

ENERGY PARTNERSHIP
CHILE-ALEMANIAen virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Evaluación de los efectos del cambio climático en la proyección de demanda energética a nivel nacional

Informe Final



IMPRINT

This study was carried out by E2BIZ on behalf of the Energy Partnership Chile-Alemania.

Leading partners are the German Ministry for Economy and Climate Action (BMWK) and the Chilean Ministry for Energy (ME), together with numerous affiliated institutions. The GIZ, executive body of the partnership.

Commissioned and published by:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices Bonn and Eschborn, Germany

Project:

Energy Partnership Chile-Alemania

Contact:

Energy Partnership Chile - Alemania

c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Marchant Pereira 150, 7500523 Santiago de Chile

 energyclde@giz.de

 +56 22 30 68 600

Project Lead:

Daina Neddemeyer

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Authors:

Energy 2 Business SpA | www.e2biz.cl | Santiago, Chile | info@e2biz.cl
Juan Pablo San Martín; Jacques Clerc; Alexander Urrutia & Sebastián Cepeda

Coordination:

Energy Partnership Chile - Alemania, GIZ Chile
Daina Neddemeyer, Michael Schmidt

Printed:

Santiago de Chile,
PDF by Energy Partnership Chile-Alemania

Design:

Energy Partnership Chile - Alemania, GIZ Chile

Version:

1st Edition, Berlin and Santiago de Chile,
December 2022 ; April 2023

GIZ is responsible for the content of this publication.

On behalf of the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK)

1 Índice

1	Índice.....	3
2	Lista de Figuras.....	5
3	Lista de Tablas.....	7
4	Abreviaciones.....	8
5	Objetivo general.....	9
6	Introducción.....	10
7	Efectos de la crisis climática en la proyección de la demanda energética	11
7.1	Efectos del cambio climático sobre variables de entrada que afectan a la demanda energética	11
7.2	Efectos de las variables climáticas a nivel sectorial y su infraestructura.....	12
7.2.1	Sector residencial.....	12
7.2.2	Sector Transporte	14
7.2.3	Sector industrial.....	17
7.3	Estrategias de modelación para los principales impactos de demanda	21
7.3.1	Reino Unido.....	22
7.3.2	Macedonia	25
7.3.3	China (Beijing)	28
7.3.4	Modelos globales	33
7.3.5	Análisis de los modelos evaluados.....	38
7.4	Impactos esperados del cambio climático en Chile	40
7.4.1	Variación de temperaturas	40
7.4.2	Variación de precipitaciones.....	43
8	Modificaciones al modelo de prospectiva energética	44
8.1	Metodología de proyección de energía del sector residencial.....	44
8.1.1	Nivel de actividad.....	44
8.1.2	Modelación energética	46
8.1.3	Elementos específicos de modelación	48
8.1.4	Proyección del aire acondicionado	50
8.2	Metodología de proyección de la demanda de energía del sector comercial.....	51
8.3	Metodología de proyección de energía del sector desalación	54

8.3.1	Modelo de proyección de la demanda de agua potable	55
8.3.2	Modelo de proyección de la demanda de agua del sector industrial.....	59
8.3.3	Modelo de proyección de agua sectores agrícola, pecuario y forestal	60
8.4	Actualización de parámetros generales y de otros sectores de demanda	63
9	Simulación de efectos climáticos sobre la demanda de energía	65
9.1	Efectos globales sobre la demanda de energía	65
9.2	Efectos del cambio climático sobre el sector residencial	68
9.3	Efectos del cambio climático sobre el sector comercial	71
9.4	Efectos del cambio climático sobre el sector industria y minería	72
10	Estacionanidad de la demanda	75
11	Recomendaciones frente al crecimientos proyectados de la demanda de energía.....	80
11.1	Recomendaciones para mejorar el modelo.....	84
12	Conclusiones	87
13	Referencias.....	88

2 Lista de Figuras

Figura 1 Variación esperada del rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos utilizados para generación distribuida en territorio nacional.	14
Figura 2 Consumo de energía de vehículo eléctrico como función de la temperatura ambiente	15
Figura 3 Demanda de energía en hogares como función de la temperatura ambiente	21
Figura 4 Estrategia de modelación EEP de Reino Unido.....	22
Figura 5 Área residencial per cápita como función del PIB per cápita	35
Figura 6 Disponibilidad y nivel de saturación del aire acondicionado como función de variables económicas y climáticas	36
Figura 7 Variaciones globales de HDD y CDD entre el periodo 1981-2000 y 2021-2040. Fuente: [16].....	38
Figura 8 Efectos del cambio climático (escenario RCP 8.5) sobre las temperaturas mínimas promedio en territorio nacional. Fuente: [61]	40
Figura 9 Efectos del cambio climático (escenario RCP 8.5) sobre las temperaturas máximas promedio en territorio nacional. Fuente: [61]	41
Figura 10 Proyección de los grados día frío ponderados a nivel regional. Periodo 2017-2060. Escenario RCP 8.5.....	42
Figura 11 Proyección de los grados día calor ponderados a nivel regional. Periodo 2017-2060. Escenario RCP 8.5.....	42
Figura 12 Proyección de precipitación anual regional esperada en el escenario RCP 8.5	43
Figura 13: Superficie histórica de casas y departamentos a nivel nacional. Periodo 1860 - 2019	45
Figura 14 Proyección de superficie construida a nivel nacional al 2060	46
Figura 15 Proyección de la saturación máxima climática para la RM. Periodo 2014-2060	51
Figura 16 Demanda de agua potable urbana - Clientes residenciales	56
Figura 17 Demanda de agua potable urbana - Clientes no residenciales	56
Figura 18 Demanda de agua potable urbana total	58
Figura 19 Proyección de la demanda de agua potable rural a nivel regional. Periodo 2017-2060 Fuente: Elaboración propia.....	59
Figura 20 Proyección de la demanda hídrica del uso industria	60
Figura 21 Diagrama general de la metodología para Uso Agrícola	61
Figura 22 Diagrama general de la metodología para Uso Pecuario	61

Figura 23 Diagrama general de la metodología para Uso Forestal	62
Figura 24 Proyección de la demanda energética nacional al 2060	65
Figura 25 Proyección de la demanda de energía eléctrica nacional. Periodo 2017 – 2060....	66
Figura 26 Proyección de emisiones de GEI del sector demanda energética. Periodo 2017 – 2060.....	67
Figura 27 Proyección de la demanda energética nacional por climatización (frio). Periodo 2017-2060	68
Figura 28 Proyección de la demanda energética para calefacción. Sector Residencial. Periodo 2017-2060	69
Figura 29 Proyección de la demanda eléctrica del sector residencial. Periodo 2017-2060....	69
Figura 30 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Residencial	70
Figura 31 Proyección de las emisiones GEI del Sector Residencial. Periodo 2017-2060	70
Figura 32 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Comercial	71
Figura 33 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Minería.....	72
Figura 34 Proyección de la demanda eléctrica del sector minero. Periodo 2017-2060.....	73
Figura 35 Proyección de emisiones de GEI del sector minero. Periodo 2017-2060.....	73
Figura 36 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Industria	74
Figura 37 Proyección de la demanda energética mensual para la RM 2020-2060	79
Figura 38: SAIDI Empresas Distribución.....	82

3 Lista de Tablas

Tabla 1 Resumen de los efectos de los efectos del cambio climático a nivel sectorial.....	19
Tabla 2 Variaciones de la demanda eléctrica proyectada para Macedonia al 2030 en diferentes escenarios climáticos.....	26
Tabla 3 Resumen de estudios de efectos del cambio climático sobre la demanda energética	30
Tabla 4 Resumen de variaciones de grados día frío y calor para el sector residencial	36
Tabla 5 Metodología de estimación de grados-día Reino Unido.....	37
Tabla 6 Metodología de estimación de grados-día de Estados Unidos.....	38
Tabla 7: Usos del sector residencial.....	47
Tabla 8: Proporción de consumo por combustible y por tipo de vivienda (C: casa, D: Departamento)	47
Tabla 9 Dotación histórica de las principales empresas regionales	55
Tabla 10 Pérdidas por región	57
Tabla 11 Dotación rural estimada para proyectos por zona geográfica.....	58
Tabla 12 Resumen de actualizaciones al modelo de demanda energética	63
Tabla 13 Distribución Mensual de Principales Combustibles Líquidos	75
Tabla 14 Distribución Mensual del Consumo de Gas Natural	77
Tabla 15 Desagregación temporal de consumos regionales de energía eléctrica	78

4 Abreviaciones

Grados día: son una medida del frío o el calor de una locación. Un grado-día compara la media (la media de las temperaturas exteriores altas y bajas) registradas en un lugar con una temperatura estándar. Cuanto más extrema sea la temperatura ambiente, mayor será el número de grados-día. Un número elevado de grados-día suele traducirse en un mayor consumo de energía para la calefacción o la refrigeración de espacios [1].

Grados día Calor (HDD): son una medida de lo frío que fue la temperatura exterior en un día determinado o durante un periodo de días [1].

Grados día Frío (CDD): son una medida de lo calurosa que fue la temperatura exterior en un día determinado o durante un periodo de días [1].

Dotación: consumo diario en litros de agua potable por habitante expresado en l/hab./día. El cálculo considera la facturación de agua potable de clientes residenciales.

5 Objetivo general

Analizar los impactos de la crisis climática en las proyecciones de demanda energética que contribuyen a la definición de una estrategia de resiliencia y adaptación al cambio climático para la infraestructura energética.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar el efecto directo e indirecto de la crisis climática en la proyección de la demanda energética a nivel nacional.
- Realizar, acorde a los impactos del cambio climático, las modificaciones necesarias en el modelo utilizado por el Ministerio de Energía.
- Recomendar acciones frente a crecimientos proyectados de la demanda, provocados por amenazas, tanto naturales como exacerbadas por cambio climático, así como aquellas derivadas de la crisis climática.

6 Introducción

Chile es un país expuesto y vulnerable a los efectos de la crisis climática. Su diversidad geográfica, además, proyecta una importante variación entre las consecuencias en las regiones desde el norte al sur. A nivel general, la ciencia proyecta días más cálidos y promedios más altos de temperatura, menos lluvias, sequías más frecuentes y mayor frecuencia e intensidad de eventos extremos. La adaptación al cambio climático es un proceso de ajustes al clima cambiante y sus efectos actuales o proyectados por la ciencia. Así, son las acciones, medidas o actividades que buscan reducir la vulnerabilidad de sistemas naturales y humanos, moderando los impactos negativos y/o aprovechando los efectos beneficiosos.

El sector energía no es ajeno a los efectos del cambio climático, los que tienen consecuencias en la resiliencia, confiabilidad y en el correcto funcionamiento del sistema energético nacional. Entre las principales preocupaciones del sector se encuentran la baja disponibilidad de recursos hídricos o prolongadas sequías, los aumentos de temperatura y los eventos extremos. En 2017 fue publicado el Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía 2018-2023 que contempla 15 medidas y 44 acciones [2]. El 2022-2023 corresponde iniciar el proceso de actualización y preparación del periodo 2024-2028 para la elaboración del Plan Sectorial de Adaptación al Cambio Climático en el Sector Energía, mandatado por la recientemente promulgada Ley Marco de Cambio Climático.

La demanda energética aumentará en el futuro debido a los efectos del cambio climático [3]. Con el fin de transformarse en un sector resiliente al clima, el Ministerio de Energía se encuentra implementando un proceso participativo para la elaboración de la Estrategia de Adaptación para el Sector Energía, de modo de avanzar en la resiliencia del sector ante los impactos del cambio climático. Esta estrategia tendrá un horizonte de largo plazo, y establecerá una hoja de ruta del sector energético para adaptarse a los efectos de la crisis climática, avanzando hacia un sector resiliente, seguro y confiable en el escenario actual y futuro.

7 Efectos de la crisis climática en la proyección de la demanda energética

Los impactos del cambio climático en los sistemas energéticos son diversos. La revisión bibliográfica da cuenta que los efectos del cambio climático en la oferta energética han sido bien explorados [4] [5] [6]. Diversos estudios de carácter nacional e internacional lo señalan, destacándose especialmente los impactos en generación hidroeléctrica [7]. Sin embargo, y dado que probablemente los efectos del cambio climático sobre la demanda energética no suelen ser tan directos, estos no han sido estudiados con la misma profundidad.

A pesar del escaso estudio, los impactos del cambio climático en los sistemas energéticos no se limitan a la producción de energía. La demanda energética también puede verse influenciada por variaciones en la temperatura y la lluvia. El efecto más claro y estudiado, es el efecto de la temperatura en la demanda térmica por frío y calor, sin embargo, el rendimiento de los motores de combustión interna también puede variar con la temperatura. Además, las variaciones de temperatura también pueden afectar la demanda por agua y electricidad en la industria para refrigeración y en el sector agrícola para propósitos de riego.

Los parámetros de la demanda energética que pueden verse afectados por el cambio climático incluyen (pero no se limitan a) los siguientes: el tamaño de la demanda energética anual, la duración y los momentos en que ocurre la demanda máxima y la distribución espacial (regional) de la demanda, dado que los efectos del cambio climático no afectarán a todas las regiones y a todos los sectores por igual [8].

En esta sección se revisa la literatura respecto de impactos en consumos esperables y documentados de cambio climático sobre los distintos sectores que componen la demanda energética.

7.1 Efectos del cambio climático sobre variables de entrada que afectan a la demanda energética

El consumo de energía de los países está estrechamente ligado a variables demográficas y económicas. Por esto los modelos de demanda energética suelen incluir elementos como la población y el Producto Interno Bruto (PIB) como variables de entrada fundamentales en los modelos prospectivos. Sin bien estos elementos escapan de los alcances de este estudio, ya que corresponden a parámetros exógenos del modelo, los efectos del clima pueden ser considerables, y por tanto serán incluidos brevemente en esta revisión.

El cambio climático traerá consigo cambios tanto en los sistemas productivos, como en los patrones de consumo. Kompas, Van Ha & Che (2018) analizaron mediante un modelo de equilibrio general los impactos globales del cambio climático en el PIB frente un aumento de 3°C al 2100. Sus resultados muestran que las pérdidas en el PIB serán la norma para la mayoría de los países, con una pérdida global estimada del 3% del PIB 2017 a nivel global al 2100. El mismo estudio señala para Chile una pérdida de entre -0,323 y -1,674% del PIB por año dependiendo del escenario climático seleccionado [9]. Otros estudios señalan reducciones globales de hasta un 10% respecto de la actual al 2050 de no cumplirse el Acuerdo de París [10]. Este estudio muestra que las pérdidas económicas para Chile

podrían ir desde -0,9% (si se cumple el Acuerdo de Paris y se limita el aumento de temperatura a 2°C) hasta los -27% en el peor escenario climático al 2050. La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) también evaluó los efectos del clima en las proyecciones de crecimiento nacional considerando que Chile podría llegar al perder hasta un 1,1% anual del PIB hasta el 2100 en un escenario de uso intensivo de combustibles fósiles [11]

Además, el cambio climático traerá consecuencias en el flujo migratorio, ya sea temporal o permanentemente, y dentro del país o desde/hacia el exterior. Para el 2050 la cantidad de personas desplazadas dentro de sus países por eventos de degradación lenta podría llegar a los 17 millones en América Latina [12]. Los eventos de evolución lenta como el aumento en el nivel del mar y la desertificación son fenómenos a los que Chile está expuesto. Sin embargo, las razones por las que pueden surgir estos migrantes ambientales son diversas, desde escasez de agua potable por sequías, inseguridad alimentaria o por efectos indirectos asociados las condiciones de vida como, por ejemplo, reducciones en la disponibilidad de empleo (en sectores rurales).

Aun cuando es un problema conocido, son pocos los estudios que han identificado flujos migratorios de carácter interregional, siendo uno de estos el realizado por la fundación Amulén llamado “Pobres de Aguas”. En este se señala que las regiones de Arica y Parinacota, Atacama, Coquimbo y Valparaíso serían las más afectadas, principalmente por la escasez hídrica [13]

7.2 Efectos de las variables climáticas a nivel sectorial y su infraestructura

7.2.1 Sector residencial

La demanda energética del sector residencial puede ser desagregada en distintos usos finales, que incluyen climatización de espacios, cocción, agua caliente sanitaria (ACS), iluminación y el consumo de artefactos electrónicos. De acuerdo a Hor, Watson y Majitha (2005), los principales usos energéticos que dependen de las condiciones climáticas en este sector corresponden a la climatización de espacios, la refrigeración y la iluminación. Mientras que los primeros dependen de la temperatura externa, la iluminación depende de la nubosidad y las horas de exposición al sol [14].

7.2.1.1 Efectos sobre la demanda energética para calefacción y climatización

Existen un consenso entre los estudios relacionados de que las mayores implicancias del cambio climático en la demanda energética de este sector se asocian a los cambios esperados en las temperaturas medias y extremas: el cambio climático reduciría la demanda energética del sector residencial y comercial por calefacción en los meses fríos, pero aumentaría aquella por refrigeración en los meses de calor [15] [4] [8].

Entre las variables climáticas que influencian la demanda energética del sector residencial, la más relevante es la temperatura, en particular en combinación con la humedad ambiente [16]. Las temperaturas máximas y mínimas diarias son buenos predictores de la demanda energética, ya que caracterizan el ciclo diario de temperatura (en forma de “V” o “U”). La variabilidad diaria de la demanda energética en hogares depende de la temperatura y sigue la misma forma que el perfil de temperatura diario, estableciéndose un mínimo asociado al confort térmico [17].

7.2.1.2 Efectos en la generación distribuida

La generación solar fotovoltaica en hogares (generación distribuida) depende del clima y, por tanto, fluctúa en el espacio y el tiempo. Se espera que al 2060 la capacidad instalada solar fotovoltaica en hogares en Chile bordee los 5.000 MW de capacidad instalada en un escenario medio [18]. Ante este escenario, los efectos del cambio climático pueden ser considerables. Una de las variables climáticas que afectará la generación distribuida será la nubosidad. Si bien existen estudios que dan cuenta de efectos limitados del cambio climático en la radiación superficial y la producción de energía fotovoltaica bajo diferentes escenarios climáticos [19], otros estudios más recientes sugieren que los efectos pueden ser significativos dependiendo la región (global) [20] [21].

La alteración en la frecuencia de los días nublados debido al cambio climático provocará variaciones en el número de días con condiciones poco favorables para la generación fotovoltaica, sin embargo, estos dependerán de la zona geográfica. Mientras en la zona centro-sur del país, por ejemplo, la nubosidad bajará, lo que podría generar un aumento de la generación solar en un 30% al 2050, en la zona centro-norte se esperan alzas de hasta 20% en el número de días nublados [22].

Por otra parte, el efecto de la temperatura sobre el rendimiento de los paneles fotovoltaicos ha sido bien estudiado. Esta variable afecta directamente al rendimiento del panel, con coeficientes de pérdida del rendimiento que dependen del tipo de panel y van entre -0,3% y -0,5% por cada 1°C de aumento de temperatura. [23]

En el estudio “Análisis de la información disponible de recursos renovables para generación utilizada en procesos de optimización del sistema eléctrico” llevado a cabo por Meteodata para GIZ y el Ministerio de Energía se analizaron las variaciones de los factores de planta de las instalaciones solares fotovoltaicas de generación distribuida analizando como puntos geográficos los centros comunales. Los resultados varían dependiendo la zona geográfica como se muestra en la siguiente figura:

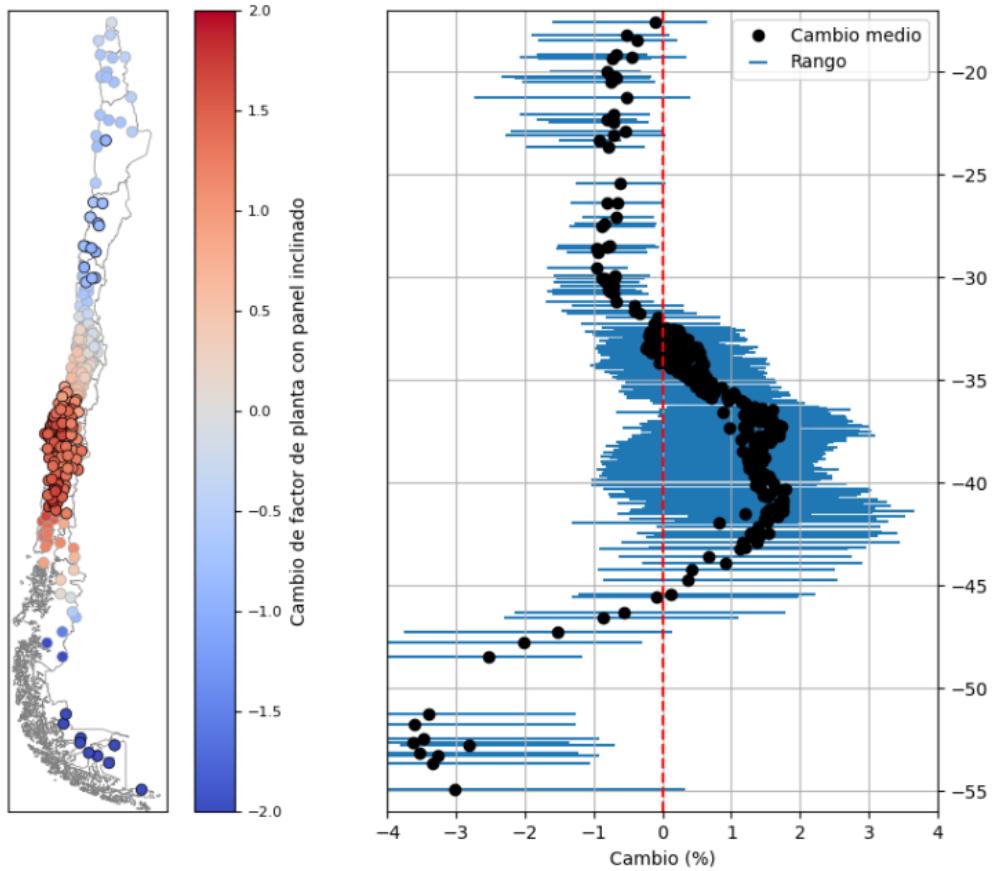


Figura 1 Variación esperada del rendimiento de los sistemas solares fotovoltaicos utilizados para generación distribuida en territorio nacional.

Fuente [5]

El estudio muestra como resultado un mejoramiento de las condiciones para la generación solar fotovoltaica en la zona centro-sur del país (en particular entre las latitudes 35 y 45°S), como consecuencia de la menor nubosidad esperada y en línea con lo señalado arriba. Por otra parte, en los extremos norte y sur, se espera que el impacto negativo del aumento de la temperatura sobre la eficiencia de generación y, por tanto, la producción solar disminuya [5].

7.2.2 Sector Transporte

Los efectos del cambio climático en el consumo de energía del sector transporte han sido poco estudiados. Un análisis econométrico basado en datos de panel acerca del gasto y compras de gasolina proyectó, como estimación, que el consumo de combustible en de los vehículos de pasajeros Estados Unidos podría verse incrementado entre un 1,63% y un 3,95% bajo diferentes escenarios climáticos al final del siglo [24]. Desde el punto de vista de modelación de la demanda tipo bottom-up, existe suficiente evidencia de los efectos de las variables climáticas en parámetros que pueden afectar indirectamente la demanda energética del sector.

7.2.2.1 Efectos del clima en la eficiencia de los motores de combustión interna y vehículos eléctricos

Una vez más, una de las variables climáticas más relevantes es la temperatura. La temperatura ambiente puede tener un impacto considerable en el consumo de energía de los vehículos de pasajeros. Los motores de combustión interna operan más eficientemente a mayores temperaturas ambientales, y por lo tanto, en estas condiciones reducen el consumo de combustible. La Agencia de

Protección Ambiental (EPA) ha demostrado que a menores temperaturas aumenta el consumo de combustible. En este sentido, la EPA ha estimado que una caída de temperatura de 24 a 7°C puede generar un aumento en el consumo de combustible de diversos modelos vehiculares en zonas urbanas de entre un 12% y un 28% [25]. En condiciones de laboratorio se observaron reducciones de 0,161% de las emisiones de CO₂ (variable directamente ligada al consumo de combustible) por cada 1°C de aumento de la temperatura ambiente analizados bajo el ciclo de conducción europeo NEDC [26].

El consumo de energía de los vehículos eléctricos es influenciado también por el clima. La temperatura ambiente es una variable relevante que puede afectar de forma significativa el rendimiento de las baterías de litio, considerando que la temperatura de operación de la batería es siempre cercana a la temperatura ambiente. Estas operan generalmente entre -20-60°C, sin embargo, sus rendimientos decaen fuertemente si es que se alcanzan temperaturas por debajo de los 0°C o por sobre los 40°C [27].

7.2.2.2 Efectos del clima sobre el aumento de la demanda energía por aire acondicionado

Si bien la temperatura ambiente incide en el rendimiento de los motores, probablemente un efecto potencialmente más significativo de esta variable sobre el consumo de energía de los vehículos es el eventual uso del aire acondicionado. La utilización de este último tiene efectos significativos sobre el consumo de energía, ya sean vehículos de combustión interna o eléctricos.

Giechaskiel, Komnos y Fontaras (2021) investigaron los efectos de las temperaturas extremas sobre el consumo de energía de los vehículos de combustión interna. Los resultados mostraron que, comparado con los 23°C utilizados como línea base para la medición, la demanda de energía es de entre un 9-20% a temperaturas frías extremas (-10°C), y aumentos de la demanda de entre 37-43% más altas ante condiciones extremas de calor (50°C). Los mayores consumos se explican en gran medida por el uso de equipos auxiliares para climatización [28].

Los efectos de la temperatura sobre el consumo de energía de vehículos eléctricos fueron analizados a partir de datos de operación reales de conducción en América del Norte. Se evaluaron los efectos netos de la temperatura ambiente sobre en el rendimiento vehicular (incluidos los consumos de energía para calefacción y climatización, así como los efectos de la temperatura sobre el rendimiento de las baterías), convirtiendo los rangos de autonomía en consumo energético utilizando como base un modelo Nissan Leaf con batería de 21 kWh de capacidad (ver Figura 2).

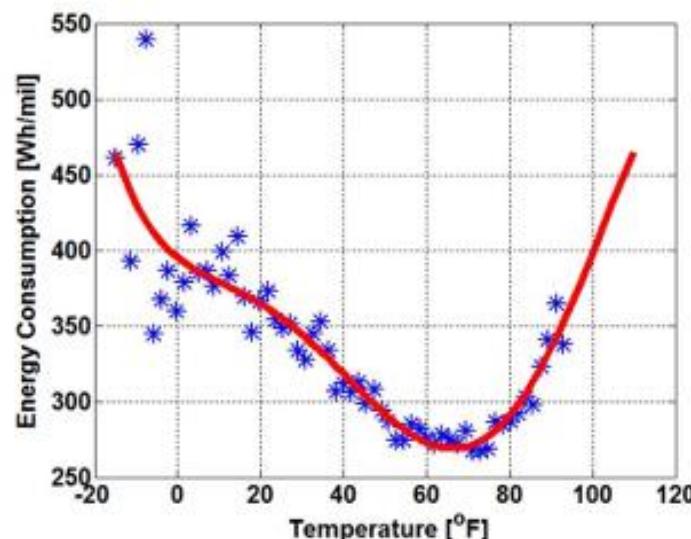


Figura 2 Consumo de energía de vehículo eléctrico como función de la temperatura ambiente

Fuente: [29]

A partir de lo presentado en la Figura 2 los autores correlacionaron ambas variables mediante la expresión polinómica siguiente:

$$C(T) = 0,3950 - 0,0022 * T + 9,1978 * 10^{-5} * T^2 - 3,9249 * 10^{-6} * T^3 + 5,2918 * 10^{-8} * T^4 - 2,0659 * 10^{-10} * T^5$$

Donde:

- $C(T)$: es igual al consumo de energía del vehículo eléctrico como función de la temperatura ambiente (en Wh/milla)
- T : es la temperatura ambiente ($^{\circ}\text{F}$)

En el ámbito local y a modo de referencia, un bus eléctrico de 12 metros de largo del sistema de transporte público urbano de la Región Metropolitana tiene un consumo de 1,74 kWh/km en condiciones normales y 1,83 kWh/km con aire acondicionado, un 5% mayor [30].

Ante aumentos de temperatura promedio globales los vehículos eléctricos a batería se beneficiarán del menor gasto de energía para calefaccionar en invierno (ya que no utilizan el calor residual del motor a diferencia de los motores de combustión interna), y en consecuencia debería observarse una pequeña disminución en el consumo de energía. En verano y frente al mismo escenario, tanto los vehículos eléctricos como los de combustión interna presentarán una mayor demanda energética como consecuencia del aumento en las necesidades de climatización [31].

7.2.2.3 Efectos del clima sobre la elección de los modos de transporte (partición modal)

El clima puede afectar las preferencias de los usuarios respecto al modo de viaje (partición modal) e incluso reducir la demanda de transporte en eventos extremos (tormentas, olas de calor). Si bien existen otros elementos más relevantes en la decisión de los usuarios en la elección del modo de transporte urbano (como por ejemplo lo es la distancia de viaje), las variables climáticas también influyen. En este sentido, la temperatura es, entre todas las variables climáticas, la más influyente en términos de la elección del modo: para temperaturas entre 0-15°C y 15-25°C aumenta la probabilidad de elección del modo caminata en desmedro del modo bus [32].

7.2.2.4 Efectos del clima sobre el rendimiento de camiones y vehículos eléctricos con celda de combustible

Respecto al transporte caminero de carga, la demanda energética de los camiones frigoríficos se verá afectada frente a variaciones de la temperatura. Ante un aumento de esta, sus aumentos en el consumo se verán reflejados en la estación cálida principalmente, pero también en la estación fría.

Aun cuando se espera que los camiones de combustión interna sigan operando en las próximas décadas, ante un escenario bajo en carbono, se espera que la tecnología eléctrica con celdas de combustible predomine en el remplazo paulatino en camiones pesados de largo recorrido, donde los vehículos eléctricos a batería no sean competitivos. Si bien la tecnología no ha logrado un despliegue comercial significativo, algunos autores ya han identificado la relevancia de la temperatura ambiental sobre el funcionamiento de estos. La temperatura tiene importantes efectos sobre el rendimiento de las celdas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM). La temperatura de operación de las celdas en esta aplicación es de sobre los 80°C, lo que dista considerablemente de la temperatura ambiente. En este sentido, se ha identificado que bajas temperaturas pueden causar dificultades en la puesta en marcha de los vehículos, mientras a altas temperaturas ambiente podrían existir problemas de refrigeración para mantener la temperatura de operación de la celda, lo que se traduciría en una reducción de la eficiencia del stack y una menor potencia de salida [27] [33] [34].

