

PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA 2019 – 2039

Octubre de 2019

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinador.cl

1	INTRODUCCIÓN	3
2	METODOLOGÍA	4
2.1	MODELO DE DEMANDA ELÉCTRICA	4
2.1.1	TIPOS DE CLIENTES	4
2.1.2	DATOS UTILIZADOS	5
2.1.3	MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES REGULADOS	6
2.1.4	MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES DE LA INDUSTRIA MINERA DEL COBRE	6
2.1.5	MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES NO PRODUCTORES DE COBRE	7
2.2	METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS	8
2.2.1	PROYECCIÓN PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD	8
2.2.2	PROYECCIÓN VALOR DE POBLACIÓN	11
2.2.3	PROYECCIÓN VALOR DE IMACEC	12
2.2.4	PROYECCIÓN NÚMERO DE VIVIENDAS	15
2.2.5	PROYECCIÓN PRODUCCIÓN COBRE	16
2.3	MODELACIÓN DE LA DEMANDA	18
2.3.1	PERFILES DE DEMANDA	18
2.3.2	DEMANDA PUNTA REPRESENTATIVA	19
3	DEMANDA 2019 – 2039	24
3.1	PROYECCIÓN DE VARIABLES EXPLICATIVAS	24
3.1.1	IMACEC	24
3.1.2	POBLACIÓN	24
3.1.3	PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	25
3.1.4	ENCUESTA CLIENTES INDUSTRIALES	26
3.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2019 – 2039	27
3.2.1	DEMANDA NACIONAL	27
3.2.2	DEMANDA REGIONAL	29
4	ANEXOS	36
A.	LISTADO CLIENTES INDUSTRIALES ENCUESTADOS	36
B.	SERIES DE PREVISIÓN DE DEMANDA NACIONAL 2019 - 2039	37
C.	SERIES DE PREVISION DE DEMANDA REGIONAL 2019 - 2039	38

1 INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de la demanda de energía y potencia corresponde a la base sobre la que se desarrolla en gran medida el sistema de transmisión de energía eléctrica, por lo que conocer sus valores actuales y proyectados es una tarea fundamental para el desarrollo de una planificación eficiente y anticipada del sistema de transmisión.

La demanda de energía y potencia, en conjunto con los proyectos de generación, son las principales variables que imponen las condiciones de uso del sistema de transmisión, y que implican los requerimientos de aumentos de capacidad de este, de manera que el sistema eléctrico proyectado permita un desempeño eficiente del mercado de transacciones de energía, potencia y servicios complementarios, y que el mismo presente condiciones de competencia que permitan, como fin último, disponer de menores precios de suministro para los consumidores finales. De esto se desprende la importancia de contar con una buena modelación, para el desarrollo de proyecciones lo más precisas y exactas posible.

Debido a lo anterior, el Coordinador desarrolla su previsión de demanda 2019 – 2039 a partir de un estudio adjudicado por Centro de Energía de la Universidad de Chile en el 2018, que identifica cuáles son las variables que deben ser consideradas para la formulación de modelos econométricos de proyección de demanda eléctrica. El Estudio cuenta con una previsión de demanda de energía de largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional, una metodología que la sustenta y los correspondientes modelos de proyección.

El presente informe de proyección de demanda 2019 – 2039 del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, describe un resumen de la metodología, supuestos y resultados del proceso de proyección de demanda de energía y potencia requerida por el sistema eléctrico, para su utilización en el desarrollo de la propuesta de expansión de los sistemas de transmisión, que el Coordinador debe enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) dentro de los primeros 15 días del año 2020, conforme lo establece el artículo 91° de la Ley, y permite su vez, entregar información relevante a la industria respecto a las proyecciones de consumo de energía eléctrica previstos para el horizonte de estudio.

2 METODOLOGÍA

La previsión se realiza a través de una metodología econométrica que busca capturar el patrón histórico de la relación entre la demanda eléctrica y sus principales determinantes, y proyectar las previsiones de consumo eléctrico consistentes con los patrones esperados para estos determinantes.

El uso de modelos econométricos para la predicción se puede separar en dos grandes etapas. La primera etapa consiste en determinar las variables explicativas del consumo eléctrico. Donde se busca testear y cuantificar el efecto de los distintos potenciales determinantes de la demanda, utilizando el patrón histórico de comportamiento reflejado en los datos.

La segunda etapa consiste en evaluar la relación estimada en las predicciones de las variables independientes y con ello proyectar la demanda eléctrica en el futuro. Se utilizarán las proyecciones de instituciones especialistas que han predicho las variables explicativas en el horizonte deseado.

2.1 MODELO DE DEMANDA ELÉCTRICA

La estimación de los determinantes de la demanda eléctrica se realiza con un modelo de regresión simple explotando la estructura de panel de los datos. En este modelo se poseen datos de panel dado que se cuenta con la electricidad consumida por cada barra $i = \{1, \dots, N\}$ con una frecuencia mensual $t = \{1, \dots, T\}$.

El modelo econométrico de regresión de panel es de la siguiente forma:

$$\log(Q_{ict}) = \alpha_i + \beta * W_{ct} + \gamma * Z_t + \varepsilon_{ict}$$

Donde:

- Unidades o barras desde $i = \{1, \dots, N\}$
- Comunas con $c = \{1, \dots, C\}$ y con una frecuencia mensual de $t = \{1, \dots, T\}$.
- La variable Q_{ict} es la cantidad de energía demandada en la barra i en la comuna c durante el mes t .
- W_{ct} representa las variables explicativas a un nivel de agregación geográfica mayor (por ejemplo, comuna c , pero con la misma frecuencia mensual t).
- Las variables Z_t representan a todas las variables explicativas que sólo varían a través del tiempo, pero no tienen un componente específico por cada barra. Por ejemplo, puede incluir al precio medio de la electricidad, el precio del cobre, la actividad económica nacional (IMACEC nacional) y la actividad económica mundial (China, EEUU). También se incluyen variables dicotómicas mensuales para capturar diferentes consumos por estacionalidad.
- Los shocks ε_{ict} son los determinantes no observables y que se asumen ortogonales a todas las demás variables explicativas.

