoras, datacenter, transporte eléctrico, electrificación de la calefacción, y el desarrollo de hidrógeno verde.

En la Tabla 4-1 se presentan las principales variables utilizadas para el desarrollo de los escenarios de demanda. Acá se incluyen aquellas variables que en el último tiempo han tenido mayores variaciones, además de aquellas donde se prevé un mayor impacto en los próximos años.

Tabla 4-1. Principales variables utilizadas en la definición de los escenarios de demanda del SEN.

Variables	Escenario Medio ⁽¹⁾	Escenario Alto ⁽¹⁾	Escenario Alto ⁽²⁾
IMACEC	Medio	Alto	Alto
Minería del Cobre	Medio	Alto	Alto
Desaladoras	Medio	Alto	Alto
Datacenter	Medio	Alto	Alto
Electromovilidad	Medio	Alto	Alto
Calefacción	Medio	Alto	Alto
Hidrógeno Verde (H2V)	Bajo	Bajo	Medio

(1) **H2V bajo:** Escenario de Recuperación Económica Lenta Post-Covid de la PELP 2023-2027, preliminar.

(2) **H2V medio:** Escenario de Rumbo a la Carbono Neutralidad de la PELP 2023-2027, preliminar.

A continuación, se describen estas variables:

- **IMACEC:** Este indicador se utiliza en el modelo econométrico de proyección de demanda eléctrica que posee el Coordinador. En este sentido, para los escenarios Medio y Alto se considera el mismo crecimiento del IMACEC para todo el periodo de evaluación, con excepción de los años 2024 al 2026 donde el escenario Alto presenta un mejor escenario económico acorde a la proyección informada por el Banco Central en el Informe de Política Monetaria (IPoM) de marzo de 2024.
- **Minería del Cobre:** Considerando que la demanda de esta industria es significativa y se concentra en regiones específicas del país, se aborda de manera particular. Esto incluye tanto las instalaciones existentes como los nuevos proyectos reportados por las empresas. En cuanto a los nuevos proyectos, hay un número limitado de proyectos mineros con alta probabilidad de desarrollo y demanda considerable que ya están en ejecución, así como otros que se prevé desarrollar en los próximos años. Entre estos se encuentran Quebrada Blanca Fase II y III (Minera Teck), Collahuasi, Anglo American, El Abra (Freeport McMoran), entre otros. Estos proyectos

¹ Índice Mensual de Actividad Económica: <https://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/Metodologias/CCNN/imacec/Imacec.pdf>

podrían tener un impacto significativo en el sistema de transmisión, razón por la cual se ha considerado una sensibilidad en su demanda en los escenarios Medio y Alto, acorde al avance de ejecución del proyecto.

- **Desaladoras:** Se han considerado tanto las plantas existentes como aquellas proyectadas por la industria minera, incluyendo las que actualmente están en construcción. Además, se han incluido proyectos que se encuentran en etapas tempranas de tramitación, como el proyecto Aguas Marítimas, ENAPAC, entre otros. Estos proyectos son coherentes con el escenario actual de escasez hídrica que ha enfrentado el país durante la última década.
- **Datacenter:** Se han tomado en cuenta aquellos proyectos que, al momento de realizar esta proyección se encuentran en la etapa de tramitación de Acceso Abierto por este Coordinador, o bien fueron informados por las empresas. De los proyectos analizados, la mayoría están ubicados en la Región Metropolitana, principalmente en las zonas periféricas de la ciudad.
- **Electromovilidad:** Para efectos de modelar la proyección de demanda eléctrica por concepto de electromovilidad, se consideran los vehículos livianos particulares y los buses de transporte público. Para la proyección de vehículos livianos y medianos, se consideraron las proyecciones de ventas anuales hasta el año 2044, tomando en cuenta tasas de crecimiento similares al promedio de ventas de los últimos 5 años, según lo reportado mensualmente por la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC). En cuanto a la proyección del transporte público, se utilizó la proyección de flota de buses del Ministerio de Energía y se definieron tasas de reemplazo para distintos escenarios.
- **Calefacción:** Para desarrollar las proyecciones de demanda asociadas a la electrificación de los consumos de calefacción (en reemplazo de otros combustibles), se utiliza un modelo de uso final. Estas proyecciones van en línea con las políticas energéticas de Chile, en su esfuerzo por avanzar hacia un futuro más electrificado y sostenible hacia el 2050.
- **Hidrógeno Verde (H2V):** La información utilizada para evaluar esta variable se basó en información preliminar proporcionada por el Ministerio de Energía en el mes de mayo de 2024, desarrollados para la actualización de la PELP (Planificación Energética de Largo Plazo) vigente. De los tres escenarios considerados en la PELP, se seleccionaron los de “Recuperación Económica Lenta Post-Covid” y el de “Rumbo a la Carbono Neutralidad”. Los proyectos de H2V se encuentran concentrados en la zona de Antofagasta (enfocado en la exportación de este combustible).

5. RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA, PERIODO 2024-2044

En la sección 5.1 se presentan las proyecciones económicas utilizadas en el modelo econométrico, en la sección 5.2 y 5.3 se detalla el proceso de aplicación de encuestas a clientes, mientras que en las secciones 5.4 a 5.7 se muestran los resultados de la proyección de demanda de Electromovilidad, proyección de demanda por la electrificación de la calefacción, proyección de consumos por producción de hidrógeno verde y las proyecciones de energía del SEN.

5.1 PROYECCIÓN DE IMACEC (TOP-DOWN)

Teniendo en consideración que el IMACEC corresponde a una de las variables que tiene mayor relevancia en el modelo econométrico de proyección de la demanda eléctrica que dispone el Coordinador, se obtienen las proyecciones económicas del país del Informe de Política Monetaria (IPoM) del Banco Central de Chile, así como de bancos e instituciones internacionales, con el propósito de incluir los efectos en el periodo 2024 a 2026, así como la tendencia esperada para el mediano y largo plazo.

A continuación, en la Figura 5-1² se presenta la proyección del PIB trimestral para el periodo 2024-2026, publicado por el Banco Central en el IPoM de marzo de 2024, donde se proyecta un tasa de crecimiento constante del PIB, además de un amplio rango de dispersión desde el segundo semestre de 2024 en adelante, producto de la incertidumbre de la situación macrofinanciera y geopolítica global.

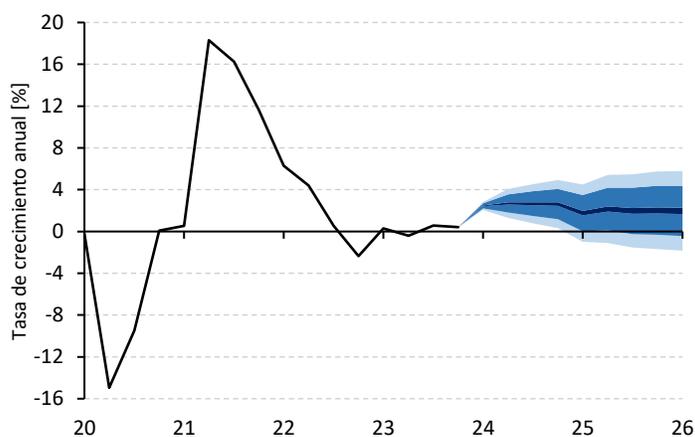


Figura 5-1. Proyección PIB Banco Central periodo 2024-2026.

Fuente: IPoM de marzo de 2024, Banco Central de Chile.

En la Tabla 5-1 se presenta un resumen con las proyecciones económicas de diversas fuentes nacionales e internacionales consultadas a abril de 2024, con el fin de contrastar y ajustar los pronósticos económicos utilizados en la proyección de la demanda eléctrica. Las proyecciones para 2024 varían entre un 1,8% y un 3,0%, reflejando diferentes expectativas sobre el crecimiento económico. La mayoría de las fuentes ofrece proyecciones a corto plazo (hasta 2026), mientras que la DIPRES lo hace hasta 2028, proyectando una estabilización del crecimiento en

² "El gráfico muestra el intervalo de confianza de la proyección central al horizonte respectivo (zona de color). Se incluyen intervalos de 10, 70 y 90% de confianza en torno al escenario central. Los intervalos de confianza se construyen a partir de los RMSE de los modelos XMAS-MEP promedio 2009 al 2017." Fuente: IPoM de marzo de 2024, Banco Central de Chile.

torno al 2,1% a partir de 2027. Asimismo, se destaca que, durante este periodo, se espera que la economía siga una tendencia de crecimiento.

Tabla 5-1. Proyecciones del PIB [%] para distintas fuentes consultadas³.

PIB [%]	2024	2025	2026	2027	2028
IPoM (1)	2,0 – 3,0	1,5 – 2,5	1,5 – 2,5	--	--
Banco Mundial (2)	1,8	2,3	--	--	--
OCDE (3)	1,8	2,1	--	--	--
FMI (4)	2,0	2,5	--	--	--
DIPRES (5)	2,5	2,5	2,2	2,1	2,1

En resumen, en la Tabla 5-2 se presenta los valores de PIB que se utilizaron en el modelo econométrico para la proyección de demanda del periodo 2024-2044 en los **escenarios económicos** Medio y Alto, donde la proyección a partir del año 2029 se mantiene constante en 1,9%, acorde con el PIB tendencial publicado por el Banco Central en el IPoM de diciembre de 2023.

Tabla 5-2. Proyección de PIB [%] utilizada en proyección de demanda, periodo 2024-2044.

	Escenario Económico Medio	Escenario Económico Alto
2024	2,0	2,5
2025	2,0	2,5
2026	2,0	2,2
2027	2,1	2,1
2028	2,1	2,1
2029	1,9	1,9
2030	1,9	1,9
...
2044	1,9	1,9

Con las proyecciones económicas definidas anteriormente se construyen las series de IMACEC mensual a utilizar en el modelo econométrico para los escenarios económicos⁴. El comportamiento en el corto plazo se presenta en la Figura 5-2, donde en el eje “y” se indican las variaciones mensuales del IMACEC con respecto al mismo mes del año anterior. Acá se observa una leve recuperación económica a inicios del año 2024 y un crecimiento debido a un mayor valor del IMACEC respecto del año 2023.

³ Fuentes de información de proyecciones económicas:

(1) Informe de Política Monetaria marzo 2024. Banco Central de Chile.

(2) Banco Mundial: Global Economics Prospect, January 2024.

(3) Organización para la Coop. y Desarrollo Económico: Economic Outlook, February 2024

(4) Fondo Monetario Internacional: World Economic Outlook, April 2024

(5) Dirección de Presupuesto del Min. de Hacienda: Informe de Finanzas Públicas, primer trimestre 2024

⁴ La variación interanual del IMACEC constituye una aproximación de la evolución mensual del producto interno bruto (PIB).

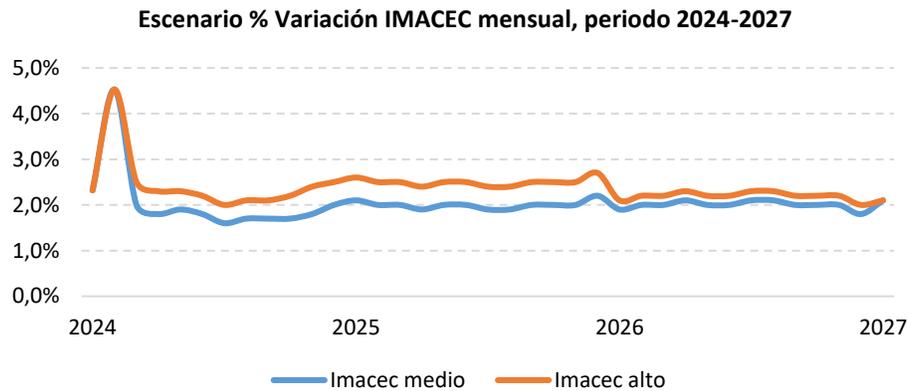


Figura 5-2. Escenarios IMACEC mensual, periodo 2024-2024.

En la Figura 5-3 se presenta la serie empalmada de IMACEC mensual para el periodo 2024-2044, valor promedio año base 2018 = 100, utilizada en el modelo econométrico. Además, se muestran los valores históricos de esta variable⁵.

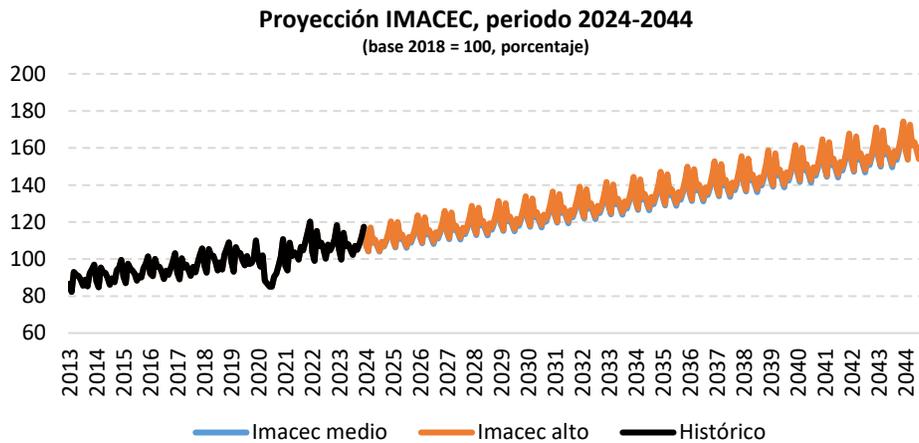


Figura 5-3. Serie empalmada de IMACEC periodo 2024-2044.

⁵ Fuente: https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_CCNN/MN_CCNN76/CCNN2018_IMACEC_01_A

5.2 ENCUESTA DE CLIENTES LIBRES (BOTTOM-UP)

La encuesta de clientes libres se utiliza para proyectar mensualmente los consumos de las instalaciones existentes y nuevos proyectos previstos en las instalaciones del SEN, con el objetivo de evaluar los requerimientos del sistema de transmisión de servicio público. Cabe mencionar que esta información fue utilizada para responder al Oficio N°511 emitido por la CNE con fecha del 24 de julio de 2024. En respuesta a dicho oficio, se envió la carta DE04696-24 el 13 de septiembre de 2024, proporcionando las proyecciones de demanda eléctrica de clientes libres para el horizonte 2024-2044.

Esta vez, la encuesta fue emitida el jueves 14 de marzo de 2024 mediante carta DE01403-24. Se estableció como plazo de respuesta hasta el 12 de abril de 2024. Durante los meses de abril y mayo, se llevaron a cabo gestiones adicionales, como envío de correos electrónicos y llamadas, con el fin de obtener una mayor tasa de respuestas por parte de las empresas.

El total de empresas encuestadas fueron 131, obteniendo una tasa de respuesta de un 60%, las cuales representan alrededor del 80% de la demanda total que representa el universo de las empresas encuestadas. A continuación, se presenta el listado de empresas que no respondieron y aquellas que enviaron información.