7.2.2.5 Efectos del clima sobre el rendimiento energético del sector aéreo

En cuanto al transporte aéreo, la temperatura del aire afecta al consumo de combustible durante el despegue. El aumento de temperaturas resultante del cambio climático, por ejemplo, en 1°C, elevaría aproximadamente en 100 pies la altitud densimétrica media en los aeropuertos, mientras que aumentos de 1-3°C elevarían la altitud densimétrica en varios cientos de pies, lo que incrementaría la demanda de combustible para el despegue [35]. Esto no sólo podría traer consecuencias directas en el consumo de combustible en el despegue, sino también podría verse afectada la capacidad de carga de los aviones, provocando una disminución en la intensidad del consumo de energía [36].

7.2.3 Sector industrial

La demanda energética del sector industrial no es particularmente sensible al cambio climático, ya que la diferencia de temperatura del ambiente y de los procesos industriales suele ser mucho mayor que las fluctuaciones de temperatura exterior [37]. Lo anterior implica que, como las pérdidas de energía en procesos térmicos de alta entalpía son proporcionales a la diferencia de temperatura entre el proceso y medio, y dichas diferencias son de varios grados Celsius, ante variaciones de uno o dos grados promedio, los efectos en las pérdidas de calor no son significativas.

Sin embargo, los procesos térmicos de refrigeración (por ejemplo, los relacionados al procesamiento de comida y su almacenamiento) son sensibles a las fluctuaciones de la temperatura exterior porque las diferencias de temperatura entre el flujo y el ambiente son pequeñas y estos suelen hacer el intercambio de calor con el exterior. Por lo anterior, la demanda eléctrica por estos conceptos puede verse porcentualmente más afectada. Pese a esto, no es algo que haya sido estudiado en profundidad. Por último, en el sector agrícola, un clima más cálido puede aumentar la demanda de riego, aumentando el uso de energía eléctrica para el bombeo de agua.

7.2.3.1 Efectos del clima en la demanda de agua desalada

Un efecto poco analizado en la literatura internacional es el potencial efecto en la demanda eléctrica requerida para satisfacer la creciente demanda por agua (para procesos industriales, actividades agrícolas y/o consumo humano) ante los escenarios presentes y futuros de oferta limitada.

7.2.3.1.1 Minería del cobre

El sector cobre prevé un aumento de la demanda promedio de agua desalada del 9% anual durante la próxima década, alcanzando los 14,2 m³/s en 2032, lo que representaría el 68% de la demanda del recurso hídrico de la minería del cobre en el mismo año. Dicha demanda se producirá en las regiones de Tarapacá (13,5%), Antofagasta (62,5%), Atacama (15,7%) y Coquimbo (8,1%) [38]. Aunque la demanda por agua desalada del sector minero ha sido considerada en el modelo prospectivo de energía, el escenario presente y futuro de escasez hídrica en la zona central aún no ha sido capturado.

7.2.3.1.2 Industria sanitaria

La zona central de Chile presenta una sequía por la sucesión ininterrumpida de años secos, con déficits de precipitaciones que van desde el 25% al 45% en el centro de Chile para el periodo 2010-2018 [39]. Acorde a proyecciones climáticas mundiales, se identifica la zona central de Chile como un punto caliente (*hotspot*) donde aumentará la ocurrencia y magnitud de las amenazas de sequía [40]. Es probable que lo anterior genere diferencias futuras entre la oferta y la demanda por agua, que deberán ser resueltas. Si bien los balances hídricos que permitan predecir futuros déficits hídricos que

motiven la instalación de plantas desaladoras se escapan de los alcances de este estudio, es un elemento de interés a ser considerado en el modelo de demanda energética.

A modo de síntesis se presenta un resumen de los potenciales efectos del cambio climático a nivel sectorial en la siguiente tabla. En ella se presentan impactos que el cambio climático puede ocasionar en distintos sectores de consumo final, el uso o subsector afectado, las variables climáticas que gatillan el impacto, el parámetro de modelación que explica el cambio en consumo, y el nivel de impacto. Se distinguen impactos en niveles bajos, medios y altos.

Los impactos en cada sector se deben establecer mediante la comparación de un escenario sin cambios en el clima (escenario base) con uno que sí las contempla en un análisis contrafactual. Por otra parte, el nivel de los distintos impactos dependerá de los escenarios de cambio climático. Considerando un escenario extremo en que las variables climáticas se modifican significativamente, es posible hacer una clasificación preliminar del nivel de los impactos potenciales identificados. En general, cambios en la demanda de energía útil se relacionan con incrementos o reducciones del requerimiento energético por lo que los impactos suelen ser potencialmente altos. Por el contrario, las variables que modifican los consumos a través de los rendimientos suelen tener impactos bastante menores incluso ante cambios climáticos significativos. Por lo anterior, los principales impactos potenciales se relacionan con climatización, calefacción y requerimientos de bombeo y desalinización de agua.

Tabla 1 Resumen de los efectos de los efectos del cambio climático a nivel sectorial

Sector	Subsector / Uso	Variable Climática	Parámetros	Impacto potencial / Energéticos
Residencial & Comercial	Refrigeración		Demanda Energía Útil Climatización. Aumento de la demanda de refrigeración en verano.	<i>Alto impacto.</i> Principalmente efectos sobre consumo eléctrico
Residencial & Comercial	Calefacción (calor)		Demanda Energía Útil Climatización. Reducción de la demanda de calefacción en invierno.	<i>Alto impacto.</i> Efectos sobre energéticos dependiendo fuentes.
Residencial & Comercial	Iluminación		Demanda Energía Útil iluminación. Efectos no estudiados	<i>Bajo impacto.</i> Principalmente efectos sobre consumo eléctrico
Residencial & Comercial	Generación distribuida		Demanda neta de energía eléctrica. Disminución de eficiencia de paneles como consecuencia del aumento de la temperatura y de la nubosidad.	<i>Medio o Bajo impacto</i> (dependiendo del nivel de penetración y nubosidad)
Transporte	Transporte caminero		Consumos de energía de vehículos BEV & Cl. Aumento de eficiencia motor, pero mayor consumo por usos de aire acondicionado. Mayor consumo en verano.	<i>Medio impacto.</i> Principalmente efectos sobre consumo eléctrico, gasolina y diésel
Transporte	Transporte individual/ (inter-) urbano		Partición modal del transporte urbano. Se modifican preferencias de los usuarios por los modos de transporte.	<i>Impacto incierto con alto potencial.</i> Efectos indirectos asociados la elección de modos de transporte.

Transporte	Modo aéreo	 Temperatura	Rendimiento Energético. Aumento de temperatura aumenta el consumo de energía en despegue y potencialmente limita la carga.	Medio impacto. Efectos sobre la demanda de kerosene de aviación. 
Industria	Procesos térmicos de alta temperatura	 Temperatura	Energía Final Usos Térmicos Aumento de temperatura reduce pérdidas de calor (incremento marginal de eficiencia).	Bajo impacto. Efectos sobre la demanda eléctrica y derivados del petróleo. 
Industria	Industria frigorífica	 Temperatura	Energía Final Usos Térmicos. Aumento de temperatura aumenta demanda eléctrica para refrigeración.	Medio impacto. Efectos sobre la demanda eléctrica. 
Industria	Minería, agricultura & sanitarias	 Precipitaciones	Energía Final Usos Motrices. Escasez hídrica aumentará la demanda por desalación de agua.	Medio o alto impacto. Efectos sobre la demanda eléctrica. 
Industria	Sector Agrícola	 Temperatura	Energía Final Usos Motrices. Aumento de temperatura aumentará demanda de agua y energía para su impulsión.	Bajo impacto¹. Efectos sobre la demanda eléctrica. 

Fuente Elaboración propia

¹ En este caso, el impacto dominante es aquel relacionado con la escasez hídrica. La contribución marginal de la temperatura hace que el impacto sea asignado a "bajo impacto".

7.3 Estrategias de modelación para los principales impactos de demanda

La revisión bibliográfica da cuenta de que la principal variable climática incluida en los modelos de prospección energética es la temperatura. En términos teóricos, existe cierto consenso de que la relación entre la temperatura y la demanda de energía es a menudo una curva asimétrica en forma de U independiente de la región del mundo, como se muestra en la siguiente figura:

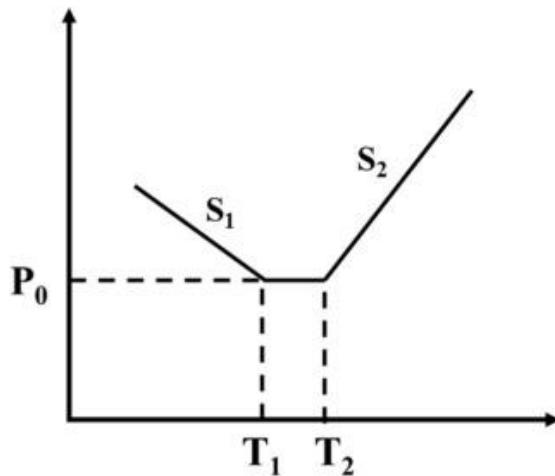


Figura 3 Demanda de energía en hogares como función de la temperatura ambiente
Fuente. [41]

En la Figura 3 P_0 corresponde a la demanda de energía de un hogar independiente de la temperatura ambiente. Cuando la temperatura $T < T_1$, la demanda de energía aumenta en la medida que disminuye la temperatura (movimiento hacia la izquierda). Cuando $T > T_2$, la demanda de energía también aumenta a medida que aumenta la temperatura ambiente.

Para predecir la influencia de esta variable climática en la demanda de energía se han propuesto diferentes modelos, incluidas la regresión econométrica (incluyendo series de tiempo), los métodos de inteligencia artificial y métodos de simulación del consumo de energía en edificios.

El modelo de regresión econométrico puede ser dividido, a su vez, en modelos de regresión lineales, modelos de series de tiempo y modelos de regresión no lineales. Los modelos de regresión lineal cuentan con la ventaja de utilizar métodos de cálculo sencillos y una estructura de fácil interpretación. Por otro lado, los modelos de series de tiempo son los más incluidos en los modelos de previsión de la demanda, y suelen utilizar datos de carga históricos para predecir la demanda de energía a corto plazo. Sin embargo, estos cuentan con la limitación de solo poder lograr proyecciones de corto plazo del consumo eléctrico, ignorando el hecho de que la demanda de consumo eléctrico puede verse influida por factores como el cambio climático [41].

El segundo tipo de método es el uso de inteligencia artificial, el cual utiliza un modelo de red neuronal para predecir el consumo eléctrico. La principal ventaja de este método es que no existen restricciones en cuanto al periodo a evaluar.

El tercer tipo de método es la simulación del consumo energético de edificios, que predice los cambios en demanda de consumo de energía mediante la simulación del consumo de energía de funcionamiento de sistemas y equipos que utilizan energía en el edificio.

A continuación, se resumen las metodologías documentadas de experiencias internacionales que incorporan variables climáticas en la proyección de demanda energética en modelos de largo plazo a nivel nacional o regional.

7.3.1 Reino Unido

El modelo de proyección de energía y emisiones (EEP²) es un conjunto de herramientas utilizados por el *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (en adelante BEIS) del gobierno para proyectar la futura demanda de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el Reino Unido [42].

El modelo EEP proyecta la demanda de energía y las emisiones de GEI basándose en factores económicos, demográficos y climáticos entre otros, cuyas proyecciones son los drivers de entradas del conjunto de modelos. El modelo EPP comprende 3 módulos independientes que interactúan entre sí: el. El módulo de demanda energética (EDM³) proyecta la demanda de los distintos energéticos; el módulo de despacho dinámico (DDM⁴) proyecta el mix de generación eléctrica y el precio en el mercado mayorista de la electricidad; y el módulo de precios (P&B⁵) proyecta los precios de la energía en el mercado minorista.

Dado que existe una fuerte interacción entre los precios de la energía y la demanda, los módulos actúan de forma cíclica hasta que convergen en un valor de demanda eléctrica, una oferta y un precio.

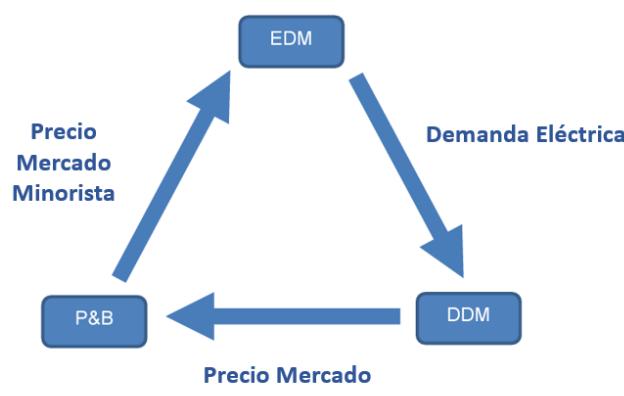


Figura 4 Estrategia de modelación EEP de Reino Unido
Fuente: [42]

7.3.1.1 Modelo de demanda energética (EDM)

El eje central del modelo de demanda de energía es una planilla de datos que contiene un conjunto de ecuaciones que permiten la proyección de la demanda energética y emisiones por sector. El EDM tiene más de 2.500 variables que representan todos los sectores de la economía del Reino Unido. La mayoría de las ecuaciones principales se basan en análisis econométricos obtenidos de datos históricos. Como resultado, el modelo genera proyecciones anuales de demanda de energía por año, sector y combustible. La demanda se proyecta en dos bases diferentes:

² Energy and Emissions Projections (EEP)

³ Energy Demand Model (EDM)

⁴ Dynamic Dispatch Model (DDM)

⁵ Price & Bills (P&B)

Demanda de energía primaria: incluye todos los usos de energía del Reino Unido, incluyendo los consumos propios de la industria energética. La demanda de energía primaria también incluye las pérdidas en generación y distribución de la electricidad, así como también las importaciones netas de electricidad.

Demanda de energía final (consumo): que representa el consumo de energía en su forma final. Esta demanda no incluye la demanda de combustible de la industria energética: por ejemplo, los consumos propios de las refinerías.

7.3.1.2 Efectos del clima en la proyección de energía

Las bajas temperaturas en invierno tienen un gran impacto en el consumo de energía, especialmente en los sectores residencial y de servicios. Por esto, el modelo de demanda de energía incluye dentro de las variables de entrada los grados días de calefacción (HDD), para lo cual se consideran 2 formas ligeramente diferentes para evaluar la temporada.

- Enero-marzo con diciembre del mismo año para evaluar la temporada de invierno para el consumo de electricidad y combustibles sólidos para calefacción.
- Enero-abril más noviembre-diciembre del mismo año para evaluar la temporada de invierno para el consumo de gas y petróleo para calefacción.

Esta información es entregada por la Met Office, y sirve como dato de entrada para el modelo⁶.

El modelo de proyección de demanda de energía contiene variables que representan el uso de energía en todos los sectores económicos. Cada variable tiene un nombre técnico que incluye una serie temporal de valores anuales, muchos de los cuales cuentan con datos históricos. Las variables pueden ser variables base, o calculadas a partir de ecuaciones econométricas para determinar los valores de años futuros a partir de otras variables.

Por ejemplo, la demanda energética asociada al consumo de energía útil del sector comercial se calcula mediante:

$$DEU_t = DEU_{t-1} * \left(0.994 * \left(\frac{HDD_t}{HDD_{t-1}} \right)^{0.256} * \left(\frac{GVA_t}{GVA_{t-1}} \right)^{0.611} * \left(\frac{AFP_t}{AFP_{t-1}} \right)^{-0.136} \right)$$

Donde:

- DEU_t : demanda de energía útil del sector comercial en el año t.
- HDD_t : grados día de calefacción requeridos para el invierno en el año t.
- GVA_t : crecimiento económico previsto en Reino Unido para el año t (valor bruto añadido del sector comercial); Similar al Producto Interno Bruto (PIB), mide el valor añadido generado por el conjunto de productores de un área económica, pero excluye los impuestos.
- AFP_t : precio promedio de los energéticos (incluyendo la electricidad) ponderados por los niveles de uso.

Las ecuaciones son revisadas y actualizadas periódicamente. Estas son evaluadas en contraste con los resultados históricos conocidos y aquellas que muestran un peor desempeño en términos de

⁶ <https://www.metoffice.gov.uk/>

capacidad de representación son priorizadas para ser reestimadas. Cada sector económico posee su propio conjunto de ecuaciones para la proyección de la demanda de combustibles. Sin embargo, en muchos casos se adoptan enfoques similares que consideran:

- Proyecciones de la demanda de energía útil total para el sector utilizando econometrías con drivers de entrada.
- Estimaciones de los consumos de energía comprados a redes de calor (a partir de modelo de despacho). Este calor se devuelve al modelo de proyección de energía en el proceso cíclico.
- Asignación de una cuota de demanda a cada subtipo de combustible (por ejemplo, la quema de petróleo). Estas ecuaciones suelen ser bastante sencillas y en algunos casos son una proporción fija para todos los años.
- Cálculo de los porcentajes de participación de cada combustible con ecuaciones de regresión logística.
- Prestación de servicios energéticos con distintos niveles de eficiencia, por lo que se aplican factores de energía útil como ajuste de estas diferencias.

7.3.2 Macedonia

El trabajo de Taseska, Markovska y Callaway describe la metodología para incorporar los efectos del cambio climático sobre la demanda energética para Macedonia. En particular, se analiza la demanda de energía eléctrica asociada a la climatización de espacios de los sectores comercial y residencial como una función de los cambios de temperatura a nivel nacional producto del cambio climático [43].

Para simular los efectos del cambio climático en la demanda energética se utiliza el modelo MARKAL. Este es un modelo de optimización dinámica desarrollada por el Programa de Análisis de Sistemas de Tecnología Energética ETSAP (por sus siglas en inglés *Energy Technology Systems Analysis Program*) de la Agencia Internacional de Energía IEA (International Energy Agency). El modelo representa tanto la oferta como la demanda de un mercado eléctrico nacional considerando un mix tecnológico que minimice el valor presente de los costos totales.

Para introducir los efectos de la variación de temperatura exterior en el modelo, el primer paso consiste en convertir las proyecciones de temperatura en cambios en los grados-día de calefacción y refrigeración a lo largo del horizonte del modelo. Posteriormente, estos datos son convertidos en factores de ajuste, que se utilizan para corregir las proyecciones de demanda en el modelo MARKAL. Finalmente, MARKAL convierte esta y otra información sobre la población y el crecimiento económico futuro en proyecciones de demanda trianuales para los sectores de demanda eléctrica residencial y comercial de electricidad residencial y comercial, durante el horizonte de planificación del modelo (2030).

7.3.2.1 Modelamiento de los cambios de temperatura debido al cambio climático

Los cambios en las temperaturas diarias del aire (mínimas, medias y máximas) se han proyectado para Macedonia para los años 2025, 2050, 2075 y 2100 por estaciones. Esta información se utiliza para proyectar las temperaturas medias mensuales durante el periodo 2006 - 2030, que es el período de planificación en el modelo MARKAL.

Las proyecciones mensuales de temperatura son necesarias para calcular los grados-día de calefacción (HDD) y los grados-día de refrigeración (CDD) proyectados a lo largo del horizonte de planificación. Posteriormente, se calcula la variación media anual de la temperatura para cada periodo y se elaboran las proyecciones de las temperaturas mensuales para cada año del periodo de planificación.

7.3.2.2 Cálculo de los grados-día

Los cálculos de los HDD para este estudio se realizan siguiendo la metodología utilizada por la empresa de calefacción de Macedonia, también utilizada en el modelo MARKAL del país. El mismo enfoque se adopta para calcular los valores de CDD. Según esta metodología, los valores HDD y CDD para una temperatura exterior determinada se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$HDD = D_{TC} * (T_{base} - T_{prom(FC)})$$

$$CDD = D_{TF} * (T_{prom(FC)} - T_{base})$$

Donde:

- *HDD*: grados-día de calefacción, en °C.
- *CDD*: grados-día de refrigeración, en °C.
- *D_{TC}*: número de días de temporada cálida. En el estudio se consideran 180 días.

- D_{TF} : número de días de temporada fría. En el estudio se consideran 120 días.
- T_{base} : temperatura de confort (20°C utilizada para Macedonia en este estudio).
- $T_{prom\ (TC)}$: temperatura promedio en la temporada cálida, en $^{\circ}\text{C}$.
- $T_{prom\ (FC)}$: temperatura promedio en la temporada fría, en $^{\circ}\text{C}$.

7.3.2.3 Determinación de factores de ajuste y ajuste de la demanda

El siguiente paso es la proyección de los valores de grados-día de calefacción (HDD) y climatización (CDD) para la temporada temperatura media de calefacción y refrigeración para cada año (HDD1 & CDD1) considerando 180 días cálidos y 120 días fríos, indicadores (HDD2 & CDD2) para 182 días de calefacción y 112 días de climatización y un valor promedio para cada año (HDD & CDD promedios). Luego el factor de ajuste se calcula con la expresión:

$$\text{Factor de Ajuste } \text{HDD}_t = \frac{\text{HDD1}_t}{\text{HDD promedio}_t}$$

$$\text{Factor de Ajuste } \text{CDD}_t = \frac{\text{CDD1}_t}{\text{CDD promedio}_t}$$

Por definición, el valor del factor de ajuste en el escenario base es igual a 1,0. Si los factores de ajuste son inferiores a 1,0, significa una disminución del HDD (o CDD) respecto al valor promedio, mientras que, si los factores son superiores a 1,0, implica un aumento del HDD (o CDD) respecto al valor promedio. Finalmente, y dependiendo del escenario seleccionado, el factor de ajuste es multiplicado por el escenario base.

7.3.2.4 Principales resultados

En esta experiencia se evaluaron 3 escenarios de cambio climático, los que fueron contrastados contra el escenario base. Estos 3 escenarios fueron:

- DC1: inviernos y veranos más cálidos. Decrece demanda por calefacción y aumenta la demanda por climatización en verano
- DC2: inviernos y veranos más fríos. Aumenta la demanda por calefacción en invierno y disminuye la demanda por climatización en verano.
- DC3: inviernos más fríos y veranos más cálidos. Aumenta la demanda por calefacción en invierno y aumenta la demanda por climatización en verano.

Las variaciones respecto a la línea base son evaluadas anualmente con un horizonte temporal al 2030 y no existe una desagregación espacial mayor a la nacional. Las variaciones porcentuales de la demanda eléctrica de los sectores residencial y comercial al año 2030 son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 2 Variaciones de la demanda eléctrica proyectada para Macedonia al 2030 en diferentes escenarios climáticos.

<i>Escenario - Sector</i>	<i>Uso</i>	<i>2030</i>
<i>DC1 - Sector comercial</i>	<i>Climatización</i>	<i>45,0%</i>
	<i>Calefacción</i>	<i>-4,6%</i>
<i>DC1 - Sector residencial</i>	<i>Climatización</i>	<i>46,3%</i>
	<i>Calefacción</i>	<i>-1,8%</i>
<i>DC1 - Total</i>	<i>Total</i>	<i>3,5%</i>

<i>DC2 - Sector comercial</i>	<i>Climatización</i>	-16,6%
	<i>Calefacción</i>	1,1%
<i>DC2 - Sector residencial</i>	<i>Climatización</i>	-15,9%
	<i>Calefacción</i>	3,2%
<i>DC2 - Total</i>	<i>Total</i>	0,3%
<i>DC3 - Sector comercial</i>	<i>Climatización</i>	42,5%
	<i>Calefacción</i>	0,0%
<i>DC3 - Sector residencial</i>	<i>Climatización</i>	46,1%
	<i>Calefacción</i>	3,6%
<i>DC3 - Total</i>	<i>Total</i>	8,0%

Fuente: [43]

7.3.3 China (Beijing)

En el estudio de Zhang (junto con otros autores) se analizan los efectos de las variables climáticas en la demanda eléctrica de la ciudad de Beijing en el mediano y largo plazo [41]. Como primer paso, los autores linealizan la relación entre el consumo eléctrico per cápita y la temperatura utilizando como proxy de la temperatura los grados día. Se clasifican y cuantifican los grados día de calefacción (HDD) y los grados día de frío (CDD) según las expresiones:

$$HDD = \sum_{i=1}^n (T_b - T_i) \quad (T_b > T_i)$$

$$CDD = \sum_{i=1}^n (T_i - T_b) \quad (T_b < T_i)$$

Donde:

- n : número de días de un año.
- T_i : temperatura promedio de cada día i , en °C.
- T_b : temperatura de referencia igual a 18°C.

A partir de estos resultados se calcula la demanda energética mediante el siguiente modelo estocástico adaptativo de expresión:

$$CE = c + \beta_1 * CDD + \beta_2 * HDD + \sum_{i=1}^n \beta_i * X_i + \varepsilon$$

Donde:

- CE : consumo de energía eléctrica
- X_i : otras variables socioeconómicas que tienen un impacto en el consumo de energía (entre las cuales se cuenta la población, el PIB, el porcentaje de urbanización y la proporción de industrias secundarias).
- ε : error.

Alternativamente, si es que no se desea determinar artificialmente el punto de inflexión de la curva con forma de U para ajustarla a una ecuación lineal, es posible escribir la ecuación en su forma no lineal, añadiendo el término cuadrático de la temperatura anual promedio (T) de acuerdo con la expresión:

$$CE = c + \beta_1 * T + \beta_2 * T^2 + \sum_{i=1}^n \beta_i * X_i + \varepsilon$$

Si bien los resultados varían levemente dependiendo de si proyecta la demanda eléctrica con modelos económicos lineales o no lineales, estos reflejan resultados similares.

7.3.3.1 Principales resultados

Se realizaron proyecciones de la demanda eléctrica de la ciudad de Beijing con un horizonte temporal de 60 años. Se evaluaron trayectorias socioeconómicas compartidas (SSPs) utilizados para derivar

escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero y que son utilizados en el Sexto informe de evaluación del IPCC. Si bien las proyecciones incluyen variables como el PIB, la población, el porcentaje de urbanización y participación de industrias secundarias, dicha proyección incluye los efectos de la temperatura (cambio climático) dentro de las variables. Respecto a los efectos del cambio climático, los autores concluyeron que por cada grado día de climatización que aumenta en la región, el consumo eléctrico de Beijing aumenta en 5,3 millones de kWh. En tanto, por cada aumento de 1 grado día de calefacción la demanda eléctrica aumentará en 0,9 millones de kWh.

A continuación, se presenta un resumen de otros estudios que han analizado la demanda de energía en función de diferentes escenarios climáticos:

Tabla 3 Resumen de estudios de efectos del cambio climático sobre la demanda energética

Estudio	Región / Sector Analizado	Metodología	Detalle	Cambios en el consumo de energía (%)	Cambio de temperatura (°C)
[44]	China Sector residencial	Modelos econométricos intensivos y extensivos para estimar el consumo eléctrico en hogares (grados-día y otros).	Se modela el consumo de energía eléctrica de hogares.	No se reportan.	No se analizan escenarios futuros. Se sensibilizan consumos en función de temperaturas de confort.
[45]	California – Estados Unidos Sector Residencial	Modelos intensivos y extensivos econométricos de corto y largo plazo para estimar la demanda eléctrica y de gas natural en función de la temperatura.	Se modela el consumo de electricidad y gas natural del sector residencial en California.	Efectos diferenciados por tipo de hogar. Al 2100 aumenta consumo eléctrico de hogares en 2,9% y 12,8% en escenarios RCP4.5 y RCP8.5 respectivamente (2015 base). Para el gas natural, se observa diminución de 11,1% y 19,5% para los mismos escenarios.	Se analizan escenarios RCP4.5 ⁷ y RCP8.5 ⁸ del informe AR5 del IPCC
[46]	Estados Unidos (15 ciudades) Sectores comercial y residencial	Modelo de uso de energía final mediante grados-día (climatización de edificios).	Se modelan los consumos de energía para climatización de espacios para 9 tipos de construcción tipo y su distribución de demanda horaria.	Efectos diferenciados por ciudad y zona climática. Algunas aumentan demanda neta para calefacción y frío al 2080, mientras otras disminuyen.	Se utilizan HadCM3 ⁹ para proyectar escenarios climáticos para las distintas ciudades.

⁷ Corresponde a uno de las 4 Trayectorias de Concentración Representativas (RCP, por sus siglas en inglés) definidas en el Quinto Informe del IPCC. Corresponde a un escenario de estabilización para el cual Forzamiento Radiativo se mantiene estable al 2100 entorno a los 4,5 W/m².

⁸ Corresponde a uno de las 4 Trayectorias de Concentración Representativas (RCP, por sus siglas en inglés) definidas en el Quinto Informe del IPCC. Corresponde a un escenario de con un nivel muy alto de emisiones, para el cual Forzamiento Radiativo es creciente al 2100 alcanzando los 8,5 W/m².

⁹ Es un modelo climático acoplado que se utiliza para predicción del clima en las distintas zonas geográficas. Fue uno de los principales modelos utilizados en el 3^{er} y 4^{to} informe de evaluación del IPCC y también ocupado en el 5^{to}.