2.1.1 TIPOS DE CLIENTES

Debido a la intrínseca heterogeneidad de comportamiento y de variables explicativas que existen entre los tipos de consumidores, así como de los datos históricos disponibles, es que se separa el análisis y estimación entre los siguientes tipos de clientes:

- **Cientes Regulados:** Principalmente consumos domiciliarios, pero que también puede incluir fracciones de clientes del sector industrial que se encuentran sumergidos en los datos históricos.
- **Cientes Libres Productores de Cobre:** Empresas mineras de la industria del cobre que son identificadas en sus respectivas barras.
- **Cientes Libres No productores de Cobre:** Empresas de diversos sectores productivos que no se guían por las tarifas reguladas y que por el volumen de datos no es posible desagregar sectorialmente.

2.1.2 DATOS UTILIZADOS

El horizonte de datos comprende los meses entre Enero 2010 y Diciembre 2017, y contemplan los retiros en 570 barras pertenecientes a 199 comunas en 14 regiones durante 96 meses.

A continuación, se presenta una estadística descriptiva de variables mensuales utilizadas en las estimaciones del presente informe. Las variables de demanda eléctrica por tipo de cliente y los datos de precio medio de electricidad corresponden a información de que dispone el Coordinador.

Tabla 2-1: Datos Mensuales Todas las Barras.

Variable	N° de Obs	Promedio	Desv. Std.	Min	Max
Demanda Barras Clientes Regulados [MWh]	42.897	5.733,2	9.075,2	0	65.292,6
Demanda Barras Clientes Libres No Cobre [MWh]	42.897	1.846,6	5.236,9	0	108.075,8
Demanda Barras Clientes Libres Cobre [MWh]	42.897	4.039,4	24.512,6	0	1.032.000,0
Precio Medio Electricidad (\$/kWh)	42.897	59,0	6,4	43	73,8
% Barras Clientes Regulados	42.390	0,5	0,5	0	1,0
% Barras Clientes Libres Cobre	42.390	0,1	0,3	0	1,0
% Barras Clientes Libres No Cobre	42.390	0,4	0,5	0	1,0
Producción Cobre por Empresa (Miles TMF)	42.897	0,6	5,2	0	150,4
Precio Cobre Real (c USD/lb)	42.897	318,6	56,7	224,1	462,1
IMACEC	42.897	99,4	8,4	77,5	120,6
IMACEC Minero	42.897	97,5	7,7	77,0	113,6
IMACEC No Minero	42.897	99,5	8,9	76,1	121,6

Tabla 2-2: Datos Encuesta a Clientes Libres Cobre agrupadas por Empresa.

Variable	N° de Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Demanda Clientes Libres Cobre [MWh por Empresa]	1.815	61.784	61.609	0	325.675
Demanda Predicha 2012 [MWh]	809	110.204	117.406	2.010	511.505
Demanda Predicha 2013 [MWh]	792	103.148	115.891	4.193	475.883
Demanda Predicha 2014 [MWh]	552	98.426	110.988	4.193	456.120
Demanda Predicha 2015 [MWh]	504	87.248	123.730	1.422	632.651
Demanda Predicha 2016 [MWh]	372	67.976	102.502	5	518.247

Los índices de actividad económica fueron obtenidos desde el registro público en línea del Banco Central. La producción de cobre por empresa minera y el precio del cobre fue obtenido desde las estadísticas de COCHILCO, que dispone de valores anuales y mensuales desde 1960.

2.1.3 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES REGULADOS

La estimación exploró el siguiente listado de variables explicativas:

- i. Actividad Económica: IMACEC, IMACEC Minero, IMACEC No Minero, PIB Nacional, PIB Minero Cobre, y PIB No Cobre.
- ii. Precio Medio de electricidad.
- iii. Población y Vivienda a nivel mensual-comunal. Dado que la información de población y vivienda original es a nivel anual-comunal, entonces se repiten los mismos valores en los 12 meses correspondientes a cada año y con ello se origina una función con saltos discretos en cada enero y plana para el resto del año (Funciones conocidas como “step-function”).
- iv. Efectos fijos (invariantes en el tiempo) por barras, comunas, regiones, mes del año (para capturar estacionalidad).

La estimación se resume de la siguiente manera:

$$[M1] \log(Q_{ict}) = -0,12 \log(P_t) + 1,1 \log(IMA_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$$

$$[M2] \log(Q_{ict}) = -0,13 \log(P_t) + 1,1 \log(IMA - NM_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$$

$$[M3] \log(Q_{ict}) = -0,11 \log(P_t) + 0,8 \log(IMA_t) + 1,2 \log(VIV_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$$

$$[M4] \log(Q_{ict}) = -0,11 \log(P_t) + 0,8 \log(IMA_t) + \log(VIV_t) + 0,3 \log(POB_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$$

Donde:

- P_t es el precio medio de la electricidad.
- $IMAC_t$ e $IMA - NM_t$ son el IMACEC y el IMACEC No Minero respectivamente.
- VIV_t y POB_t son el número de viviendas y población comunal respectivamente.
- Todas las variables mencionadas son estadísticamente significativas al 5%.
- B_i son los efectos fijos por barra.
- ε_{ict} es el error estocástico independiente de las variables explicativas con esperanza cero y varianza constante.