- **Empresas que no respondieron la Encuesta aplicada el año 2024.**

- | | | |
|---|---|---|
| 1. Aguas Andinas S.A. | 17. Compañía Siderúrgica Huachipato S.A. | 34. Minera Antucoya |
| 2. Amazon Web Services | 18. Complejo Metalúrgico Altonorte S.A. | 35. Minera Centinela |
| 3. Ascenty Chile SpA | 19. Complejo Portuario Mejillones | 36. Minera Florida Ltda. |
| 4. Atacama Hydrogen Hub | 20. Desala | 37. Minera Salar Blanco S.A. |
| 5. Cementos Bío Bío Centro S.A. | 21. EKA Chile S.A. | 38. Minera Spence S.A. |
| 6. Cementos Bío Bío del Sur S.A. | 22. Empresa Eléctrica Angamos SpA | 39. Minera Vizcachitas Holding |
| 7. Chile Alimentos CIA | 23. Empresa Nacional de Minería, Fundición Hernán Videla Lira | 40. Noracid S.A. |
| 8. CIA. Minera Mantos de Oro | 24. Energías y Aguas del Pacífico (ENAPAC) | 41. Odata Chile S.A. |
| 9. CODELCO (CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE) | 25. ENTEL PCS Telecomunicaciones S.A. | 42. Pampa Camarones SpA |
| i. División Andina | 26. Gerdau Aza S.A. | 43. Seven Seas Water Chile SpA |
| ii. División Chuquicamata | 27. Glenfarne Energy Transition | 44. Siemens S.A. |
| iii. División Radomiro Tomic | 28. Guanaco Compañía Minera SpA | 45. Sierra Gorda SCM |
| iv. División Salvador | 29. IBM de Chile S.A. | 46. Sociedad Contractual Minera Tres Valles |
| 10. Compañía de generación industrial S.A. | 30. InvestChile | 47. Sociedad Punta del Cobre S.A. |
| 11. Compañía Minera Arqueros S.A. | 31. Laguna Resources Chile Ltda. | 48. Sonda S.A. |
| 12. Compañía Minera Cerro Negro S.A. | 32. Mainstream Renewable Power Chile | 49. Susterra SpA |
| 13. Compañía Minera Maricunga | 33. Minera Altos de Punitaqui Ltda | 50. TCI Chile SpA |
| 14. Compañía Minera Sierra Norte S.A. | | 51. Tecnocap S.A. |
| 15. Compañía Minera Zaldívar LTDA | | 52. Verano Energy |
| 16. Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile | | |

• **Empresas que sí respondieron la Encuesta aplicada el año 2024.**

1. AES Andes S.A.
2. Agrocomercial A.S. Ltda.
3. Aguas Antofagasta S.A.
4. Aguas del Valle S.A.
5. Aguas Pacífico SpA
6. Air Liquide Chile S.A.
7. Albemarle Ltda.
8. Algorta Norte S.A.
9. Anglo American Sur S.A.
10. Antuko Energy
11. Arauco Bioenergía SpA
12. Asociación Chilena de Desalinización y Reúso A.G.
13. Bioenergías Forestales SpA
14. Cemento Polpaico S.A.
15. Claro Comunicaciones S.A.
16. Cleanairtech Sudamérica S.A.
17. CMPC Tissue S.A.
18. CODELCO (CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE)
 - i. División El Teniente
 - ii. División Gabriela Mistral
 - iii. División Ministro Hales
 - iv. División Ventanas
19. Compañía Contractual Minera Candelaria
20. Compañía Contractual Minera Ojos del Salado
21. Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM
22. Compañía Exploradora y Explotadora Minera Chileno Rumana S.A.
23. Compañía Explotadora de Minas S.C.M.
24. Compañía Minera Lomas Bayas
25. Compañía Minera Cerro Colorado Ltda
26. Compañía Minera del Pacífico S.A.
27. Compañía Minera Nevada SpA
28. Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo
29. Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.
30. Compañía Minera Zaldívar SpA
31. Compañía Regional Aguas Marítimas S.A.
32. Cristalerías de Chile S.A.
33. EcoMetales Limited, Agencia en Chile
34. EdgeconneX Chile V SpA
35. EFE Valparaíso S.A.
36. Eléctrica Padre Hurtado SpA
37. Eléctrica Santa Teresa SpA
38. Empresa Concesionaria de Servicios Sanitarios S.A.
39. Empresa de los Ferrocarriles del Estado
40. Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.
41. Empresa Portuaria San Antonio
42. Empresa Portuaria Valparaíso
43. Enaex S.A.
44. ENAP Refinerías S.A.
45. ESSBIO S.A.
46. ESVAL S.A.
47. Forestal y Papelera Concepción S.A.
48. Fundición Talleres Ltda.
49. GNL Quintero S.A.
50. Grace S.A.
51. Haldeman Mining Company S.A.
52. Indura S.A.
53. Industria Chilena de Alambre S.A.
54. Inversiones BO Paper S.A.
55. Inversiones y Servicios Dataluna LTDA
56. Linde GmbH
57. Mantos Copper S.A.
58. Mantoverde S.A.
59. Melon S.A
60. Microsoft Datacenter Chile S.A.
61. Minera Escondida Ltda.
62. Minera HMC S.A.
63. Minera Las Cenizas S.A.
64. Minera Los Pelambres
65. Minera Meridian Ltda.
66. Minera Valle Central S.A.
67. Moly-Cop Chile S.A.
68. Nueva Atacama S.A.
69. Occidental Chemical Chile Ltda.
70. Petroquim S.A.
71. Proyectos Eléctricos y de Construcción INSTA&PRO SpA
72. Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan
73. Sociedad Contractual Minera El Abra
74. Sociedad Contractual Minera Franke
75. Sociedad GNL Mejillones S.A.
76. Sociedad Química y Minera de Chile S.A.
77. SQM Nitratos S.A.
78. Statkraft Chile Inversiones Eléctricas Ltda.
79. Trends Industrial S.A.
80. Volta Hidrógeno SpA

5.3 ENCUESTA A EMPRESAS PROPIETARIAS SS/EE PRIMARIAS (BOTTOM-UP)

La encuesta anual aplicada a los propietarios de subestaciones primarias de distribución tiene por objetivo conocer las proyecciones de energía y potencia máxima de los transformadores AT/MT de cada una de las subestaciones del SEN. Adicionalmente, en esta encuesta se solicita los traspasos de carga proyectados entre transformadores de una misma subestación o entre subestaciones, las proyecciones de Electromovilidad y aumentos de demanda por nuevos proyectos informados. Este año la información fue solicitada el 14 de marzo mediante carta DE01404-24.

Esta información es utilizada para evaluar si las instalaciones de transmisión permiten el abastecimiento futuro de la demanda, lo cual origina según sea el caso, propuestas de obras de transmisión a la CNE. Esta información se presentará en detalle en el Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2025⁶.

El total de empresas encuestadas fueron 22, obteniendo una tasa de respuesta de un 72%, las cuales representan más del 80% de la demanda total que representa el universo de las empresas encuestadas. A continuación, se presenta el listado de empresas que respondieron la encuesta, así como aquellos que no enviaron la información solicitada.

- **Empresas que no respondieron la Encuesta aplicada el año 2024.**

- | | |
|--|---|
| 1. Besalco Transmisión SpA | 4. Engie Energía Chile S.A. |
| 2. Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curico Ltda. | 5. Sociedad Concesionaria Embalse Convento Viejo S.A. |
| 3. Cooperativa Eléctrica Paillaco LTDA | 6. Sociedad Generadora Austral S.A. |

- **Empresas que sí respondieron la Encuesta aplicada el año 2024.**

- | | |
|--|--|
| 1. Asoc. de Canal. Sociedad del Canal de Maipo | 9. Luzparral Transmisión S.A. |
| 2. CGE Transmisión S.A. | 10. Masisa S.A. |
| 3. Chilquinta Transmisión S.A. | 11. Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. |
| 4. Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner S.A. | 12. Sistema de Transmisión del Sur S.A. |
| 5. Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán LTDA. | 13. Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. |
| 6. Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. | 14. Transelec S.A. |
| 7. Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. | 15. Transmisora Eléctrica Cordillera SpA |
| 8. Litoral Transmisión S.A. | 16. Transquinta S.A. |

⁶ Documento será publicado en el sitio web del Coordinador, de acuerdo con la normativa vigente: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/>

5.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTROMOVILIDAD

A continuación, se aborda la proyección de consumos por concepto de electromovilidad asociada a vehículos particulares y buses de transporte público, considerando dos escenarios: Medio y Alto. En el caso de los vehículos particulares, el escenario Alto prevé una tasa de reemplazo del 100% para el año 2035, mientras que el escenario Medio estima alcanzar este nivel en 2037, según la Nueva Estrategia de Electromovilidad del Ministerio de Energía (2021). De manera similar, para los buses de transporte público, se establecen escenarios referenciales con tasas de reemplazo del 52% y 63% para el año 2044 en los escenarios Medio y Alto, respectivamente, con el objetivo de lograr un 100% de transporte público urbano eléctrico para el año 2050 (Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Electromovilidad, 2017). La metodología utilizada para estas proyecciones se explica en el Anexo 7.1.

En la Figura 5-4, se presentan los resultados para la proyección de consumos asociados a electromovilidad para los escenarios Medio y Alto. Se estima que al año 2044, exista un consumo adicional por electromovilidad entre 9,5 y 11,1 [TWh], de los cuales entre 2,8 y 3,4 [TWh] corresponde a buses eléctricos, y entre 6,7 y 7,7 [TWh] a automóviles particulares.

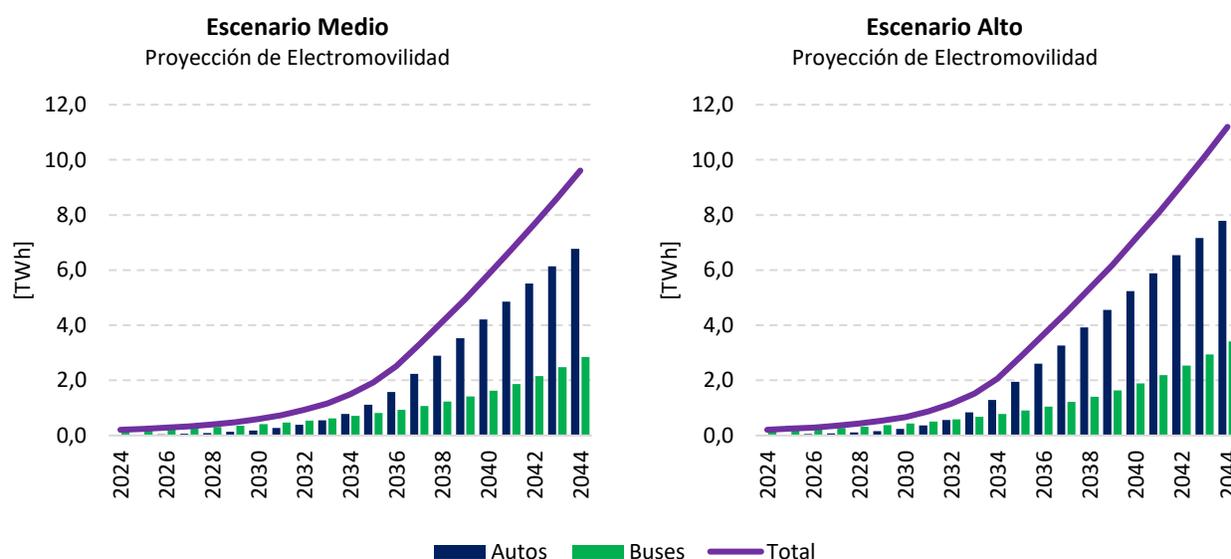


Figura 5-4. Proyección de consumos por electromovilidad en el SEN, periodo 2024-2044.

En la Figura 5-5 se muestran los resultados de electromovilidad por región para los escenarios Medio y Alto. Al año 2044, el mayor consumo de energía corresponde a la Región Metropolitana con valores entre 5,9 y 6,9 [TWh], dada la cantidad de automóviles particulares y la implementación de nuevas políticas orientadas a fomentar la electromovilidad. Lo sigue la Región de Valparaíso con un consumo adicional entre 0,8 y 1,0 [TWh], la Región de O'Higgins con un rango entre 0,7 y 0,8 [TWh], y la Región del Maule entre 0,4 y 0,5 [TWh], respectivamente.

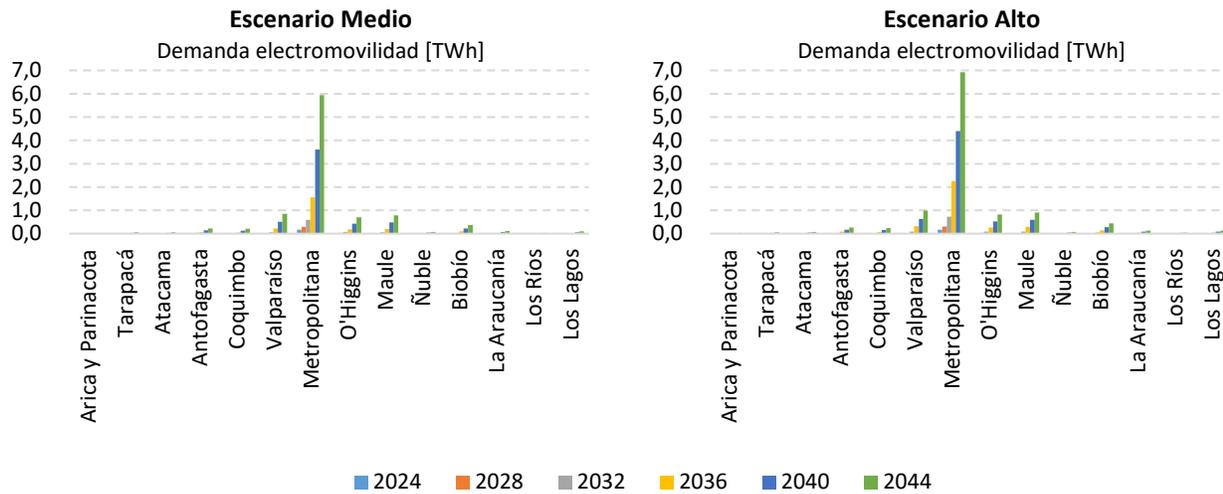


Figura 5-5. Proyección de consumos por electromovilidad por Región, periodo 2024-2044.

5.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTRIFICACIÓN DE LA CALEFACCIÓN

En esta sección, se aborda la proyección de demanda derivada de la electrificación de la calefacción en hogares. Para evaluar la proyección, se parte de un escenario base que asume la continuidad de la situación actual, esto es, sin cambios significativos en la adopción de nuevas tecnologías que impacten la demanda eléctrica. Este escenario base se compara con otro que contempla el desarrollo de políticas energéticas influenciadas por la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés)⁷, tal como se describe en el informe de Carbono Neutralidad en el Sector Energía (Ministerio de Energía, 2019), sobre mitigación de gases de efecto invernadero. La metodología se explica en el Anexo 7.1.

En el escenario Medio, se proyecta que para el año 2050 la participación de la electricidad en la calefacción alcanzará un 52% en casas y un 63% en departamentos. En el escenario Alto, estas participaciones aumentarían al 57% en casas y al 70% en departamentos (escenario NDC).

Los resultados de estos escenarios se presentan en la Figura 5-7, se estima que para el año 2044 la demanda eléctrica podría incrementarse entre 6,5 y 7,2 TWh, con un impacto considerable en regiones que tradicionalmente han utilizado fuentes de energía como biomasa, leña, gas licuado, gas natural y kerosene para la calefacción, especialmente en las regiones desde Valparaíso hacia el sur.

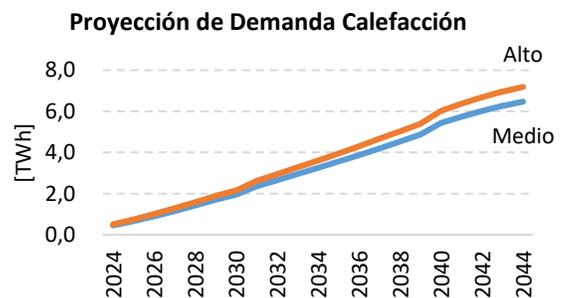


Figura 5-6. Proyección de demanda por electrificación de la calefacción, periodo 2024-2044.

⁷ Ver más detalles en el siguiente enlace: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/#:~:text=Son%20los%20compromisos%20de%20los,de%20Gases%20de%20Efecto%20Invernadero>

En la Figura 5-7 se presenta la proyección de demanda debido a la electrificación de la calefacción, donde se observa un aumento especialmente en la zona centro-sur del SEN. Para el año 2044, se destaca que la Región Metropolitana experimentará el mayor incremento, alcanzando una demanda adicional de entre 1,5 y 1,6 [TWh]. Le siguen la Región de Los Lagos, con aumentos de entre 1,4 y 1,5 TWh, y la Región del Biobío, con un incremento de entre 0,9 y 1,0 TWh. Este aumento refleja la alta densidad poblacional y necesidades de calefacción en la Región Metropolitana, mientras que, en Los Lagos y Biobío, el clima más frío contribuye significativamente a su demanda. Estos resultados resaltan la importancia de adaptar la infraestructura energética y las políticas de eficiencia energética a las necesidades específicas de cada región.

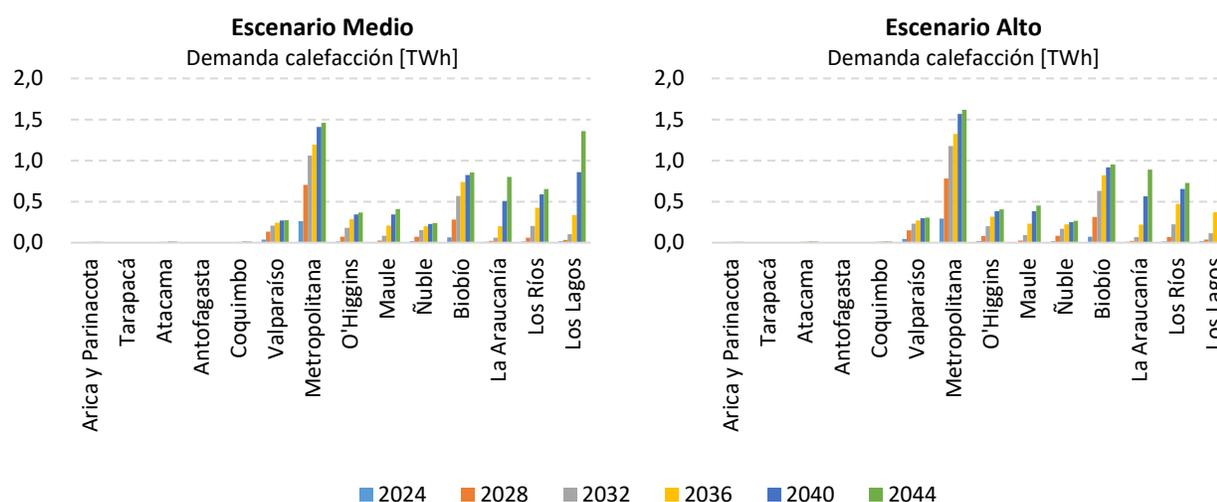


Figura 5-7. Proyección de demanda por electrificación de la calefacción por región, periodo 2024-2044.