[47]	Estado de Massachusetts (USA) Sectores comercial y residencial	Modelo econométrico de regresión multivariable (grados-día y otros).	Para cada sector de demanda y tipo de energético se estima en forma individual (electricidad, gas natural y derivados del petróleo).	Aumento de 2,1% y 1,2% per cápita de la demanda eléctrica de los sectores residencial y comercial respectivamente. Dichos aumentos son relativos al escenario sin cambio climático al año 2020.	Escenario de emisión de GEI asume un incremento de un 1% anual de CO ₂ equivalente.
[48]	Estado de California (USA) (climatización de edificios y bombeo y transporte de agua para agricultura y ciudades)	Modelo de uso de energía final	Se modela la demanda de electricidad y la demanda punta.	Incremento de la demanda de electricidad de alrededor de 7500 GWh y 2.400 MW en 2010.	Se modela un incremento de 1,9°C.
[49]	Estado de Ontario (Canadá) Sector residencial	Modelo econométrico de regresión multivariable (grados-día y otros)	La demanda por tipo de energético se estima en forma individual (electricidad, gas natural y derivados del petróleo).	Reducción demanda para calefacción entre 31-45% Aumento de demanda para frío +7%	Aumento de concentración de CO ₂ (se duplica) durante el periodo 2025-2065
[50]	Suiza (4 ciudades) Añadir sector(es)	Metodología de estimación de grados-día: grados día de calefacción (HDD) y grados-día de refrigeración (CDD).	Foco en cálculo de grados-día, no energía.	Disminución de grados-día de calefacción entre un 13 y un 87%.	Escenarios A2 ¹⁰ y B2 ¹¹ del cuarto informe del IPCC (SRES).
[51]	Eslovenia (2 ciudades) Sector residencial	Simulación de condiciones <i>indoor</i> y uso energético para	Se modelan 2 tipos de viviendas: Estándar y de bajo consumo.	Reducción de la demanda para calefacción de entre 14-32%, y variación de la	No se reportan. Sin información

¹⁰ Corresponde a una familia de escenarios de proyección del cambio climático que se caracterizan por un crecimiento poblacional que converge muy lentamente y el crecimiento económico por habitante, así como el cambio tecnológico están más fragmentados y son más lentos que en otras líneas evolutivas. Escenario de mayor concentración de gases de efecto invernadero.

¹¹ Familia de escenarios donde predominan soluciones locales de sostenibilidad económica, social y ambiental. La población crece a una menor tasa que el escenario A2, con niveles de desarrollo económico intermedio y cambios tecnológicos medios.

		calefacción y refrigeración		demandas de frío de entre -3 y +418%	
[52]	USA Sectores comercial y Residencial	Metodología de estimación de grados-día: grados día de calefacción (HDD) y grados-día de refrigeración (CDD).	Se modela consumo de energía primaria, sectores comercial y residencial combinados.	Reducción de la demanda energética para calefacción de un 6% y un aumento de la demanda de refrigeración de un 10%. Aumento de la demanda primaria de un 2%.	Escenario de aumento +1,2°C (2025).
[53]	Grecia Añadir sector(es)	Modelo econométrico de regresión multivariable (grados-día y otros).	Foco en la demanda eléctrica.	Incremento de la demanda eléctrica anual de entre 3,6-5,5%.	Escenarios A2 y B2 del IPCC SRES al 2100.
[54]	5 países de Europa	Modelo econométrico de regresión multivariable (grados-día y otros)	Foco en la demanda eléctrica	Durante el verano, la demanda eléctrica entre un 2,5-4% al 2050 comparada con 2007.	Escenarios de emisión A2, A1B y B1 del IPCC SRES al 2050.
[55]	Estado de Maryland (USA) Sectores comercial y residencial	Modelo econométrico de regresión multivariable (grados-día y otros)	La demanda por tipo de energético se estima en forma individual (electricidad, gas natural y derivados del petróleo)	Cambios en el escenario de precios y población podrían generar mayores impactos que las variaciones por cambio climático.	En un horizonte temporal de 25 años las temperaturas cambian en +0,6°C en primavera y +5°C en verano.
[56]	Brasil Sectores comercial y residencial	Metodología de grados-día y efecto en COP.	Foco en la demanda eléctrica (aire acondicionado).	Aumento en el consumo de electricidad del país en un 8% al 2030 (en el peor escenario).	Escenarios A2 y B2 del IPCC SRES.
[57]	Australia (4 ciudades) Sector residencial	Modelo de regresión lineal adaptado para incluir variabilidad intra diaria.	Foco en la demanda eléctrica.	Incremento en la demanda punta regional de entre -2,1% y +4,6%.	Incremento de 1°C promedio.

Fuente: Elaboración Propia

7.3.4 Modelos globales

7.3.4.1 Modelo global de demanda energética con variables climáticas 1

En el trabajo de Isaac y Van Vuuren se modela la demanda energética por calefacción y aire acondicionado del sector residencial en el contexto del cambio climático a escala global en el largo plazo [58]. La metodología de inclusión de las variables climáticas en el modelo de demanda es descrita a continuación.

7.3.4.1.1 Cálculo de grados día

Se utiliza como temperatura base 18 °C para el cálculo de grados día tanto para grados día de calefacción (HDD) como grados día de enfriamiento (CDD). Los cálculos de HDD y CDD se realizan mediante:

$$\text{Si } T_{\text{prom}} < 18^{\circ}\text{C} \quad \text{entonces} \quad \text{HDD} = D * (18^{\circ}\text{C} - T_{\text{prom}}) \quad \text{si no} \quad \text{HDD} = 0$$

$$\text{Si } T_{\text{prom}} > 18^{\circ}\text{C} \quad \text{entonces} \quad \text{HDD} = D * (T_{\text{prom}} - 18^{\circ}\text{C}) \quad \text{si no} \quad \text{CDD} = 0$$

Donde:

- T_{prom} corresponde a la temperatura promedio mensual, lo que permite realizar una desagregación temporal mayor.

Como los grados días se basan en promedios diarios en lugar de promedios mensuales, se utiliza una corrección de los datos mensuales que tiene en cuenta las variaciones diarias de temperatura. Entonces, los grados día mensuales se calculan según la expresión:

$$DD_m = \sigma_m * (D_m)^{1,5} * \left[\frac{h}{2} + \frac{\ln(e^{-ah} + e^{ah})}{2a} \right]$$

Donde:

$$h = \frac{|T_{\text{base}} - T_a|}{\sigma_m * \sqrt{D_m}}$$

$$a = 1,698 * \sqrt{D_m}$$

$$\sigma_m = 1,45 - 0,29 * T_a + 0,664 * \sigma_y$$

Donde:

- D_m : número de días del mes m.
- T_a : temperatura promedio mensual del mes m.
- σ_y : desviación estándar de la temperatura mensual promedio respecto a la temperatura anual promedio.

7.3.4.1.2 Modelamiento de la demanda energía para calefacción

La demanda de energía para un uso específico puede ser descrita como una función de 3 parámetros:

$$E = A * S * I$$

Donde:

- E : demanda de energía.
- A : driver subyacente de la demanda de energía para un servicio o sector concreto.
- S : otros elementos que determinan la demanda de energía.
- I : cantidad de energía utilizada por unidad de actividad (intensidad energética).

En el caso de la calefacción de espacios residenciales, el indicador de actividad es la población, la superficie per cápita es un indicador de estructura y el calor por superficie por grado-día es el indicador de intensidad. La demanda energética anual se describe de la siguiente manera:

$$\text{Energía Final} = P_t * A_t * HHD_t * IE_t$$

$$IE_t = \sum_i \frac{EU_t}{S_{i,t} * HHD_t * \eta_i}$$

Donde:

- P_t : población en cada periodo t (habitantes)
- A_t : Área residencial per cápita en cada periodo t y proyectada como una función del PIB (ver Figura 5) ($\text{m}^2/\text{habitante}$)
- HHD_t : grados-día de calefacción en cada periodo t ($^{\circ}\text{C}$)
- IE_t : intensidad energética final en cada periodo t ($\text{kJ}/\text{m}^2 * \text{HDD}$)
- EU_i : energía útil para calefacción en cada periodo t. ($\text{kJ}/\text{m}^2 * ^{\circ}\text{C} * \text{año}$)
- $S_{i,t}$: área calefactada con cada tecnología i en cada periodo t (m^2)
- η_i : eficiencia de cada tecnología i (-)

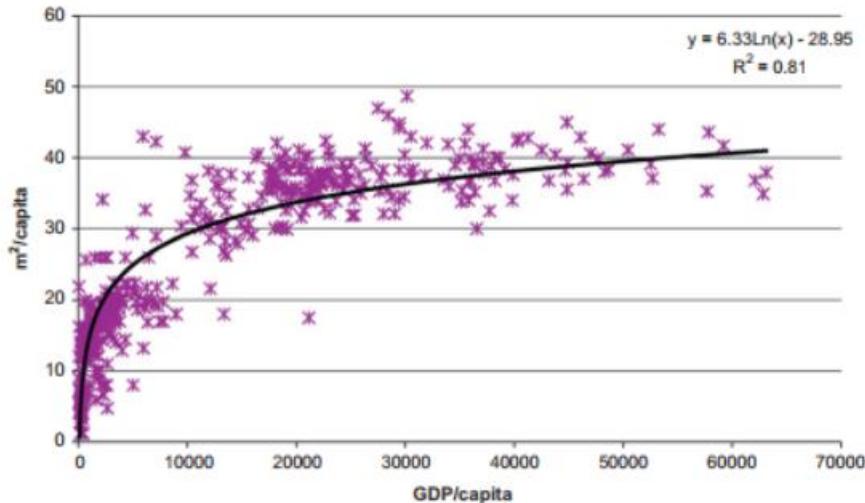


Figura 5 Área residencial per cápita como función del PIB per cápita
Fuente: [58]

7.3.4.1.3 Modelamiento de la demanda de energía por aire acondicionado

Los equipos de aire acondicionado suelen tratarse como un electrodoméstico para los cuales la propiedad se mide por hogar y el uso de energía se mide por unidad. Por esto, se utiliza un modelo en el que la demanda de energía depende tanto del consumo medio de energía por hogar que utiliza el aire acondicionado (consumo energético unitario) como de la fracción de hogares que poseen aire acondicionado (penetración), siguiendo la expresión:

$$\text{Energia Final} = \frac{H_t * P_t^{A/C} * EU_t^{A/C}}{\eta_t}$$

Donde:

- H_t : cantidad de hogares en cada periodo t.
- $P_t^{A/C}$: penetración de aire acondicionado en hogares en cada periodo t.
- $EU_t^{A/C}$: consumo energético unitario de cada hogar en aire acondicionado en cada periodo t.
- η : eficiencia de los equipos climatizadores en el tiempo.

La penetración es calculada mediante la expresión:

$$P_t^{A/C} = D(\text{PIB per cápita})_t * S(CDD)$$

$$D(\text{PIB per cápita})_t = \frac{1}{1 + e^{4,152 * e^{-0,237 * \text{PIB per cápita}_t / 1000}}}$$

Donde:

- $D(\text{PIB per cápita})_t$: disponibilidad en cada periodo t;
- PIB per cápita_t : PIB per cápita en cada periodo t en paridad de compra y ajustado al año 1995.

- $S(CDD)$: nivel de saturación del uso del aire acondicionado como una función de los grados-día de frío.

Ambas variables son presentadas en la siguiente figura:

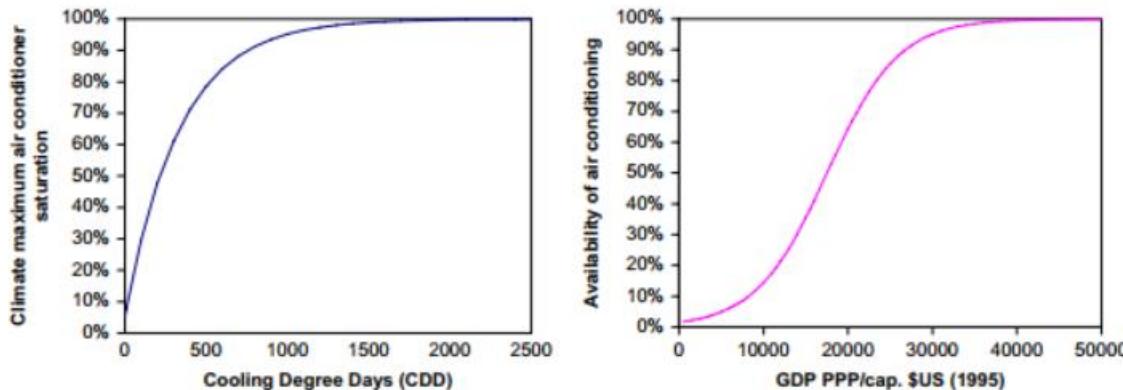


Figura 6 Disponibilidad y nivel de saturación del aire acondicionado como función de variables económicas y climáticas
Fuente: [58]

Finalmente, para estimar el consumo energético unitario, los autores correlacionan linealmente la demanda energética con los grados-día y logarítmicamente con el ingreso per cápita de la forma:

$$EU_t^{A/C} = CDD_t * (0,865 * \ln(PIB \text{ per } \text{cápita}_t) - 6,04)$$

7.3.4.1.4 Principales resultados

Los resultados fueron agrupados en 11 regiones. Sin bien los resultados de demanda energética dependen también de otros factores demográficos y económicos, se rescatan las variaciones esperadas en la demanda base de energía de frío y calor medida en grados día y presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 4 Resumen de variaciones de grados día frío y calor para el sector residencial

<i>Región</i>	<i>HDD</i>			<i>CDD</i>		
	<i>Valor medido</i>	<i>Modelado 2100</i>	<i>Variación</i>	<i>Valor medido</i>	<i>Modelado 2100</i>	<i>Variación</i>
Canadá	4493	3663	-18%	171	321	88%
USA	2159	1717	-20%	882	1214	38%
LATAM	364	240	-34%	1802	2679	49%
África	223	30	-87%	2050	3608	76%
Europa Occidental	2621	1880	-28%	285	419	47%
Rusia	4949	4224	-15%	241	382	59%
Europa del Este	3176	2131	-33%	305	748	145%
India	80	39	-51%	3120	4651	49%
China	2133	1576	-26%	1063	1487	40%
OECD Pacífico	2055	1710	-17%	827	930	12%
Resto de Asia	526	375	-29%	2054	3012	47%

Fuente: Elaboración propia. Datos [58].

De acuerdo a lo presentado en la tabla anterior, los grados día de calefacción disminuirán en hasta un 87% al 2100, con una reducción promedio del 33%. Por otra parte, los grados día aumentarán en 59%

promedio, observándose en la mayor variación en Europa del Este (145%). Si bien la región que comprende Latinoamérica es extensa, los resultados agregados para la región muestran variación de -34% de los HDD y +49% de los CDD al 2100. Los resultados del consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero por calefacción y climatización dependen múltiples factores regionales que no serán abordados en este resumen.

7.3.4.2 Modelo global de demanda energética con variables climáticas 2

En el estudio de incertidumbres en tendencias de la demanda de energía se utiliza la correlación directa de temperatura para predecir las variaciones futuras de la demanda energética para calor y frío en edificaciones generadas a partir de un escenario de cambio climático a nivel global [17].

La metodología de grados-día es la forma más común para estimar la demanda energética de calor y frío para construcciones. Esta metodología tiene como principal supuesto que el promedio de temperatura de un día otorga un buen proxy respecto al discomfort térmico de las personas, y en consecuencia, la demanda energética diaria para alcanzar el confort. Los grados día representan la diferencia entre la temperatura diaria al exterior versus el rango de temperatura confortable al interior de las edificaciones. En otras palabras, los grados-día representan la temperatura acumulada durante un día bajo una temperatura base llamado Grados-Día de Calefacción o HDD (por sus siglas en inglés *Heating Degree-Days*); y sobre una temperatura base llamada Grados-Día de Enfriamiento CDD (por sus siglas en inglés *Cooling Degree-Days*).

Existe más de un método para estimar los grados-día. Por una parte, el sistema estadounidense considera la temperatura acumulada anual sobre un umbral de temperatura, conocida como temperatura base (T_{base}), por sobre la temperatura diaria media. Por otra parte, el sistema utilizado en Reino Unido para este fin considera, además de la temperatura diaria media, las temperaturas máximas y mínimas. Este último cuenta con la ventaja de poder representar de mejor forma a climas con una mayor amplitud de variación de temperaturas. Se basa en cuatro tipos de días: días fríos, días mayormente fríos, días mayormente cálidos y días cálidos. Los métodos de cálculo de los grados-día son presentados a continuación:

Tabla 5 Metodología de estimación de grados-día Reino Unido

Condición de temperatura	Cálculos de HDD ($T_{base} = 15.5^{\circ}\text{C}$) y CDD ($T_{base} = 22^{\circ}\text{C}$)	Interpretación
$T_{max} \leq T_{base}$	$HDD = T_{base} - T_{media}$ $CDD = 0$	Día frío
$T_{media} \leq T_{base} < T_{max}$	$HDD = \frac{T_{base} - T_{min}}{2} - \frac{T_{max} - T_{base}}{4}$ $CDD = \frac{T_{max} - T_{base}}{4}$	Día mayormente frío
$T_{min} < T_{base} < T_{media}$	$HDD = \frac{T_{base} - T_{min}}{4}$ $CDD = \frac{T_{max} - T_{base}}{2} - \frac{T_{base} - T_{min}}{4}$	Día mayormente cálido
$T_{min} \geq T_{base}$	$HDD = 0$ $CDD = T_{media} - T_{base}$	Día cálido

Fuente: [17]

Tabla 6 Metodología de estimación de grados-día de Estados Unidos

<i>Condición de temperatura</i>	<i>Cálculos de HDD y CDD (ambos con T base = 18°C)</i>	<i>Interpretación</i>
$T_{media} \leq T_{base}$	$HDD = T_{base} - T_{media}$ $CDD = 0$	Día frío
$T_{media} \geq T_{base}$	$HDD = 0$ $CDD = T_{media} - T_{base}$	Día cálido

Fuente: [17]

7.3.4.2.1 Principales resultados

En el escenario RCP8.5 (de mayor concentración de GEI) del IPCC los resultados globales reflejan una reducción en los grados día de calefacción (ver imagen izquierda de la Figura 7) y un aumento esperado de los grados día de climatización (ver imagen derecha de la Figura 7).

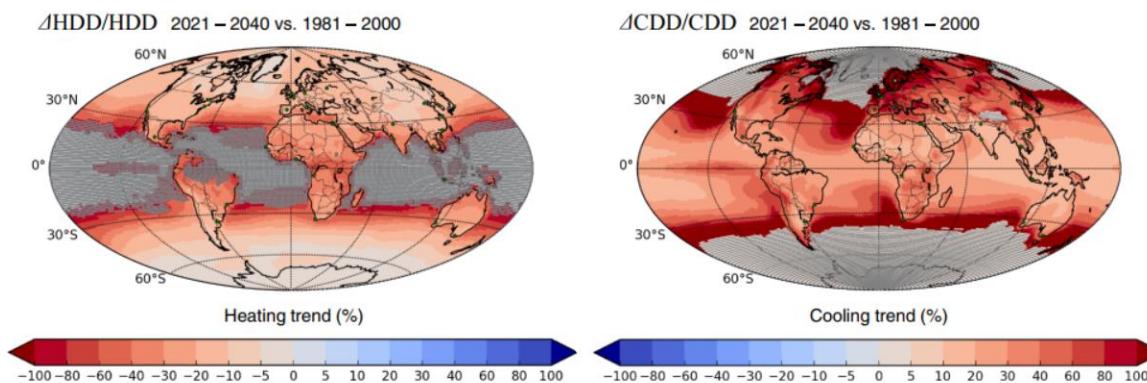


Figura 7 Variaciones globales de HDD y CDD entre el periodo 1981-2000 y 2021-2040.

Fuente: [17]

Lo anterior muestra que para zonas continentales se prevé una tendencia a la disminución de al menos 5% de los HDD en el mediano plazo (2040). En contraste, se proyecta un aumento de los CDD, superando el 10% en toda parte, alcanzando más del 20% en latitudes medias, y más del 60% en muchas regiones del hemisferio norte.

7.3.5 Análisis de los modelos evaluados

A partir de la revisión de literatura realizada se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- La literatura de modelación de impactos climáticos en la demanda de energía es escasa e incipiente. Por el contrario, la literatura sobre impactos en la oferta e infraestructura energética es más abundante.
- Los organismos regulatorios/ técnicos internacionales no han incluido el impacto del cambio climático en sus modelaciones. La excepción identificada es Reino Unido que incorpora impactos climáticos para proyecciones del consumo energético.
- En la literatura dominan artículos académicos que analizan los impactos en el consumo de energía eléctrica.

- En la literatura dominan los impactos en los sectores residencial y comercial (“buildings”) derivados de cambios en calefacción y/o climatización. Según numerosas publicaciones examinadas estos impactos serían los más significativos.
- La variable climática con mayor análisis es la temperatura media y en algunos casos temperaturas extremas promedio.
- Las metodologías empleadas para estimar los impactos suelen ser de naturaleza econométrica. En estos se analizan los consumos de ciudades, regiones o países utilizando información histórica de consumo eléctrico y temperaturas. El uso de información histórica presenta la ventaja de identificar con data real el impacto esperado del consumo eléctrico.
- Se destacan entre las metodologías elementos de metodologías bottom-up que caracterizan la energía final a partir de la energía útil.
- Las metodologías suelen utilizar variables de grados día (CDD, HDD) para incorporar los cambios en requerimientos de calefacción y climatización. Para ello existen distintas formas de aplicación, pero con una lógica común. Este enfoque permite estimar cambios futuros en base a escenarios de temperatura de escenarios climáticos.

7.4 Impactos esperados del cambio climático en Chile

7.4.1 Variación de temperaturas

En los últimos años se ha observado un sostenido aumento de la temperatura media en Chile, con una tendencia lineal de +0.14 °C por década en el periodo comprendido entre 1961-2020 [59]. Las modelaciones climáticas muestran cambios relevantes de la temperatura en el territorio nacional en un mediano y largo plazo. En general, las modelaciones proyectan un aumento de temperatura de todo el territorio, con un gradiente de mayor a menor en dirección norte a sur y de cordillera a mar [60]. En el escenario más favorable, la temperatura fluctuaría entre 0,5°C en el océano, zona sur y austral, y los 1,5 °C para la zona norte grande y el altiplano. Para el periodo 2031-2050 se mantendrían los patrones de calentamiento, pero con valores mayores que llegarían hasta 2°C en la zona norte. Además, se proyecta que aumente el número de ocurrencia de eventos de olas de calor, siendo más pronunciado en verano en la zona centro y zona sur [61].

Las temperaturas mínimas aumentarían hasta 2°C en verano e invierno entre el periodo 2016-2035. En el mediano plazo (2046-2065) se observarían aumentos de temperatura mínimas en verano de entre 2-4°C entre las regiones de Arica y Parinacota y Tarapacá, un incremento de 0-2°C entre las regiones de Antofagasta y el Maule, y desde Los Lagos a Magallanes. Los modelos reflejaron una disminución de hasta 2°C en las temperaturas mínimas de verano entre las regiones del Maule a Los Ríos [62]. El mismo artículo señala aumentos promedio de hasta 2°C para las temperaturas mínimas en invierno en la mayor parte de la zona central y sur del territorio (con aumentos de hasta 6°C en locaciones cercanas los Andes).

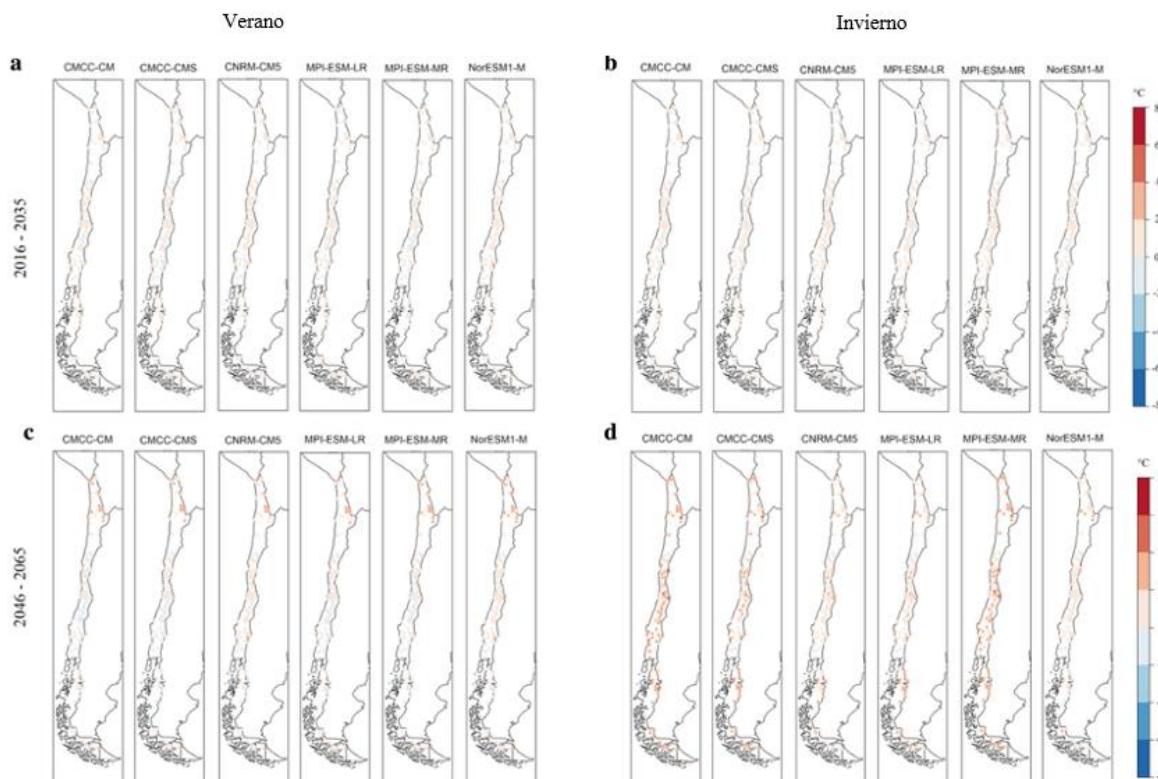


Figura 8 Efectos del cambio climático (escenario RCP 8.5) sobre las temperaturas mínimas promedio en territorio nacional.

Fuente: [62]

Las temperaturas máximas bajo el escenario RCP 8,5 presentan incrementos en el futuro de corto plazo (2016-2035) de hasta 2°C, similar a las observadas para las temperaturas mínimas. Algunos incrementos localizados de hasta 4°C se detectan verano en la región de la Araucanía y en invierno entre las regiones de Coquimbo y El Maule. Durante el periodo 2046-2065 los aumentos de temperatura son, en general, ligeramente mayores que para la temperatura mínima en ambas estaciones. En verano, las proyecciones muestran un incremento de 2-4 °C en las regiones de Arica y Parinacota y Tarapacá y aumentos de 0-2 °C para el resto de las regiones [62].