2.1.4 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES DE LA INDUSTRIA MINERA DEL COBRE

La estimación completa exploró el siguiente listado de variables explicativas:

- i. Actividad Económica: IMACEC, IMACEC Minero, PIB Nacional, y PIB Minero Cobre.
- ii. Precio Medio de electricidad.
- iii. Actividad Económica Internacional: PIB de China y EEUU.
- iv. Precio Internacional del Cobre.
- v. Producción Minera de Cobre por empresa.
- vi. Predicción de Demanda Eléctrica Autorreportada: Encuesta realizada por el Coordinador respecto de consumos proyectados por las empresas.

- vii. Efectos fijos (invariantes en el tiempo) por barras, comunas, regiones, mes del año (para capturar estacionalidad).

Los modelos seleccionados para los clientes libres productores de Cobre consideran los datos en su frecuencia mensual, e incluyen regresores lineales, además de efectos fijos por empresa y por mes del año. Las estimaciones se resumen a continuación:

$$[M1] \log(Q_{e,t}) = -0,57 \log(P_t) + 0,95 \log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$$

$$[M2] \log(Q_{e,t}) = -0,44 \log(P_t) + 1,67 \log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$$

$$[M3] \log(Q_{e,t}) = 0,5 \log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$$

$$[M4] \log(Q_{e,t}) = 0,7 \log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$$

$$[M5] \log(Q_{e,t}) = 0,26 \log(\hat{Q}_{e,t-1}) + 0,73 \log(\hat{Q}_{e,t-2}) + T_t + \varepsilon_{et}$$

Donde:

- P_t es el precio medio de la electricidad.
- $IMA - M_t$ es el IMACEC Minero.
- $\hat{Q}_{e,t-1}$ es la predicción reportada por la empresa en el año t.
- (B_e, T_t) son los efectos fijos por empresa y por mes del año respectivamente.
- ε_{ict} es el error estocástico independiente de las variables explicativas con esperanza cero y varianza constante.
- Todos los coeficientes de las series explicativas son estadísticamente significativos al 10%.
- $D_e \log(CU_{k,t})$ representa la producción de cobre de cada empresa en cada periodo t.
- D_e es distinto para cada empresa reflejando distintos requerimientos energéticos para producir que puede reflejar factores de ley de explotación del mineral, y/o factores tecnológicos propios de cada empresa.

2.1.5 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES NO PRODUCTORES DE COBRE

La estimación exploró el siguiente listado de variables explicativas:

- i. Actividad Económica: IMACEC, IMACEC No Minero, PIB Nacional y PIB No Cobre.
- ii. Precio Medio de electricidad.
- iii. Efectos fijos (invariantes en el tiempo) por barras, comunas, regiones, mes del año (para capturar estacionalidad).

$$[M1] \log(Q_{c,t}) = -0,31 \log(P_t) + 0,14 \log(IMAC_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$$

$$[M2] \log(Q_{c,t}) = -0,32 \log(P_t) + 0,14 \log(IMAC_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$$

$$[M3] \log(Q_{c,t}) = -0,31 \log(P_t) + 0,15 \log(IMA - NM_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$$

$$[M4] \log(Q_{c,t}) = -0,33 \log(P_t) + 0,15 \log(IMA - NM_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$$

Donde:

- P_t es el precio medio de la electricidad.
- $(IMAC_t)$ es el IMACEC y $IMA - NM_t$ es el IMACEC No Minero.
- B_c son los efectos fijos por comuna.
- ε_{ict} es el error estocástico independiente de las variables explicativas con esperanza cero y varianza constante.
- Todos los coeficientes de las series explicativas son estadísticamente significativos al 1%.

2.2 METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS

Los modelos estimados consideran las siguientes variables significativas para la estimación de la proyección de la demanda eléctrica: precio medio de la electricidad, población comunal y nacional, IMACEC (incluido minero y no minero) y producción de cobre. Estas variables se pueden relacionar con los estudios urbanos y encuestas de previsión de demanda eléctrica a clientes libres, que también pueden ser utilizadas para alimentar los modelos.

A continuación, se describe la metodología y se llevan a cabo las proyecciones de cada una de las variables significativas al año 2039.

2.2.1 PROYECCIÓN PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD

La metodología desarrollada para proyectar el precio medio de mercado del Sistema Eléctrico Nacional consiste en ponderar las proyecciones de los costos nivelados de cada tecnología de generación presente en el sistema eléctrico por su participación en la matriz de generación futura. De esta forma se estima el precio de mercado futuro como un promedio de los precios que deben recibir las centrales de generación del sistema para cubrir sus costos de inversión y de operación. La fórmula utilizada para el cálculo es la siguiente:

$$PMM_i \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{\sum_{i,k} (LCOE_{i,k} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \cdot G_{i,k} [MWh])}{\sum_{i,k} G_{i,k} [MWh]}$$

Donde:

- PMM_i : Corresponde al precio de la electricidad estimado para el año i .
- $LCOE_{i,k}$: *Levelized cost of electricity* de la tecnología k en el año i .
- $G_{i,k}$: Generación eléctrica proyectada de la tecnología k en el año i .

Tanto los costos nivelados, como la matriz de generación fueron calculados utilizando la información disponible al momento de realizar este estudio. Los costos nivelados fueron calculados utilizando la información entregada en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo desarrollado por el Ministerio de Energía (PELP) y la matriz de generación futura fue obtenida mediante simulaciones en software.

En tanto los costos nivelados por tecnología fueron calculado con datos disponibles en el proceso PELP y que incluyen: costos de inversión por tecnología, costos de combustibles, consumos específicos, vida útil, factor de planta, costos variables no combustibles, entre otros.

El cálculo del LCOE se muestra en la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{CFAE}{(8.76 \cdot FP)} + CV$$

Donde:

- FP corresponde al factor de planta.
- CV al costo variable.

CFAE se calcula de la forma:

$$CFAE = (CInv + CConexion) \cdot \frac{FintConst}{FInv} + COMA$$

Donde:

- CInv corresponde al costo de inversión.
- CConexion corresponde al costo de conexión promedio de la tecnología al sistema eléctrico.
- COMA corresponde al costo de Operación Mantenimiento y Administración medio de cada tecnología.