5.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE

Desde la publicación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (H2V) en 2020, Chile ha avanzado significativamente en el desarrollo de políticas y regulaciones, especialmente con la implementación del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030. Este plan, lanzado en abril de 2024, tiene como objetivo consolidar una industria de hidrógeno verde sostenible, tanto para consumo interno como para exportación, apoyándose en las energías renovables abundantes en el país.

De esta forma se espera un amplio desarrollo de la industria H2V en el país, lo que dependerá de nuevos proyectos de producción y consumo de ese energético, que a la fecha se encuentran en distintas fases de estudio y evaluación. Muchos de esos proyectos serán concebidos de modo de conectarse a la red de transmisión y requerirán de nuevos puntos de conexión (on-grid), mientras que otros se materializarían mediante una conexión aislada de la red, con fuentes de generación locales que les provean el suministro eléctrico (off-grid).

El Coordinador ha realizado un levantamiento de información con el Ministerio de Energía para el desarrollo de un escenario de consumo de energía de la industria de H2V, en base a los antecedentes preliminares de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, que permitirá el análisis de la demanda eléctrica prevista por esa industria y sus implicancias en la arquitectura futura del sistema de transmisión del SEN.

A continuación, se realiza una breve descripción de la información levantada:

- De los tres escenarios de desarrollo de la industria H2V considerados en la PELP, se han seleccionado el de Recuperación Económica Lenta Post-Covid y Rumbo a la Carbono Neutralidad.
- Para estos escenarios, la información se concentra en un solo clúster alrededor de la zona de Antofagasta, asociado principalmente a la exportación de H2V.
- La proyección de energía corresponde a la energía consumida de la red (on-grid) y no contempla proyectos de tipo off-grid.
- Se considera un factor de carga de 75% promedio para obtener la energía consumida por esta industria.
- Toda la energía consumida por esta industria se agrega a la demanda de clientes libres.

En particular, en la Tabla 5-3 y Figura 5-8 se presenta la información de consumos por concepto de hidrógeno verde. Se tiene que al año 2044, esta demanda representa una participación de un 8%, 7% y 22% para los escenarios Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾, respectivamente.

Tabla 5-3. Proyección de Demanda de energía por producción de Hidrógeno Verde, PELP 2023-2027 (preliminar mayo 2024).

Año	Recuperación Lenta [TWh/año]	Carbono Neutralidad [TWh/año]
2024	0,0	0,0
2025	0,0	0,0
2026	0,0	0,3
2027	0,0	1,1
2028	0,1	2,9
2029	0,3	2,9
2030	0,7	3,4
2031	0,8	8,4
2032	1,2	13,6
2033	1,6	18,3
2034	2,0	22,8
2035	2,5	27,4
2036	3,1	28,7
2037	3,6	30,1
2038	4,1	31,4
2039	4,6	32,7
2040	5,1	33,9
2041	6,8	36,4
2042	8,5	38,8
2043	10,1	41,1
2044	11,6	43,3

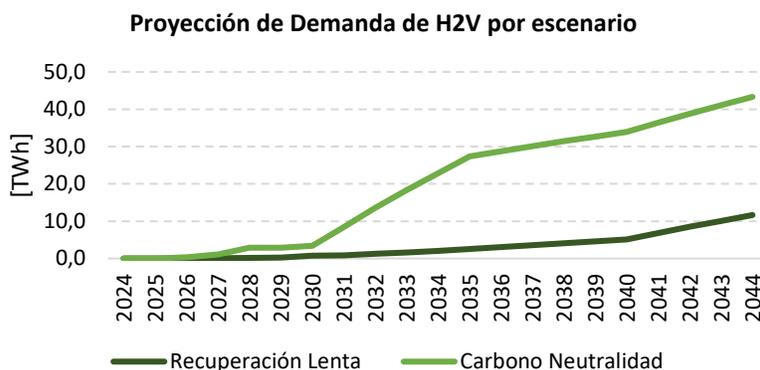


Figura 5-8. Proyección de Demanda de energía por producción de Hidrógeno Verde, PELP 2023-2027 (preliminar mayo 2024).

5.7 RESULTADOS PROYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SEN

Los resultados obtenidos de la proyección de energía para los escenarios Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾ se presentan en la Tabla 5-4, donde se observa un crecimiento de la demanda en el horizonte de evaluación de un 82,9%, 113,1% y 154,2%, respectivamente (con respecto al año 2023, con 77,1 TWh). En general, tal como ocurre habitualmente, se pondera una mayor probabilidad de ocurrencia al desarrollo de proyectos en el corto y mediano plazo, puesto que se dispone de más información.

Al año 2026 no se observan variaciones significativas de energía en los escenarios, consistentes con el desarrollo de los proyectos de minería, datacenter, plantas desaladoras, entre otros. Mientras que hacia fines de esta década se consideran nuevos proyectos mineros y desarrollo de H2V que incrementan nuevamente las tasas de crecimiento por los siguientes años, esto se evidencia en mayor medida en el Escenario Alto⁽²⁾.

Se observa un crecimiento significativo en los clientes libres hasta el año 2028 en los distintos escenarios evaluados. Este aumento está en línea con la demanda esperada de varios proyectos importantes, incluyendo la ampliación de Teck Quebrada Blanca fase II, Collahuasi, Mantoverde, Minera Salar Blanco, SQM Salar, Anglo American, y diversas desaladoras como ENAPAC y Aguas Pacífico. Además, el crecimiento está impulsado por la implementación de datacenter de empresas como Microsoft, Edgeconnex y Scala.

Asimismo, hacia finales de esta década, se prevé la puesta en marcha de grandes proyectos mineros y de infraestructura, como Teck Quebrada Blanca fase III, Escondida, Codelco Radomiro Tomic, junto con proyectos de desalación como Aguas Marítimas de CRAMSA y Desala, desarrollos ferroviarios (EFE y Metro) y portuarios.

Sin embargo, también se observan períodos donde las tasas de crecimiento de los clientes libres son negativas. Estas tendencias decrecientes se asocian con una disminución en la demanda por baja producción o el retiro de servicio de algunas instalaciones al finalizar su vida útil.

En cuanto a los Clientes Regulados y Libres de Distribución, se observa un decremento durante el año 2024, según los resultados de las encuestas a clientes y la tendencia histórica del crecimiento de este grupo de clientes. Sin embargo, para el resto del periodo proyectado, se tiene un crecimiento sostenido de los consumos debido al crecimiento tendencial de las variables exógenas del modelo econométrico.

Tabla 5-4. Proyección de energía del SEN, periodo 2024-2044.

Año	ESCENARIO DEMANDA MEDIO (1)						ESCENARIO DEMANDA ALTO (1)						ESCENARIO DEMANDA ALTO (2)					
	Demanda [TWh]			% crecimiento			Demanda [TWh]			% crecimiento			Demanda [TWh]			% crecimiento		
	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total
2023	33,6	43,5	77,1	1,7%	0,2%	0,8%	33,6	43,5	77,1	1,7%	0,2%	0,8%	33,6	43,5	77,1	1,7%	0,2%	0,8%
2024	36,6	42,0	78,6	8,9%	-3,5%	1,9%	37,0	42,1	79,1	10,0%	-3,2%	2,6%	37,0	42,1	79,1	10,0%	-3,2%	2,6%
2025	38,7	43,6	82,4	5,9%	3,9%	4,8%	39,5	43,9	83,4	7,0%	4,1%	5,5%	39,5	43,9	83,4	7,0%	4,1%	5,5%
2026	41,0	45,1	86,1	5,8%	3,3%	4,5%	42,3	46,0	88,3	6,9%	5,0%	5,9%	42,6	46,0	88,6	7,7%	5,0%	6,2%
2027	42,5	46,7	89,2	3,7%	3,5%	3,6%	44,6	48,0	92,5	5,5%	4,1%	4,8%	45,7	48,0	93,6	7,2%	4,1%	5,6%
2028	43,1	48,3	91,5	1,6%	3,5%	2,6%	48,2	50,1	98,3	8,2%	4,4%	6,2%	51,0	50,1	101,0	11,7%	4,4%	7,9%
2029	42,8	50,0	92,7	-0,9%	3,4%	1,4%	49,3	52,3	101,6	2,2%	4,5%	3,3%	51,9	52,3	104,3	1,9%	4,5%	3,2%
2030	44,4	51,6	95,9	3,8%	3,2%	3,5%	54,3	54,5	108,8	10,1%	4,2%	7,1%	57,0	54,5	111,5	9,6%	4,2%	6,9%
2031	44,3	53,4	97,7	-0,3%	3,6%	1,8%	55,1	56,9	112,0	1,5%	4,4%	2,9%	62,7	56,9	119,6	10,1%	4,4%	7,3%
2032	45,1	55,3	100,3	1,8%	3,5%	2,7%	59,3	59,3	118,7	7,7%	4,3%	6,0%	71,7	59,3	131,0	14,4%	4,3%	9,6%
2033	45,4	57,2	102,5	0,7%	3,4%	2,2%	59,7	61,7	121,4	0,5%	4,0%	2,3%	76,3	61,7	138,0	6,5%	4,0%	5,4%
2034	45,3	59,2	104,5	0,0%	3,5%	2,0%	59,6	64,3	124,0	0,0%	4,3%	2,2%	80,4	64,3	144,8	5,4%	4,3%	4,9%
2035	46,5	61,3	107,8	2,5%	3,6%	3,1%	61,6	66,9	128,5	3,3%	4,0%	3,7%	86,4	66,9	153,3	7,5%	4,0%	5,9%
2036	47,5	63,6	111,1	2,2%	3,8%	3,1%	63,8	69,8	133,6	3,5%	4,3%	3,9%	89,4	69,8	159,2	3,5%	4,3%	3,8%
2037	48,1	66,1	114,2	1,1%	4,0%	2,8%	64,3	72,4	136,8	0,9%	3,8%	2,4%	90,9	72,4	163,3	1,6%	3,8%	2,5%
2038	48,1	68,8	116,9	0,2%	4,0%	2,4%	64,5	75,1	139,7	0,3%	3,8%	2,1%	91,8	75,1	167,0	1,1%	3,8%	2,3%
2039	48,6	71,4	120,1	1,1%	3,8%	2,7%	65,4	77,9	143,3	1,3%	3,7%	2,6%	93,4	77,9	171,3	1,7%	3,7%	2,6%
2040	49,3	74,4	123,6	1,3%	4,1%	3,0%	66,0	81,3	147,3	1,0%	4,4%	2,8%	94,8	81,3	176,1	1,5%	4,4%	2,8%
2041	50,9	77,1	128,0	3,3%	3,7%	3,6%	67,7	84,1	151,8	2,5%	3,5%	3,1%	97,2	84,1	181,3	2,5%	3,5%	3,0%
2042	52,1	79,9	132,0	2,4%	3,6%	3,1%	68,4	87,0	155,4	1,0%	3,4%	2,4%	98,7	87,0	185,7	1,5%	3,4%	2,4%
2043	53,7	82,7	136,4	3,0%	3,5%	3,3%	69,9	89,9	159,8	2,2%	3,3%	2,8%	100,9	89,9	190,8	2,2%	3,3%	2,7%
2044	55,2	85,8	141,0	2,9%	3,7%	3,4%	71,4	93,2	164,6	2,2%	3,6%	3,0%	103,1	93,2	196,3	2,2%	3,6%	2,9%

La tabla anterior se representa en la Figura 5-9, siendo la curva negra los datos reales de demanda:

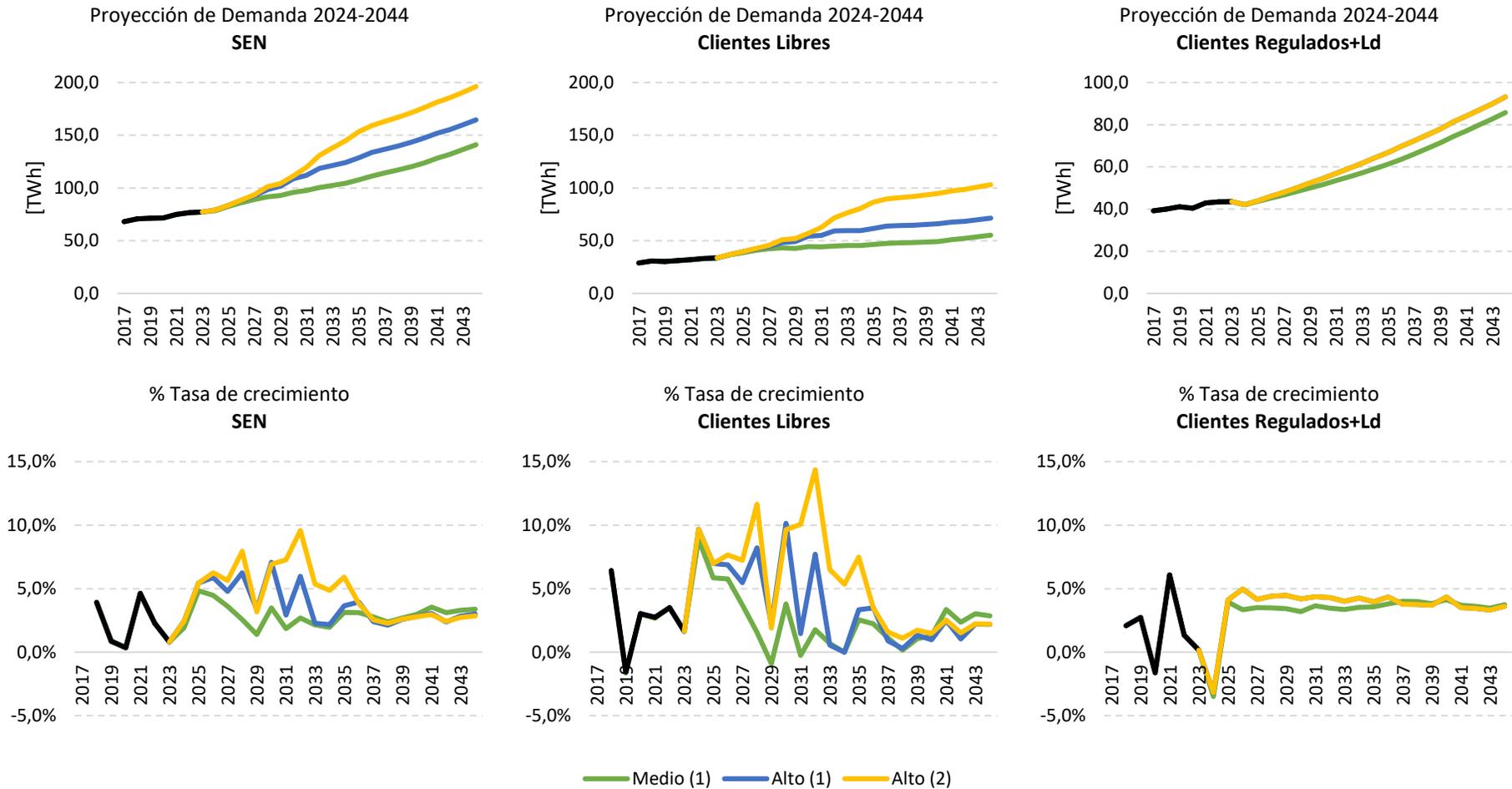


Figura 5-9. Proyección de energía del SEN periodo 2024-2044.

En la Figura 5-10 se muestra la proyección de energía por donde se destaca que gran parte de la demanda del SEN se encuentra concentrada en la región de Antofagasta y la región Metropolitana, lo cual se encuentra asociado al desarrollo de la gran minería del cobre y la alta concentración de clientes regulados y libres de distribución en la ciudad de Santiago. Considerando esto, se deja de manifiesto las exigencias sobre este corredor de transmisión para el abastecimiento de la demanda futura, considerando además una integración creciente de energías renovables variables.