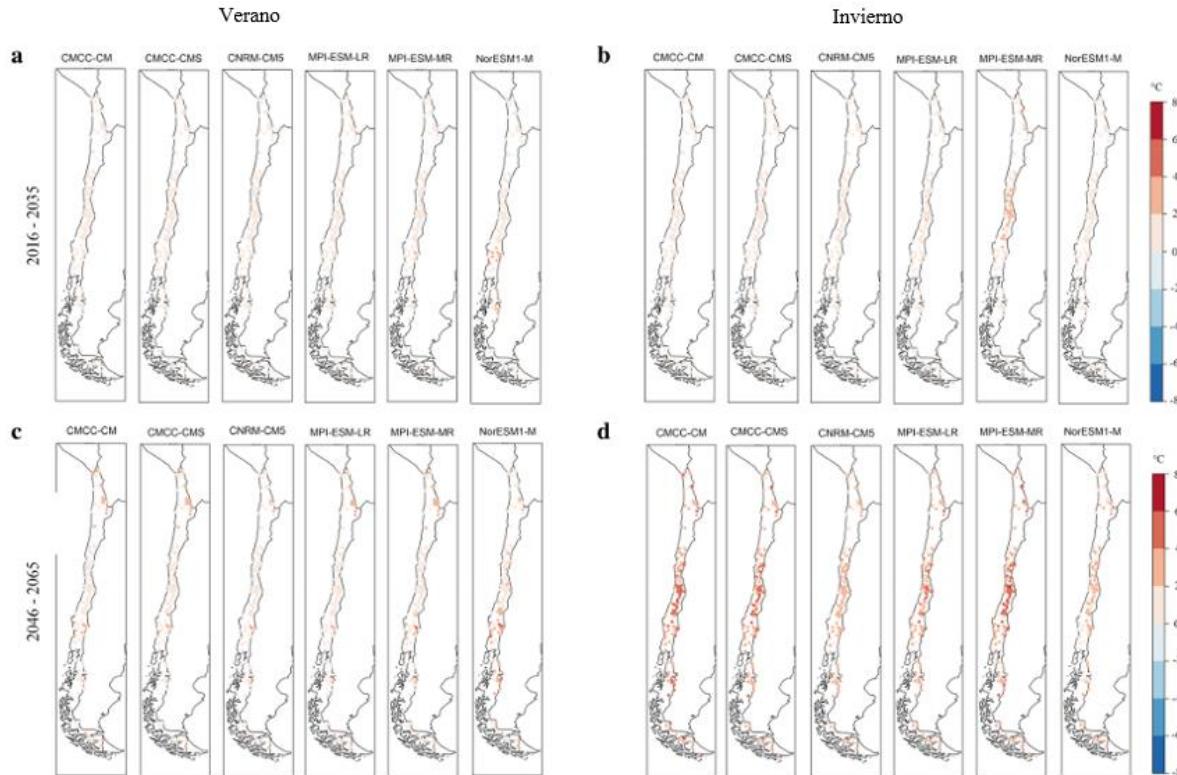


Figura 9 Efectos del cambio climático (escenario RCP 8.5) sobre las temperaturas máximas promedio en territorio nacional.
Fuente: [62]

Como consecuencia del aumento de temperatura, en el escenario climático RCP 8.5 aumentarán los grados día de refrigeración en todas las regiones y disminuirán los grados día de calefacción. Explorador de Amenazas del Atlas de Riesgo Climático (ARClim) del Ministerio de Medio Ambiente, se obtuvieron las proyecciones de grados día sobre 20°C (frío) y grados día bajo 15°C (calor) a nivel comunal hasta el 2060. Estos valores fueron ponderados por la población comunal, para agregar los resultados a nivel regional. Los resultados, que fueron utilizados directamente en la modelación energética son presentados a continuación:

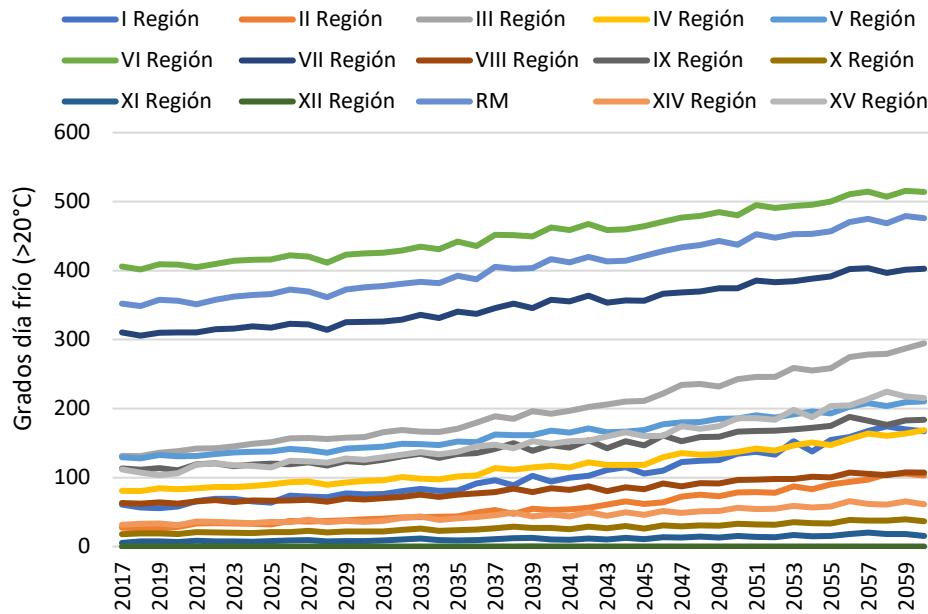


Figura 10 Proyección de los grados día frío ponderados a nivel regional. Período 2017-2060. Escenario RCP 8.5
Fuente: Elaboración Propia. Datos [63]

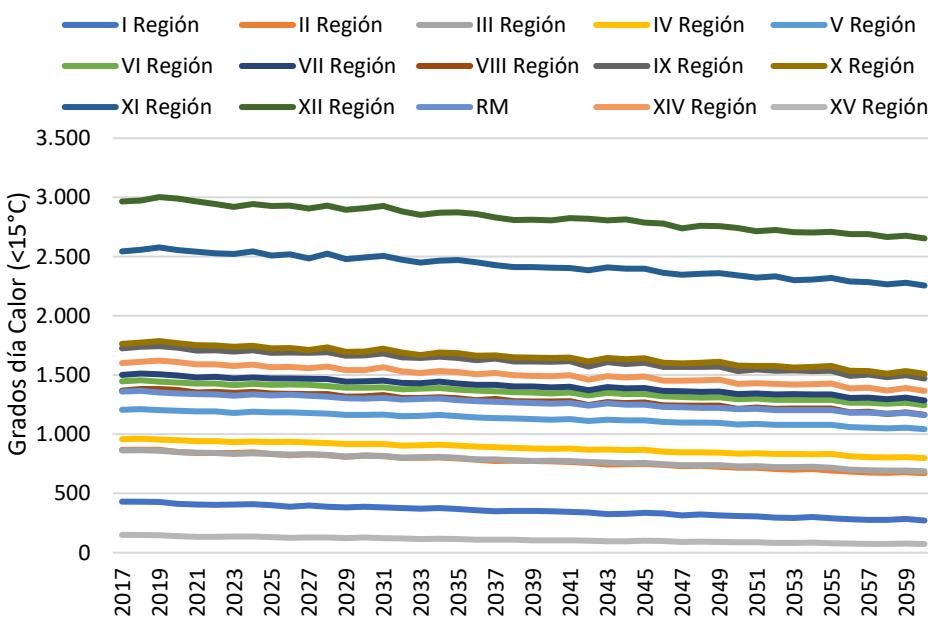


Figura 11 Proyección de los grados día calor ponderados a nivel regional. Período 2017-2060. Escenario RCP 8.5
Fuente: Elaboración Propria. Datos [63]

7.4.2 Variación de precipitaciones

Las simulaciones de precipitaciones muestran disminución entre 5-15% desde la cuenca del río Copiapó en el norte y la cuenca del río Aysén en el sur. En la zona ubicada entre las cuencas de los ríos Mataquito y Aysén, las precipitaciones muestran una señal robusta de disminución para el período 2011-2030, en tanto que en la zona de Magallanes se proyecta un leve aumento. Durante el período 2031-2050 se presentarían tendencias de precipitación similares al período anterior, pero mayores [60]. En el escenario más favorable, las proyecciones para el período 2021-2050 muestran una clara disminución de la precipitación anual del 20% en el norte de Chile y zona centro [61].

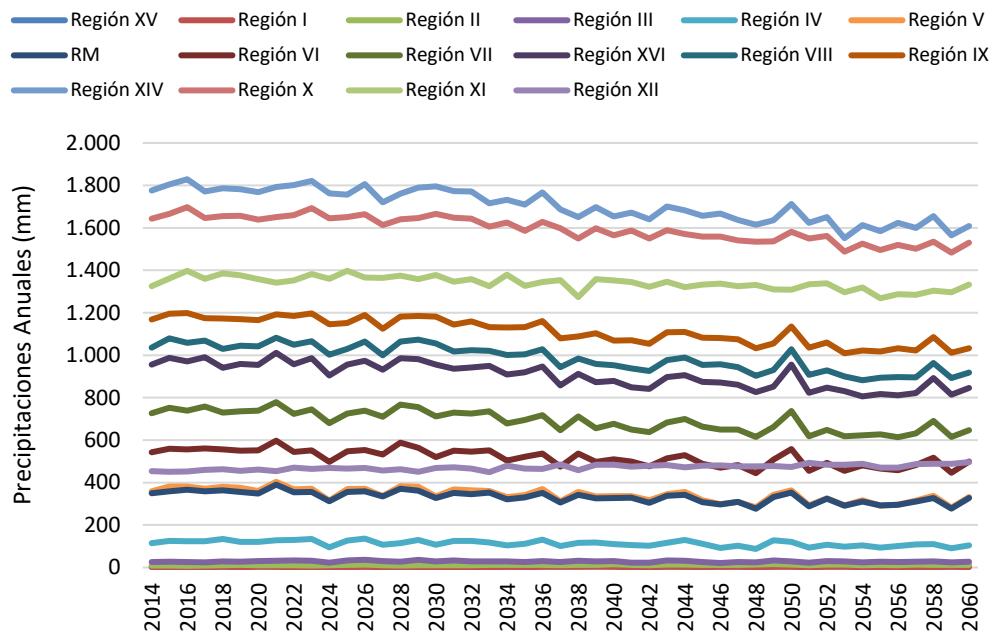


Figura 12 Proyección de precipitación anual regional esperada en el escenario RCP 8.5

Fuente: Elaboración Propia. Datos [63]

8 Modificaciones al modelo de prospectiva energética

Para comparar los efectos del cambio climático sobre la demanda energética, se estableció como línea base la proyección del modelo energético sin consideraciones de cambio climático, esto es, el modelo energético en su última versión (Enero 2023), sin medidas de mitigación o eficiencia energética activas, pero con la metodología de proyección del sector residencial modificada.

El escenario de cambio climático es seleccionado a partir de una de las proyecciones desarrolladas para el AR5 (siglas en inglés del Quinto Informe de Evaluación del IPCC), llamadas trayectorias de concentración representativas (RCP, sigla en inglés). Estos escenarios se traducen en aumentos de forzantes radiativas del sistema terrestre, representando un aumento de +2,6, +4,5, +6,0 y +8,5 [W/m²] respecto a la era pre-industrial. En este estudio se consideraron los efectos del escenario RCP 8.5 y sus efectos esperados en territorio nacional con una escala espacial regional.

8.1 Metodología de proyección de energía del sector residencial

8.1.1 El modelo del sector residencial sufre cambios importantes respecto de versiones anteriores. Los principales cambios se relacionan con el nivel de actividad y la modelación energética. El nivel de actividad utilizado en esta actualización corresponde a los metros cuadrados de las viviendas y no el número de viviendas por la robustez econométrica que resulta de la proyección con esta nueva alternativa. En el caso de la modelación energética, se pasa de una lógica de energía final a energía útil para lograr consistencia con los modelos del resto de los sectores y para facilitar la implementación y análisis de medidas de eficiencia energética. Nivel de actividad

El driver o nivel de actividad considerado para el sector residencial corresponde a los metros cuadrados totales de viviendas. Para estimar el stock y variación de m² construidos se toma la Base Catastral de Bienes Raíces No Agrícolas¹² del Servicio de Impuestos Internos (SII) que permite identificar por tipo de establecimiento los m² existentes por región. Esta base cuenta con información de cada una de las edificaciones del país desagregadas por tipo de establecimiento y año por lo que permite realizar un análisis robusto.

En la Figura 13 a continuación se puede observar la evolución histórica de metros cuadrados, a nivel nacional tanto de departamentos como de casas. Al año 2019, existen 383.031.584 m², de los cuales un 82% son m² de casas y un 18% departamentos.

¹² Esta base puede encontrarse en https://www4.sii.cl/sismunInternet/?caller=DETALLE_CAT_Y_ROL_COBRO. Su descarga requiere el ingreso como usuario del SII. La base se actualiza periódicamente pero con desfases.

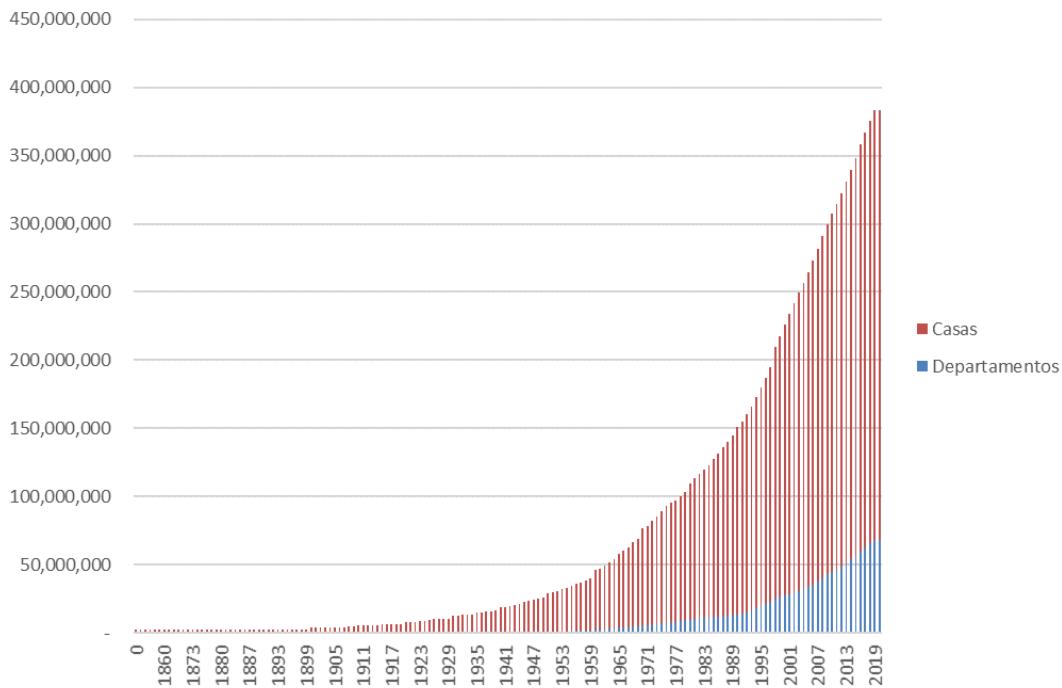


Figura 13: Superficie histórica de casas y departamentos a nivel nacional. Periodo 1860 - 2019

Para proyectar el stock de metros cuadrados se realiza un análisis de series de tiempo considerando como variable independiente el PIB regional. Es importante destacar que las series de actividad económica son muy cortas o inexistentes para nuevas regiones por lo que el análisis se realiza considerando la antigua desagregación de 13 regiones. Por ejemplo, se estiman los metros cuadrados para la región de Tarapacá considerando la Región de Arica y Parinacota (basta sumar los metros cuadrados de las comunas) con el PIB agregado lo que permite contar con una serie desde 1986. Posteriormente se asume que la fracción actual de metros cuadrados entre ambas regiones es constante.

La figura siguiente presenta como ejemplo, la proyección de metros cuadrados de casas y departamentos a nivel nacional. Los datos reales son hasta 2019 desde donde se considera la proyección. En efecto, los metros cuadrados de departamentos pasan de alrededor de 68 millones en 2019 a 99 millones en 2060 (46% de crecimiento). Por su parte, las casas pasan de 314 millones a 413 millones en el mismo periodo (31% de crecimiento).

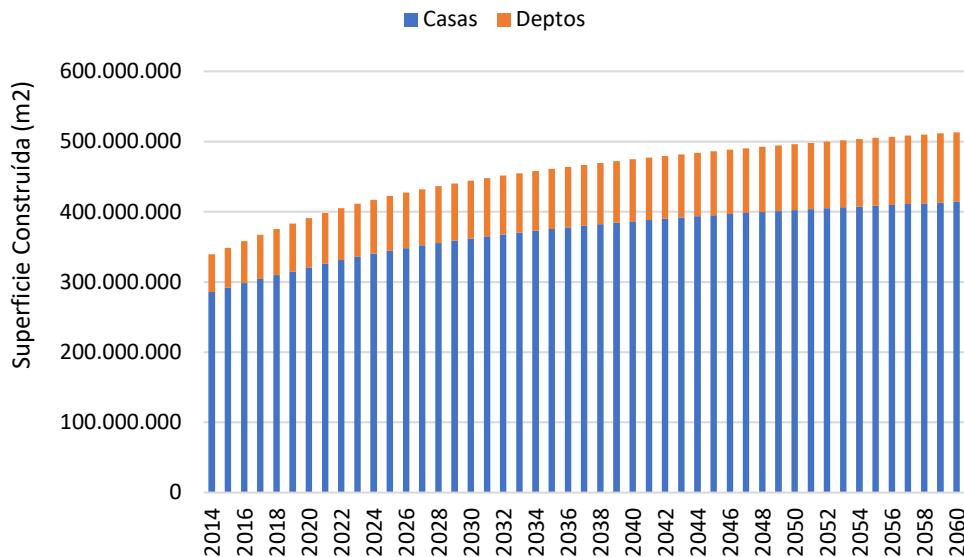


Figura 14 Proyección de superficie construida a nivel nacional al 2060

Fuente: Elaboración propia.

Es importante destacar que anteriormente se estimaban viviendas a partir de proyecciones de población. La estrategia de metros cuadrados acota el crecimiento de viviendas a niveles más razonables evitando que posteriormente haya crecimientos de consumo explosivos.

8.1.2 Modelación energética

La estrategia de modelación del sector corresponde a utilizar la última información disponible de la encuesta de usos de energía del sector residencial [64], y utilizar estos valores para obtener las proporciones por uso y por tecnología. A partir de estas proporciones, se procede a utilizar la información del Balance Nacional de Energía (BNE) del Ministerio de Energía, y las eficiencias asociadas a cada tecnología con el fin de obtener la intensidad útil por metro cuadrado, valor que permite proyectar el consumo asociado a cada uso.

Además, se consideró la información de los cambios de la normativa térmica de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC), con el fin de dividir los metros cuadrados de las viviendas. En particular, se consideran los vintage:

- Casas: (1) Pre 2000; (2) 2001-2007; (3) Post 2008
- Departamentos: (1) Pre 2000; (2) 2001-2007; (3) Post 2008

La tabla a continuación presenta los usos considerados:

Tabla 7: Usos del sector residencial

USO	TECNOLOGÍA
<i>Calefacción CALOR</i>	Aire acondicionado (ELE)
	Calefacción Central (BIO, ELE, GLP, GNA)
	Calefactor (BIO, ELE, GLP, GNA, KER)
	Calefactor Pellet
<i>Calefacción FRÍO</i>	Aire Acondicionado (ELE)
<i>Agua Caliente Sanitaria</i>	Calefont (GNA, GLP), Termo Eléctrico (ELE), Caldera (BIO)
<i>Cocina</i>	Cocina y Horno (GNA, GLP, ELE, BIO)
<i>Secadora</i>	Secadora (GNA, GLP, ELE)
<i>Lavadora</i>	Lavadora (GNA, GLP, ELE)
<i>Aparatos Eléctricos</i>	Microondas, hornillo, iluminación, refrigerador, freezer, hervidor, plancha, aspiradora, computador, televisión, juegos, stand by, cafetera, bomba de riego, piscina, otros.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la información de la CDT, se procedió a obtener intensidades por metro cuadrado para cada uno de los usos y por zonas térmicas. Esta información también se obtuvo para cada uno de los usos y combustibles. Esta información es representativa a nivel de zona térmica y no regional, por lo que se tuvo que utilizar estos valores, para ver el consumo representativo de la región, a partir de la presencia de m² en cada región, y cada zona térmica.

Con los datos de las intensidades, se procedió a calcular el consumo regional, gracias a que se contaba con la información en m² desglosada por Departamento y Casa, por normativa de la OGUC y por zona térmicas. Este consumo regional sirvió de base, para calcular las proporciones de consumo regional, que permitiesen dividir los valores totales por combustible del balance nacional de energía, y por tipo de vivienda.

Tabla 8: Proporción de consumo por combustible y por tipo de vivienda (C: casa, D: Departamento)

REGIÓN	TIPO	Biomasa	Electricidad	Gas Licuado	Gas Natural	Kerosene
Arica y Parinacota	Casa	100.0%	79.7%	85.2%	0.0%	94.3%
Arica y Parinacota	Departamento	0.0%	20.3%	14.8%	0.0%	5.7%
Tarapacá	Casa	100.0%	71.5%	73.8%	0.0%	64.7%
Tarapacá	Departamento	0.0%	28.5%	26.2%	0.0%	35.3%
Antofagasta	Casa	100.0%	83.1%	86.7%	84.1%	91.2%
Antofagasta	Departamento	0.0%	16.9%	13.3%	15.9%	8.8%
Atacama	Casa	100.0%	94.1%	94.5%	0.0%	97.0%
Atacama	Departamento	0.0%	5.9%	5.5%	0.0%	3.0%
Coquimbo	Casa	100.0%	93.1%	94.6%	97.0%	98.5%
Coquimbo	Departamento	0.0%	6.9%	5.4%	3.0%	1.5%
Valparaíso	Casa	98.9%	80.5%	87.6%	41.1%	67.9%
Valparaíso	Departamento	1.1%	19.5%	12.4%	58.9%	32.1%
RM	Casa	100.0%	78.7%	73.4%	94.2%	92.2%
RM	Departamento	0.0%	21.3%	26.6%	5.8%	7.8%
O'Higgins	Casa	100.0%	96.8%	95.8%	99.3%	99.0%

REGIÓN	TIPO	Biomasa	Electricidad	Gas Licuado	Gas Natural	Kerosene
O'Higgins	Departamento	0.0%	3.2%	4.2%	0.7%	1.0%
Maule	Casa	99.8%	97.9%	98.2%	84.9%	98.1%
Maule	Departamento	0.2%	2.1%	1.8%	15.1%	1.9%
Ñuble	Casa	99.8%	97.7%	98.0%	69.6%	97.7%
Ñuble	Departamento	0.2%	2.3%	2.0%	30.4%	2.3%
Biobío	Casa	99.0%	88.1%	89.8%	28.8%	88.5%
Biobío	Departamento	1.0%	11.9%	10.2%	71.2%	11.5%
La Araucanía	Casa	98.7%	91.9%	91.1%	51.3%	73.6%
La Araucanía	Departamento	1.3%	8.1%	8.9%	48.7%	26.4%
Los Ríos	Casa	99.5%	97.0%	95.8%	0.0%	89.4%
Los Ríos	Departamento	0.5%	3.0%	4.2%	0.0%	10.6%
Los Lagos	Casa	99.6%	96.1%	95.4%	92.9%	83.6%
Los Lagos	Departamento	0.4%	3.9%	4.6%	7.1%	16.4%
Aysén	Casa	100.0%	99.0%	98.5%	0.0%	95.5%
Aysén	Departamento	0.0%	1.0%	1.5%	0.0%	4.5%
Magallanes	Casa	99.9%	97.6%	98.8%	96.4%	0.0%
Magallanes	Departamento	0.1%	2.4%	1.2%	3.6%	0.0%

Fuente: Elaboración propia.

Estos datos de participaciones por vivienda y por región, permitieron dividir al balance nacional de energía en los distintos tipos de usos.

8.1.3 Elementos específicos de modelación

En esta sección se detalla el tratamiento de datos para ser ingresados al modelo. La estrategia que se explica se replica para cada región. Se define:

- Conjunto de vintage: \mathcal{J}
- Vintage de casas o departamentos $j \in \mathcal{J}$
- Conjunto de energéticos: \mathbb{E}
- Energéticos: $i \in \mathbb{E}$
- Conjunto de usos: \mathcal{U}
- Usos: $k \in \mathcal{U}$
- f_{ij} : fracción del energético i que se consume en vintage j
- f_{ijk} : fracción del consumo final del uso k que se satisface con energético i en vintage j
- C_{ij} : consumo energético i por parte del vintage j

Los consumos para los años históricos y para cada región se obtienen en teracalorías a partir de los balances de energía desagregados por región. Como se explica a continuación, para años con información histórica, los consumos del sector deben coincidir con aquellos del balance por construcción. Entonces los consumos del balance son:

$$C_i \text{ para cada } i \in \mathbb{E}$$

Por otra parte, de la encuesta CDT se obtienen para cada región: $\{f_{ij}\}$

De donde podemos $C_{ij} = f_{ij} C_i$, con $\sum_{j \in J} f_{ij} = 1$ por lo que es directo que $C_i = \sum_{j \in J} C_{ij}$

De esta forma podemos obtener el consumo total por vintage:

$$C_j = \sum_{i \in E} C_{ij}$$

También de la encuesta CDT, se obtiene para cada energético como se distribuye su consumo en usos dentro de cada vintage.

$$\{f_{ijk}\}$$

De donde, $C_{ijk} = f_{ijk} \cdot C_i$ con $\sum_{k \in U} f_{ijk} = 1$ por lo que es directo que $C_i = \sum_{k \in U} C_{ijk}$

De esta manera podemos encontrar el consumo para cada uso de cada vintage:

$$C_{jk} = \sum_{i \in E} C_{ijk}$$

De la literatura contamos con rendimientos por energético y uso: $\{\eta_{ik}\}$

El consumo de energía útil del energético i asociado al uso k del vintage j es:

$$U_{ijk} = \eta_{ik} \cdot C_{ijk}$$

De esta manera podemos encontrar el consumo de energía útil para cada uso de cada vintage:

$$U_{jk} = \sum_{i \in E} U_{ijk}$$

Se estima la participación de energía útil para cada uso y vintage:

$$p_{ijk} = \frac{U_{ijk}}{U_{jk}}$$

Se cuenta además para los años base los metros cuadrados por cada vintage: m_j^2

Obtenemos la intensidad de energía útil para el uso k y vintage j.

$$IU_{jk} = \frac{U_{jk}}{m_j^2}$$

Recordamos que las entradas al modelo son: $m_j^2, IU_{jk}, p_{ijk}, \eta_{ik}$

Finalmente, para considerar los efectos del cambio climático sobre la demanda energética del sector residencial, se considera en los usos específicos de calefacción y frío, la multiplicación de la razón entre los grados día calefacción y los grados día enfriamiento de los escenarios de cambio climático y escenario base respectivamente. Lo anterior puede ser expresado mediante:

$$IU_{r,j,calefacción,t} = IUr_{r,j,calefacción,tbase} * \left(\frac{HDD_{r,t}^{Esc RCP 8.5}}{HDD_{r,t}^{Esc Base}} \right)$$

$$IU_{r,j,frio,t} = IUr_{r,j,frio,tbase} * \left(\frac{CDD_{r,t}^{Esc RCP 8.5}}{CDD_{r,t}^{Esc Base}} \right)$$

8.1.4 Proyección del aire acondicionado

En este caso existe una tecnología preponderante, la cual corresponde al uso de aire acondicionado. Por lo tanto, no existe competencia real a nivel residencial, de otras opciones y por lo tanto lo que se debiese esperar es una tendencia natural de adopción de esta tecnología.

El primer paso para pronosticar el consumo de energía es predecir la penetración de ventas de equipos de aire acondicionado (que además permiten brindar calefacción en los meses de invierno). Para los mercados maduros, la penetración de un artefacto ha alcanzado un nivel de equilibrio y las ventas son impulsadas en gran medida por reemplazos y aumento de la población. La evidencia empírica muestra que los hogares compran secuencialmente una lavadora, electrodomésticos pequeños y electrónicos de cocina, y por último, aire acondicionado [65]. En Chile, la evidencia es consistente con dichos procesos de difusión tecnológica. Por ejemplo según [64], en 2018 a nivel nacional el 98% de los hogares tiene lavadora, el 77,9% hervidor y sólo 3,1% tiene aire acondicionado, por lo anterior, se requiere estimar una relación que represente el proceso difusión de la tecnología aire acondicionado.

La metodología propuesta para estimar la penetración del aire acondicionado en hogares sigue a [65]. Esta metodología asume que la adopción de aire acondicionados en hogares se acerca a un máximo climático según el crecimiento del ingreso de acuerdo a la relación:

$$\text{Adopción} = \text{difusión} \cdot \text{máximo climático}$$

El máximo climático entrega una relación empírica entre el máximo de penetración del aire acondicionado dependiente de los grados de frío (CDD):

$$\text{Máximo climático} = 0,944 - 1,17 \cdot \exp(-0,00298 \cdot CDD)$$

El aumento promedio de temperaturas traerá consigo un aumento de los CDD, aumentando la disposición de los usuarios por utilizar aire acondicionado. A modo de ejemplo, se presenta en la siguiente figura el perfil de saturación climática para la Región Metropolitana en ambos escenarios:

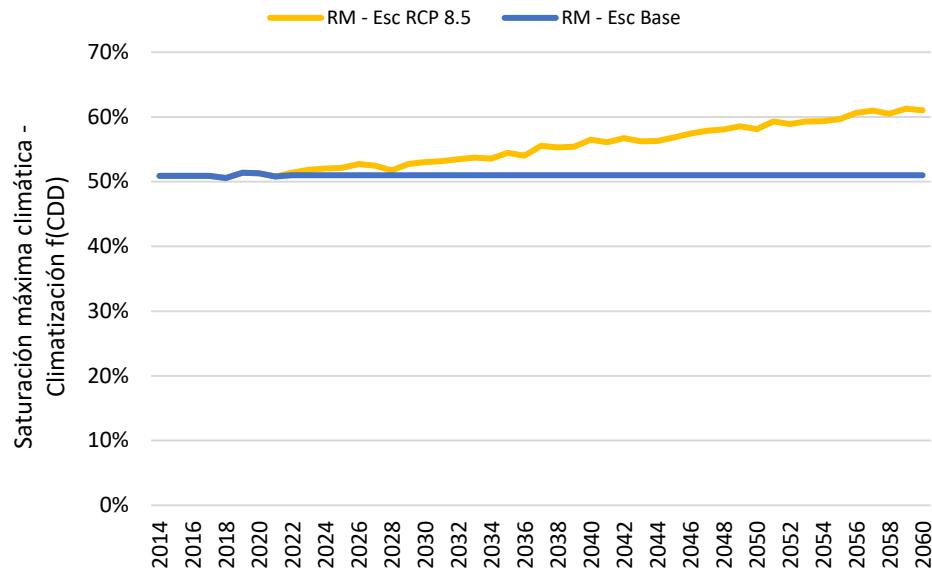


Figura 15 Proyección de la saturación máxima climática para la RM. Periodo 2014-2060

Fuente: Elaboración propia.

La difusión sigue una curva logística que depende del ingreso utilizando el PIB per cápita como proxy mediante la ecuación:

$$D_{r,t} = \frac{1}{1 + \gamma \cdot \exp(\beta y_{r,t})}$$

Donde $y_{r,t}$ es el PIB per cápita¹³ de la región r en cada periodo t. La curva ajustada a pesos chilenos entrega valores de $\gamma = 122,85$ y $\beta = -236.47$.

Para estimar el consumo de aire acondicionado se consideran las intensidades que es posible desprender del estudio CDT [64] y, dado que estas no permiten alcanzar el confort térmico relacionado a frío, éstas se hacen crecer de acuerdo al ingreso utilizando una elasticidad de 0,285 encontrada en la literatura internacional [66].

8.2 Metodología de proyección de la demanda de energía del sector comercial

La metodología de proyección de la demanda de energía del sector comercial se asemeja al modelo de proyección del sector residencial. Este considera 5 subsectores: Supermercados, Malls, Clínicas, Bancos y Otros. Mientras los primeros 4 subsectores mencionados proyectan la demanda de energía a partir del nivel de actividad (cantidad de unidades y su tamaño promedio) y la intensidad de energía final, el subsector Otros, el más relevante en el consumo, es proyectado a partir de un modelo econométrico.