FintConst corresponde a un factor de interés de la construcción que se calcula de la forma:

$$FintConst = \frac{-1}{VAN(TasaDescMensual, MesesConstrucción)}$$

El VAN corresponde al valor actual de un pago unitario dividido entre todos los meses de construcción, con tasa de descuento mensual y con un período equivalente los meses de la construcción.

FInv corresponde a un factor de la anualización de la inversión calculado como:

$$FInv = \frac{-1}{Pago Unitario (TasaDescAnual, Años Vida Útil)}$$

El Pago Unitario corresponde a un pago con valor presente unitario, con tasa de descuento anual y con la vida útil de la tecnología.

Los resultados obtenidos por tecnología se muestran en la Figura 2-1. En este grafico se aprecia el aumento de los costos de desarrollo de centrales térmicas por las proyecciones al alza de los costos de combustibles, en tanto centrales de generación solar (FV y CSP) tienen costos de inversión decrecientes en el largo plazo, reflejándose en sus costos de desarrollo.

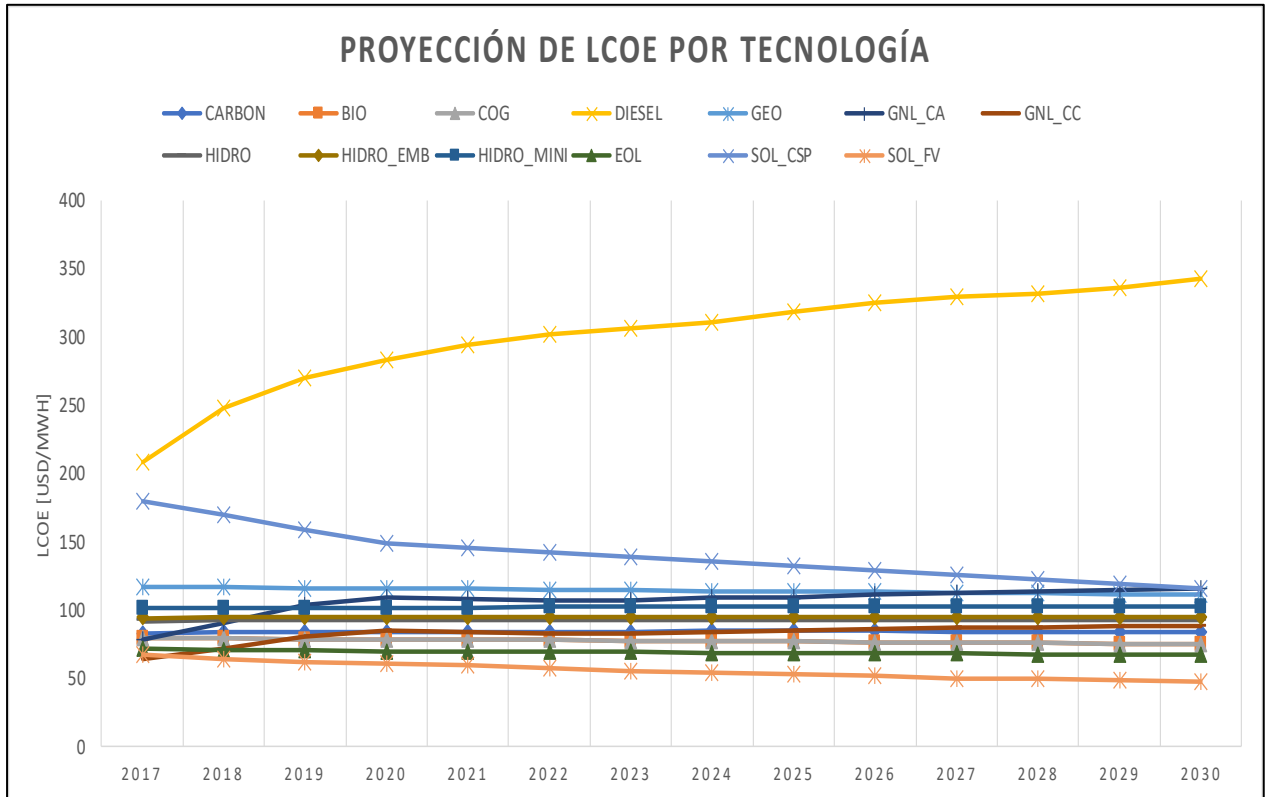


Figura 2-1: Proyección de costos nivelados por tecnología.

Finalmente, con la ponderación del costo de desarrollo de las tecnologías de generación por la generación estimada se obtiene el PMM anual proyectado para el SEN (ver Figura 2-2). La variación interanual de los precios medios de electricidad se estima de acuerdo con la variación promedio histórica del periodo 2007-2017. Para el periodo 2030-2039 se mantiene constante la tasa de crecimiento de 2029 a 2030.

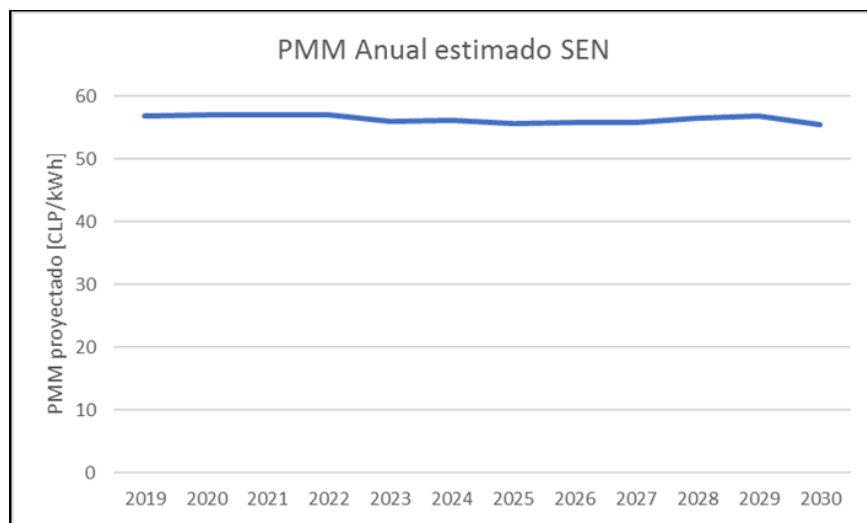


Figura 2-2: Proyección de PMM el Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2019-2030.