En el Escenario Alto⁽²⁾, se estima que la demanda eléctrica de H2V en la zona norte para el año 2035 supere el doble del valor del año base (2023), aumentando de 27,9 TWh a 72,8 TWh, y superaría sobre tres veces su valor al año 2044, alcanzando los 94,0 TWh. Se destaca un mayor crecimiento en la Región de Antofagasta, principalmente debido a que en esta región se concentran las proyecciones de exportación de este combustible. Estos datos reflejan el impacto significativo que el hidrógeno verde podría tener en la demanda eléctrica regional.

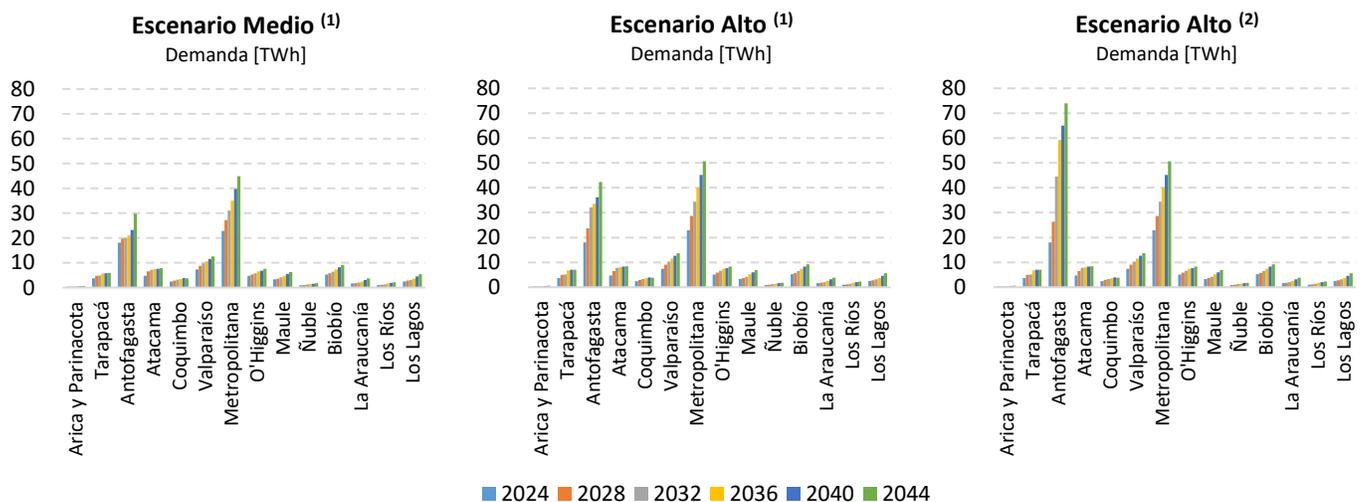


Figura 5-10: Proyecciones de Energía por Región escenarios Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾.

En la Figura 5-11 se presenta la proyección de demanda eléctrica para los diferentes escenarios, según tipo de consumo descrito en este informe. Se destaca que los nuevos consumos relacionados con electromovilidad, calefacción e hidrógeno verde adquieren importancia a lo largo del tiempo. Para el año 2044, estos consumos representan un incremento adicional del 24%, 22% y 45% en los escenarios Medio⁽¹⁾, Alto⁽¹⁾ y Alto⁽²⁾, respectivamente.

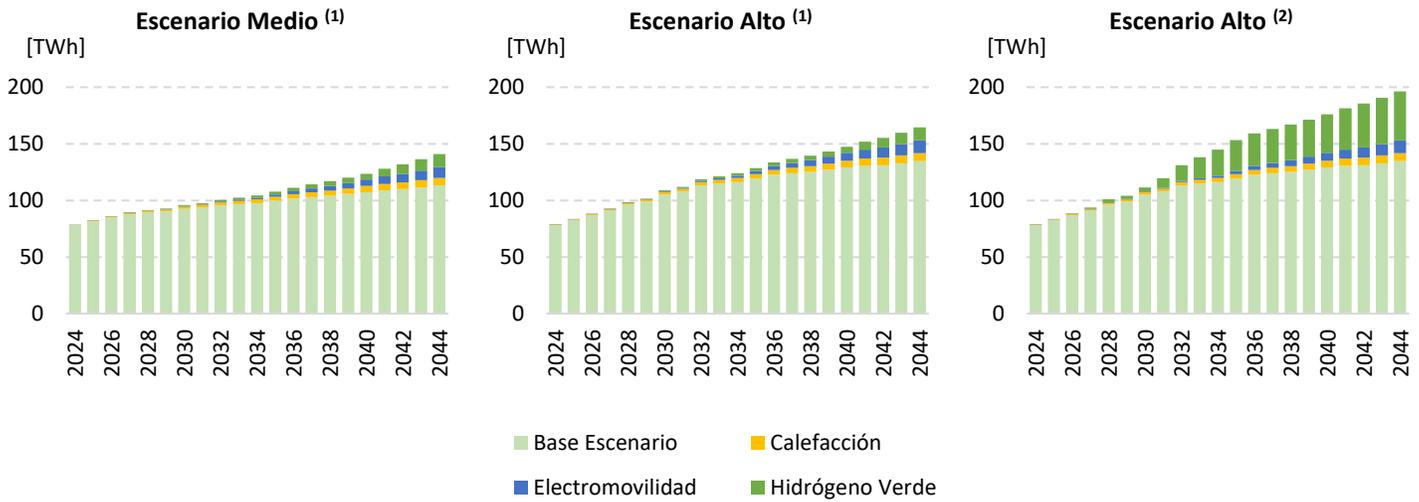


Figura 5-11. Proyección de Energía en el SEN por tipo de consumo, periodo 2024-2044.
Base Escenario: es la proyección Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (Encuestas) según escenario medio o alto.

En la Figura 5-12 se muestra la distribución de la demanda de largo plazo según el tipo de cliente. Se observa tendencias similares para los escenarios Medio⁽¹⁾ y Alto⁽¹⁾ a diferencia del Escenario Alto⁽²⁾ donde existe un aumento importante del consumo, debido a la producción de H2V.

En el caso de los Clientes Libres Otros Sectores, correspondiente a consumos no regulados que incluyen a la industria de la celulosa, hierro, acero, cemento, marítimo, entre otras, se observa un leve aumento hacia finales de la década, donde destacan consumos como datacenter, desaladoras, entre otros.

Para los clientes Libres Cobre, correspondiente a consumos de la gran minería del cobre, se observa una disminución en la participación hacia finales de esta década, dado que se espera una baja en la producción de la minería del cobre para este período (según informe de Cochilco⁸). Además, hacia el final del período de proyección, se espera una disminución en el consumo por el cierre de faenas mineras.

Se destaca un aumento en la participación de los clientes Regulados y Libres de Distribución. Este incremento se atribuye principalmente a los resultados tendencias del modelo econométrico, que reflejan un crecimiento sostenido en la población, vivienda e índices macroeconómicos.

Por último, para el escenario Alto⁽²⁾, se proyecta que para el año 2044, el hidrógeno verde tenga una participación similar a la gran minería del cobre.

⁸ <https://www.cochilco.cl/Mercado%20de%20Metales/Proyeccion%20Consumo%20electricidad%202034.pdf>



Figura 5-12. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2024-2044.

Respecto del comportamiento de la proyección de demanda según zona geográfica, se puede destacar lo siguiente:

1. **Zona Norte**, incluye las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama y Coquimbo:
 - Se observa que predomina la gran minería del cobre, lo cual es coherente con la naturaleza de esta región, que alberga importantes yacimientos de cobre y está vinculada estrechamente a la actividad minera.
 - Se espera que la demanda en esta zona aumente, especialmente en el escenario Alto⁽²⁾, donde los consumos podrían incrementarse en un 300% para el año 2044. Este aumento significativo muestra la influencia importante del H2V en la demanda eléctrica en la región, por sobre la gran minería.
2. **Zona Centro**, incluye las regiones de Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble y Biobío:
 - La proyección muestra una mayor presencia de clientes regulados y libres de distribución. Esto puede atribuirse a la presencia de diversas industrias y una población más densa en comparación con la Zona Norte.
 - El aumento proyectado en la demanda indica que los consumos podrían aumentar en un rango del 220% al 250% para esta zona. Esto muestra el impacto de nuevos consumos como datacenter y electromovilidad en la zona.
3. **Zona Sur**, incluye las zonas de La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos:
 - La participación de los Clientes Libres de otros sectores es muy baja en comparación a los clientes Regulados y Libres de Distribución, vinculados a la industria de la celulosa, ferroviario e industrias varias. Además, cabe destacar que para estas regiones no se recibió información de nuevos proyectos en las encuestas realizadas a clientes.
 - Se espera un aumento entre el 220% y 240% en la demanda para el año 2044. El aumento de estos consumos se debe principalmente a la inclusión de la electrificación de la calefacción, dada las altas necesidades energéticas en esta zona.

En la Figura 5-13 se observa la distribución geográfica por zona de la proyección de demanda de largo plazo.

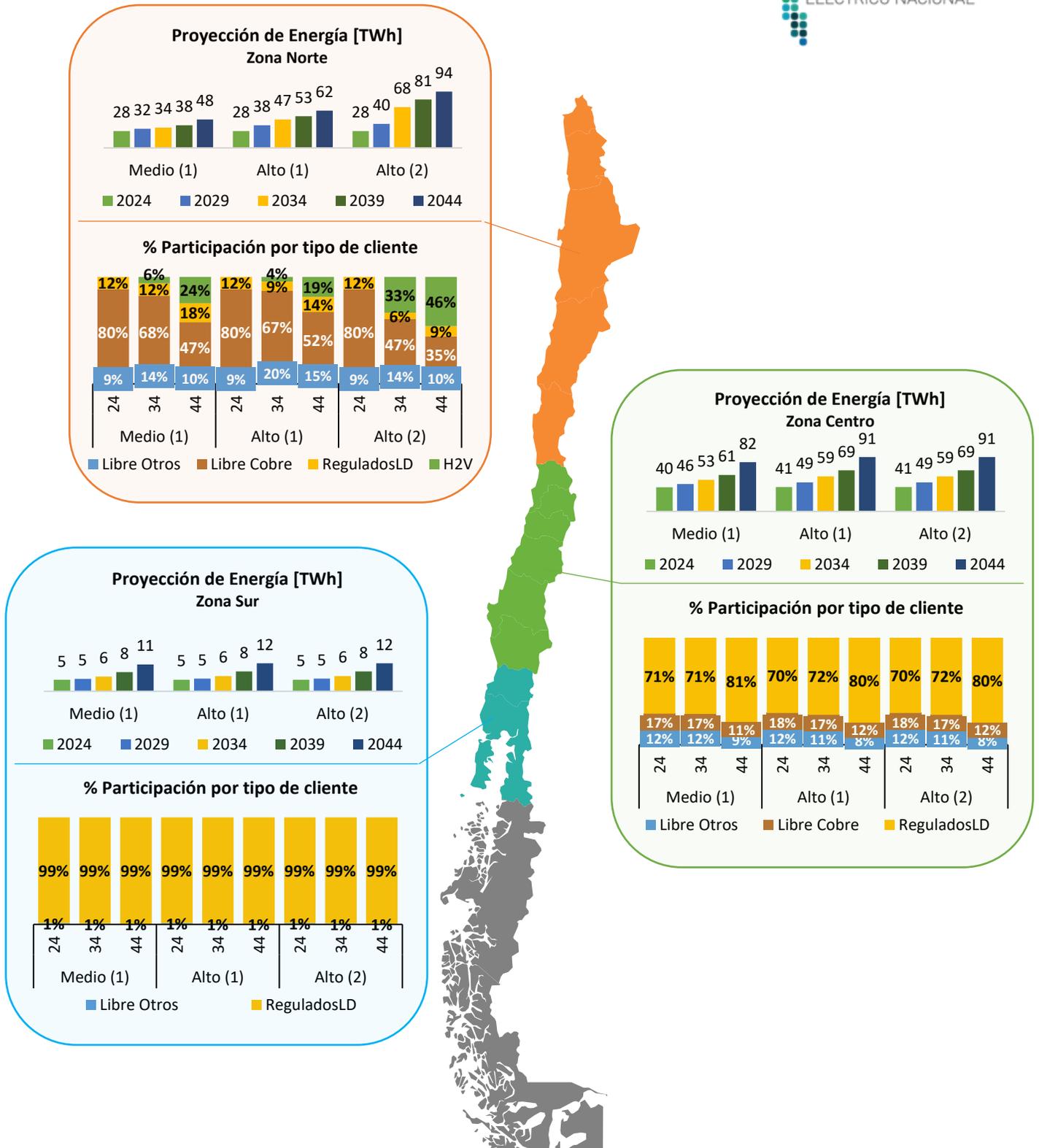


Figura 5-13. Proyección de Energía del SEN según zona geográfica, periodo 2024-2044.

5.8 RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN

Para el proceso de Planificación de la Transmisión y como insumo para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025, se han generado los perfiles de demanda basados en la proyección energética explicada anteriormente. En la Tabla 5-5 se muestran los resultados de la demanda máxima horaria anual para cada escenario para los softwares PLEXOS y PLP. Al final del periodo analizado, se estima que la demanda máxima alcance entre 21 y 28 GWh/h, dependiendo del escenario considerado.

El detalle de la metodología utilizada para el cálculo se explica en el Anexo 7.1.

Tabla 5-5. Proyección de demanda máxima horaria para PLP y PLEXOS.

Año	ESCENARIO MEDIO ⁽¹⁾		ESCENARIO ALTO ⁽¹⁾		ESCENARIO ALTO ⁽²⁾	
	PLP [GWh/h]	PLEXOS [GWh/h]	PLP [GWh/h]	PLEXOS [GWh/h]	PLP [GWh/h]	PLEXOS [GWh/h]
2024	10,5	10,7	10,6	10,8	10,6	10,8
2025	11,1	11,2	11,3	11,4	11,3	11,4
2026	11,6	11,7	11,9	12,0	11,9	12,0
2027	12,1	12,2	12,5	12,6	12,6	12,7
2028	12,6	12,7	13,4	13,5	13,8	13,9
2029	12,8	12,9	13,9	14,0	14,2	14,4
2030	13,4	13,4	15,0	15,0	15,3	15,4
2031	13,7	13,8	15,5	15,6	16,4	16,5
2032	14,2	14,3	16,6	16,6	18,0	18,0
2033	14,6	14,7	17,1	17,1	19,0	19,0
2034	15,0	15,0	17,6	17,6	19,9	20,0
2035	15,5	15,6	18,3	18,3	21,1	21,2
2036	16,1	16,1	19,1	19,1	22,0	22,1
2037	16,6	16,7	19,7	19,6	22,6	22,8
2038	17,1	17,2	20,2	20,2	23,2	23,4
2039	17,6	17,7	20,8	20,8	23,9	24,1
2040	18,4	18,4	21,6	21,6	24,8	25,0
2041	19,1	19,1	22,4	22,2	25,6	25,7
2042	19,7	19,7	23,0	22,8	26,3	26,5
2043	20,3	20,3	23,6	23,5	27,0	27,2
2044	21,0	21,0	24,3	24,2	27,8	28,1

6. CONCLUSIONES

En relación con la aplicación de encuestas a clientes libres y empresas propietarias de subestaciones primarias de distribución, se destaca una participación significativa, alcanzando un 60% en el caso de los clientes industriales y un 72% para los clientes zonales. Estas empresas representan aproximadamente el 80% del valor de la demanda total de las encuestadas. Con el objetivo de incentivar una mayor participación de la industria en este proceso, el Coordinador está desarrollando plataformas y herramientas que faciliten y optimicen la gestión de estas encuestas.

Los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda eléctrica, tanto por métodos Top-Down (modelo econométrico) como Bottom-Up (encuestas), indican un crecimiento estimado entre 1,9% y 2,4% para el año 2024. Este incremento se asocia con la puesta en marcha de plantas desaladoras, así como con el aumento de la demanda en datacenter y la expansión de importantes proyectos mineros en la zona norte del país. Se espera que este ritmo de crecimiento se mantenga hasta mediados de esta década, y que entre 2028 y 2030, e incluso hasta el año 2035, se concrete la entrada en operación de nuevos proyectos mineros.

En particular, se ha observado un alto crecimiento de la demanda eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), impulsado principalmente por el desarrollo de grandes proyectos mineros como Teck Quebrada Blanca II y III, Collahuasi, y Escondida, y la expansión en la minería del litio. Además, la creciente necesidad de plantas desaladoras, especialmente en regiones como Antofagasta, y el desarrollo de datacenter, infraestructuras ferroviarias y portuarias, contribuyen significativamente al incremento de la demanda eléctrica, marcando una tendencia ascendente hacia finales de esta década.