Para incluir los efectos del cambio climático, se estiman las intensidades de energía útil por subsector y uso para los Supermercados, Malls, Bancos y Clínicas. La demanda energética asociada a estos subsectores se calcula mediante:

¹³ Para la aplicación de la ecuación el PIB per cápita en pesos chilenos de 2013 debe dividirse por 10^9 .

$$E_{i,t} = A_{i,t} \sum_u IE_u^{final}$$

Donde:

- $E_{i,t}$: corresponde a la demanda de energía del subsector i (Supermercados, Malls, Bancos y Clínicas) en el año t .
- $A_{i,t}$: corresponde al nivel de actividad del subsector i (Supermercados, Malls, Bancos y Clínicas) en el año t , asociado al área construida de cada subsector.
- IE_u^{final} : corresponde a la intensidad energética final de cada uso u (Agua Caliente Sanitaria, Calefacción, Climatización (Frio), Cocción, Iluminación, Refrigeración y Otros) establecidos como valores fijos para todos los años en la última versión del modelo ($Mcal/m^2$)

A partir de la participación energéticas en los usos finales de los distintos energéticos y sus eficiencias respectivas, se estima la intensidad de energía útil por uso para el año base de acuerdo con:

$$IE_u^{\text{útil}} = IE_u^{final} * \sum_c P_c * \eta_{u,c}$$

Donde:

- $IE_u^{\text{útil}}$: corresponde a la intensidad de energía útil del uso u en el año de referencia ($Mcal/m^2$)
- IE_u^{final} : corresponde a la intensidad de energía final del uso u en el año de referencia ($Mcal/m^2$)
- P_c : corresponde a la participación de energía final de cada energético c en el año de referencia (%)
- $\eta_{u,c}$: corresponde a la eficiencia del energético c en cada uso u para el año de referencia (%)

La proyección de la intensidad de energía útil en el tiempo para el uso Calefacción es calculada en función de la razón entre los grados día calor del escenario cambio climático a nivel regional y los grados día calor considerados en el escenario base. Mientras las intensidades de energía útil para los usos Climatización (Frío) y Refrigeración son multiplicadas por la razón entre los CDD regionales de los escenarios climáticos y base.

$$IE_{calefacción,r,t}^{\text{útil}} = IE_{calefacción}^{\text{útil}} * \left(\frac{HDD_{r,t}^{Esc RCP 8.5}}{HDD_{r,t}^{Esc Base}} \right)$$

$$IE_{u,r,t}^{\text{útil}} = IE_u^{\text{útil}} * \left(\frac{CDD_{r,t}^{Esc RCP 8.5}}{CDD_{r,t}^{Esc Base}} \right)$$

Donde:

- $IE_{calefacción,r,t}^{\text{útil}}$: corresponde a la intensidad de energía útil del uso Calefacción en cada región r y para cada periodo t ($Mcal/m^2$)
- $IE_{calefacción}^{\text{útil}}$: corresponde a la intensidad de energía útil del uso Calefacción en el año base ($Mcal/m^2$)

- $HDD_{r,t}^{Esc RCP 8.5}$: corresponde a los grados día calor de la región r en cada periodo t en el escenario RCP 8.5
- $HDD_{r,t}^{Esc Base}$: corresponde a los grados día calor de la región r en cada periodo t en el escenario Base
- $IE_{u,r,t}^{\text{útil}}$: corresponde a la intensidad de energía útil de los usos u (limitados a Climatización (Frío) y Refrigeración) en cada región r y para cada periodo t (Mcal/m^2)
- $IE_u^{\text{útil}}$: corresponde a la intensidad de energía útil de los usos u (limitados a Climatización (Frío) y Refrigeración) en el año base (Mcal/m^2)
- $CDD_{r,t}^{Esc RCP 8.5}$: corresponde a los grados día frío de la región r en cada periodo t en el escenario RCP 8.5
- $CDD_{r,t}^{Esc Base}$: corresponde a los grados día frío de la región r en cada periodo t en el escenario Base.

Finalmente, las intensidades finales para todo el periodo son recalculados mediante:

$$IE_{u,r,t}^{final} = IE_{u,r,t}^{\text{útil}} * \sum_c \frac{P_{c,u,t}^{\text{útil}}}{\eta_{u,c}}$$

Donde:

- $IE_{u,r,t}^{final}$: corresponde a la intensidad de energía final para cada uso u en cada región r y para cada año t (en Mcal/m^2) que finalmente ingresa al modelo en LEAP.
- $IE_{u,r,t}^{\text{útil}}$: corresponde a la intensidad de energía útil para cada uso u en cada región r y en cada periodo t (en Mcal/m^2).
- $P_{c,u,t}^{\text{útil}}$: corresponde a la participación de energía útil de cada energético c en cada uso u y cada periodo t (en %)
- $\eta_{u,c}$: corresponde a la eficiencia del energético c en cada uso u (en %).

8.3 Metodología de proyección de energía del sector desalación

La desalación de agua de mar ha surgido como una alternativa para contribuir a reducir los impactos de la crisis hídrica que afecta a parte importante del país, y que se verá potenciada por las reducciones esperadas de precipitaciones observadas en la Figura 12. De acuerdo con Vicuña et al. (2022) existen 38 plantas operativas con una capacidad productiva de 8.558 l/s, y con Antofagasta concentrado el 77% y Atacama el 19% del total de la capacidad, explicada en gran medida por la actividad minera que alcanza los 6.100 l/s [67]. De acuerdo al mismo informe, de concretarse todos los proyectos y ampliaciones anunciados hasta el momento, la capacidad total alcanzaría los 38.766 l/s (con 76 plantas operativas), con un gran crecimiento en las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo y Valparaíso. El informe señala que, en el corto plazo y de llevarse a cabo los proyectos anunciados estos estarán orientados a cubrir demandas del sector minero, sanitario e industrial.

Para abordar desde el punto de vista de la modelación energética la demanda de agua desalada, fue agregado un módulo de demanda de agua dentro del sector industria. Este tiene como base un modelo de demanda hídrica orientado a satisfacer las necesidades directas o indirectas para el desarrollo de actividades humanas. El modelo de demanda hídrica tiene como base el estudio “Estimación de la demanda actual, proyecciones futuras y caracterización de la calidad de los recursos hídricos en Chile” encargado por la Dirección General de Aguas (DGA) del Ministerio de Obras Públicas (MOP) en 2017 [68].

El modelo desarrollado para efectos de este estudio corresponde a una versión acotada del modelo presentado en [68], limitando los sectores a los usos agua potable urbana, agua potable rural, uso agrícola, uso forestal (limitado solo a plantaciones productivas), uso pecuario y uso industria. La demanda hídrica del sector minero no ha sido considerada en este modelo, pues la principal demanda de este sector asociada al sector cobre ya ha sido considerada en el modelo energético del sector.

El modelo de demanda de energía del sector considera la demanda hídrica y los porcentajes de participación de la desalación de agua de mar como fuentes de abastecimiento. En términos generales, la proyección energética considerará:

$$DE_{s,r,t}^{desalación} = D_{s,r,t} * P_{s,r,t}^{Esc} * CE^{desalación}$$

$$DE_{s,r,t}^{bombeo} = D_{s,r,t} * P_{s,r,t}^{Esc} * CE^{bombeo}(\text{altura})$$

Donde:

- $DE_{s,r,t}^{desalación}$: corresponde a la demanda de energía por desalación del subsector s de la región r y en cada periodo t (en kWh)
- $D_{s,r,t}$: corresponde a la demanda hídrica total del subsector s, en cada región r para cada periodo t ($\text{m}^3/\text{año}$)
- $P_{s,r,t}^{Esc}$: corresponde al porcentaje de la demanda hídrica del subsector s en cada región r y cada periodo t que es abastecida a partir de la desalación de agua de mar (en %)
- $CE^{desalación}$: corresponde al consumo específico de energía eléctrica que se requiere para desalar mediante osmosis inversa 1 m^3 de agua (en kWh/ m^3). Mientras COCHILCO ha cifrado este consumo en un valor de 4 (kWh/ m^3) [69], nuevos proyectos presentan valores de hasta 2,8 (kWh/ m^3).

- $DE_{S,r,t}^{bombeo}$ corresponde a la demanda de energía asociada a la impulsión del agua desalada hasta los puntos de consumo (en kWh)
- $CE^{bombeo}(altura)$: corresponde al consumo específico de energía eléctrica para el bombeo de agua desalada desde el nivel del mar hasta los puntos de consumo (en kWh), y el cual depende principalmente de las alturas (las pérdidas por fricción en tramos horizontales se consideran despreciables en esta metodología) [69].

8.3.1 Modelo de proyección de la demanda de agua potable

8.3.1.1 *Modelo de proyección de la demanda de agua potable urbana*

El modelo de proyección de agua utiliza como información de base los Informes sector sanitario de la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS). La demanda se proyecta considerando 2 tipos de clientes: Residenciales y Otros (que agrupa a clientes industriales, comerciales, institucionales y otros). La demanda de agua potable urbana regional para clientes residenciales es proyectada mediante:

$$D_{r,t}^{residencial} = Pob_{r,t} * Purb_{r,t} * Dot_{r,t} * \frac{365}{1.000.000}$$

Donde:

- $D_{r,t}^{residencial}$: corresponde a la demanda de agua potable urbana asociada a clientes residenciales para cada región r y cada año t (en miles m³/año)
- $Pob_{r,t}$: corresponde a la proyección de la población para cada región r y cada periodo t (personas)
- $Purb_{r,t}$: corresponde a la participación de la población urbana de la región r y del periodo t establecidos por el INE (en %)
- $Dot_{r,t}$: corresponde a la dotación de las principales empresas sanitarias de cada región r y para cada periodo t (l/persona-día)

Las dotaciones por región son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 9 Dotación histórica de las principales empresas regionales

Región	2017	2018	2019	2020	2021
Región I (Aguas del Altiplano)	151	141	136	132	130
Región II (Aguas Antofagasta)	150	137	129	127	127
Región III (Nueva Atacama)	161	150	142	140	146
Región IV (Aguas del Valle)	165	156	154	151	155
Región V (ESVAL)	169	165	164	162	163
Región VI (Essbio)	156	151	160	160	162
Región VII (Nuevosur)	161	157	161	166	153
Región VIII (Essbio)	156	151	155	160	162
Región IX (Aguas Araucanía)	151	147	150	151	154
Región X (ESSAL)	131	134	131	135	139
Región XI (Aguas Patagonia)	127	124	126	126	129
Región XII (Aguas Magallanes)	155	154	148	148	152
Región RM (Aguas Andina)	171	164	160	156	155

Región XIV (ESSAL)	131	134	131	135	139
Región XV (Aguas del Altiplano)	151	141	136	132	130

Fuente: Informes sector sanitario 2017-2021

El resumen de la demanda anual de clientes residenciales es presentado en la siguiente figura:

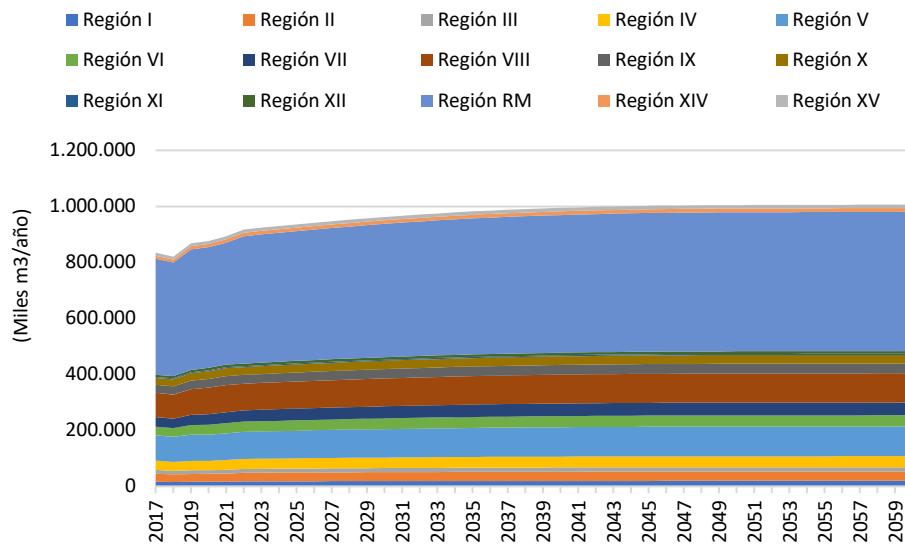


Figura 16 Demanda de agua potable urbana - Clientes residenciales

Fuente: Elaboración propia

El crecimiento de la demanda de agua de los clientes no residenciales es proyectado a partir del crecimiento económico siguiendo la metodología desarrollada en [68]. La demanda de agua potable urbana de clientes no residenciales es presentada en la siguiente figura:

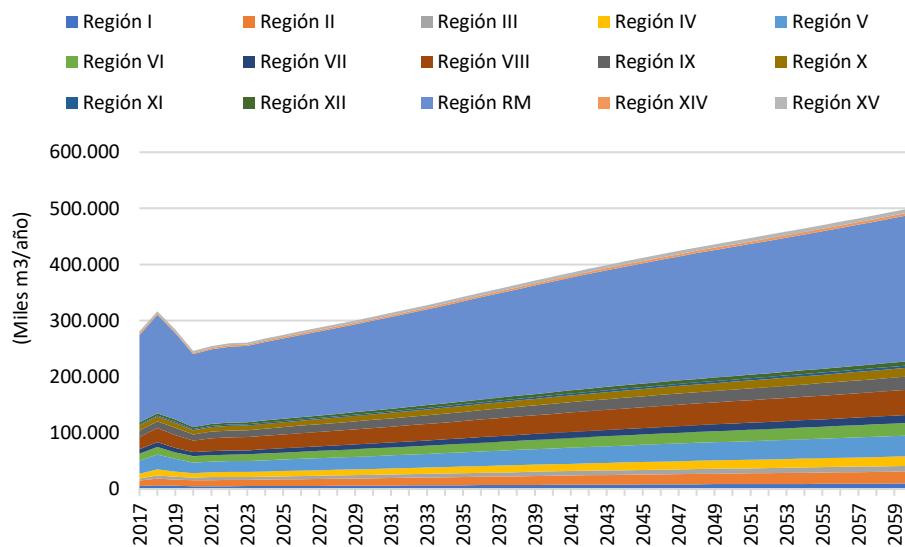


Figura 17 Demanda de agua potable urbana - Clientes no residenciales

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, considerando las pérdidas¹⁴ la demanda de agua potable urbana total es calculada mediante:

$$D_{r,t}^{total} = \frac{D_{r,t}^{residencial} + D_{r,t}^{no\ residencial}}{1 - \varsigma_{r,t}}$$

- $D_{r,t}^{total}$: corresponde a la demanda total de agua potable urbana (Miles m³/año)
- $D_{r,t}^{residencial}$: corresponde a la demanda de agua potable urbana asociada a clientes residenciales para cada región r y cada año t (en miles m³/año)
- $D_{r,t}^{no\ residencial}$: corresponde a la demanda de agua potable urbana asociada a clientes no residenciales para cada región r y cada año t (en miles m³/año)
- $\varsigma_{r,t}$: corresponde a las pérdidas de agua potable (en %), que son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 10 Pérdidas por región

Región	Pérdidas
Región I (Aguas del Altiplano)	31%
Región II (Aguas Antofagasta)	31%
Región III (Nueva Atacama)	31%
Región IV (Aguas del Valle)	26%
Región V (ESVAL)	36%
Región VI (Essbio)	33%
Región VII (Nuevosur)	40%
Región VIII (Essbio)	34%
Región IX (Aguas Araucanía)	34%
Región X (ESSAL)	38%
Región XI (Aguas Patagonia)	27%
Región XII (Aguas Magallanes)	15%
Región RM (Aguas Andinas)	33%
Región XIV (ESSAL)	38%
Región XV (Aguas del Altiplano)	31%

Fuente: [68]

La demanda final de agua potable urbana es presentada en la siguiente figura:

¹⁴ Estas concedieran pérdidas técnicas y comerciales. Las técnicas se refieren a fugas en los elementos de distribución de agua potable como conducciones, matrices, arranques y elementos de la red; mientras que las pérdidas comerciales se dan por la submedición y el consumo no autorizado de agua [84]

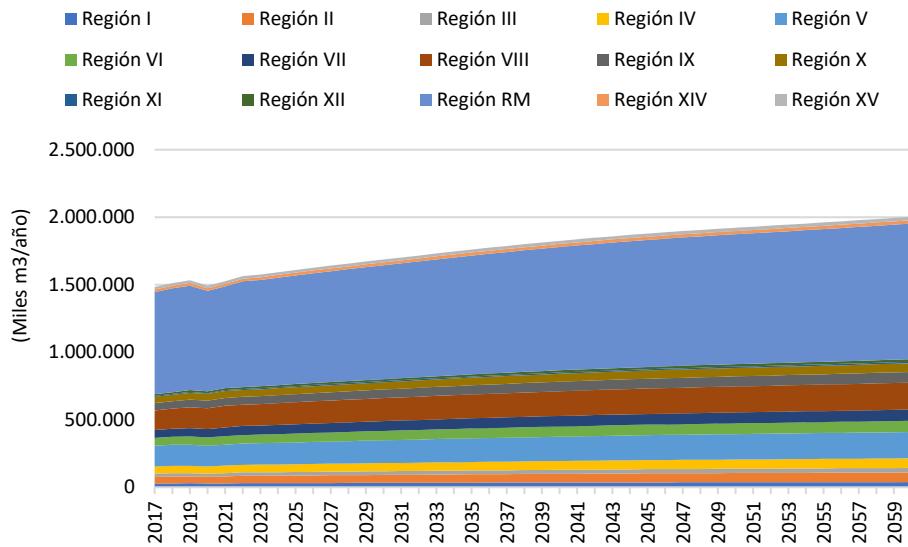


Figura 18 Demanda de agua potable urbana total

Fuente: Elaboración propia

8.3.1.2 Modelo de proyección de la demanda de agua potable rural

Al igual que la demanda de agua potable urbano, esta se basa a partir del número de personas (beneficiarios) atendidos y una dotación.

$$D_{r,t}^{APR} = B_{r,t}^{\text{atendidos}} * Dot_{\text{zona}} * \frac{365}{1.000.000}$$

Donde:

- $D_{r,t}^{APR}$: corresponde a la demanda de agua potable rural asociada para cada región r y cada año t (en miles m³/año)
- $B_{r,t}^{\text{atendidos}}$ corresponde a la proyección de beneficiarios atendidos en cada región r y cada periodo t (personas)
- $Dot_{r,t}$: corresponde a la dotación rural por zona (norte, centro y sur) (l/persona-día)

El número de personas atendidas es calculado a partir del número de arranques por región, y la cantidad de beneficiarios promedio por arranque. La proyección de beneficiarios considera el valor estimado al 2021, multiplicada por la proyección de la población rural indexada al año 2021. Dicho valor, es multiplicado por la dotación, que considera agrupada en zona norte, centro y sur tal como muestra la siguiente tabla:

Tabla 11 Dotación rural estimada para proyectos por zona geográfica

Zona	Dotación (l/persona/día)
Norte	100
Centro	140
Sur	120

Fuente: Elaboración propia. Datos [68].

La proyección de la demanda de agua potable rural es presentada en la siguiente figura:

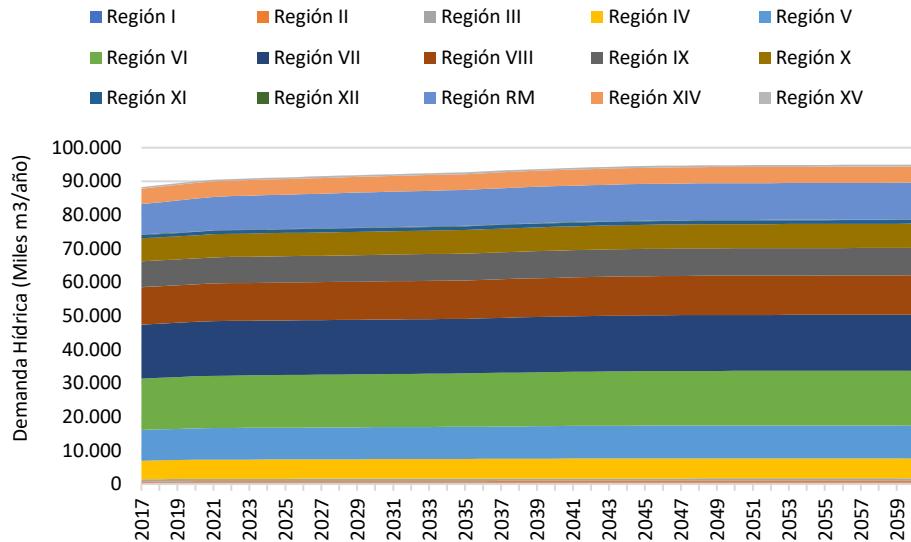


Figura 19 Proyección de la demanda de agua potable rural a nivel regional. Período 2017-2060

Fuente: Elaboración propia

8.3.2 Modelo de proyección de la demanda de agua del sector industrial

Siguiendo la metodología de estimación y proyección de la demanda hídrica del sector industria llevado a cabo en [68]. La demanda hídrica actual proviene de los registros de la Superintendencia de Medio Ambiente a través del sistema de ventanilla única RETC, donde se obtiene la localización de los puntos de descarga y los registros de caudales de residuos industriales líquidos (RILes) asociados a dichos puntos. Identificando el rubro de la industria es posible correlacionar el consumo de agua de esta mediante la razón entre sus volúmenes de RILes y consumo de la forma:

$$DA_r = \sum_j \frac{RIL_{j,r}}{R_j}$$

Donde:

- DA_r : corresponde a la demanda hídrica de la industria en la región r
- $RIL_{j,r}$: corresponde al volumen de RILes descargados por cada industria perteneciente al rubro j en la región r.- Estos valores fueron actualizados utilizando el año 2020 como base.
- R_j : corresponde a la razón entre el volumen de descarga y el consumo de agua de cada industria perteneciente al rubro j.

Las proyecciones de la demanda están indexadas al crecimiento económico regional. Un resumen de la demanda hídrica anual es presentado en la siguiente figura:

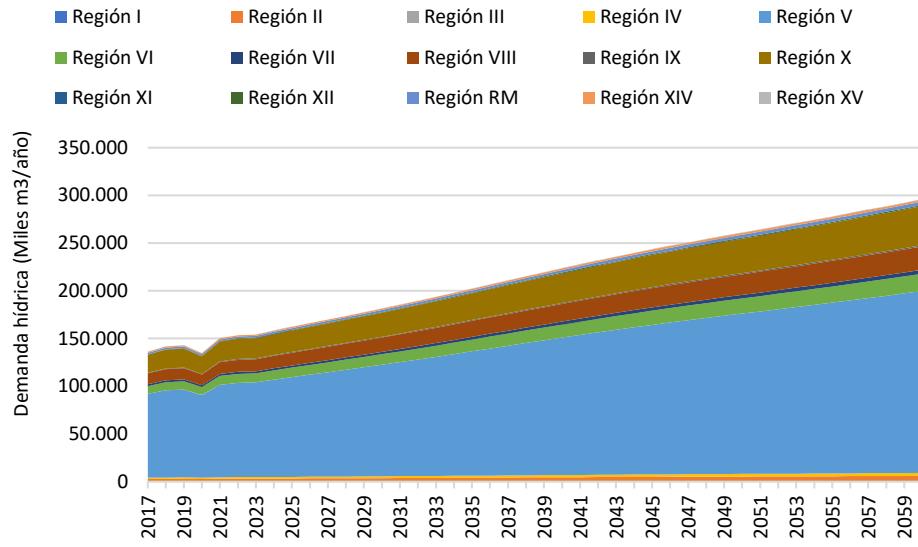


Figura 20 Proyección de la demanda hídrica del uso industria

Fuente: Elaboración Propia

8.3.3 Modelo de proyección de agua sectores agrícola, pecuario y forestal

Para estos sectores se utilizan proyecciones directas del estudio [68], extendiendo dicha proyección hasta el 2060. En términos generales, la demanda hídrica del sector agrícola se estima a partir del cálculo de las necesidades evapotranspirativas¹⁵, según superficies y tipologías de cultivo. Con ello se obtiene una demanda hídrica agrícola. Es importante mencionar que en [68] las necesidades evapotranspirativas son calculadas a partir de un perfil mensual fijo de temperaturas históricas, y por tanto, el modelo no logra capturar los cambios esperados de las variables climáticas.

El modelo calcula luego la demanda neta de riego (solo para superficies regadas), equivalente a la diferencia entre la demanda bruta y los aportes de lluvia. Una vez más el modelo no considera el efecto del cambio climático sobre las precipitaciones para estimar esta demanda futura. Finalmente se utilizan factores de eficiencia en el riego para determinar la demanda final. En la siguiente figura se puede ver un diagrama general de la metodología de cálculo de demanda de agua para uso agrícola.

¹⁵ Las necesidades evapotranspirativas de los cultivos son la cantidad de agua que un cultivo necesita para crecer y desarrollarse adecuadamente. Esta cantidad se refiere a la cantidad de agua que se pierde a través de la evaporación de la superficie del suelo y la transpiración de las plantas.

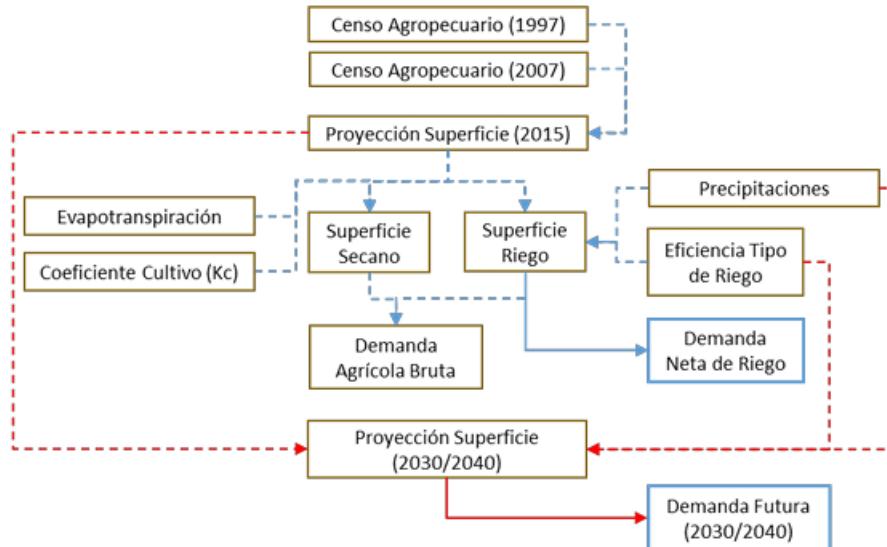


Figura 21 Diagrama general de la metodología para Uso Agrícola

Fuente: [68]

La demanda hídrica para uso pecuario se estima a partir de los datos de cabezas de ganado por distrito censal, se calcula la demanda de agua diaria aplicando tasa de consumo unitaria. La proyección de la demanda pecuaria futura se ha planteado a partir de la evolución histórica del número de cabezas de ganado. La metodología de proyección del sector es presentada a continuación:

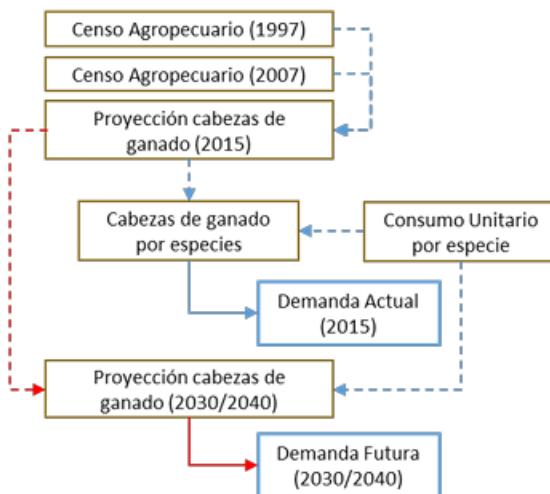


Figura 22 Diagrama general de la metodología para Uso Pecuario

Fuente: [68]

Finalmente, la estimación de la demanda para el uso forestal, considera la cantidad de agua consumida por las coberturas vegetales bajo el concepto de evapotranspiración, separando en demanda productiva (plantaciones forestales con fines comerciales) y demanda no productiva a los bosques nativos y humedales. Para efectos del modelo de energía solo se considera la primera. Al igual que el modelo agrícola, este modelo no considera cambios relevantes en las variables climáticas (temperatura y precipitaciones) para proyectar demanda futura.

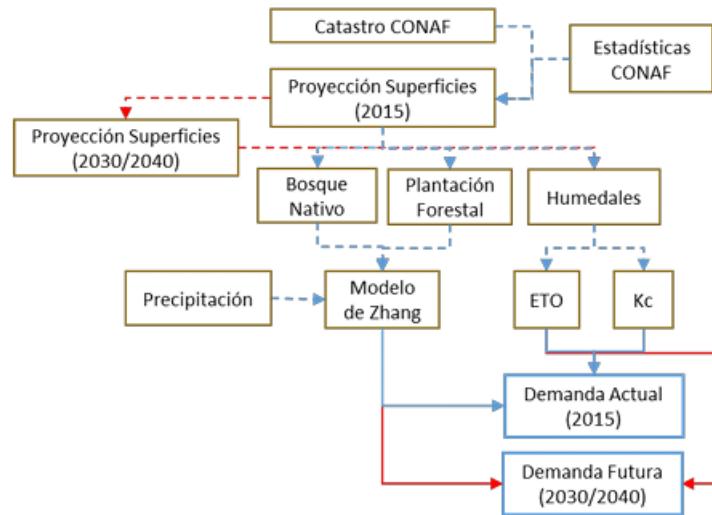


Figura 23 Diagrama general de la metodología para Uso Forestal

Fuente: [68]

8.4 Actualización de parámetros generales y de otros sectores de demanda

El proyecto consideró la actualización de parámetros del modelo y la extensión del horizonte de evaluación hasta el 2060. Los principales cambios realizados son resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 12 Resumen de actualizaciones al modelo de demanda energética

Fuente: Elaboración propia

Sector	Subsector	Actualización Modelo	Fuente
General	Parámetros Generales	Actualización de escenarios de proyección del crecimiento económico.	Obtenidos a partir de estudio <i>Actualización Metodológica del Modelo de Consumo Energético y Emisiones para el Sector Transporte (STEP) - Etapa II</i> [70]
General	Todos	Actualización de factores de emisión sectoriales y tecnológicos de metano (CH_4) y Óxidos Nitrosos (N_2O) en LEAP.	Factores por default de IPCC [71]
General	Todos	Extensión del horizonte de evaluación hasta el 2060 de modelos Sectoriales en planillas y LEAP	No aplica
Industria	Todos	Actualización de demandas energéticas regionales periodo 2018-2020 de acuerdo con BNE.	Balance Nacional de Energía 2018 -2020 [72]
Industria	Azúcar	Producción regional de Remolacha 2018-2020	Estadísticas de siembra y cosecha INE [73]
Industria	Cemento	Producción Nacional de Cemento. Periodo 2018-2020	Despachos de Cemento a nivel Nacional y prorrato regional en función de capacidades nominales instaladas [74]
Industria	Cobre	Parámetros de producción regional 2018-2021	Anuario de la minería en Chile, Sernageomin [75]
Industria	Hierro	Parámetros de producción regional 2018-2021	Anuario de la minería en Chile, Sernageomin [75]
Industria	Industrias Varias	Actualización del PIB nacional periodo 2018-2021 estimada a partir de las tasas de crecimiento anuales.	Informe estadístico del Banco Central [76]
Industria	Minas Varias	Parámetros de producción para años 2017-2021	Anuario de la minería en Chile, Sernageomin [75]. Excluye salitre, cobre, oro, molibdeno y hierro.