Si siguiendo esta metodología la proyección de los precios de electricidad para el escenario medio se muestran en la Figura 2-3. En ella se replica la tendencia interanual histórica y se mantiene la tendencia a la baja de los precios a partir del año 2030. Esta proyección fue utilizada como variable para calcular la demanda eléctrica del sistema en el largo plazo.

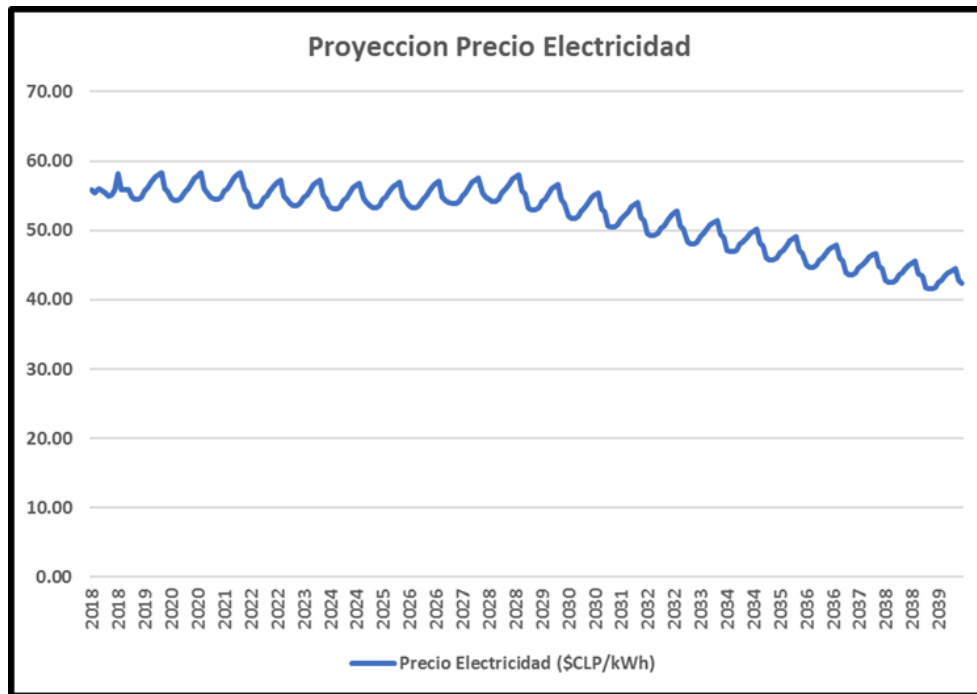


Figura 2-3: Proyección de PMM el Sistema Eléctrico Nacional con resolución mensual, periodo 2019-2039.

2.2.2 PROYECCIÓN VALOR DE POBLACIÓN

Para la estimación del valor proyectado de la población (a nivel nacional) se usa la tendencia definida por el estudio INE (2011), que calculó la población del país al año 2050 usando los datos del Censo 2002. Dado que recién se dispone, desde el año 2018 de la estadística del Censo 2017, no se cuenta con un estudio que proyecte la población del país. De esta forma, y teniendo en cuenta que el Censo 2017 entregó casi 1 millón de personas menos que las estimaciones previas, se ha decidido considerar la tendencia del estudio INE sobre la base del valor 2017. Ello se presenta en la figura siguiente.

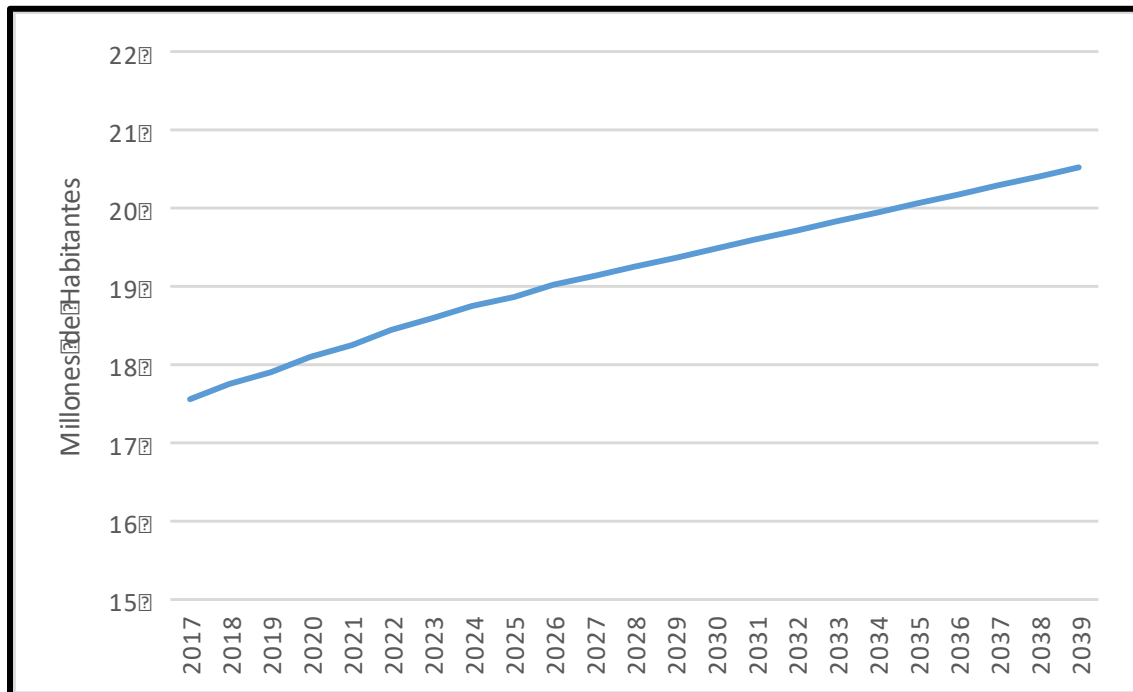


Figura 2-4: Series proyectada de Población Nacional. Fuente: Elaboración propia basado en datos y metodología INE.