Con respecto a la demanda de Electromovilidad en el SEN, se analizó el efecto que tendrá la introducción de nuevos buses eléctricos en el transporte público y vehículos particulares. Para el año 2044, se proyecta un consumo adicional de entre 9,5 y 11,1 [TWh] por concepto de electromovilidad, con 2,8 a 3,4 [TWh] correspondiente a buses eléctricos y 6,7 a 7,7 [TWh] a los automóviles particulares. Este incremento refleja el impacto significativo que la introducción de vehículos eléctricos tendrá en el SEN, tanto en el transporte público como en el uso privado.

En cuanto a la demanda eléctrica para calefacción en hogares, se estima un aumento de entre 6,5 a 7,2 [TWh] para el año 2044. Este incremento es mayor en regiones que tradicionalmente han utilizado biomasa, leña, gas licuado, gas natural y kerosene para la calefacción, vale decir, desde la Región de Valparaíso al sur.

En el caso de hidrógeno verde, se prevé un aumento significativo en la demanda eléctrica, especialmente en la región de Antofagasta. Se estima que para el año 2044, considerando el escenario de Alto⁽²⁾, la demanda asociada al hidrógeno verde en la Zona Norte triplique los consumos actuales en dicha región. Este incremento significativo implicará la necesidad de una reconfiguración del sistema de transmisión en dichas regiones, para adaptarse a las nuevas exigencias de este tipo de consumo.

A diferencia del ejercicio de proyección de demanda anterior, la proyección de energía por concepto de H2V disminuyó aproximadamente un 40%, debido a una modificación enviada por el Ministerio de Energía en mayo de 2024, que concentró la demanda en la zona norte.

Por último, dado el aumento en la demanda eléctrica debido a sectores como la minería, desalinización, electromovilidad, e hidrógeno verde, es fundamental que el país avance en la expansión de su infraestructura eléctrica, considerando la transición energética hacia una matriz 100% renovable.

7. ANEXOS

7.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO

La metodología utilizada para realizar la proyección de demanda eléctrica del SEN para el periodo 2024-2044, considera el tratamiento por medio de la proyección “Top-Down” y “Bottom-Up”, la cual permite obtener la proyección de demanda mensual para los clientes regulados, libres de distribución y libres. A continuación, se describe con mayor detalle cada una de las etapas del proceso.

7.1.1 CLASIFICACIÓN DE CLIENTES

Considerando que los clientes del SEN tienen un comportamiento que se encuentra definido por la actividad productiva que se desarrolla en cada región y comuna, se separa el análisis de proyecciones de demanda por los siguientes tipos de cliente:

- **Clientes Regulados y Libres de Distribución:** Compuesto por clientes residenciales y clientes del sector industrial que se encuentran sujetos a regulación de precios. Además, incluye a aquellos clientes que han optado a contrato libre en zonas de distribución.
- **Clientes Libres de Cobre:** Compuesto por empresas e industrias de la gran minería del cobre, no sujetas a regulación de precios.
- **Clientes Libres Otros Sectores:** Compuesto por empresas e industrias de diferentes sectores productivos no sujetas a regulación de precios, caracterizados en distintas industrias como la celulosa, hierro, acero, cemento, marítimo, etc.

7.1.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA “TOP-DOWN”

La proyección “Top-Down” se construye por medio de la aplicación de un modelo econométrico que utiliza como variables de entrada las proyecciones económicas del IMACEC, población, vivienda, producción esperada por rubro económico, entre otros y como salida entrega la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN, diferenciando aquellas pertenecientes a clientes libres y aquellos en zona de distribución (regulados y libres de distribución).

Esta proyección se utiliza para contrastar las proyecciones de demanda por barra obtenidas de la aplicación de encuestas. Además, permite obtener la demanda de clientes libres a los cuales no se aplica la encuesta, puesto que estos corresponden a un gran número de clientes de menor tamaño desagregados en las distintas regiones y barras del SEN, y de aquellos clientes libres y regulados que no hayan respondido la encuesta aplicada anualmente por el Coordinador.

En la siguiente figura se presenta el diagrama de flujo con las variables de entrada y sus fuentes de información, y las salidas correspondientes del modelo.

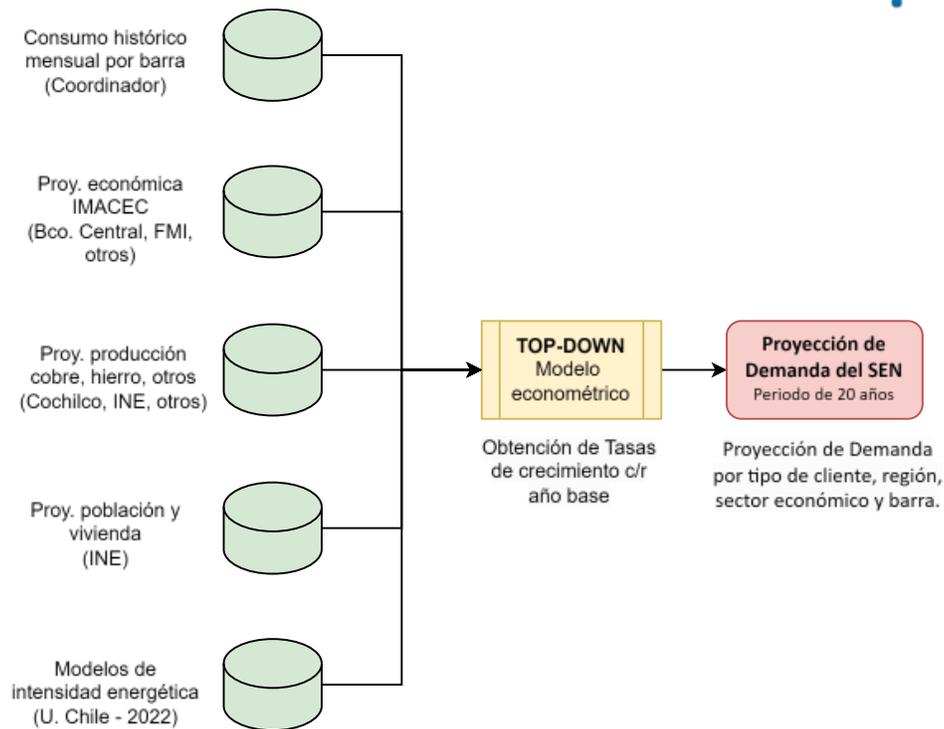


Figura 7-1. Diagrama de proyección de demanda “Top-Down” (modelo econométrico).

7.1.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA “BOTTOM-UP”

La proyección “Bottom-Up” se obtiene por medio de la aplicación anual de encuestas a grandes clientes industriales y zonales, por lo que considera directamente la proyección de estas empresas para el conjunto de instalaciones del SEN.

En la encuesta de clientes industriales, se les solicita a las empresas que envíen sus proyecciones de energía y potencia con resolución mensual para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos. La información recibida se valida internamente, revisando las encuestas aplicadas en años previos, considerando además sus consumos históricos por barra y perfil de demanda interanual. En algunos casos, se realizan reuniones con las principales empresas que tienen grandes proyectos de consumo, para conocer en mayor detalle los antecedentes de sus proyectos, así como el grado de avance y planificación de estos. En aquellos casos donde se detectan variaciones importantes, se realizan consultas respectivas y se realizan los ajustes. La información obtenida se envía posteriormente a la CNE, para dar respuesta a sus requerimientos anuales, resguardando la confidencialidad de la información de aquellos clientes que lo solicitan de manera explícita.

En la encuesta de clientes zonales, se les solicita a las empresas el envío de las proyecciones de energía y potencia máxima anual para cada uno de sus transformadores zonales existentes y proyectados (Obras en Decretos). Además, se le pide informar los trasposos de carga previstos entre los transformadores de una misma subestación o entre subestaciones, con el objetivo de determinar posibles incrementos o reducciones de carga de los

transformadores zonales en el horizonte de evaluación. Adicional a lo anterior, se solicita las proyecciones de consumos de proyectos de electromovilidad y las subestaciones/transformadores que abastecerán estos consumos. La información recibida de las empresas se revisa y valida, solicitando en algunos casos la actualización de la información en caso de ser requerido.

Con la información obtenida de la aplicación de las encuestas de clientes libres y regulados, y con los ajustes realizados en casos de detectar desviaciones, se obtiene la proyección de demanda para este conjunto de clientes en el horizonte de evaluación.

A continuación, se presenta el diagrama de bloques de la proyección de demanda Top-Down del SEN, donde se separan las actividades correspondientes a la aplicación de la encuesta de clientes libres y regulados. Con los resultados obtenidos bajo esta metodología y con los ajustes realizados en caso de ser necesario, se obtiene la proyección de demanda para el conjunto de clientes libres y regulados, por región, tipo de cliente y barra de consumo, en el horizonte de evaluación de 20 años.

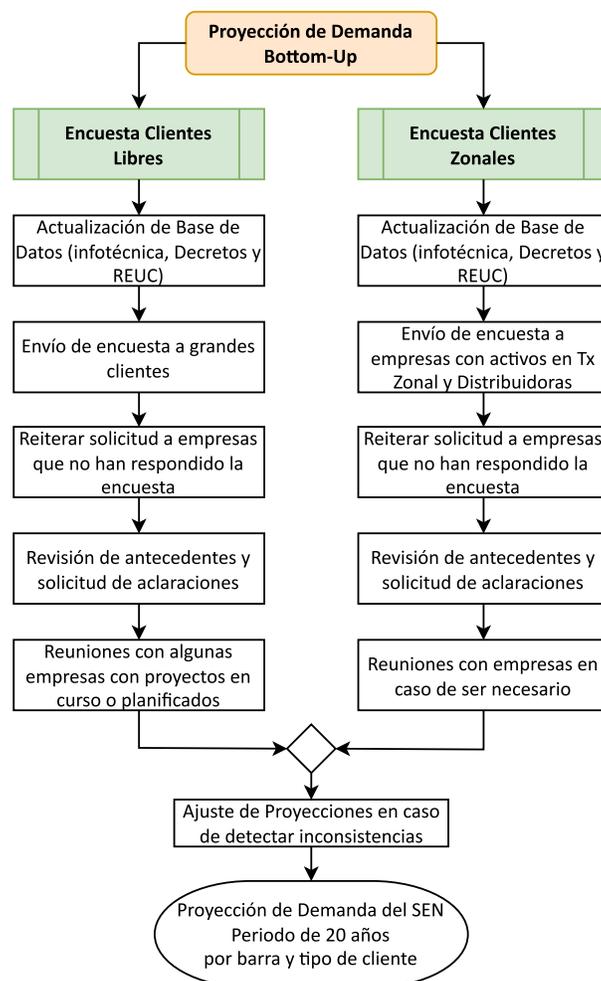


Figura 7-2. Diagrama de Flujo proyección de demanda “Bottom-Up”.

7.1.4 INTEGRACIÓN DE PROYECCIÓN DE DEMANDA “TOP DOWN” Y “BOTTOM-UP”

Posteriormente, con motivo de hacer coincidir ambas proyecciones para obtener la demanda definitiva del SEN, se trabaja sobre la proyección Bottom-Up, revisando las tasas de crecimiento informadas por las empresas en las diferentes barras del SEN y aplicando ajustes en caso de ser necesario. Como resultado de esta etapa, se espera que las tasas de crecimiento mantengan un crecimiento tendencial en las barras donde no existen nuevos proyectos informados, mientras que en los casos donde existen nuevos proyectos se espera que el crecimiento de demanda sea gradual y consistente con los tiempos de puesta en servicio y toma de carga de las diferentes industrias.

En general, la integración de ambas proyecciones de demanda tiene suma relevancia, puesto que, en el proceso de aplicación de encuestas a la industria, históricamente se ha visto que los grandes clientes tienden a sobreestimar sus demandas y adelantar la puesta en servicio de sus proyectos, resultando demandas abultadas que sobrepasan las estimaciones de la proyección Top-Down.

No obstante con lo anterior, se destaca la importancia de la aplicación anual de las encuestas de clientes industriales y zonales que se aplica a la industria, puesto que los resultados de esta reflejan de buena manera el comportamiento esperado de los consumos, en un horizonte de largo plazo, considerando los consumos existentes y proyectados, donde el corto y mediano plazo juegan un rol fundamental en la planificación de los sistemas de transmisión.

7.1.5 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE ELECTROMOVILIDAD

En esta sección se proyecta la demanda de energía eléctrica asociada a la electromovilidad, considerando tanto vehículos particulares como la flota de buses de transporte público urbano, en el horizonte temporal desde el año 2024 hasta el 2044.

Para realizar la proyección, se sigue un enfoque metodológico estructurado en los siguientes pasos⁹:

1. **Análisis del Crecimiento Vehicular:** Se examina el crecimiento real del parque automotriz y de la flota de buses, lo que permite estimar la penetración futura de los vehículos eléctricos¹⁰.
2. **Tasas de Reemplazo:**
 - a) Se establecen dos escenarios - medio y alto - para la sustitución de vehículos de combustión por eléctricos. En el escenario alto, se prevé alcanzar una tasa de reemplazo del 100% para el año 2035, mientras que, en el escenario medio, se alcanzaría este nivel en 2037 (Ministerio de Energía, Nueva Estrategia de Electromovilidad, 2021).

⁹ Mayores detalles de la metodología de proyección y supuestos se presentan en el informe de Proyección de Demanda 2020-2040 <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/AP%C3%89NDICE-II-Previsi%C3%B3n-de-Demanda-y-Electromovilidad-2020-2040.pdf>

¹⁰ Para el parque de vehículos livianos y medianos se realizó una proyección de ventas anual, considerando tasas de crecimiento según el incremento promedio de ventas de los últimos 5 años informados por ANAC en sus reportes mensuales del mercado automotriz.

- b) De manera similar, para los buses, se establecen escenarios referenciales, medio y alto, con tasas de reemplazo del 52% y 63% para el año 2044, respectivamente. Con tal de alcanzar el 100% del transporte público urbano eléctricos en el año 2050 (Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Electromovilidad, 2017).

Estas tasas se aplican para proyectar la cantidad de vehículos y buses eléctricos desde 2024 hasta 2044, por escenario.

3. **Determinación del Consumo de Energía por Alimentador:** Se distribuye el consumo de energía proporcionalmente a la capacidad de los alimentadores. Se considera el rendimiento de los vehículos y buses eléctricos (0,1 kWh/km para vehículos y 1,2 kWh/km para buses) y la estimación de kilómetros recorridos por año (20.000 para vehículos y 55.887 para buses. Este último, según el Informe de Gestión 2022 del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones).

7.1.6 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE MODELOS DE USO FINAL

Las proyecciones de demanda de energía deben considerar la inclusión de nuevos requerimientos energéticos que podrían afectar la proyección de demanda, tales como la electrificación de consumos residencial (por ejemplo, aumento de la calefacción eléctrica, uso de aire acondicionado, etc.), electromovilidad pública y privada, eficiencia energética, producción de hidrógeno, etc. Estas proyecciones se realizarán utilizando un modelo de uso final, las cuales se presentan en la siguiente figura:



Figura 7-3. Diagrama de modelo de uso final.

La propuesta metodológica permite caracterizar la demanda energética considerando todos los energéticos y los usos finales más representativos: calefacción, agua caliente sanitaria, cocción, artefactos eléctricos. De esta forma, es factible caracterizar el aumento de demanda eléctrica producto de la electrificación de los sistemas de calefacción, el reemplazo de leña que se espera en la zona centro-sur del país, la electrificación de los sistemas de agua caliente sanitaria, la electrificación de los sistemas de cocción, aumento de la demanda eléctrica por uso de aire acondicionado, etc.

A partir del crecimiento del número de viviendas, la caracterización del consumo energético de las viviendas y sus usos finales (calefacción, agua caliente sanitaria, artefactos eléctricos, etc.), es posible realizar proyecciones de demanda de energía anual para cada comuna utilizando la siguiente expresión:

$$E_{r,c,v,u,e,t} = N_{r,c,v,t} \cdot I_{r,v,u,e,t} \cdot A_{r,v,u,t} \cdot P_{r,v,u,e,t} \quad (1)$$

Donde:

$E_{r,c,v,u,e,t}$: Energía consumida en región r, comuna c, tipo de vivienda v (casa o departamento), uso final u, energético e y año t.
$N_{r,c,v,t}$: Cantidad de viviendas según región r, comuna c, tipo de vivienda v y año t.
$I_{r,v,u,e,t}$: Intensidad energética de cada uso final u (expresado en kWh/vivienda) según región r, tipo de vivienda v, energético e y año t.
$A_{r,v,u,t}$: Acceso a uso final u, para cada región r, tipo de vivienda v y año t.
$P_{r,v,u,e,t}$: Participación de cada energético e, en uso final u, según región r, tipo de vivienda v y año t.