<i>Industria</i>	<i>Papel y Celulosa</i>	<i>Parámetros de producción para año 2018</i>	<i>Se repiten valores para años 2019 y 2020.</i>
<i>Industria</i>	<i>Pesca</i>	<i>Parámetros de producción para años 2018-2020</i>	<i>Anuarios Estadísticos de Pesca y Acuicultura, Servicio Nacional de Pesca y Acuicultura [77]</i>
<i>Industria</i>	<i>Salitre</i>	<i>Parámetros de producción regional 2018-2021</i>	<i>Anuario de la minería en Chile, Sernageomin [75]</i>
<i>Industria</i>	<i>Siderurgia</i>	<i>Parámetros de producción para años 2018-2020</i>	<i>Memorias Integradas CAP [78]</i>
<i>Transporte</i>	<i>Caminero</i>	<i>Actualización de parámetros tales como: particiones modales, rendimientos de combustible y series históricas de pkm y tkm.</i>	<i>Obtenidos a partir de estudio Actualización Metodológica del Modelo de Consumo Energético y Emisiones para el Sector Transporte (STEP) - Etapa II [70]</i>
<i>Transporte</i>	<i>Caminero</i>	<i>Stock de vehículos por región al 2021</i>	<i>Estadísticas del parque vehicular - permisos de circulación [79]</i>

9 Simulación de efectos climáticos sobre la demanda de energía

Para evaluar los efectos del cambio climático sobre la demanda energética en el largo plazo, fueron utilizados como base dos escenarios de prospectiva energética previamente desarrollados por el Ministerio de Energía. Estos corresponden a los Escenarios Base (Esc Base) y Carbono Neutralidad (Esc CN), los que no consideraban explícitamente los efectos del clima sobre la demanda. Estos escenarios fueron actualizados y su periodo de evaluación fue extendido hasta 2060, y sobre cada uno de estos escenarios se analizaron los efectos de las variables climáticas y sus proyecciones futuras (en el escenario climático RCP 8.5), generándose dos escenarios adicionales derivados de los escenarios Base y Carbono Neutralidad.

9.1 Efectos globales sobre la demanda de energía

En el Escenario Base y sin consideraciones de cambio climático, se espera que la demanda energética alcance 419 mil Tcal en 2050 año en que, de acuerdo a la Ley Marco de Cambio Climático, debe alcanzarse la carbono neutralidad [80]. A partir de dicho año y hasta el 2060 se observa un aumento en la demanda de energía, pero a una tasa decreciente hasta alcanzar las 432 mil Tcal. En el Escenario Carbono Neutralidad las medidas de mitigación limitarán la demanda energética, que alcanzará las 354 mil Tcal en 2050, valor que es 15,5% menor al observado para el Escenario Base en el mismo año. En el año 2060 la demanda energética de este escenario rondará los 382 mil Tcal. La proyección de la demanda energética nacional al año 2060 en todos los escenarios es presentada en la Figura 24.

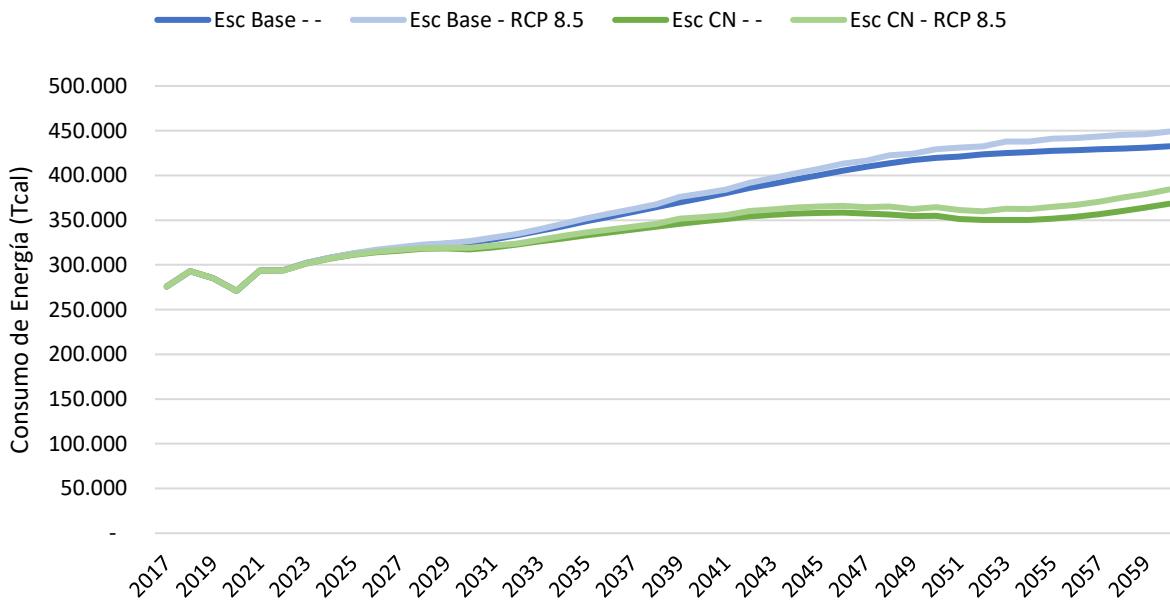


Figura 24 Proyección de la demanda energética nacional al 2060
Fuente: Elaboración propia

La Figura 24 presenta también los efectos de las variables climáticas sobre la demanda energética en ambos escenarios. En términos generales, se observa que ante un escenario de aumento de la

temperatura global (RCP 8.5) la demanda energética aumentará, independientemente del escenario de mitigación seleccionado.

Los efectos del cambio climático en la demanda de energía se incrementan conforme crece el horizonte de evaluación. Esta diferencia de alrededor de 16 mil Tcal al 2060 en ambos escenarios, pero dada la menor demanda del Escenario Carbono Neutralidad afectará, en términos relativos, mayormente a este escenario. Dependiendo el escenario analizado, la demanda energética aumentará entre un 2,3% - 2,8% en 2050, y un 3,8% - 4,3% en 2060 solo por efectos del clima.

Esta mayor demanda de energía en el escenario RCP 8.5 se explica en gran medida por el aumento de la demanda de energía eléctrica, ya que los 3 efectos analizados e incluidos en esta modelación se asocian a mayores demandas, principal pero no exclusivamente, de energía eléctrica. La proyección de la demanda eléctrica agregada es presentada en la Figura 25.

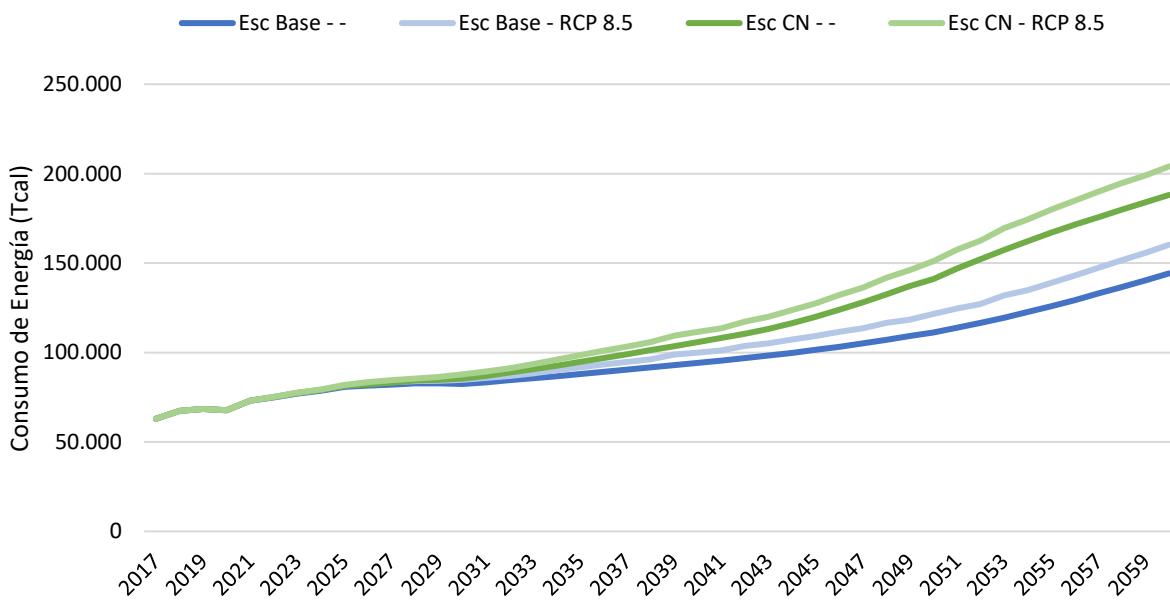


Figura 25 Proyección de la demanda de energía eléctrica nacional. Periodo 2017 – 2060

Fuente: Elaboración Propia

Ante estos escenarios, la demanda eléctrica se verá incrementada en alrededor de 10 mil Tcal adicionales al 2050 en ambos escenarios, lo que en términos relativos representa entre el 7,2% - 9,3% en los escenarios Carbono Neutralidad y Base respectivamente. En este caso, los efectos relativos se invierten ya que la demanda de electricidad en el Escenario Carbono Neutralidad es mayor al Base al ser electrificada mucha de la demanda asociada a combustibles fósiles.

Dado que la mayor demanda de energía asociada a los efectos del cambio climático obedecerá a un aumento principalmente de electricidad, los efectos del clima sobre las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la demanda energética serán más bien acotados. Los escenarios de emisiones de GEI con consideraciones climáticas son prácticamente iguales a los observados sin estas. Las proyecciones de emisión de GEI de la demanda energética a nivel nacional son presentadas en la siguiente figura:

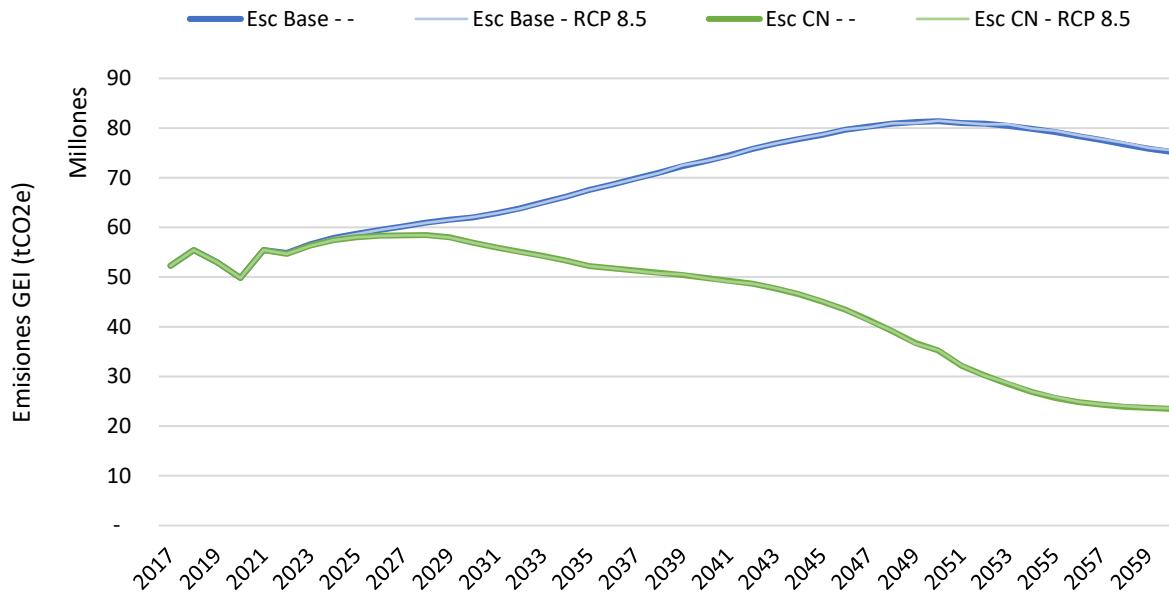


Figura 26 Proyección de emisiones de GEI del sector demanda energética. Periodo 2017 – 2060

Fuente: Elaboración Propia

En el Escenario Base, las emisiones del sector alcanzarán los 81,3 millones de tCO₂eq al 2050, mientras que en el Escenario Carbono Neutralidad las emisiones alcanzarán los 35,1 millones tCO₂eq en el mismo año. Valores aproximadamente iguales se observan cuando se incluyen los efectos del cambio climático. Sin embargo, es importante destacar que los efectos del cambio climático sobre las emisiones del sector serán absorbidos por la generación eléctrica, y dependerá de su factor de emisión para ver los efectos indirectos.

9.2 Efectos del cambio climático sobre el sector residencial

Los efectos de las variables climáticas sobre la demanda de energía del sector residencial son diversos. En primer lugar, como consecuencia del mayor aumento de las temperaturas promedio y el aumento de grados día, se generará una mayor disponibilidad a la compra de sistemas de aire acondicionados en los hogares, lo que sumado al aumento en el ingreso per cápita, generará una mayor penetración de sistemas de aire acondicionado para su uso en días cálidos. Lo anterior, implicará que el sector residencial aumentará su demanda energética por climatización en meses de calor (frío), tal como puede observarse en la siguiente figura:

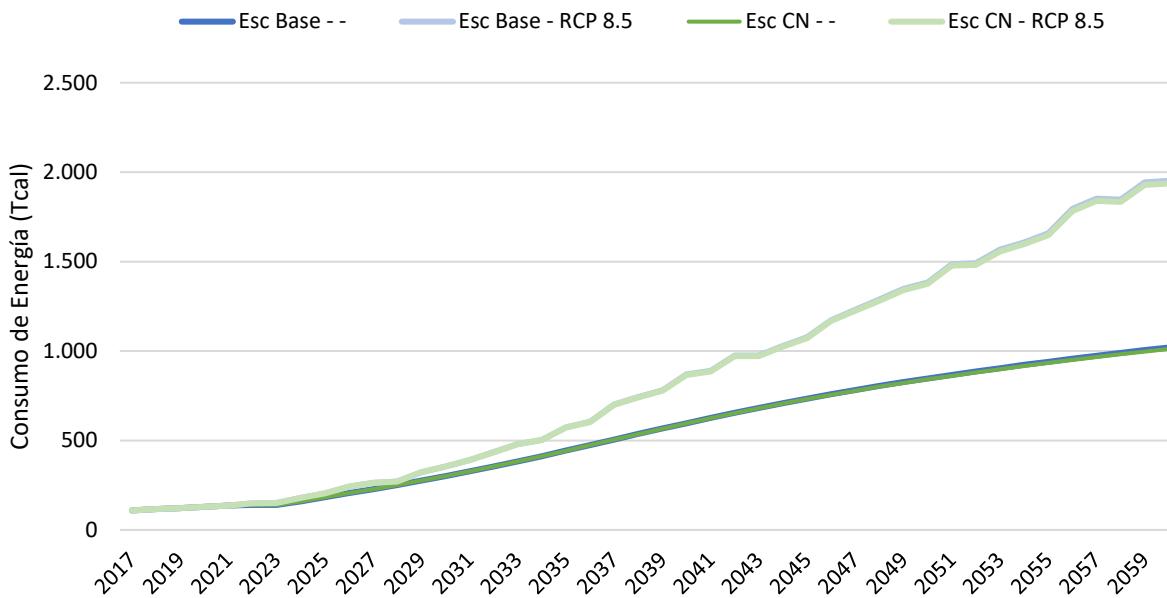


Figura 27 Proyección de la demanda energética nacional por climatización (frio). Periodo 2017-2060

Fuente: Elaboración Propia

La Figura 27 presenta una proyección de la demanda energética para climatización en los escenarios Base y Carbono Neutralidad prácticamente igual. En este caso, estos comparten la característica de que las variables climáticas los afectan casi por igual. En todos los escenarios, la demanda energética por climatización crece como consecuencia del mayor número de hogares y la mayor penetración sistemas de aire acondicionado como consecuencia del aumento del PIB per cápita. Sin embargo, al 2060 la demanda energética en el escenario RCP 8.5 asociada a la climatización se duplicará respecto a la demanda de los escenarios sin consideraciones de cambio climático.

Por otra parte, las mayores temperaturas traerán una disminución en la demanda energética en los meses fríos (reflejado en la disminución de las intensidades de energía útil para calefaccionar hogares). Esto genera una disminución directa de la demanda de energía para calefacción. Además, se espera que la mayor penetración de sistemas de aire acondicionado comprados inicialmente para satisfacer demanda de frío en los meses cálidos reemplace, al menos parcialmente, a sistemas basados en combustión para calefaccionar hogares (menos eficientes), lo que contribuirá también a la reducción de la demanda energética por calefacción. La reducción de la demanda energética para calefacción y el aumento de la participación de la electricidad como fuente de energía para suplir esta demanda es presentada en las Figura 28 y Figura 29. Debido a las diferencias de magnitud, el aumento por concepto de climatización es marginal.

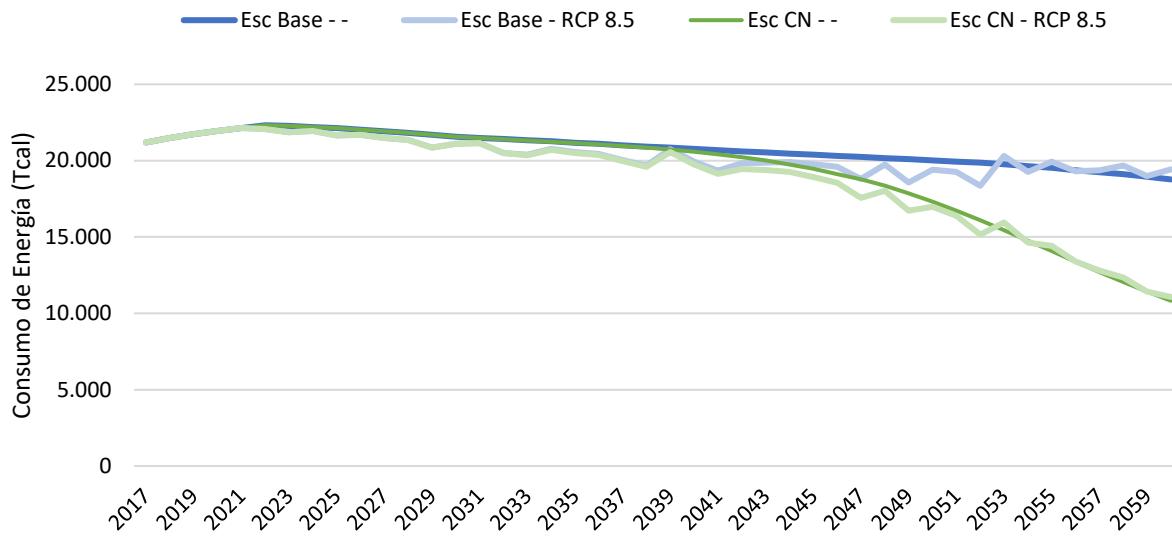


Figura 28 Proyección de la demanda energética para calefacción. Sector Residencial. Periodo 2017-2060
Fuente: Elaboración propia

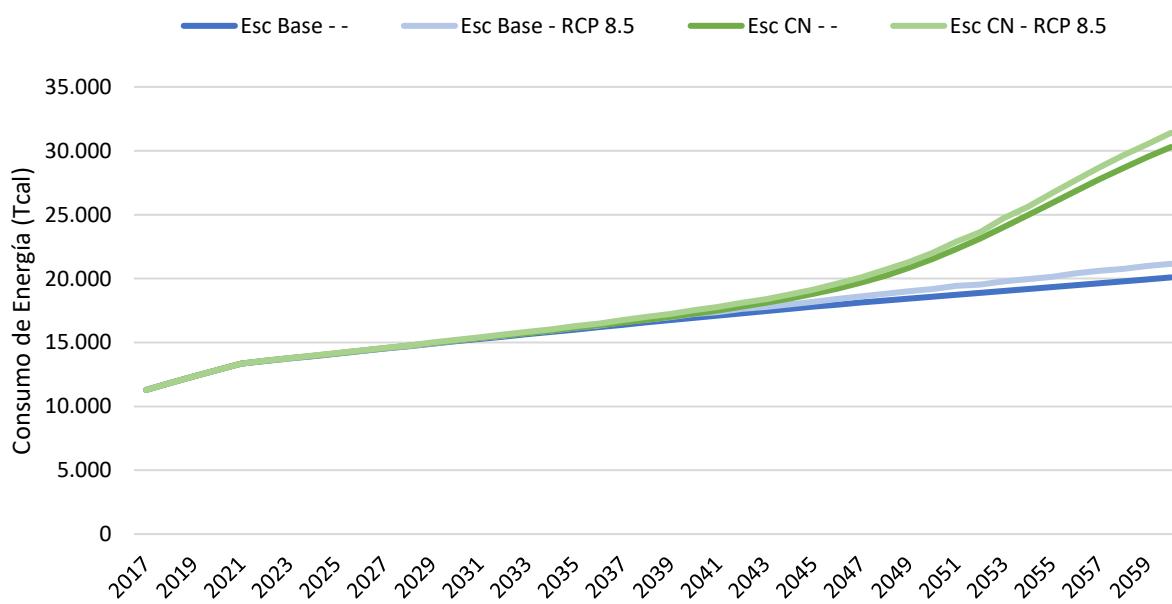
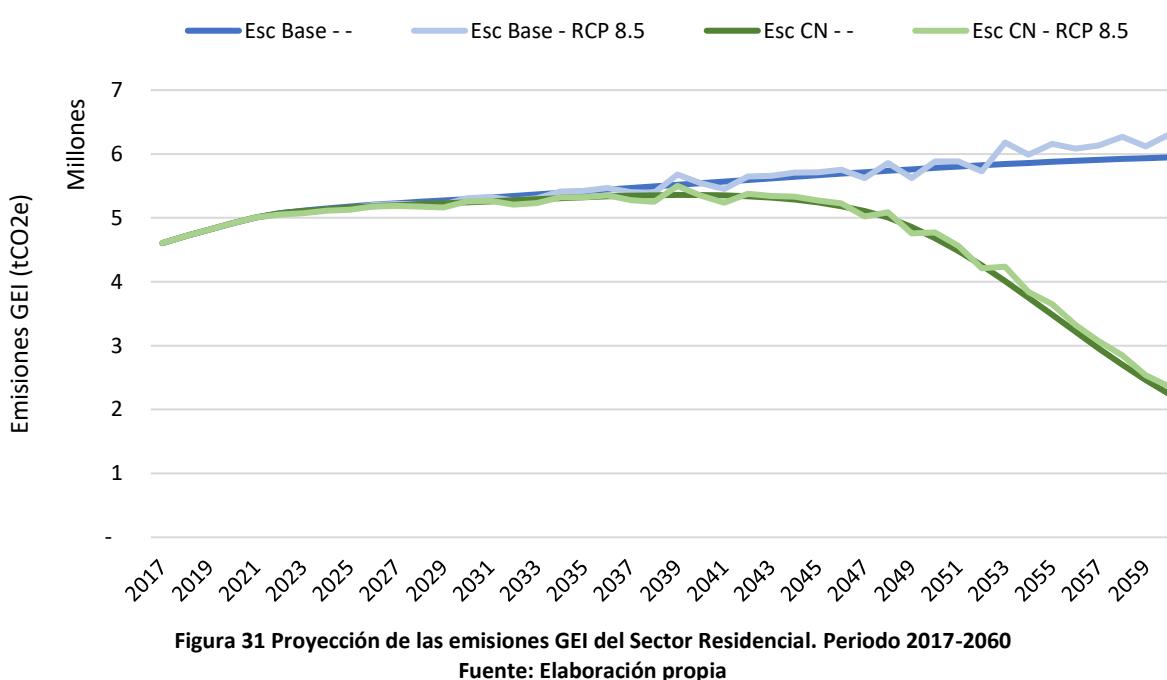
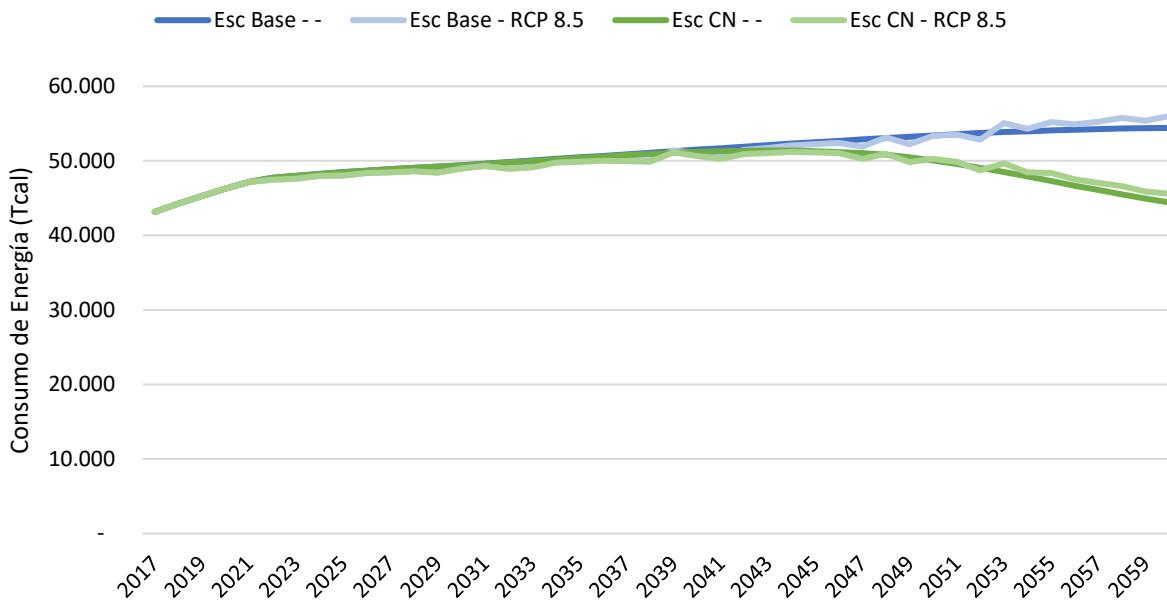


Figura 29 Proyección de la demanda eléctrica del sector residencial. Periodo 2017-2060
Fuente: Elaboración propia

Como resultado de lo anterior, las proyecciones energéticas y de emisiones de GEI de los Escenario Base y Carbono Neutralidad para el sector residencial son presentados en las Figura 30 y Figura 31



Los efectos de reducción de la demanda energética por calefacción se visualizan hasta alrededor del año 2052, a partir del cual los efectos climáticos generan un aumento neto de la demanda de energía en el sector residencial. Las reducciones de las emisiones son porcentualmente mayores a la demanda energética, puesto que existe una electrificación significativa de consumos en el sector, lo que reduciría las emisiones directas del sector en mayor proporción que la demanda energética.

9.3 Efectos del cambio climático sobre el sector comercial

Este sector no contempla un modelo de penetración de sistemas de aire acondicionado, y por lo tanto, la participación tecnológica para climatización y calefacción se mantienen constantes respecto al año base. Por lo anterior, los efectos de la demanda solo consideran las variaciones de la intensidad de energía útil de la calefacción, la climatización en meses cálidos (frío) y la refrigeración. En este sentido, los efectos en el aumento de intensidad de energía útil para el frío (aire acondicionado) y refrigeración son mayores a los efectos de la disminución intensidad de energía útil para calefacción, generándose un aumento de la demanda neta en el agregado anual. Lo anterior es reflejado en la Figura 32

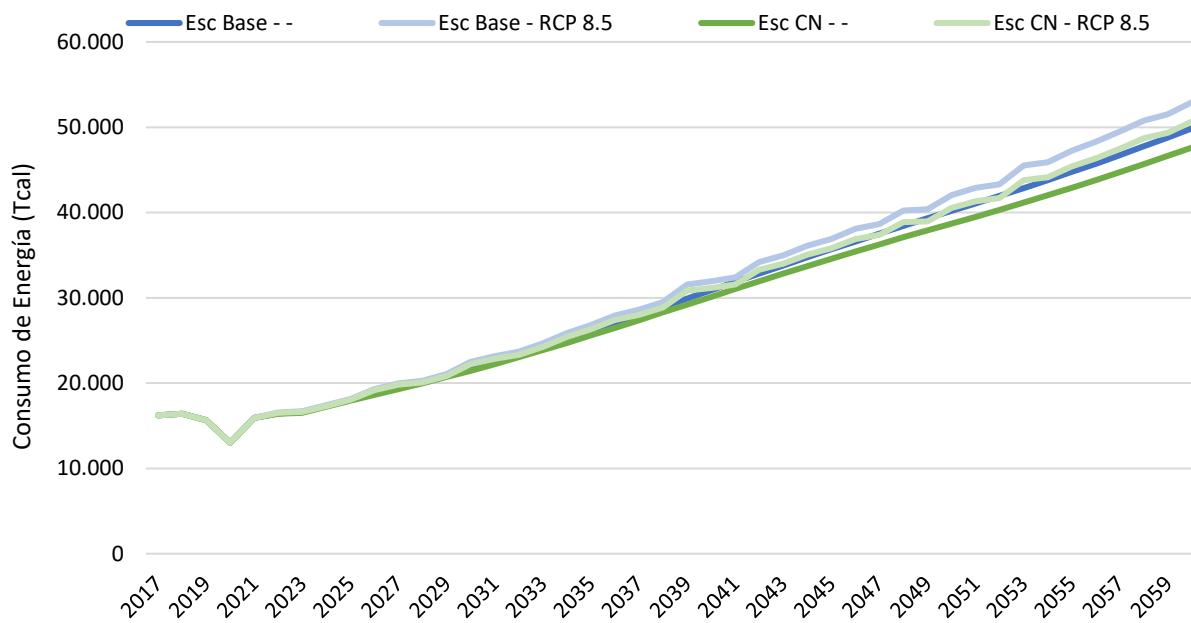


Figura 32 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Comercial

Fuente: Elaboración propia

Los efectos del cambio climático sobre la demanda energética de este sector crecen en el tiempo. Dependiendo el escenario energético seleccionado, los efectos del cambio climático generarán un aumento relativo de la demanda energética de entre 6,1% y 6,4%. Es más, tal y como da cuenta la Figura 32, los efectos del cambio climático prácticamente anulan los efectos de las medidas de mitigación sectoriales sobre la demanda del Escenario Base. Lo anterior se debe en parte a la falta de medidas de mitigación que afectan al sector.