Dado que la población también se utiliza a nivel comunal, la proyección de las comunas se calcula tomando en consideración la variación entre los Censos 2012 y 2017.

2.2.3 PROYECCIÓN VALOR DE IMACEC

Para estimar la proyección del IMACEC (incluido el minero y no minero) se usa la proyección de Expectativas Económicas que define el Banco Central para su Informe de Política Monetaria (ver cuadro siguiente). En éste se aprecia el valor del IMACEC, junto con la proyección del PIB para 3 años (al 2020). Estos valores son equivalentes, por lo que la variación del PIB es utilizado como el valor futuro de la tasa de variación del IMACEC.

Expectativas Económicas Octubre 2018

Enviada el 3: Octubre 2018
Plazo de recepción: 9 Octubre 2018

Variable	Mediana	Decil 1	Decil 9	N° respuestas
1. Inflación (variaciones IPC en %)				
En el mes	0.30	0.20	0.40	57
El próximo mes	0.20	0.10	0.30	57
En 11 meses (var. 12 meses)	3.00	2.90	3.30	56
En 23 meses (var. 12 meses)	3.00	3.00	3.00	55
Diciembre 2018	3.00	2.90	3.20	52
Diciembre 2019	3.00	2.90	3.20	57
2. Tasa de Política Monetaria (*)				
En la siguiente reunión	2.50	2.50	2.75	57
En la subsiguiente reunión	2.75	2.50	2.75	57
En 5 meses	3.00	2.75	3.00	57
Diciembre 2018	2.75	2.50	2.75	57
Dentro de 11 meses	3.25	3.00	3.50	56
Dentro de 17 meses	3.50	3.25	4.00	56
Dentro de 23 meses	4.00	3.50	4.25	55
3. Tasa BCU 5 años (%) (*)				
Dentro de 2 meses	1.20	1.10	1.30	50
Dentro de 11 meses	1.40	1.10	1.50	49
Dentro de 23 meses	1.50	1.20	1.80	48
4. Tasa BCP 5 años (%) (*)				
Dentro de 2 meses	4.20	4.00	4.30	50
Dentro de 11 meses	4.40	4.10	4.60	49
Dentro de 23 meses	4.50	4.30	5.00	48
5. Tipo de Cambio (\$ por US\$1) (*)				
Dentro de 2 meses	665	645	680	56
Dentro de 11 meses	650	620	680	55
Dentro de 23 meses	640	600	685	54
6. IMACEC (variaciones 12 meses)				
Un mes atrás	3.00	2.50	3.50	55
7. IMACEC No Minero (variaciones 12 meses)				
Un mes atrás	3.50	2.80	4.00	43
8. PIB (variaciones 12 meses)				
En el trimestre calendario de la encuesta	3.30	2.80	3.70	55
Diciembre 2018	4.00	3.80	4.20	56
Diciembre 2019	3.70	3.40	3.90	55
Diciembre 2020	3.50	3.00	4.00	49
9. PIB No Minero (variaciones 12 meses)				
En el trimestre calendario de la encuesta	3.50	3.00	4.10	41
Diciembre 2018	4.00	3.80	4.30	41
Diciembre 2019	3.80	3.40	4.00	41
Diciembre 2020	3.60	3.20	4.00	38

(*) Fines de mes.

Fuente: Banco Central.

Figura 2-5: Banco Central, Estrategia On line (10 de octubre de 2018).

Para estimar la tasa de crecimiento del PIB de largo plazo, la metodología utiliza los valores de PIB per cápita (en paridad de poder de compra y valor de moneda constante) de países como Estados Unidos, de Europa, Australia y Nueva Zelanda.

Los valores de referencia para distintos países que pueden ser tomados en consideración para construir esta senda de tasa de crecimiento del PIB se presentan en el cuadro siguiente y han sido recopilados de las bases de datos en línea del Banco Mundial.

Estos datos sirven de referencia para la proyección, a partir de la tasa del año 2020 definida por el Banco Central de Chile, de acuerdo con el cálculo del valor proyectado del PIB per cápita del país.

Luego, a partir de la serie de IMACEC (incluido Minero y No Minero) se estima la proyección mensual de esta variable, considerando las tasas estimadas en el cuadro siguiente y la variación estacional que esta variable posee históricamente.

Tabla 2-3: Proyección PIB, PIB per cápita y tasa de crecimiento para Chile.