La metodología general considera información desagregada a nivel temporal (año y mes), espacial (región, comuna y barra) y de energía (uso final y energéticos).

En este trabajo en particular, se utilizó la base de datos del sector residencial de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) periodo 2018-2022, para los cálculos energéticos y valores de referencia. Para las intensidades y participación de cada energético en los distintos usos finales, y el nivel de acceso de las viviendas, se utiliza la información del estudio de usos de energía de los hogares de Chile (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2018). Luego, para actualizar y calibrar la información con los últimos resultados oficiales, se ponderaron los valores de intensidad hasta lograr los mismos consumos por energético y región, que lo expuesto en los Balances Regionales de Energía (BNE), entre los años 2017 y 2020.

Luego, las intensidades energéticas posteriores corresponden al promedio de las intensidades en el mismo periodo, como supuesto del incremento de demanda solo por cambios en la participación de energéticos, acceso a los usos finales y crecimiento en el número de viviendas.

La proyección del número de vivienda se realiza en función del crecimiento de la población comunal o regional y estimaciones de número de personas por vivienda (lo cual se basa en estadísticas nacionales e internacionales).

De la ecuación anterior, es posible obtener los valores de energía mensual m y por barra b, ponderando por factores de distribución temporal y espacial.

$$E_{r,c,b,u,e,t,m} = E_{u,e,t} \cdot d_m[\%] \cdot d_b[\%] \quad (2)$$

La desagregación de la demanda anual en meses responde al comportamiento de cada uso final: calefacción se distribuye en los meses de invierno, aire acondicionado en los meses de mayor calor y frío. Para los usos de Cocción, ACS y otros eléctricos, se supone una distribución homogénea para todos los meses.

La desagregación espacial de la demanda comunal a barras responde a la capacidad de los alimentadores de cada comuna. Es decir, la demanda se distribuye en forma proporcional a la capacidad de los alimentadores. Si una comuna no dispone de alimentadores o subestaciones, se asigna la demanda de esa comuna a los alimentadores de la comuna más cercana.

7.1.7 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA HORARIA

La demanda máxima del SEN se obtiene a partir de la proyección energética previamente explicada, y se utiliza en los softwares PLP y PLEXOS disponibles para el Coordinador.

Para el **software PLP**, se construye primero un perfil horario de demanda por barra, utilizando las medidas de transferencia de energía calculadas por el Coordinador¹¹. Este perfil considera cuatro días tipo: lunes, martes a viernes, sábado y domingo. A partir de estos perfiles, se generan los perfiles horarios anuales que se emplearán en el horizonte de estudio de 23 años. La energía proyectada para cada mes se ajusta al valor de la demanda proyectada mediante 10 bloques mensuales, aplicando un algoritmo de minimización del error cuadrático medio y utilizando curvas de duración a través del método K-means.

El tratamiento en el **software PLEXOS** es similar, aunque aquí se utiliza un día tipo mes correspondiente al día de máxima demanda sistémica para generar los perfiles horarios. En este caso, la potencia puede ajustarse independientemente de la proyección de energía, con el objetivo de mejorar la modelación de la potencia punta. Para ello, se considera la demanda energética base sistémica mensual y se compara con la proyección. Si la proyección indica un corte de la potencia punta, esta se ignora o se ajusta a un nivel de tolerancia definido.

A continuación, en la Figura 7-4 se presenta el diagrama de flujo que resume los pasos seguidos para obtener la demanda máxima del SEN.

¹¹ La información se puede obtener desde el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>

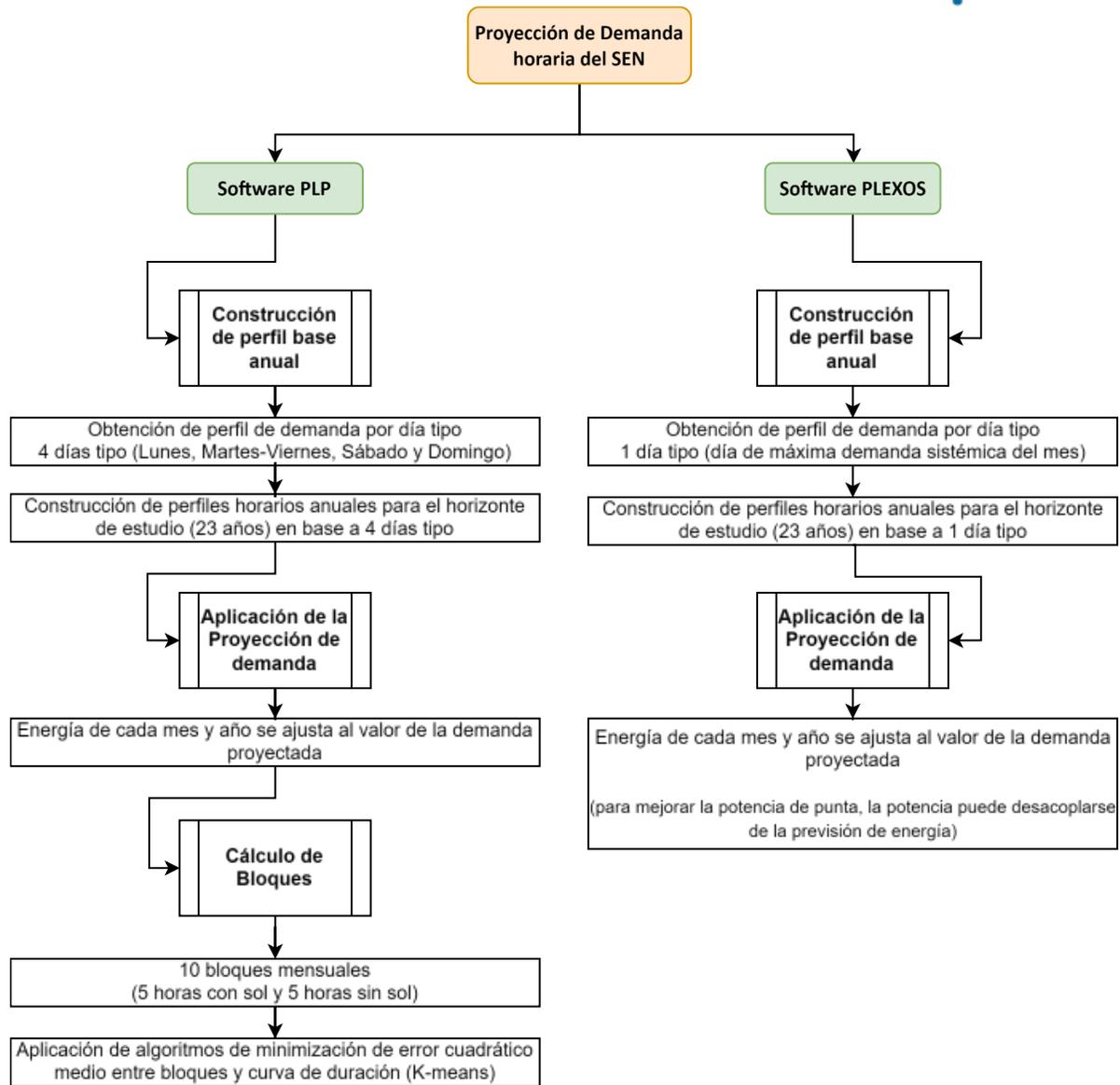


Figura 7-4. Diagrama del modelo de demanda máxima horaria para PLP y PLEXOS.

Adicionalmente, para asegurar que las proyecciones generadas por los modelos PLP y PLEXOS no presenten diferencias significativas en las demandas punta sistémicas resultantes, se calculan las diferencias a través de curvas horarias. Cuando estas diferencias superan las tolerancias definidas, se realizan ajustes mensuales para mantener la coherencia entre ambos modelos.

7.2 RESULTADOS ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO (1)

SEN:

Tabla 7-1. Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario medio (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,35	3,69	18,04	4,69	2,46	7,32	22,80	4,74	3,30	0,87	5,25	1,64	0,97	2,48
2025	0,36	4,08	18,92	5,00	2,54	7,45	24,21	4,89	3,37	0,91	5,43	1,69	0,99	2,55
2026	0,37	4,35	19,44	5,73	2,67	7,83	25,28	5,02	3,45	0,94	5,59	1,74	1,02	2,61
2027	0,35	4,49	19,73	6,40	2,76	8,29	26,18	5,16	3,54	0,99	5,76	1,79	1,06	2,68
2028	0,36	4,74	19,72	6,48	2,85	8,75	27,18	5,31	3,63	1,03	5,72	1,81	1,10	2,76
2029	0,37	4,76	19,17	6,57	2,95	9,04	27,91	5,45	3,73	1,08	5,85	1,87	1,15	2,84
2030	0,38	4,78	19,45	6,99	3,06	9,26	29,45	5,57	3,83	1,12	6,04	1,92	1,19	2,90
2031	0,40	4,81	19,33	7,06	3,09	9,52	30,18	5,68	3,94	1,17	6,26	2,00	1,26	3,00
2032	0,41	4,84	19,93	7,22	3,17	9,74	31,01	5,81	4,07	1,22	6,45	2,07	1,33	3,10
2033	0,43	4,86	20,24	7,25	3,23	9,92	31,73	5,97	4,20	1,27	6,65	2,15	1,41	3,20
2034	0,44	4,88	20,18	7,29	3,31	10,13	32,54	6,14	4,35	1,31	6,87	2,25	1,49	3,32
2035	0,46	4,91	20,63	7,33	3,39	10,39	34,04	6,31	4,52	1,35	7,05	2,36	1,57	3,46
2036	0,47	5,60	21,04	7,37	3,47	10,57	35,02	6,50	4,70	1,40	7,25	2,48	1,65	3,62
2037	0,49	5,63	21,55	7,41	3,56	10,79	36,11	6,69	4,90	1,44	7,49	2,62	1,73	3,80
2038	0,51	5,66	22,17	7,45	3,64	11,06	37,25	6,35	5,10	1,49	7,68	2,77	1,80	4,01
2039	0,52	5,70	22,65	7,49	3,74	11,33	38,37	6,53	5,30	1,53	7,88	2,93	1,87	4,23
2040	0,54	5,75	23,19	7,60	3,83	11,57	39,70	6,73	5,51	1,58	8,14	3,11	1,93	4,48
2041	0,56	5,73	24,91	7,65	3,92	11,83	40,87	6,92	5,71	1,62	8,35	3,28	1,98	4,71
2042	0,58	5,77	26,57	7,69	3,55	12,09	42,10	7,12	5,91	1,67	8,57	3,44	2,03	4,93
2043	0,60	5,81	28,13	7,74	3,61	12,37	43,34	7,32	6,10	1,72	8,82	3,60	2,08	5,14
2044	0,62	5,86	29,69	7,79	3,71	12,61	44,87	7,53	6,30	1,76	9,04	3,75	2,12	5,33

Clientes regulados y libres de distribución:

Tabla 7-2. Proyección de demanda de clientes regulados y libres de distribución en regiones, escenario medio (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,33	0,61	1,08	0,77	1,56	3,99	19,97	2,41	2,49	0,86	2,89	1,64	0,91	2,48
2025	0,34	0,63	1,17	0,80	1,61	4,06	20,90	2,50	2,57	0,90	3,01	1,69	0,93	2,54
2026	0,35	0,66	1,21	0,82	1,66	4,23	21,54	2,59	2,64	0,93	3,14	1,74	0,96	2,61
2027	0,33	0,68	1,24	0,84	1,72	4,42	22,30	2,69	2,73	0,97	3,29	1,79	1,00	2,68
2028	0,34	0,70	1,29	0,86	1,77	4,62	23,05	2,79	2,82	1,02	3,44	1,81	1,04	2,76
2029	0,35	0,72	1,32	0,88	1,83	4,84	23,75	2,90	2,91	1,06	3,60	1,87	1,09	2,83
2030	0,36	0,75	1,36	0,90	1,89	5,06	24,41	3,02	3,01	1,11	3,76	1,92	1,13	2,90
2031	0,38	0,77	1,40	0,93	1,95	5,30	25,15	3,15	3,12	1,16	3,94	2,00	1,20	3,00
2032	0,39	0,80	1,46	0,95	2,02	5,53	25,87	3,29	3,24	1,21	4,10	2,07	1,27	3,09
2033	0,40	0,83	1,51	0,98	2,09	5,71	26,59	3,44	3,37	1,25	4,27	2,15	1,35	3,20
2034	0,42	0,86	1,56	1,00	2,16	5,91	27,40	3,60	3,52	1,30	4,43	2,25	1,43	3,32
2035	0,44	0,89	1,61	1,03	2,24	6,12	28,23	3,76	3,68	1,34	4,59	2,36	1,51	3,46
2036	0,45	0,93	1,67	1,06	2,32	6,34	29,21	3,93	3,86	1,38	4,76	2,48	1,59	3,62
2037	0,47	0,96	1,73	1,10	2,41	6,58	30,29	4,11	4,05	1,43	4,93	2,62	1,67	3,80
2038	0,48	1,00	1,79	1,13	2,50	6,82	31,42	4,30	4,25	1,47	5,10	2,77	1,74	4,01
2039	0,50	1,04	1,86	1,16	2,59	7,06	32,54	4,49	4,45	1,51	5,26	2,93	1,81	4,23
2040	0,52	1,07	1,93	1,20	2,68	7,32	33,86	4,68	4,65	1,56	5,45	3,11	1,87	4,47
2041	0,54	1,11	1,99	1,23	2,77	7,58	35,04	4,87	4,85	1,61	5,61	3,28	1,92	4,70
2042	0,56	1,15	2,07	1,27	2,87	7,84	36,25	5,07	5,04	1,65	5,79	3,44	1,97	4,93
2043	0,58	1,19	2,14	1,31	2,97	8,08	37,48	5,27	5,23	1,69	5,96	3,60	2,02	5,14
2044	0,60	1,24	2,22	1,35	3,07	8,33	39,01	5,48	5,43	1,74	6,14	3,75	2,06	5,33

Clientes libres:

Tabla 7-3. Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario medio (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,02	3,07	16,96	3,92	0,90	3,33	2,83	2,33	0,80	0,01	2,35	0,00	0,06	0,00
2025	0,02	3,44	17,75	4,20	0,92	3,39	3,31	2,39	0,81	0,01	2,42	0,00	0,06	0,00
2026	0,02	3,70	18,23	4,91	1,01	3,60	3,73	2,43	0,81	0,01	2,45	0,00	0,06	0,00
2027	0,02	3,81	18,49	5,56	1,04	3,87	3,88	2,47	0,81	0,01	2,47	0,00	0,06	0,00
2028	0,02	4,04	18,43	5,62	1,08	4,13	4,14	2,51	0,81	0,01	2,28	0,00	0,06	0,00
2029	0,02	4,04	17,84	5,68	1,12	4,20	4,15	2,55	0,82	0,01	2,25	0,00	0,06	0,00
2030	0,02	4,03	18,09	6,09	1,17	4,20	5,04	2,56	0,82	0,01	2,29	0,00	0,06	0,00
2031	0,02	4,04	17,93	6,13	1,14	4,22	5,04	2,53	0,82	0,01	2,33	0,00	0,06	0,00
2032	0,02	4,04	18,47	6,26	1,15	4,22	5,13	2,52	0,83	0,01	2,34	0,00	0,06	0,00
2033	0,02	4,03	18,73	6,28	1,15	4,21	5,13	2,53	0,83	0,01	2,38	0,00	0,06	0,00
2034	0,02	4,02	18,62	6,28	1,15	4,23	5,14	2,55	0,83	0,01	2,44	0,00	0,06	0,00
2035	0,02	4,02	19,02	6,30	1,15	4,26	5,81	2,56	0,84	0,01	2,45	0,00	0,06	0,00
2036	0,02	4,67	19,38	6,31	1,15	4,23	5,82	2,57	0,84	0,02	2,49	0,00	0,06	0,00
2037	0,02	4,67	19,82	6,32	1,15	4,22	5,82	2,58	0,84	0,02	2,56	0,00	0,06	0,00
2038	0,02	4,67	20,38	6,32	1,15	4,24	5,82	2,05	0,85	0,02	2,58	0,00	0,06	0,00
2039	0,02	4,67	20,79	6,33	1,15	4,27	5,83	2,05	0,85	0,02	2,62	0,00	0,06	0,00
2040	0,02	4,68	21,26	6,40	1,15	4,25	5,84	2,05	0,86	0,02	2,69	0,00	0,06	0,00
2041	0,02	4,62	22,92	6,41	1,15	4,25	5,84	2,05	0,86	0,02	2,73	0,00	0,06	0,00
2042	0,02	4,62	24,50	6,42	0,68	4,25	5,85	2,05	0,86	0,02	2,79	0,00	0,06	0,00
2043	0,02	4,62	25,99	6,43	0,64	4,29	5,86	2,05	0,87	0,02	2,86	0,00	0,06	0,00
2044	0,02	4,62	27,47	6,44	0,65	4,27	5,86	2,05	0,87	0,02	2,90	0,00	0,06	0,00