9.4 Efectos del cambio climático sobre el sector industria y minería

La demanda energética del sector minero (que incluye a los subsectores cobre, hierro, salitre y minas varias) también se verá afectada por el cambio climático, generando aumentos progresivos en la demanda energética del sector. En la Figura 33 es presentada la proyección de la demanda energética del sector minero en su conjunto. En esta se observa como los efectos del cambio climático pueden incluso anular los efectos de las medidas de eficiencia energética o acciones de mitigación contenidas en el Escenario Carbono Neutralidad para el año 2060.

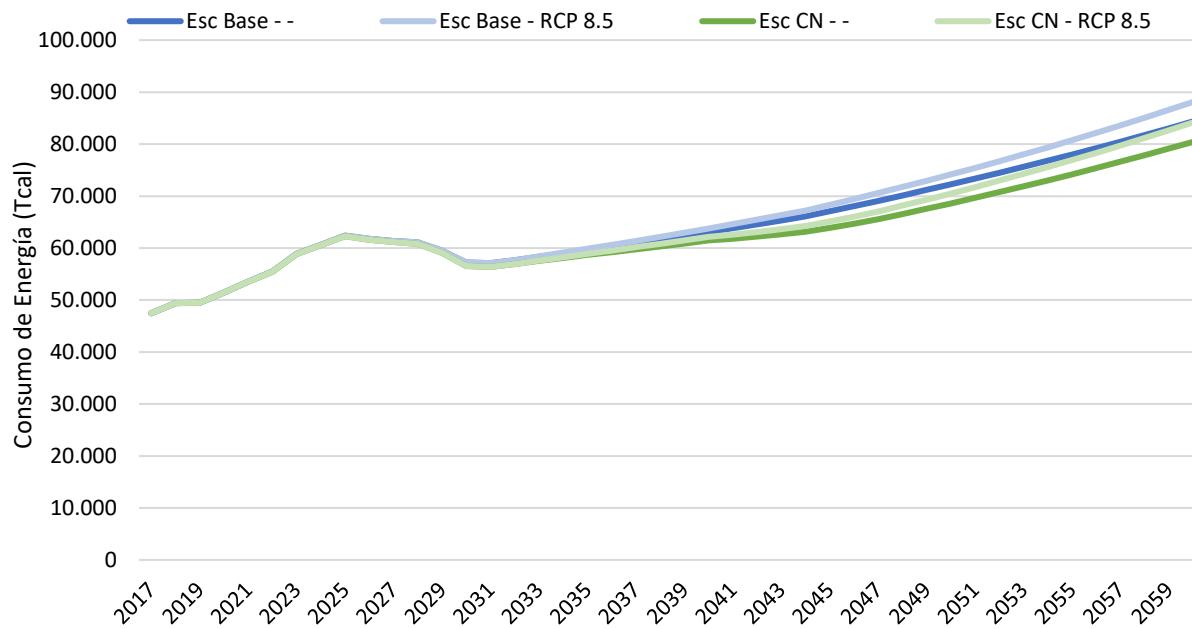


Figura 33 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Minería

Fuente: Elaboración propia

Los aumentos en la demanda por efectos del cambio climático obedecen al aumento de la demanda energética del Sector Cobre. Lo anterior se explica porque mientras en el escenario base se considera que el 68% de su demanda hídrica será cubierta por aguas no continentales, en el escenario RCP 8.5 se estableció como supuesto que todas las faenas mineras cubrirán su demanda hídrica en un 100% a partir de aguas no continentales al 2060. A diferencia de otros sectores, en este no hay efectos que mitiguen parcial o totalmente el aumento de la demanda de energía generada por la desalinización y el bombeo de agua hasta las faenas.

Los resultados presentados en la Figura 33 no consideran cambios en el consumo específico de agua en la minería, es decir, no se incorporan nuevas tecnologías que mejoren la eficiencia en el uso del recurso. Al mismo tiempo, se espera que en el escenario RCP 8.5 los mayores aumentos en la demanda de energía eléctrica por desalinización y bombeo ocurran en las regiones Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins donde las faenas establecidas no tenían contemplado utilizar aguas no continentales en sus procesos en el escenario base.

Las proyecciones de la demanda eléctrica del sector minero son presentadas a continuación:

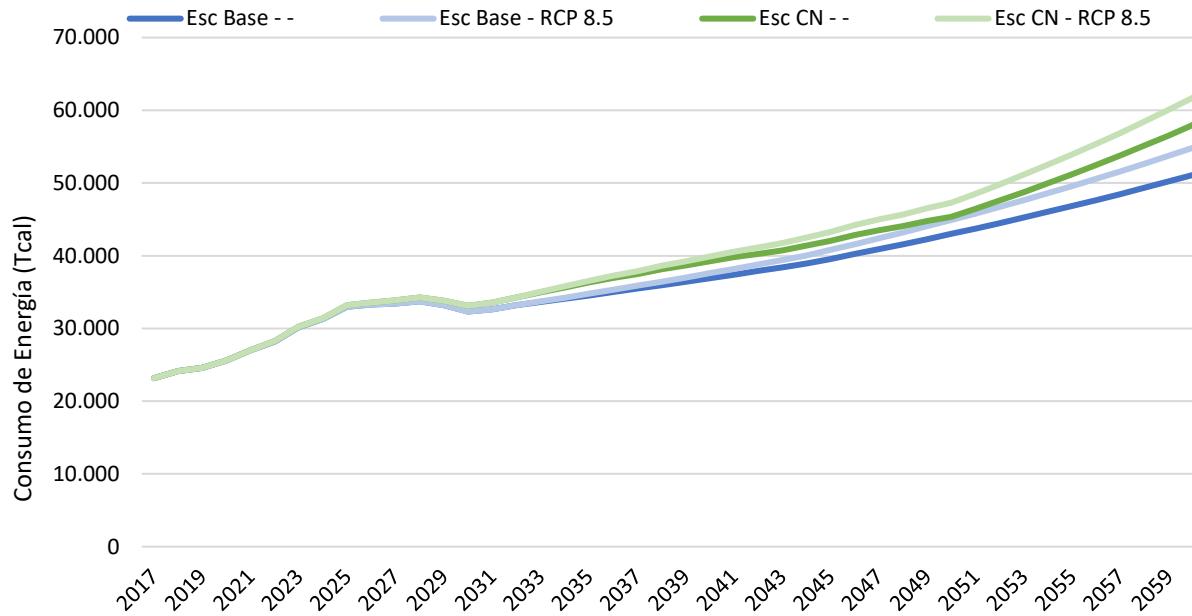


Figura 34 Proyección de la demanda eléctrica del sector minero. Periodo 2017-2060

Fuente: Elaboración propia

La Figura 34 da cuenta de la mayor demanda de energía eléctrica del sector, que al 2060 sumará una demanda adicional de 3.740 Tcal a cualquiera de los escenarios energéticos. Esta mayor demanda se explica por el consumo de plantas de osmosis inversa y bombeo de agua hasta las faenas mineras, lo que traerá un aumento relativo de la demanda energética del sector cobre en particular de entre 6,6% y el 7,6% al 2060 dependiendo del escenario contra el cual se le compare. Sin embargo, los efectos del cambio climático sobre la demanda energética en el sector minero no traerán efectos directos sobre las emisiones de GEI del sector, ya que los efectos estudiados solo generarán aumentos en la demanda de energía eléctrica. Las proyecciones de las emisiones de GEI para el sector minero en los distintos escenarios es presentado en la Figura 35.:

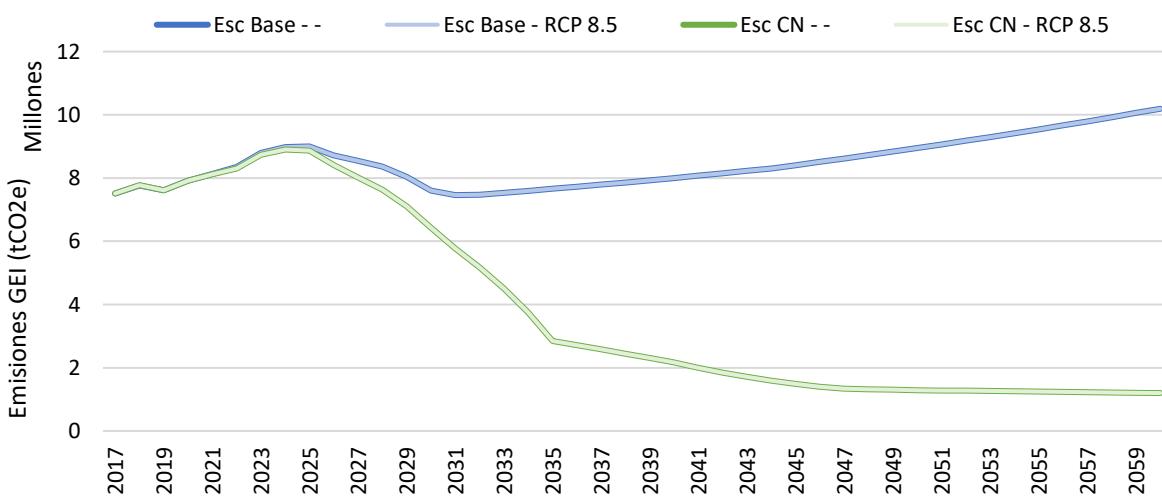


Figura 35 Proyección de emisiones de GEI del sector minero. Periodo 2017-2060

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el sector industria es el sector que se verá mayormente afectado, al incluir en este el módulo de desalinización, que cubrirá la demanda de agua desalinizada de los sectores industria, sanitario y silvoagropecuario. Tal y como se visualiza en la Figura 36, los efectos en el aumento de la demanda energética asociada a la desalinización y bombeo de agua para satisfacer a los diversos sectores, puede llegar a ser equivalente a la suma de los efectos de reducción de la demanda de energía de todas las medidas de mitigación (el Esc CN RCP 8.5 es similar al Esc Base sin cambio climático).

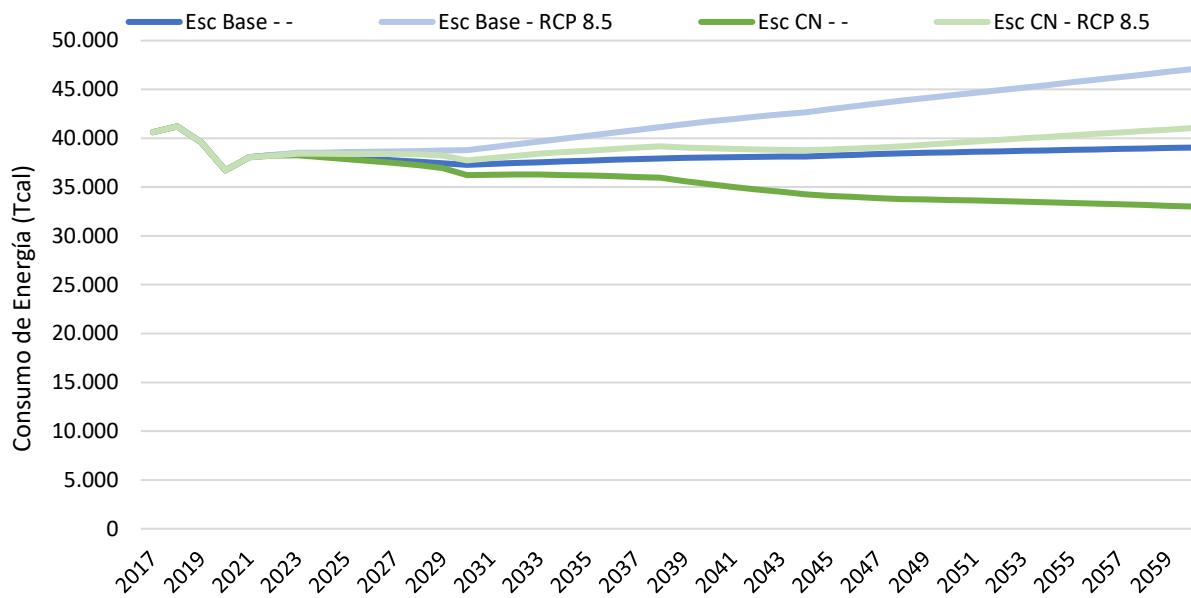


Figura 36 Proyección de la demanda energética al 2060 - Sector Industria

Fuente: Elaboración propia

El aumento de la demanda energética se encontrará asociado exclusivamente a un aumento de la demanda de electricidad, que al 2060 generará un aumento de la demanda de cerca de 8 mil Tcal adicionales para satisfacer la demanda hídrica en un escenario de cambio climático como el RCP 8.5. Este será el sector, en términos relativos, que se verá más afectado ya que al 2060 la demanda energética se verá incrementada entre un 20,6% y un 24,3% dependiendo el escenario energético contra el cual se le compare.

10 Estacionanidad de la demanda

Una actualización relevante del modelo es desagregar temporalmente los consumos de los principales energéticos. En particular, y dada la disponibilidad de información los consumos de energía eléctrica y combustibles se desagregan mensualmente. Para ello se utiliza información existente de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para combustibles líquidos, gas licuado y gas natural. Para el caso de la electricidad se utiliza información del modelo eléctrico construido por E2BIZ junto con SPEC en el contexto del Sistema Nacional Prospectivo de Gases Efecto Invernadero.

En el caso de los combustibles se cuenta con desagregación mensuales y regionales no así sectoriales. Por lo anterior, la desagregación se realiza a partir de los consumos agregados. De todas formas, es bastante claro que los consumos de gasolina y kerosene de aviación se concentran en el sector transporte. El kerosene doméstico en los sectores público, comercial y residencial, y el petróleo combustible en los sectores industriales. La mayor incertidumbre se encuentra en el diésel empleado tanto para transporte, la industria y minería y la generación eléctrica¹⁶. En este estudio, para el diésel se utiliza la desagregación del consumo total por ser la mejor información disponible.

A modo de ejemplo, a continuación se presenta la desagregación mensual de los principales combustibles líquidos.

Tabla 13 Distribución Mensual de Principales Combustibles Líquidos

Mes	Gasolina	Kerosene Aviación	Kerosene Doméstico	Petróleo Combustible	Diesel
Enero	8.8%	9.3%	0.5%	8.3%	8.6%
Febrero	8.1%	8.2%	0.6%	8.2%	7.6%
Marzo	8.9%	8.2%	2.0%	10.7%	9.0%
Abril	8.0%	7.3%	4.1%	8.9%	8.4%
Mayo	8.2%	7.7%	12.6%	8.9%	8.6%
Junio	8.0%	7.3%	27.6%	8.7%	8.1%
Julio	8.0%	8.3%	24.7%	8.7%	7.9%
Agosto	8.2%	8.2%	16.7%	7.6%	8.6%
Septiembre	8.1%	8.1%	6.1%	6.8%	7.5%
Octubre	8.3%	9.0%	3.6%	8.1%	8.7%
Noviembre	9.5%	11.3%	1.1%	8.8%	9.3%
Diciembre	7.8%	7.1%	0.5%	6.5%	7.6%

Fuente: elaboración propia en base a SEC.

En el caso del gas natural, la SEC entrega consumos mensuales desagregados por sector. En este caso, la desagregación temporal se realiza entonces por sector. En consecuencia, el consumo relativo de cada sector definirá la desagregación mensual del consumo final (total). En este cálculo no se consideran estadísticas de consumo de gas natural para la generación eléctrica en consistencia del modelo de consumo final del Ministerio de Energía.

¹⁶ En las estadísticas SEC las ventas de diésel son agregadas y no distinguen por sector.

A continuación, se presenta la desagregación mensual del consumo de gas natural para los sectores industria y comercial, público y residencial (CPR).

Tabla 14 Distribución Mensual del Consumo de Gas Natural

Mes	Industria	CPR
Enero	7.7%	5.2%
Febrero	7.5%	4.3%
Marzo	8.3%	5.4%
Abril	8.7%	7.1%
Mayo	8.8%	9.5%
Junio	8.8%	12.2%
Julio	8.7%	13.4%
Agosto	8.9%	12.0%
Septiembre	8.1%	9.6%
Octubre	8.5%	8.6%
Noviembre	8.1%	6.8%
Diciembre	7.9%	6.0%

Fuente: elaboración propia en base a SEC.

En cuanto al consumo eléctrico, se obtuvieron consumos sectoriales por región a partir del modelo desarrollado para el Sistema Nacional Prospectivo. La desagregación geográfica corresponde a 23 barras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La desagregación temporal considera doce bloques para cada uno de los meses del año. En esta resolución se cuenta con curvas de carga para los sectores (1) Industria y Minería; (2) CPR; (3) Climatización; (4) Transporte y (5) Nuevos usos electromotrices de industria y minería.

A modo de ejemplo, la tabla siguiente presenta la desagregación mensual de los consumos del sector CPR a nivel regional.

Tabla 15 Desagregación temporal de consumos regionales de energía eléctrica

Mes	Arica	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	RM	O'Higgins	Maule	Bio-bio + Ñuble	Araucanía	Los Ríos	Los Lagos
1	3.3%	3.3%	3.3%	3.5%	3.5%	4.1%	4.1%	4.1%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
2	3.0%	3.0%	3.0%	3.2%	3.2%	3.7%	3.7%	3.7%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%
3	3.3%	3.3%	3.3%	3.5%	3.5%	4.1%	4.1%	4.1%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
4	13.2%	13.2%	13.2%	13.0%	13.0%	12.4%	12.4%	12.4%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%
5	13.6%	13.6%	13.6%	13.4%	13.4%	12.9%	12.9%	12.9%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%
6	13.2%	13.2%	13.2%	13.0%	13.0%	12.4%	12.4%	12.4%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%
7	13.6%	13.6%	13.6%	13.4%	13.4%	12.9%	12.9%	12.9%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%
8	13.6%	13.6%	13.6%	13.4%	13.4%	12.9%	12.9%	12.9%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%
9	13.2%	13.2%	13.2%	13.0%	13.0%	12.4%	12.4%	12.4%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%
10	3.3%	3.3%	3.3%	3.5%	3.5%	4.1%	4.1%	4.1%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
11	3.2%	3.2%	3.2%	3.4%	3.4%	4.0%	4.0%	4.0%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%	4.4%
12	3.3%	3.3%	3.3%	3.5%	3.5%	4.1%	4.1%	4.1%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%

Fuente: elaboración propia

La desagregación mensual y sectorial permite obtener una distribución agregada mensual del consumo eléctrico para cada región. Esta depende del crecimiento relativo de los consumos de cada sector.

A modo de ejemplo se presenta a continuación el perfil de demanda eléctrica mensual de los clientes residenciales para la Región Metropolitana entre los años 2020 y 2060.

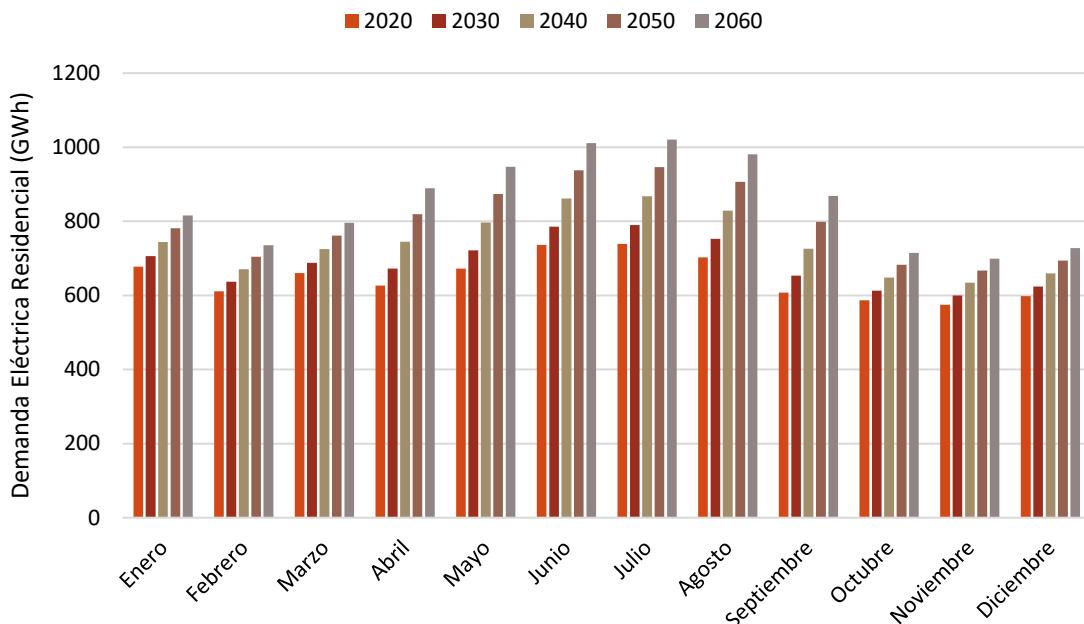


Figura 37 Proyección de la demanda energética mensual para la RM 2020-2060

Fuente: Elaboración propia

11 Recomendaciones frente al crecimientos proyectados de la demanda de energía

Apuntar hacia una mayor resiliencia del sector energía es una condición necesaria para enfrentar los desafíos del cambio climático. Este desafío debe aprovechar sinergias multisectoriales entre la adaptación y la mitigación. Ambos enfoques deben necesariamente considerar las condiciones locales, prioridades de política, los marcos de gobernanza, recursos disponibles, infraestructura, capacidades, acceso a la información y conciencia.

11.1. Recomendaciones generales

Entre los impactos que se derivan del cambio climático se prevén cambios en la demanda. Estos pueden relacionarse con el tamaño de la demanda energética anual, la duración y los momentos en que ocurre la demanda máxima (las curvas de carga) y la distribución espacial (regional) de la demanda. Los cambios son consecuencia de una variedad de factores que, como conclusión de este estudio, se intenta clasificar las siguientes categorías:

- **Cambios en consumos de calor y frío.** Estos son los impactos más directos y documentados en la literatura internacional. Existe un consenso entre los estudios relacionados de que las mayores implicancias del cambio climático en la demanda energética de este sector se asocian a los cambios esperados en las temperaturas medias y extremas: el cambio climático en Chile reduciría la demanda energética del sector residencial y comercial por calefacción en los meses fríos, pero aumentaría aquella por climatización en los meses de calor.
- **Impactos de rendimientos de equipos.** Estos impactos son múltiples en distintos sectores incluyendo transporte e industria. Sin embargo, la magnitud de estos impactos en el consumo es marginal.
- **Cambios estructurales.** Estos se relacionan con cambios estructurales en la actividad económica y sistemas productivos que resultan de la adaptación al cambio climático. Por ejemplo: (1) el crecimiento del sector de desalinización y bombeo para dar respuesta a la escasez de agua continental para distintos usos.; (2) potenciales cambios en localización / cultivos en sector agrícola; (3) cambios derivados impactos migratorios dentro del país o desde/hacia el exterior.
- **Cambios relacionados con respuestas a emergencias y desastres.** Estos se relacionan a los impactos que eventos climáticos pueden tener en el consumo energético. Entre estos se encuentran inundaciones, incendios, entre otros. Esta categoría tiene estrecha relación con las políticas de adaptación del sector energía y su resiliencia. Por otra parte, esta categoría está estrechamente relacionada con la de cambios estructurales ya que estos últimos pueden modificar los riesgos y reducir la probabilidad de emergencia. Por ejemplo, infraestructura robusta de desalinización y bombeo reduce significativamente los impactos económicos y sociales de una sequía profunda y prolongada.
- **Impactos asociados con mitigación.** Estos son respuesta de los mercados a las acciones y políticas climáticas imperantes a nivel nacional e internacional. En este estudio no se hace referencia a estos impactos.

El Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía 2018-2023 contempla específicamente una línea de acción asociada a incrementos en la demanda de energía como

consecuencia del cambio climático. En efecto, estas cinco líneas de acción son: (1) generar una oferta energética más resiliente al cambio climático; (2) un transporte de energía mejor adaptado al fenómeno; (3) un sector mejor preparado ante el aumento de demanda de energía; (4) arreglos institucionales para hacer frente al desafío; y (5) capacidades y difusión.

A continuación, se presentan distintas recomendaciones de política y gobernanza para incrementar la capacidad del sector energía de enfrentar variaciones de demanda en línea con los objetivos de descarbonización planteados en la ley de cambio climático y el plan de adaptación del sector energía.

1) Incrementar la seguridad de los sistemas energéticos

Un suministro confiable es necesario para el bienestar de la población, la actividad económica y eventualmente para hacer frente a emergencias. El cambio climático tiene el potencial de exacerbar aquellas condiciones que estresan al sistema energético e incrementan la probabilidad de fallas en el suministro. Por ejemplo, tormentas pueden provocar cortes en el suministro de energía eléctrica. Las marejadas pueden dificultar e incluso impedir la recepción de combustibles en los puertos. En este sentido es fundamental contar mapas de riesgo climático de la infraestructura energética que permitan anticipar zonas críticas tanto para la mitigación de riesgos como para dar rápida respuesta en caso de emergencia.

La resiliencia del sector eléctrico es fundamental considerando que la transición energética apunta a incrementar la participación de este energético en sectores y usos como calefacción y transporte. Por esto, es indispensable tener claros los impactos que cambios en las variables climáticas pueden tener en los distintos segmentos del sistema: generación, transmisión y distribución. En el segmento generación es necesario conocer los potenciales impactos en la generación eléctrica especialmente hidroeléctrica, pero también de otras tecnologías susceptibles (como solar y eólica). En transmisión es importante ver cómo cambios en la generación y consumo derivados del cambio climático modifican los requerimientos de transporte de energía eléctrica tanto por propósitos de operación como planificación.

Finalmente, el sistema de distribución explica la mayor cantidad de fallas del sistema eléctrico por lo que debe robustecerse. Los impactos de vientos y tormentas tienen impactos relevantes en la continuidad y calidad de suministro. El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un cliente durante un periodo de tiempo. Contabiliza interrupciones de suministro mayores a 3 minutos producto de fallas o desconexiones por tres causas:

- Causas Internas que sean responsabilidad de las empresas distribuidoras.
- Causas Externas a los sistemas de distribución, es decir, producto de interrupciones no autorizadas en los sistemas de transmisión y/o generación.
- Caso fortuito o Fuerza Mayor, es decir interrupciones de suministro producto de fallas atribuibles a hechos que son irresistibles e impredecibles, como terremotos.

La SEC publica mensualmente en su sitio web la evolución del indicador SAIDI informado por las empresas distribuidoras y el valor definitivo del indicador una vez que recalifica las interrupciones de Fuerza Mayor. En la a continuación se presenta la evolución del SAIDI Empresas para los años 2015-2019.

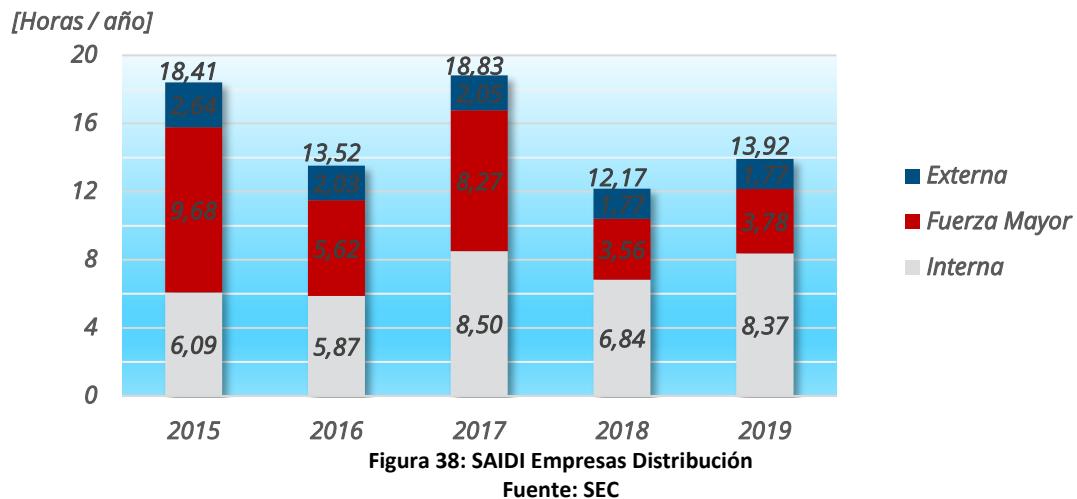


Figura 38: SAIDI Empresas Distribución

Fuente: SEC

El sistema de suministro de combustibles también requiere fortalecerse. Los mecanismos de respuesta a emergencias petroleras de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) se establecieron en virtud del Acuerdo de 1974 sobre un Programa Internacional de Energía (Acuerdo IEP). El Acuerdo IEP establece como requerimiento que los países de la AIE mantengan existencias de petróleo equivalentes a al menos 90 días de importaciones netas del año calendario anterior, entre otros.

A pesar de que Chile no es parte de la AIE y por tanto no está sujeto a esta obligación, el Ministerio de Energía ha estimado las existencias de petróleo equivalente en distintos estudios. En el estudio: “Análisis de antecedentes para la elaboración de un plan de manejo de la demanda de combustibles líquidos para Chile” el equipo consultor estimó este indicador para el año 2018 donde se obtienen 30,6 días [81]. Esto significa que los inventarios de Chile alcanzan a cubrir 30,6 días de importaciones (proxy de consumo) de combustible. Es decir, los inventarios tendrían que triplicarse para cumplir con la condición exigida por la AIE. Por otra parte, Chile actualmente no cuenta con medidas definidas de demanda que permitan reducirla en caso de emergencia como también lo solicita la AIE a sus miembros¹⁷.

Respecto de la infraestructura de combustibles es importante contar con mapas de riesgo de la infraestructura crítica (puertos, oleoductos, almacenamiento, transporte de carga) y planes para afrontar distintas contingencias.

2) Avanzar en la penetración eficiente y resiliente de energías renovables en la matriz energética

Este punto ya está en el centro de la discusión del sector y política energética. El sector energía cumplirá sus metas de descarbonización principalmente mediante consumo eléctrico (incluyendo hidrógeno) de origen renovable. La masificación de energías renovables conlleva desafíos técnicos, regulatorios y de negocios que involucran tanto a los sectores público y privado. Los cambios en niveles y patrones de consumo profundizan este requerimiento

¹⁷ Los países miembros de la AIE deben mantener un programa de medidas de restricción de la demanda que sean capaces de lograr una rápida reducción del consumo de petróleo en un 7% y hasta en un 10% en el caso de una emergencia de suministro grave.

considerando que deben satisfacerse nuevos usos (como desalinización y producción de hidrógeno) y potenciales cambios en los consumos horarios (como por climatización).