	PIB per cápita	PIB MMUSD 2011	Tasa		PIB per cápita	PIB MMUSD 2011	Tasa
2017	24.635	411.053	--	2034	36.245	723.551	3,2%
2018	24.080	427.495	4,0%	2035	37.192	746.704	3,2%
2019	24.725	443.312	3,7%	2036	38.162	770.599	3,2%
2020	25.346	458.828	3,5%	2037	39.159	795.258	3,2%
2021	25.989	474.887	3,5%	2038	40.103	819.116	3,0%
2022	26.656	491.508	3,5%	2039	41.070	843.689	3,0%
2023	27.350	508.711	3,5%	2040	42.302	869.000	3,0%
2024	28.075	526.516	3,5%	2041	43.571	895.070	3,0%
2025	28.834	544.944	3,5%	2042	44.879	921.922	3,0%
2026	29.544	562.382	3,2%	2043	46.225	949.579	3,0%
2027	30.286	580.378	3,2%	2044	47.612	978.067	3,0%
2028	31.060	598.950	3,2%	2045	49.040	1.007.409	3,0%
2029	31.863	618.117	3,2%	2046	50.021	1.027.557	2,0%
2030	32.695	637.896	3,2%	2047	51.021	1.048.108	2,0%
2031	33.549	658.309	3,2%	2048	52.042	1.069.070	2,0%
2032	34.425	679.375	3,2%	2049	53.082	1.090.452	2,0%
2033	35.323	701.115	3,2%	2050	54.144	1.112.261	2,0%

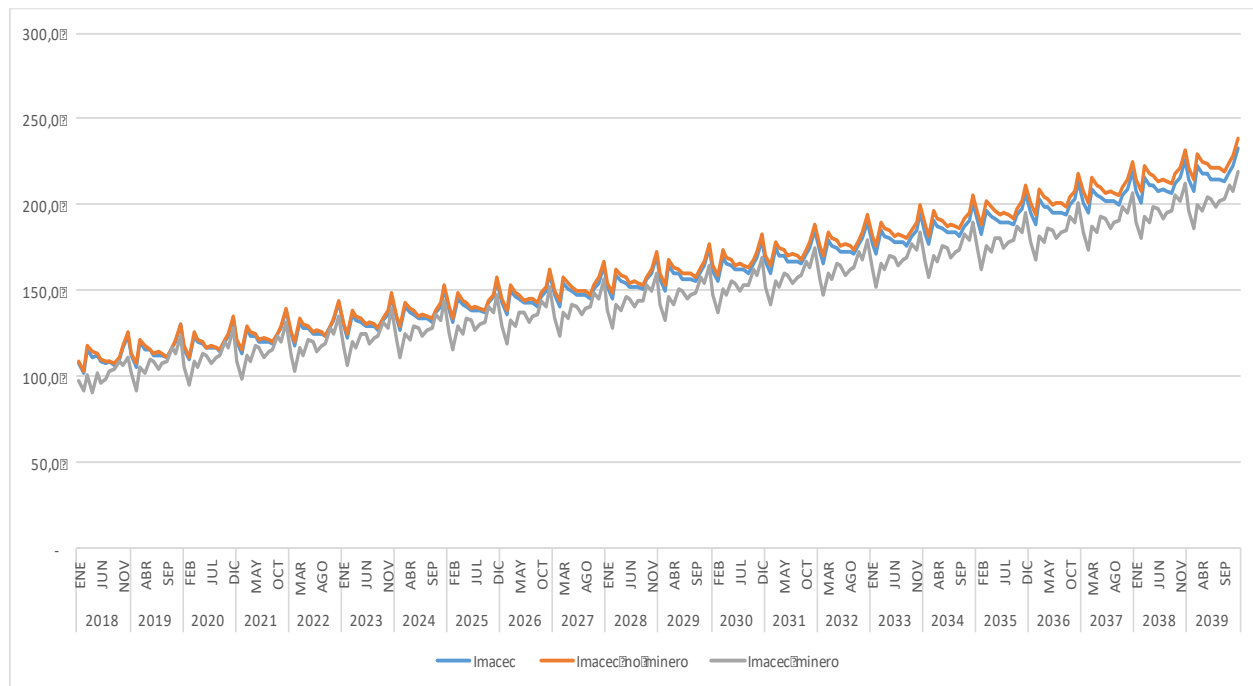


Figura 2-6: Series proyectada de IMACEC, IMACEC minero e IMACEC no minero). Fuente: Elaboración propia.

2.2.4 PROYECCIÓN NÚMERO DE VIVIENDAS

La metodología para proyectar las viviendas considera elementos como el ingreso per cápita proyectado del país y la proyección de población. Esta información, en conjunto con información de referencia de otros países desarrollados, permite considerar como indicador de comparación y *driver* de la proyección el número de personas por vivienda. Este valor, en conjunto con la proyección de habitantes, permite obtener el número de viviendas por ciudad, como un stock que incluye los departamentos y las casas. Para ello se utiliza la proyección del PIB per cápita de la sección anterior.

Tomando como referencia la metodología de (MAPS, 2013), se utilizó el análisis desarrollado en ese estudio para observar hacia qué valor de habitantes por vivienda tendían los países desarrollados, en función de sus ingresos per cápita. En el siguiente gráfico se puede observar que hacia un valor de 40.000 a 50.000 USD se tiene un valor de 2 personas por vivienda, lo cual corresponde al caso de Suecia.