Cientes libres cobre:

Tabla 7-4. Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario medio (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,02	3,07	15,86	2,78	0,70	2,87	1,44	2,28	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	0,02	3,44	16,67	3,05	0,72	2,88	1,66	2,34	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0,02	3,69	16,78	3,07	0,80	2,89	1,82	2,38	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,02	3,80	16,88	3,15	0,83	3,09	1,81	2,41	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0,02	4,03	16,69	3,18	0,87	3,36	1,83	2,46	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,02	4,03	15,98	3,20	0,91	3,43	1,83	2,49	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,02	4,03	15,72	3,52	0,96	3,43	2,62	2,50	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,02	4,03	15,40	3,50	0,96	3,42	2,62	2,48	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0,02	4,03	15,51	3,48	0,96	3,43	2,62	2,47	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0,02	4,02	15,33	3,48	0,95	3,42	2,62	2,48	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0,02	4,01	14,78	3,49	0,96	3,43	2,62	2,49	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	0,02	4,01	14,66	3,50	0,96	3,44	3,29	2,50	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2036	0,02	4,66	14,46	3,50	0,96	3,42	3,29	2,51	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	0,02	4,66	14,34	3,50	0,96	3,41	3,29	2,52	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	0,02	4,66	14,34	3,50	0,96	3,42	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2039	0,02	4,66	14,35	3,50	0,96	3,43	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2040	0,02	4,67	14,27	3,52	0,96	3,43	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0,02	4,61	14,18	3,52	0,96	3,43	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0,02	4,61	14,08	3,52	0,49	3,42	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0,02	4,61	14,08	3,52	0,45	3,43	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2044	0,02	4,61	13,94	3,53	0,45	3,43	3,29	1,99	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Cientes libres no cobre:

Tabla 7-5. Proyección de demanda de clientes libres no cobre en regiones, escenario medio (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,0	0,01	1,09	1,14	0,20	0,46	1,39	0,05	0,57	0,01	2,35	0,00	0,06	0,00
2025	0,0	0,01	1,08	1,15	0,21	0,50	1,65	0,05	0,57	0,01	2,42	0,00	0,06	0,00
2026	0,0	0,01	1,45	1,83	0,21	0,71	1,92	0,05	0,57	0,01	2,45	0,00	0,06	0,00
2027	0,0	0,01	1,61	2,41	0,21	0,78	2,07	0,05	0,58	0,01	2,47	0,00	0,06	0,00
2028	0,0	0,01	1,74	2,44	0,21	0,77	2,30	0,05	0,58	0,01	2,28	0,00	0,06	0,00
2029	0,0	0,01	1,86	2,49	0,21	0,77	2,32	0,05	0,58	0,01	2,25	0,00	0,06	0,00
2030	0,0	0,01	2,36	2,56	0,21	0,78	2,42	0,05	0,59	0,01	2,29	0,00	0,06	0,00
2031	0,0	0,01	2,52	2,63	0,18	0,80	2,42	0,05	0,59	0,01	2,33	0,00	0,06	0,00
2032	0,0	0,01	2,96	2,78	0,19	0,78	2,51	0,05	0,59	0,01	2,34	0,00	0,06	0,00
2033	0,0	0,01	3,40	2,79	0,19	0,79	2,51	0,05	0,59	0,01	2,38	0,00	0,06	0,00
2034	0,0	0,01	3,84	2,79	0,19	0,80	2,52	0,05	0,60	0,01	2,44	0,00	0,06	0,00
2035	0,0	0,01	4,36	2,80	0,19	0,83	2,52	0,05	0,60	0,01	2,45	0,00	0,06	0,00
2036	0,0	0,01	4,91	2,80	0,19	0,80	2,52	0,05	0,60	0,02	2,49	0,00	0,06	0,00
2037	0,0	0,01	5,48	2,81	0,19	0,81	2,53	0,06	0,61	0,02	2,56	0,00	0,06	0,00
2038	0,0	0,01	6,03	2,82	0,19	0,81	2,53	0,06	0,61	0,02	2,58	0,00	0,06	0,00
2039	0,0	0,01	6,44	2,83	0,19	0,84	2,54	0,06	0,62	0,02	2,62	0,00	0,06	0,00
2040	0,0	0,01	6,99	2,88	0,19	0,82	2,55	0,06	0,62	0,02	2,69	0,00	0,06	0,00
2041	0,0	0,01	8,75	2,89	0,19	0,82	2,55	0,06	0,63	0,02	2,73	0,00	0,06	0,00
2042	0,0	0,01	10,42	2,89	0,19	0,83	2,56	0,06	0,63	0,02	2,79	0,00	0,06	0,00
2043	0,0	0,01	11,90	2,91	0,19	0,86	2,57	0,06	0,63	0,02	2,86	0,00	0,06	0,00
2044	0,0	0,01	13,53	2,91	0,19	0,84	2,57	0,06	0,64	0,02	2,90	0,00	0,06	0,00

7.3 RESULTADOS ESCENARIO DE DEMANDA ALTO (1)

SEN:

Tabla 7-6. Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario alto (1) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,35	3,69	18,04	4,68	2,47	7,36	22,88	5,09	3,32	0,87	5,26	1,64	0,97	2,49
2025	0,36	4,08	19,20	5,03	2,54	7,56	24,31	5,25	3,44	0,91	5,46	1,70	1,00	2,57
2026	0,37	4,35	20,24	5,77	2,68	7,91	26,02	5,43	3,50	0,96	5,64	1,75	1,04	2,64
2027	0,35	4,49	21,10	6,44	2,79	8,54	27,20	5,62	3,59	1,00	5,81	1,81	1,07	2,72
2028	0,36	4,99	23,65	6,53	2,91	9,12	28,66	5,83	3,69	1,05	5,79	1,82	1,12	2,79
2029	0,37	5,01	24,44	6,74	3,02	9,42	29,81	6,06	3,79	1,10	5,93	1,88	1,17	2,87
2030	0,39	5,03	27,89	7,17	3,16	9,71	31,91	6,25	3,93	1,14	6,13	1,93	1,22	2,94
2031	0,40	5,06	28,56	7,35	3,19	9,98	33,08	6,39	4,05	1,20	6,36	2,01	1,29	3,04
2032	0,41	5,09	32,16	7,82	3,27	10,22	34,43	6,66	4,18	1,25	6,56	2,09	1,36	3,14
2033	0,43	5,11	32,51	7,86	3,34	10,39	35,60	6,85	4,32	1,29	6,77	2,18	1,45	3,26
2034	0,44	5,13	32,52	7,95	3,42	10,63	36,85	6,98	4,49	1,34	7,01	2,28	1,54	3,39
2035	0,46	5,16	33,07	8,00	3,51	11,31	38,63	7,24	4,97	1,39	7,21	2,39	1,63	3,54
2036	0,48	6,81	33,55	8,04	3,59	11,55	40,06	7,46	5,21	1,44	7,42	2,53	1,72	3,71
2037	0,49	6,84	34,09	8,08	3,68	11,80	41,17	7,64	5,43	1,48	7,67	2,67	1,80	3,91
2038	0,51	6,88	34,84	8,12	3,77	12,07	42,34	7,26	5,63	1,53	7,86	2,83	1,88	4,13
2039	0,53	6,92	35,66	8,20	3,86	12,36	43,49	7,46	5,84	1,57	8,07	3,00	1,95	4,37
2040	0,54	6,97	36,22	8,32	3,96	12,61	45,19	7,66	6,05	1,62	8,34	3,19	2,02	4,63
2041	0,56	6,94	37,96	8,35	4,05	12,88	46,40	7,85	6,26	1,67	8,55	3,37	2,07	4,88
2042	0,58	6,98	39,26	8,38	3,68	13,15	47,68	7,92	6,47	1,72	8,78	3,55	2,13	5,12
2043	0,60	7,03	40,80	8,43	3,74	13,44	48,97	8,08	6,67	1,76	9,04	3,71	2,18	5,35
2044	0,62	7,08	42,35	8,48	3,85	13,68	50,62	8,31	6,88	1,81	9,26	3,87	2,22	5,55

Cientes regulados y libres de distribución:

Tabla 7-7. Proyección de demanda de clientes regulados y libres de distribución en regiones, escenario alto (1) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,33	0,61	1,08	0,78	1,56	4,00	20,05	2,42	2,50	0,86	2,90	1,64	0,91	2,49
2025	0,34	0,63	1,17	0,80	1,62	4,09	21,00	2,49	2,58	0,90	3,03	1,70	0,94	2,57
2026	0,35	0,66	1,21	0,82	1,67	4,27	22,29	2,61	2,66	0,95	3,18	1,75	0,98	2,64
2027	0,33	0,68	1,25	0,85	1,73	4,51	23,32	2,71	2,75	0,99	3,33	1,81	1,02	2,71
2028	0,34	0,70	1,29	0,87	1,78	4,71	24,51	2,81	2,84	1,04	3,49	1,82	1,06	2,79
2029	0,35	0,73	1,33	1,01	1,84	4,94	25,64	2,93	2,94	1,08	3,66	1,88	1,11	2,87
2030	0,36	0,75	1,37	1,03	1,90	5,16	26,85	3,05	3,04	1,13	3,82	1,93	1,16	2,93
2031	0,38	0,78	1,41	1,06	1,96	5,42	28,03	3,19	3,16	1,18	4,02	2,01	1,23	3,04
2032	0,39	0,80	1,47	1,08	2,03	5,66	29,28	3,34	3,29	1,23	4,20	2,09	1,31	3,14
2033	0,41	0,83	1,52	1,11	2,11	5,86	30,44	3,50	3,44	1,28	4,37	2,18	1,39	3,25
2034	0,42	0,87	1,58	1,19	2,19	6,08	31,70	3,68	3,61	1,33	4,55	2,28	1,48	3,38
2035	0,44	0,90	1,64	1,23	2,27	6,33	32,80	3,87	3,80	1,37	4,73	2,39	1,57	3,53
2036	0,46	0,93	1,70	1,26	2,36	6,57	34,23	4,06	4,01	1,42	4,90	2,53	1,66	3,71
2037	0,47	0,97	1,76	1,29	2,45	6,82	35,33	4,25	4,21	1,47	5,08	2,67	1,74	3,91
2038	0,49	1,00	1,82	1,32	2,54	7,07	36,50	4,44	4,41	1,51	5,25	2,83	1,82	4,13
2039	0,51	1,04	1,89	1,40	2,63	7,33	37,64	4,63	4,62	1,56	5,42	3,00	1,89	4,36
2040	0,52	1,08	1,96	1,44	2,72	7,60	39,33	4,83	4,83	1,61	5,61	3,19	1,96	4,63
2041	0,54	1,12	2,03	1,47	2,82	7,86	40,55	5,03	5,03	1,65	5,78	3,37	2,01	4,88
2042	0,56	1,16	2,11	1,51	2,91	8,13	41,81	5,23	5,23	1,70	5,96	3,55	2,07	5,12
2043	0,58	1,20	2,18	1,55	3,01	8,38	43,10	5,44	5,43	1,74	6,14	3,71	2,12	5,34
2044	0,60	1,24	2,27	1,59	3,12	8,64	44,74	5,66	5,63	1,79	6,32	3,87	2,16	5,55

Clientes libres:

Tabla 7-8. Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario alto (1) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,02	3,07	16,96	3,90	0,90	3,36	2,83	2,67	0,83	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2025	0,02	3,44	18,03	4,23	0,92	3,47	3,31	2,76	0,86	0,01	2,43	0,00	0,06	0,00
2026	0,02	3,70	19,03	4,95	1,01	3,64	3,73	2,82	0,84	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2027	0,02	3,81	19,86	5,60	1,06	4,03	3,88	2,92	0,84	0,01	2,48	0,00	0,06	0,00
2028	0,02	4,29	22,36	5,66	1,12	4,41	4,15	3,02	0,84	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2029	0,02	4,28	23,11	5,72	1,18	4,48	4,17	3,14	0,85	0,01	2,27	0,00	0,06	0,00
2030	0,02	4,28	26,52	6,14	1,26	4,55	5,06	3,20	0,89	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2031	0,02	4,28	27,14	6,29	1,22	4,56	5,05	3,20	0,89	0,01	2,35	0,00	0,06	0,00
2032	0,02	4,28	30,68	6,74	1,24	4,56	5,15	3,32	0,90	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2033	0,02	4,28	30,99	6,75	1,23	4,53	5,15	3,35	0,88	0,01	2,40	0,00	0,06	0,00
2034	0,02	4,26	30,94	6,76	1,23	4,55	5,16	3,30	0,89	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2035	0,02	4,26	31,44	6,77	1,23	4,97	5,83	3,38	1,17	0,02	2,48	0,00	0,06	0,00
2036	0,02	5,88	31,85	6,78	1,23	4,98	5,83	3,40	1,20	0,02	2,52	0,00	0,06	0,00
2037	0,02	5,88	32,33	6,79	1,23	4,98	5,84	3,39	1,22	0,02	2,59	0,00	0,06	0,00
2038	0,02	5,88	33,02	6,79	1,23	5,00	5,84	2,83	1,22	0,02	2,61	0,00	0,06	0,00
2039	0,02	5,88	33,77	6,80	1,24	5,03	5,85	2,84	1,22	0,02	2,65	0,00	0,06	0,00
2040	0,02	5,89	34,26	6,88	1,23	5,01	5,86	2,83	1,23	0,02	2,73	0,00	0,06	0,00
2041	0,02	5,83	35,93	6,88	1,23	5,02	5,86	2,82	1,23	0,02	2,76	0,00	0,06	0,00
2042	0,02	5,83	37,15	6,87	0,77	5,03	5,87	2,69	1,24	0,02	2,82	0,00	0,06	0,00
2043	0,02	5,83	38,61	6,88	0,73	5,06	5,88	2,64	1,25	0,02	2,90	0,00	0,06	0,00
2044	0,02	5,84	40,08	6,89	0,73	5,05	5,88	2,65	1,25	0,02	2,94	0,00	0,06	0,00

Cientes libres cobre:

Tabla 7-9. Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario alto (1) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,02	3,07	15,86	2,76	0,70	2,90	1,44	2,62	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	0,02	3,44	16,94	3,08	0,72	2,96	1,66	2,70	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,02	3,69	17,57	3,11	0,80	2,93	1,82	2,77	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,02	3,80	18,24	3,19	0,85	3,25	1,81	2,86	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,02	4,28	18,59	3,22	0,91	3,64	1,83	2,96	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,02	4,28	18,83	3,24	0,97	3,71	1,83	3,08	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,02	4,27	20,10	3,57	1,04	3,76	2,62	3,15	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	0,02	4,28	20,42	3,66	1,04	3,74	2,62	3,14	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	0,02	4,28	23,24	3,95	1,04	3,77	2,62	3,27	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	0,02	4,27	23,12	3,95	1,04	3,73	2,62	3,30	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	0,02	4,26	22,63	3,96	1,04	3,74	2,62	3,25	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	0,02	4,26	22,60	3,97	1,04	4,14	3,29	3,32	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0,02	5,87	22,36	3,98	1,04	4,16	3,29	3,35	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0,02	5,87	22,28	3,97	1,04	4,16	3,29	3,34	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0,02	5,87	22,41	3,97	1,04	4,18	3,29	2,77	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0,02	5,87	22,49	3,97	1,04	4,18	3,29	2,78	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0,02	5,88	22,40	4,00	1,04	4,18	3,29	2,78	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0,02	5,82	22,32	3,99	1,04	4,18	3,29	2,77	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0,02	5,82	22,38	3,97	0,57	4,18	3,29	2,64	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2043	0,02	5,82	22,36	3,97	0,54	4,19	3,29	2,58	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0,02	5,83	22,19	3,97	0,54	4,19	3,29	2,59	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cientes libres no cobre:

Tabla 7-10. Proyección de demanda de clientes libre no cobre en regiones, escenario alto (1) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,00	0,01	1,09	1,14	0,20	0,46	1,39	0,05	0,57	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2025	0,00	0,01	1,09	1,15	0,21	0,50	1,65	0,05	0,57	0,01	2,43	0,00	0,06	0,00
2026	0,00	0,01	1,46	1,83	0,21	0,71	1,92	0,05	0,58	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2027	0,00	0,01	1,62	2,41	0,21	0,78	2,07	0,05	0,58	0,01	2,48	0,00	0,06	0,00
2028	0,00	0,01	3,77	2,44	0,21	0,77	2,31	0,05	0,58	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2029	0,00	0,01	4,27	2,49	0,21	0,77	2,33	0,05	0,58	0,01	2,27	0,00	0,06	0,00
2030	0,00	0,01	6,42	2,57	0,21	0,79	2,43	0,05	0,59	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2031	0,00	0,01	6,72	2,63	0,18	0,81	2,43	0,05	0,59	0,01	2,35	0,00	0,06	0,00
2032	0,00	0,01	7,45	2,79	0,19	0,80	2,53	0,05	0,59	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2033	0,00	0,01	7,87	2,80	0,19	0,80	2,53	0,05	0,60	0,01	2,40	0,00	0,06	0,00
2034	0,00	0,01	8,32	2,80	0,19	0,81	2,53	0,05	0,60	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2035	0,00	0,01	8,84	2,80	0,19	0,84	2,54	0,05	0,60	0,02	2,48	0,00	0,06	0,00
2036	0,00	0,01	9,50	2,81	0,19	0,82	2,54	0,05	0,61	0,02	2,52	0,00	0,06	0,00
2037	0,00	0,01	10,05	2,82	0,19	0,82	2,55	0,06	0,61	0,02	2,59	0,00	0,06	0,00
2038	0,00	0,01	10,61	2,82	0,19	0,83	2,55	0,06	0,61	0,02	2,61	0,00	0,06	0,00
2039	0,00	0,01	11,29	2,83	0,19	0,85	2,56	0,06	0,62	0,02	2,65	0,00	0,06	0,00
2040	0,00	0,01	11,85	2,88	0,19	0,83	2,56	0,06	0,62	0,02	2,73	0,00	0,06	0,00
2041	0,00	0,01	13,61	2,89	0,19	0,84	2,57	0,06	0,63	0,02	2,76	0,00	0,06	0,00
2042	0,00	0,01	14,77	2,90	0,19	0,84	2,58	0,06	0,63	0,02	2,82	0,00	0,06	0,00
2043	0,00	0,01	16,26	2,91	0,19	0,87	2,58	0,06	0,64	0,02	2,90	0,00	0,06	0,00
2044	0,00	0,01	17,89	2,92	0,19	0,85	2,59	0,06	0,64	0,02	2,94	0,00	0,06	0,00

7.4 RESULTADOS ESCENARIO DE DEMANDA ALTO (2)

SEN:

Tabla 7-11. Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario alto (2) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,35	3,69	18,04	4,68	2,47	7,36	22,88	5,09	3,32	0,87	5,26	1,64	0,97	2,49
2025	0,36	4,08	19,20	5,03	2,54	7,56	24,31	5,25	3,44	0,91	5,46	1,70	1,00	2,57
2026	0,37	4,35	20,55	5,77	2,68	7,91	26,02	5,43	3,50	0,96	5,64	1,75	1,04	2,64
2027	0,35	4,49	22,18	6,44	2,79	8,54	27,20	5,62	3,59	1,00	5,81	1,81	1,07	2,72
2028	0,36	4,99	26,38	6,53	2,91	9,12	28,66	5,83	3,69	1,05	5,79	1,82	1,12	2,79
2029	0,37	5,01	27,09	6,74	3,02	9,42	29,81	6,06	3,79	1,10	5,93	1,88	1,17	2,87
2030	0,39	5,03	30,55	7,17	3,16	9,71	31,91	6,25	3,93	1,14	6,13	1,93	1,22	2,94
2031	0,40	5,06	36,15	7,35	3,19	9,98	33,08	6,39	4,05	1,20	6,36	2,01	1,29	3,04
2032	0,41	5,09	44,51	7,82	3,27	10,22	34,43	6,66	4,18	1,25	6,56	2,09	1,36	3,14
2033	0,43	5,11	49,19	7,86	3,34	10,39	35,60	6,85	4,32	1,29	6,77	2,18	1,45	3,26
2034	0,44	5,13	53,30	7,95	3,42	10,63	36,85	6,98	4,49	1,34	7,01	2,28	1,54	3,39
2035	0,46	5,16	57,89	8,00	3,51	11,31	38,63	7,24	4,97	1,39	7,21	2,39	1,63	3,54
2036	0,48	6,81	59,20	8,04	3,59	11,55	40,06	7,46	5,21	1,44	7,42	2,53	1,72	3,71
2037	0,49	6,84	60,60	8,08	3,68	11,80	41,17	7,64	5,43	1,48	7,67	2,67	1,80	3,91
2038	0,51	6,88	62,16	8,12	3,77	12,07	42,34	7,26	5,63	1,53	7,86	2,83	1,88	4,13
2039	0,53	6,92	63,72	8,20	3,86	12,36	43,49	7,46	5,84	1,57	8,07	3,00	1,95	4,37
2040	0,54	6,97	65,02	8,32	3,96	12,61	45,19	7,66	6,05	1,62	8,34	3,19	2,02	4,63
2041	0,56	6,94	67,50	8,35	4,05	12,88	46,40	7,85	6,26	1,67	8,55	3,37	2,07	4,88
2042	0,58	6,98	69,56	8,38	3,68	13,15	47,68	7,92	6,47	1,72	8,78	3,55	2,13	5,12
2043	0,60	7,03	71,78	8,43	3,74	13,44	48,97	8,08	6,67	1,76	9,04	3,71	2,18	5,35
2044	0,62	7,08	74,02	8,48	3,85	13,68	50,62	8,31	6,88	1,81	9,26	3,87	2,22	5,55

Cientes regulados y libres de distribución:

Tabla 7-12. Proyección de demanda de clientes regulados y libres de distribución en regiones, escenario alto (2) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,33	0,61	1,08	0,78	1,56	4,00	20,05	2,42	2,50	0,86	2,90	1,64	0,91	2,49
2025	0,34	0,63	1,17	0,80	1,62	4,09	21,00	2,49	2,58	0,90	3,03	1,70	0,94	2,57
2026	0,35	0,66	1,21	0,82	1,67	4,27	22,29	2,61	2,66	0,95	3,18	1,75	0,98	2,64
2027	0,33	0,68	1,25	0,85	1,73	4,51	23,32	2,71	2,75	0,99	3,33	1,81	1,02	2,71
2028	0,34	0,70	1,29	0,87	1,78	4,71	24,51	2,81	2,84	1,04	3,49	1,82	1,06	2,79
2029	0,35	0,73	1,33	1,01	1,84	4,94	25,64	2,93	2,94	1,08	3,66	1,88	1,11	2,87
2030	0,36	0,75	1,37	1,03	1,90	5,16	26,85	3,05	3,04	1,13	3,82	1,93	1,16	2,93
2031	0,38	0,78	1,41	1,06	1,96	5,42	28,03	3,19	3,16	1,18	4,02	2,01	1,23	3,04
2032	0,39	0,80	1,47	1,08	2,03	5,66	29,28	3,34	3,29	1,23	4,20	2,09	1,31	3,14
2033	0,41	0,83	1,52	1,11	2,11	5,86	30,44	3,50	3,44	1,28	4,37	2,18	1,39	3,25
2034	0,42	0,87	1,58	1,19	2,19	6,08	31,70	3,68	3,61	1,33	4,55	2,28	1,48	3,38
2035	0,44	0,90	1,64	1,23	2,27	6,33	32,80	3,87	3,80	1,37	4,73	2,39	1,57	3,53
2036	0,46	0,93	1,70	1,26	2,36	6,57	34,23	4,06	4,01	1,42	4,90	2,53	1,66	3,71
2037	0,47	0,97	1,76	1,29	2,45	6,82	35,33	4,25	4,21	1,47	5,08	2,67	1,74	3,91
2038	0,49	1,00	1,82	1,32	2,54	7,07	36,50	4,44	4,41	1,51	5,25	2,83	1,82	4,13
2039	0,51	1,04	1,89	1,40	2,63	7,33	37,64	4,63	4,62	1,56	5,42	3,00	1,89	4,36
2040	0,52	1,08	1,96	1,44	2,72	7,60	39,33	4,83	4,83	1,61	5,61	3,19	1,96	4,63
2041	0,54	1,12	2,03	1,47	2,82	7,86	40,55	5,03	5,03	1,65	5,78	3,37	2,01	4,88
2042	0,56	1,16	2,11	1,51	2,91	8,13	41,81	5,23	5,23	1,70	5,96	3,55	2,07	5,12
2043	0,58	1,20	2,18	1,55	3,01	8,38	43,10	5,44	5,43	1,74	6,14	3,71	2,12	5,34
2044	0,60	1,24	2,27	1,59	3,12	8,64	44,74	5,66	5,63	1,79	6,32	3,87	2,16	5,55

Cientes libres:

Tabla 7-13. Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario alto (2) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,02	3,07	16,96	3,90	0,90	3,36	2,83	2,67	0,83	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2025	0,02	3,44	18,03	4,23	0,92	3,47	3,31	2,76	0,86	0,01	2,43	0,00	0,06	0,00
2026	0,02	3,70	19,33	4,95	1,01	3,64	3,73	2,82	0,84	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2027	0,02	3,81	20,93	5,60	1,06	4,03	3,88	2,92	0,84	0,01	2,48	0,00	0,06	0,00
2028	0,02	4,29	25,09	5,66	1,12	4,41	4,15	3,02	0,84	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2029	0,02	4,28	25,76	5,72	1,18	4,48	4,17	3,14	0,85	0,01	2,27	0,00	0,06	0,00
2030	0,02	4,28	29,19	6,14	1,26	4,55	5,06	3,20	0,89	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2031	0,02	4,28	34,74	6,29	1,22	4,56	5,05	3,20	0,89	0,01	2,35	0,00	0,06	0,00
2032	0,02	4,28	43,03	6,74	1,24	4,56	5,15	3,32	0,90	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2033	0,02	4,28	47,67	6,75	1,23	4,53	5,15	3,35	0,88	0,01	2,40	0,00	0,06	0,00
2034	0,02	4,26	51,72	6,76	1,23	4,55	5,16	3,30	0,89	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2035	0,02	4,26	56,25	6,77	1,23	4,97	5,83	3,38	1,17	0,02	2,48	0,00	0,06	0,00
2036	0,02	5,88	57,50	6,78	1,23	4,98	5,83	3,40	1,20	0,02	2,52	0,00	0,06	0,00
2037	0,02	5,88	58,84	6,79	1,23	4,98	5,84	3,39	1,22	0,02	2,59	0,00	0,06	0,00
2038	0,02	5,88	60,34	6,79	1,23	5,00	5,84	2,83	1,22	0,02	2,61	0,00	0,06	0,00
2039	0,02	5,88	61,83	6,80	1,24	5,03	5,85	2,84	1,22	0,02	2,65	0,00	0,06	0,00
2040	0,02	5,89	63,06	6,88	1,23	5,01	5,86	2,83	1,23	0,02	2,73	0,00	0,06	0,00
2041	0,02	5,83	65,47	6,88	1,23	5,02	5,86	2,82	1,23	0,02	2,76	0,00	0,06	0,00
2042	0,02	5,83	67,46	6,87	0,77	5,03	5,87	2,69	1,24	0,02	2,82	0,00	0,06	0,00
2043	0,02	5,83	69,60	6,88	0,73	5,06	5,88	2,64	1,25	0,02	2,90	0,00	0,06	0,00
2044	0,02	5,84	71,75	6,89	0,73	5,05	5,88	2,65	1,25	0,02	2,94	0,00	0,06	0,00

Cientes libres cobre:

Tabla 7-14. Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario alto (2) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,02	3,07	15,86	2,76	0,70	2,90	1,44	2,62	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	0,02	3,44	16,94	3,08	0,72	2,96	1,66	2,70	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,02	3,69	17,57	3,11	0,80	2,93	1,82	2,77	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,02	3,80	18,24	3,19	0,85	3,25	1,81	2,86	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,02	4,28	18,59	3,22	0,91	3,64	1,83	2,96	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,02	4,28	18,83	3,24	0,97	3,71	1,83	3,08	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,02	4,27	20,10	3,57	1,04	3,76	2,62	3,15	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	0,02	4,28	20,42	3,66	1,04	3,74	2,62	3,14	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	0,02	4,28	23,24	3,95	1,04	3,77	2,62	3,27	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	0,02	4,27	23,12	3,95	1,04	3,73	2,62	3,30	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	0,02	4,26	22,63	3,96	1,04	3,74	2,62	3,25	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	0,02	4,26	22,60	3,97	1,04	4,14	3,29	3,32	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0,02	5,87	22,36	3,98	1,04	4,16	3,29	3,35	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0,02	5,87	22,28	3,97	1,04	4,16	3,29	3,34	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0,02	5,87	22,41	3,97	1,04	4,18	3,29	2,77	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0,02	5,87	22,49	3,97	1,04	4,18	3,29	2,78	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0,02	5,88	22,40	4,00	1,04	4,18	3,29	2,78	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0,02	5,82	22,32	3,99	1,04	4,18	3,29	2,77	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0,02	5,82	22,38	3,97	0,57	4,18	3,29	2,64	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2043	0,02	5,82	22,36	3,97	0,54	4,19	3,29	2,58	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0,02	5,83	22,19	3,97	0,54	4,19	3,29	2,59	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cientes libres no cobre:

Tabla 7-15. Proyección de demanda de clientes libre no cobre en regiones, escenario alto (2) (TWh).

Año	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
2024	0,00	0,01	1,09	1,14	0,20	0,46	1,39	0,05	0,57	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2025	0,00	0,01	1,09	1,15	0,21	0,50	1,65	0,05	0,57	0,01	2,43	0,00	0,06	0,00
2026	0,00	0,01	1,76	1,83	0,21	0,71	1,92	0,05	0,58	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2027	0,00	0,01	2,70	2,41	0,21	0,78	2,07	0,05	0,58	0,01	2,48	0,00	0,06	0,00
2028	0,00	0,01	6,50	2,44	0,21	0,77	2,31	0,05	0,58	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2029	0,00	0,01	6,92	2,49	0,21	0,77	2,33	0,05	0,58	0,01	2,27	0,00	0,06	0,00
2030	0,00	0,01	9,09	2,57	0,21	0,79	2,43	0,05	0,59	0,01	2,30	0,00	0,06	0,00
2031	0,00	0,01	14,32	2,63	0,18	0,81	2,43	0,05	0,59	0,01	2,35	0,00	0,06	0,00
2032	0,00	0,01	19,79	2,79	0,19	0,80	2,53	0,05	0,59	0,01	2,36	0,00	0,06	0,00
2033	0,00	0,01	24,55	2,80	0,19	0,80	2,53	0,05	0,60	0,01	2,40	0,00	0,06	0,00
2034	0,00	0,01	29,09	2,80	0,19	0,81	2,53	0,05	0,60	0,01	2,46	0,00	0,06	0,00
2035	0,00	0,01	33,65	2,80	0,19	0,84	2,54	0,05	0,60	0,02	2,48	0,00	0,06	0,00
2036	0,00	0,01	35,14	2,81	0,19	0,82	2,54	0,05	0,61	0,02	2,52	0,00	0,06	0,00
2037	0,00	0,01	36,56	2,82	0,19	0,82	2,55	0,06	0,61	0,02	2,59	0,00	0,06	0,00
2038	0,00	0,01	37,93	2,82	0,19	0,83	2,55	0,06	0,61	0,02	2,61	0,00	0,06	0,00
2039	0,00	0,01	39,35	2,83	0,19	0,85	2,56	0,06	0,62	0,02	2,65	0,00	0,06	0,00
2040	0,00	0,01	40,66	2,88	0,19	0,83	2,56	0,06	0,62	0,02	2,73	0,00	0,06	0,00
2041	0,00	0,01	43,14	2,89	0,19	0,84	2,57	0,06	0,63	0,02	2,76	0,00	0,06	0,00
2042	0,00	0,01	45,08	2,90	0,19	0,84	2,58	0,06	0,63	0,02	2,82	0,00	0,06	0,00
2043	0,00	0,01	47,24	2,91	0,19	0,87	2,58	0,06	0,64	0,02	2,90	0,00	0,06	0,00
2044	0,00	0,01	49,56	2,92	0,19	0,85	2,59	0,06	0,64	0,02	2,94	0,00	0,06	0,00