3) Implementar en políticas, instrumentos y medidas que reduzcan la presión en el sistema energético

Los cambios en los consumos eléctricos pueden incrementar la presión en el sistema eléctrico. Medidas de eficiencia energética y de gestión de demanda que incluyan incentivos y señales de precio reducen el estrés del sistema en horas de alta demanda. De la misma manera, la generación distribuida en hogares y empresas aumenta la seguridad del sistema. En este sentido, es necesaria la inclusión de tecnología y la modernización del segmento distribución.

A la hora de evaluar políticas públicas es muy relevante realizar evaluaciones robustas de políticas o instrumentos. Por ejemplo, la eficiencia energética en hogares reduce emisiones de gases efecto invernadero y el gasto en energía. Sin embargo, hay beneficios adicionales como los ambientales locales que se asocian a menores daños en salud. Estos impactos rentabilizan la eficiencia energética enormemente de ser incluidos en la evaluación económico-social.

4) Planificación de largo plazo con consideraciones explícitas al cambio climático.

La política energética debe considerar cambios en los niveles y patrones de consumo derivados del cambio climático. Esto permite adelantarse a requerimientos y modificaciones a la infraestructura de los sistemas energéticos como también introducir modificaciones regulatorias y/o incentivos.

5) Coordinación efectiva entre ministerios sectoriales y autoridades regionales

La coordinación sectorial y regional es necesaria tanto para la planificación de los requerimientos de energía como también para evaluar cómo estos pueden estresar los sistemas energéticos y para contar con planes adecuados en caso de emergencias. Por ejemplo, en los resultados de este estudio se anticipa un incremento significativo en el consumo de energía eléctrica asociado a la desalinización y bombeo de agua. Sin embargo, este resultado es altamente incierto dado que no se cuenta con estimaciones que anticipen los niveles agua desalada que se requerirán para los distintos consumos sectoriales. En la misma línea es importante trabajar, por ejemplo, junto con el Ministerio de Vivienda anticipando el parque de viviendas y sus características, el Ministerio de Transporte anticipando su crecimiento y evolución tecnológica y Minería.

En esta línea, los planes sectoriales y regionales solicitados por la ley de cambio climático pueden entregar antecedentes relevantes respecto de cambios esperados y metas de mitigación y adaptación que puedan relacionarse con cambios en el suministro de energía. En este sentido, se recomienda que de manera anticipada se incluyan explícitamente en tales planes consideraciones de consumo de energía asociados.

6) Contar con planes de emergencia que den cuenta explícita de riesgos climáticos

Un plan de manejo de consumo de energía responde a eventos no planificados que gatillan desafíos de suministro. Las motivaciones de contar con un plan de emergencia se relacionan con reducir costos sociales- económicos, ambientales y humanos- mediante la adecuada preparación para enfrentar eventos de emergencia y reducir el tiempo de recuperación de los sistemas de suministro.

Elementos críticos a la hora de implementar un plan de emergencias de suministro de energía se encuentran:

- Sistemas de comunicaciones robustos entre los actores relevantes ante una eventual crisis de suministro. Estos sistemas deben incluir a aquellos actores públicos y privados (empresas) de forma tal de lograr contar la mejor información disponible lo más rápidamente posible y facilitar la toma de decisiones oportunamente.
- Sistema eficaz de comunicación con el público en línea de lo anterior. Es relevante contar con protocolos de información al público que entreguen un único mensaje y que permita la activación de medidas. Al respecto puede ser recomendable considerar campañas comunicaciones de largo plazo en contextos de eficiencia energética que aporten en el comportamiento de la ciudadanía.
- Sistemas de información actualizados que posibiliten diagnosticar rápidamente la magnitud de la crisis. El manejo efectivo de una crisis requiere información actualizada de del estado del sistema, inventarios, consumos esperados, entre otros. En este sentido, en el caso de combustibles existen brechas relevantes en el contexto nacional donde conocer esta información puede llevar semanas y donde no existen metodologías consensuadas para su estimación.
- Contar con capacidades institucionales que permitan analizar la severidad de una crisis en función de la información existente. Ante un episodio que restrinja la oferta es necesario contar con procedimientos que permitan evaluar su magnitud y predecir su duración para determinar los pasos a seguir.
- La evidencia internacional también destaca la importancia de garantizar consumos críticos y prioritarios. Al respecto se recomienda contar con una identificación previa de estos como también estimaciones de sus consumos. Los gobiernos regionales y locales pueden jugar un rol fundamental en esta labor como también en la articulación e implementación de medidas en los territorios.

11.1 Recomendaciones para mejorar el modelo

Se recomiendan una serie de modificaciones para mejorar el modelo. Entre estas se destacan:

- 1) **Modelo del sector transporte.** Se recomienda actualizar las estimaciones de niveles de actividad (PKM, TKM) en base a los últimos antecedentes disponibles como también las modelaciones de partición modal en base a las más recientes encuestas de origen destino. Esta actualización requeriría tiempo y esfuerzos considerables de modelación. Entre los puntos críticos a considerar se encuentran:
 - Chequear comportamiento de largo plazo de los niveles de actividad (evitar que exploten).
 - Chequear econométricas y garantizar consistencia entre modelos de niveles de actividad (como pasajero- kilómetros) con el parque automotriz.
 - Agregar módulo de penetración endógena de tecnologías para el transporte privado de pasajeros. Existen distintas opciones para incorporar electromovilidad en función de parámetros económicos y técnicos.

- Examinar la posibilidad de hacer cuadrar los resultados con el Balance Nacional de Energía.
- 2) **Modelo de sector cobre.** El modelo del sector cobre en la actualidad es engoroso. Los parámetros de entrada no permiten calcular los consumos por lo que se corrigen con “factores multiplicadores” cuya determinación u origen es incierto. Por otra parte, este modelo no se cuadra al Balance Nacional de Energía. Se recomienda revisar y simplificar este módulo
En cuanto a información, el modelo podría mejorarse mucho de contar con los datos con los que COCHILCO caracteriza sus consumos y construye proyecciones. En particular, información de leyes, producción por tipo de producto a nivel regional, características del consumo a nivel regional, entre otras. Esta mejora es muy relevante pues es relativamente sencilla de llevar a cabo. Sin embargo, requiere de la colaboración de COCHILCO de cuyos informes y antecedentes es imposible replicar sus antecedentes de producción y consumo a nivel regional.
- 3) **Chequeo de proyección de drivers con especialistas.** A pesar de que no corresponde al desarrollo del modelo, si no que de requerimientos de información asociados a su carga se recomienda revisar principales drivers industriales. Tal como se hizo en MAPS, se llevaron a cabo entrevistas con actores clave de sectores industriales y mineros para chequear expectativas más razonables de su evolución según condiciones económicas del país e internacionales.
- 4) **Modelos de sector comercial y público.** En línea con las modificaciones realizadas en este estudio del modelo residencial, se recomienda actualizar los modelos de comercial y público. La idea es simplificar cada modelo llevándolo a uno de energía útil. *Estos sectores presentan desafíos de información relevantes ya que no existen caracterizaciones de consumo. Por lo anterior, se recomienda desarrollar estudios que permitan mejorar la caracterización de estos consumos lo que no solo mejoraría el modelo sino que permitiría afinar el foco y diseño de políticas públicas e instrumentos de eficiencia energética y cambio climático, entre otros.*
- 5) **Consumos de calor y frío de los sectores industriales.** En función de la información disponible, un avance relevante sería abrir la demanda térmica de los sectores industriales. En línea con la Estrategia de Calor y Frío se han desarrollado diversos estudios que han identificado tecnologías (demanda de vapor, calor directo) que pueden desagregarse para representar mejor las medidas y metas propuestas.
- 6) **Incluir módulo de demanda de hidrógeno.** La estrategia nacional de hidrógeno verde de Chile tiene como una de sus metas contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025. Estimar la demanda de energía eléctrica para satisfacer los requerimientos de este sector es un paso clave para planificar los eventuales requerimientos de generación y transmisión.
- 7) **Incluir consumos de centros de transformación.** Actualmente el modelo solo incluye los consumos finales de energía. Sin embargo, los consumos de transformación de sectores como siderurgia, petroquímica y refinerías no están considerados ni documentados en el modelo. Por lo anterior, no se están contabilizando esas emisiones ni se cierra el balance de energía.
- 8) **Construir curvas de carga del sector eléctrico.** Una mejora importante del modelo es construir curvas de carga que den cuenta de la evolución de los crecimientos sectoriales. Eso requiere, al menos, contar con curvas de carga representativa de los sectores en cada región que al agregarse representen la demanda total. Esta demanda permite identificar necesidades de generación, transmisión y almacenamiento.

- 9) **Integrar modelo de generación distribuida al modelo y autogeneración.** El equipo de E2BIZ desarrolló para el Ministerio de Energía un modelo que proyecta la penetración de generación distribuida. Su integración con el modelo tiene el potencial de explicar cómo la generación distribuida impacta la demanda de generación (tanto en nivel como forma) del sistema de generación de servicio público
- 10) **Mejorar y validar modelo de demanda por bombeo y desalinización.** Se recomienda realizar estudios integrados que aborden la relación entre la demanda de agua desalada y la energía de manera integral, considerando factores como la disponibilidad de recursos y la demanda de los usuarios finales en distintos escenarios para lograr el desafío de la seguridad hídrica.

Para esto se requiere de la colaboración entre las distintas instituciones involucradas. La coordinación en políticas y estrategias integradas que aborden la gestión sostenible del agua y la energía, así como la adaptación al cambio climático será fundamental. Recomendaciones como las realizadas por el Comité Científico de Cambio Climático de realizar estudios a través de una Política Nacional de Desalinización surgen como buena alternativa.

Como acciones de corto plazo, las instituciones públicas especializadas como la Dirección General de Aguas (DGA) dependiente del Ministerio de Obras Públicas, así como la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) pueden proveer de modelos especializados o de información que proyecten demandas futuras de agua desalada ante diferentes escenarios climáticos y que sirvan de insumo para el Ministerio de Energía para futuros ejercicios prospectivos o planes de mitigación y adaptación contra el cambio climático.

12 Conclusiones

La literatura señala que, al igual que la oferta energética, la demanda también se verá afectada como consecuencia del cambio climático. No todos los sectores económicos se verán afectados de igual forma. En este sentido, la revisión bibliográfica da cuenta de los efectos en los sectores transporte, industria, comercial y residencial, siendo estos últimos los que probablemente se verán más afectados.

La variable climática que influirá de forma más significativa la demanda energética sectorial es la temperatura. Si bien esta afectará a todos los sectores, los mayores impactos se verán en el sector comercial y residencial. Esta modificará la demanda por climatización de espacios (calor y frío), y es, sin duda, el efecto más documentado. Los efectos de esta variable climática en el sector transporte son menos directos, y van desde implicancias en el rendimiento energético de los sistemas de transporte a nivel tecnológico (caminero y aéreo), hasta cambios en las preferencias de los usuarios en los modos de transporte e incluso en las preferencias de los destinos vacacionales. Los efectos en el sector industrial serán directos en el consumo energético de la industria frigorífica e indirectos en el aumento de la demanda energética para el bombeo de agua en el sector agrícola.

Otras variables climáticas cuyos efectos sobre la demanda energética han sido menos documentadas son la nubosidad y las precipitaciones. La primera traerá efectos sobre la iluminación de espacios, cuyo impacto es acotado, pero también sobre el potencial de generación eléctrica en un escenario de alta penetración de generación distribuida. La segunda podría tener como consecuencia una mayor demanda por agua desalada, lo que generaría indirectamente un aumento de la demanda eléctrica.

La modelación de las variaciones de la demanda energética como consecuencia de las variables climáticas ha sido incluida en modelos prospectivos con diferentes enfoques. Estos han considerado principalmente la variable temperatura, y su metodología de inclusión ha sido ya sea mediante análisis agregados (tipo top-down) con econometrías, mediante modelación tipo bottom-up o una combinación de ambos.

A escala nacional o regional, la mayoría de los estudios utilizan modelos econométricos para determinar, principalmente, los efectos futuros de la variación de temperatura sobre la demanda de energía eléctrica, aun cuando en algunos consideran los efectos sobre otros energéticos. Se analizaron los casos de Reino Unido, Macedonia y China, como experiencias donde la inclusión de variables climáticas en los modelos de demanda se realiza de forma diferente. Además, dado que las metodologías pueden aportar a la metodología a desarrollar, se analizaron dos experiencias en las que se estimaron los efectos del cambio climático sobre la demanda energética para climatización de espacios a nivel global.

Reino Unido los incluye en su modelo de proyección de la demanda energética oficial. Los efectos de la temperatura (grados-día) son parte de los drivers de entrada que definen la demanda por calefacción de los sectores comercial y residencial. El caso de Macedonia, al igual que Beijing, corresponden a publicaciones científicas, donde se incluye los efectos climáticos en la proyección de la demanda energética. En el caso de Macedonia, los autores incluyen los

efectos de la variación de temperatura como factores de ajuste que corrigen la demanda por calefacción y frío del escenario base, en tanto, el caso de Beijing utiliza la econometría para analizar variaciones de la demanda energética incluyendo los grados-día dentro de la ecuación.

Sobre la base del análisis de múltiples potenciales efectos del cambio climático sobre la demanda, se analizaron los efectos del cambio climático sobre el consumo de energía a nivel residencial (en particular de los efectos sobre la demanda de energía para calor y frío), el comercial y la demanda energética derivada del aumento de la demanda de energía por desalinización y bombeo de agua de mar requerida. Considerando lo anterior se realizaron modificaciones al modelo energético, cambiando la metodología de proyección en los sectores residencial y comercial y agregando un módulo de demanda energética asociado a la desalación en el sector industrial.

Los efectos del cambio climático en la demanda de energía se incrementan conforme crece el horizonte de evaluación. Los resultados de la modelación muestran un aumento de 16 mil Tcal al 2060 en ambos escenarios. Dependiendo el escenario analizado, la demanda energética aumentará entre un 2,3% - 2,8% en 2050, y un 3,8% - 4,3% en 2060 solo por efectos del clima. El aumento de la demanda energética se explica principalmente por la demanda de electricidad. Esto afectará directamente al sector generación eléctrica, que deberá hacer frente a esta demanda energética adicional.

Los efectos del cambio climático sobre las emisiones directas de gases de efecto invernadero de la demanda energética han probado ser neutros o crecientes. La mayor demanda de energía eléctrica ya sea por nuevos usos o por sustitución de fuentes combustibles, trasladan parte de las emisiones directas del sector al sector generación eléctrica, por lo que será fundamental contar con una red con un bajo factor de emisión para que los efectos del cambio climático no impliquen también mayores emisiones globales.

De los potenciales efectos sobre la demanda de energía estudiados el más significativo es el asociado al aumento de la demanda de energía eléctrica para la desalinización y bombeo de agua de mar para satisfacer actividades del consumo humano, productivos y ambientales. Sobre este último, si bien existen estudios relativamente recientes de proyección de la demanda hídrica para los diferentes usos, estos no han incluido los efectos del cambio climático sus proyecciones, ni tampoco han vinculado la demanda con la oferta, de forma que sea posible proyectar los requerimientos de agua desalada en el largo plazo.

13 Referencias

- [1] EIA - US Energy Information Administration, «Units and calculators explained,» 04 Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/degree-days.php>.
- [2] Ministerio de Energía, «Plan de adaptación al cambio climático para el sector energía 2018-2023,» Santiago, Chile, 2018.

- [3] B. van Ruijen, E. De Cian y I. Sue Wing , «Amplification of future energy demand growth due to climate change,» *Nature Communications*, vol. 10, 2019.
- [4] R. Schaeffer, A. S. Szklo, A. F. Pereira de Lucena, B. Soares Moreira y C. Borba, «Energy sector vulnerability to climate change: A review,» *Energy*, p. 1e12, 2012.
- [5] GIZ, «Análisis de la información disponible de recursos renovables para generación utilizada en procesos de optimización del sistema eléctrico,» Santiago de Chile, 2020.
- [6] P. Matrenin, M. Safaraliev, S. Dmitriev, S. Kokin, B. Eshchanov y A. Rusina, «Adaptive ensemble models for medium-term forecasting of water inflow when planning electricity generation under climate change,» *Energy Reports*, vol. 8, pp. 439-447, 2022.
- [7] R. M. Almeida, A. S. Fleischmann, J. P. Brêda, D. S. Cardoso, H. Angarita, W. Collischonn, B. Forsberg, R. García-Villacorta, S. K. Hamilton, P. M. Hannam, R. Paiva, N. L. Poff, S. A. Sethi, Q. Shi, C. P. Gomes y A. S. Flecker, «Climate change may impair electricity generation and economic viability of future Amazon hydropower,» *Global Environmental Change*, vol. 71, nº 102383, 2021.
- [8] F. Wood, D. Calverley, C. Walsh, J. Kuriakose, S. Glynn, F. Hill, S. Mander y M. Roeder, «The impacts of climate change on UK energy demand,» *Infrastructure Asset Management*, p. 107–119, 2015.
- [9] T. Kompas, V. H. Pham y T. N. Che, «The Effects of Climate Change on GDP by Country and the Global Economic Gains From Complying With the Paris Climate Accord,» *Earth's Future*, vol. 6, p. 1153–1173, 2018.
- [10] Swiss Re Institute, «The economics of climate change: no action not an option,» 2021.
- [11] Naciones Unidas - CEPAL, «La economía del cambio climático en Chile,» Santiago, 2012.
- [12] The Word Bank, «Groundswell: Preparing for Internal Climate Migration,» 2018.
- [13] Fundación Amulén, «Pobres de agua,» 2020.
- [14] C. Hor, S. Watson y S. Majitha, «Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand,» *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 2078–2085, 2005.
- [15] M. Isaac y D. P. van Vuuren, «Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change,» *Energy Policy*, vol. 37, p. 507–521, 2009.
- [16] S. Mukherjee, C. Vineeth y R. Nateghi, «Evaluating regional climateelectricity demand nexus: a composite Bayesian predictive framework,» *Applied Energy*, vol. 235, pp. 1561–1582, 2019.

- [17] A. Deroubaix, I. Labuhn, M. Camredon, B. Gaubert, P.-A. Monerie, M. Popp, J. Ramarohetra, Y. Ruprich-Robert, L. G. Silvers y . G. Siour, «Large uncertainties in trends of energy demand for heating and cooling under climate change,» *Nature Communications*, 2021.
- [18] Ministerio de Energía, «Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile,» Proyecto ID: 10682442LE20, 2021.
- [19] M. Wild, D. Folini, F. Henschel, N. Fischer y B. Müller, «Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems,» *Solar Energy*, p. 12–24, 2015.
- [20] S. Feron, R. R. Cordero, A. Damiani y R. B. Jackson, «Climate change extremes and photovoltaic power output,» *Nature Sustainability*, vol. 4, p. 270–276, 2021.
- [21] A. J. L. Santos y A. Lucena, «Climate change impact on the technical-economic potential for solar photovoltaic energy in the residential sector: a case study for Brazil,» *Energy and Climate Change*, 2 2021.
- [22] La Tercera, «Estudio afirma que el cambio climático afectará generación solar en Chile,» p. 12, 17 Noviembre 2020.
- [23] FuturaSun, «WHAT'S THE TEMPERATURE COEFFICIENT OF A PHOTOVOLTAIC PANEL?», Septiembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.futurasun.com/en/temperature-coefficient/>.
- [24] H. Jeon, «The Impact of Climate Change on Passenger Vehicle Fuel Consumption: Evidence from U.S. Panel Data,» *Energy*, vol. 12, 2019.
- [25] Minister of Natural Resources Canada, «AutoSmart - Learn the facts: Cold weather effects on fuel efficiency,» 2014.
- [26] G. Kadijk, M. Verbeek y R. Smokers, «Supporting Analysis Regarding Test Procedure Flexibilities and Technology Deployment for Review of the Light Duty Vehicle CO₂ regulations,» European Commission – DG CLIMA, Brussels, Belgium, 2012.
- [27] Z. Song, Y. Pan, H. Chen y T. Zhang, «Effects of temperature on the performance of fuel cell hybrid electric vehicles: A review,» *Applied Energy*, vol. 302, 2021.
- [28] B. Giechaskiel, D. Komnos y G. Fontaras, «Impacts of Extreme Ambient Temperatures and Road Gradient on Energy Consumption and CO₂ Emissions of a Euro 6d-Temp Gasoline Vehicle,» *Energies*, 2021.
- [29] T. Yuksel y J. J. Michalek, «Effects of Regional Temperature on Electric Vehicle Efficiency, Range, and Emissions in the United States,» *Environmental Science & Technology*, 2015.

- [30] 3CV, «MEDICIÓN Y RESULTADOS CONSUMO ENERGÉTICO EN BUSES URBANOS ELECTRICOS ESTANDAR TRANSANTIAGO,» 2017.
- [31] S. Hasselwander , A. Galich y S. Nieland, «Impact of Climate Change on the Energy Consumption of Passenger Car Vehicles,» *World Electric Vehicle Journal*, 2022.
- [32] T. Otim, L. Dörfer, D. Bousdar Ahmed y E. Munoz, «Modelling the impact of weather and context data on transport mode choices: A case study of GPS trajectories from Beijing,» 2022.
- [33] S. Pandiyan, K. Jayakumar, N. Rajalakshmi y K. Dhathathreyan, «Thermal and electrical energy management in a PEMFC stack – An analytical approach,» *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2008.
- [34] M. Ghasemi, A. Ramiar, A. Ranjbar y S. Rahgoshay, «A numerical study on thermal analysis and cooling flow fields effect on PEMFC performance,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, 2017.
- [35] IPCC, «Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,» Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535, 2013.
- [36] E. Coffel, T. Thompson y R. Horton, «The impacts of rising temperatures on aircraft takeoff performance,» *Climatic Change*, 2017.
- [37] M. Scott y Y. Huang , « Effects of climate change on energy use in the United States in effects of climate change on energy production and use in the United States,» A Report by the U.S. Climate Change Science Program and the subcommittee on Global Change Research, Washington, DC, 2007.
- [38] COCHILCO, «Proyección de consumo de agua en la minería del cobre,» Dirección de Estudios y Políticas Públicas, Santiago, Chile, 2021.
- [39] R. D. Garreaud, J. P. Boisier, R. Rondanelli, A. Montecinos, H. H. Sepúlveda y D. Veloso-Aguila, «The Central Chile Mega Drought (2010–2018): A climate dynamics perspective,» *International Journal of Climatology*, vol. 40, p. 421–439, 2019.
- [40] C. Prudhomme , I. Giuntoli, E. L. Robinson, D. B. Clark, N. W. Arnell, R. Dankers, B. M. Fekete, W. Franssen, D. Gerten, S. N. Gosling, S. Hagemann, D. M. Hannah, H. Kim, Y. Masaki, Y. Satoh, T. Stacke, Y. Wada y D. Wisser, «Hydrological droughts in the 21st century, hotspots and uncertainties from a global multimodel ensemble experiment,» *EARTH, ATMOSPHERIC, AND PLANETARY SCIENCES*, 2014.

- [41] H. Zhang , . B. Chen, . Y. Li, . J. Geng, C. Li , . W. Zhao y H. Yan , «research on medium- and long-term electricity demand forecasting under climate change,» *Energy Reports*, vol. 8, nº 1585-1600, 2022.
- [42] Department for Business, Energy & Industrial Strategy UK, «Energy and emissions projections - Methodology overview,» London, 2019.
- [43] V. Taseska, N. Markovska y J. M. Callaway, «Evaluation of climate change impacts on energy demand,» *Energy*, vol. 48, p. 88e95, 2012.
- [44] J. Li, L. Yang y . L. Houyin, «Climatic impacts on energy consumption: Intensive and extensive margins,» *Energy Economics*, 2018.
- [45] M. Auffhammer, «Climate Adaptive Response Estimation: Short and long run impacts of climate change on residential electricity and natural gas consumption,» *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 114, 2022.
- [46] H. Wang y Q. Chen , «Impact of climate change heating and cooling energy use in buildings in the United States,» *Energy and Buildings*, p. 428–436, 2014.
- [47] A. Amato, M. Ruth, P. Kirshen y J. Horwitz, «Regional energy demand responses to climate change: methodology and application to the Commonwealth of Massachusetts,» *Climatic Change*, vol. 71, pp. 175-201, 2005.
- [48] L. Baxter y . K. Calandri, « Global warming and electricity demand: a study of California,» *Energy Policy*, pp. 233-44, 1992.
- [49] S. Barthendu y S. Cohen, «Impact of CO2-induced climate change on residential heating and cooling energy requirements in Ontario,» *Energy and Building*, pp. 99-108, 1987.
- [50] M. Christenson, H. Manz y D. Gyalistras, «Climate warming impact on degree days and building energy demand in Switzerland,» *Energy Conversion and Management*, vol. 47, pp. 671-686, 2006.
- [51] M. Dolinar , B. Vidrih, L. Kajfez-Bogataj y S. Medved , «Predicted changes in energy demands for heating and cooling due to climate change,» *Physics and Chemistry of the Earth*, vol. 35, pp. 100-106, 2010.
- [52] S. Hadley , D. Erickson, J. Hernandez , C. Broniak y . T. Blasing, «Responses of energy use to climate change: a climate modeling study,» *Geophysical Research Letters*, 2006.
- [53] S. Mirasgedis, Y. Sarafidis, E. Georgopoulou, V. Kotroni, K. Lagouvardos y D. Lalas, «Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at regional level: case of Greece,» *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 1737-1750, 2007.

- [54] . K. Pilli-Sihvola, P. Aatola , M. Ollikainen y H. Tuomenvirta , «Climate change and electricity consumptiondewitnessing increasing or decreasing use and costs?» *Energy Policy*, vol. 38, pp. 2409-2419, 2010.
- [55] M. Ruth y A. Lin, «Regional energy demand and adaptations to climate change: methodology and application to the state of Maryland, USA.,» *Energy Policy*, vol. 34, pp. 2820-2833, 2006.
- [56] . R. Schaeffer, A. Szklo, A. Lucena , R. Souza , B. Borba y I. Costa , «Climate change: energy security, technical report,» 2008.
- [57] . M. Thatcher, «Modelling changes to electricity demand load duration curves as a consequence of predicted climate change for Australia,» *Energy*, vol. 32, pp. 1647-1659, 2007.
- [58] M. Isaac y D. van Vuuren, «Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change,» *Energy Policy*, vol. 37, p. 507–521, 2009.
- [59] Dirección General de Aeronáutica Civil, «Reporte Anual de la evolución del Clima en Chile,» 2021.
- [60] Ministerio de Energía, «Elaboración del documento base para el Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía,» 2018.
- [61] Ministerio de Medio Ambiente, «Proyecciones Climáticas,» 29 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/proyecciones-climaticas/>.
- [62] D. Araya-Osses, A. Casanueva, C. Román-Figueroa, . J. Uribe y M. Paneque, «Climate change projections of temperature and precipitation in Chile based on statistical downscaling,» *Climate Dynamics*, vol. 54, p. 4309–4330 , 2020.
- [63] Ministerio de Medio Ambiente, «Arclim - Explorador de Amenazas Climáticas,» 2022. [En línea]. Available: <https://arclim.mma.gob.cl/amenazas/>.
- [64] CDT, «Informe Final de Usos de la Energía de los Hogares Chile 2018,» 2019.
- [65] Lawrence Berkeley National Laboratory, «Future Air Conditioning Energy Consumption in Developing Countries,» 2008.
- [66] Biddle, «Explaining the spread of residential air conditioning, 1955–1980,» *Explorations in Economic History*, 2008.
- [67] S. Vicuña, L. Daniele, L. Farías, H. Gonzalez, P. Marquet, R. Palma-Behnke y A. Stehr, «Desalinización: Oportunidades y desafíos para abordar la inseguridad hídrica en Chile,»

Chile: Comité Asesor Ministerial Científico sobre Cambio Climático; Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación, Santiago, Chile, 2022.

- [68] MOP, «Estimación de la demanda actual, proyecciones futuras y caracterización de la calidad de los recursos hídricos en Chile,» 2017.
- [69] COCHILCO, «Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2021 - 2032,» 2022.
- [70] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones SECTRA, «Actualización Metodológica del Modelo de Consumo Energético y Emisiones para el Sector Transporte (STEP),» 2022.
- [71] IPCC, «Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero - Volumen 2,» 2006 b.
- [72] Ministerio de Energía, «Energía Abierta - Balance Nacional de Energía. Periodo 2018-2020,» 2022.
- [73] INE, «Cosecha de cultivos anuales - Siembra y cosecha,» 2022.
- [74] Cámara Chilena de la Construcción, «Despachos de cemento a nivel nacional,» 2022.
- [75] Sernageomin, «Anuario de la minería en Chile,» 2022.
- [76] Banco Central, «Áreas - Estadísticas - PIB Regional,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.bcentral.cl/web/banco-central/areas/estadisticas/pib-regional>.
- [77] Servicio Nacional de Pesca y Acuicultura, «Anuarios Estadísticos de Pesca y Acuicultura,» 2022.
- [78] CAP, «Memorias Integradas 2018-2021,» 2022.
- [79] INE, «Inicio - Estadísticas - Transporte y comunicaciones - Permisos de Circulación,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/transporte-y-comunicaciones/permiso-de-circulacion>.
- [80] Ministerio de Medio Ambiente, «Ley Num 21.455 Ley Marco de Cambio Climático,» 2022.
- [81] Ministerio de Energía, «Análisis de antecedentes para la elaboración de un plan de manejo de la demanda de combustibles líquidos para Chile,» 2020.
- [82] Ministerio del Medio Ambiente, «Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» 2019. [En línea]. Available: https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/07/2018_NIR_CL.pdf.

- [83] IPCC, «2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories: Overview,» 2006.
[En línea]. Available: <https://www.ipcc-nccc.iges.or.jp/public/2006gl/>.
- [84] Camara Chilena de la Construcción, «Indice Despacho de Cemento,» 2022.
- [85] M. d. I. A. R. Rojas, «Metodología de evaluación de pérdidas de agua potable y análisis de factibilidad de medición continua en grandes conducciones. Caso: Gran Alimentadora - Valparaíso,» Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, Valparaíso, 2017.

www.energypartnership.cl

www.bmwk.de