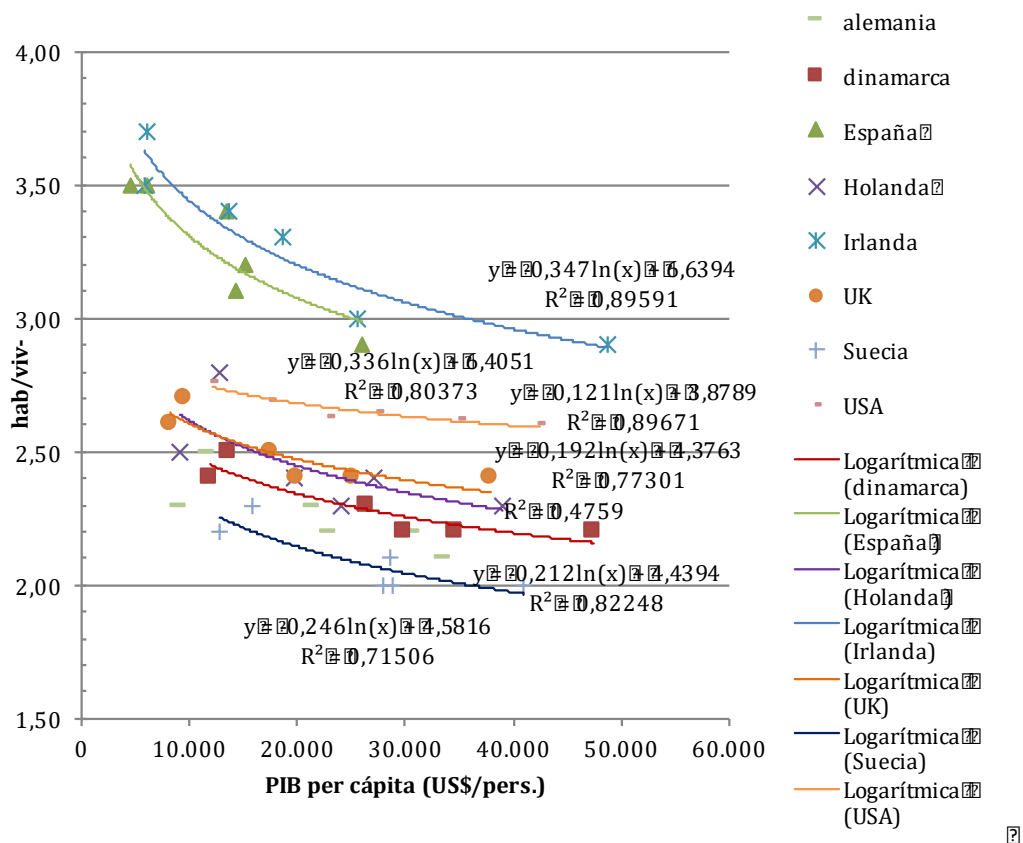


Figura 2-7: Habitantes por vivienda versus PIB per cápita. Fuente: (MAPS, 2013).

Con el objeto de proyectar los habitantes por vivienda, se procedió a utilizar la siguiente fórmula:

$$\frac{hab}{viv_t} = \frac{hab}{viv_t} * (1 - B * g_t)$$

Dónde B corresponde a la elasticidad de habitantes por vivienda e ingreso per cápita, cuyo valor corresponde a 0,29 de acuerdo con el análisis de panel realizado con los datos anteriores (MAPS, 2013). Para esta ecuación, g corresponde al crecimiento del PIB per cápita anual. A partir de ello, se tiene la siguiente proyección de viviendas a nivel nacional, la cual se desagregará a nivel comunal usando los datos de la tendencia del Censo 2002 y 2017.

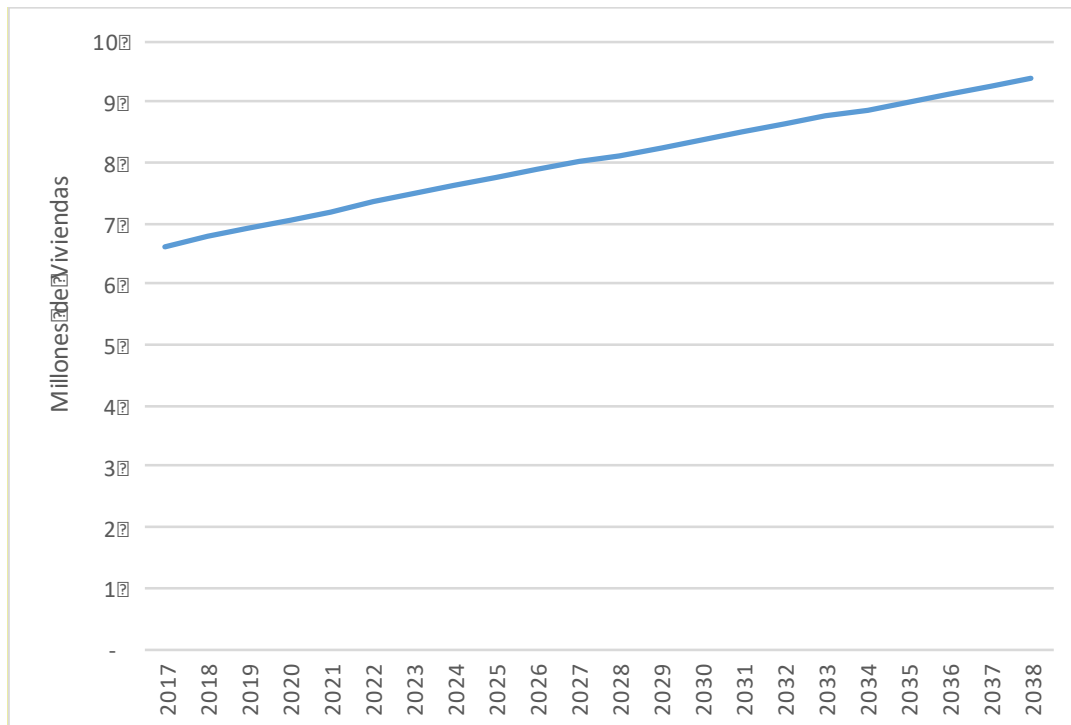


Figura 2-8: Series proyectada de Viviendas Nacional. Fuente: Elaboración propia.

2.2.5 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN COBRE

La estimación de la producción futura de cobre se basa en el estudio de COCHILCO (2017), además de información de estudios internacionales (CRU, Brook Hunt, Mackensie, Blomberg, Teck, Rio Tinto, entre otros).

De acuerdo con estas fuentes internacionales, se espera un importante aumento de la demanda mundial de cobre, principalmente impulsado por el incremento del consumo en China (500 mil toneladas de cobre por año al 2020), entre otras razones, por el desarrollo de redes eléctricas y su meta de 5 millones de vehículos eléctricos al año 2020 (ver figura siguiente).

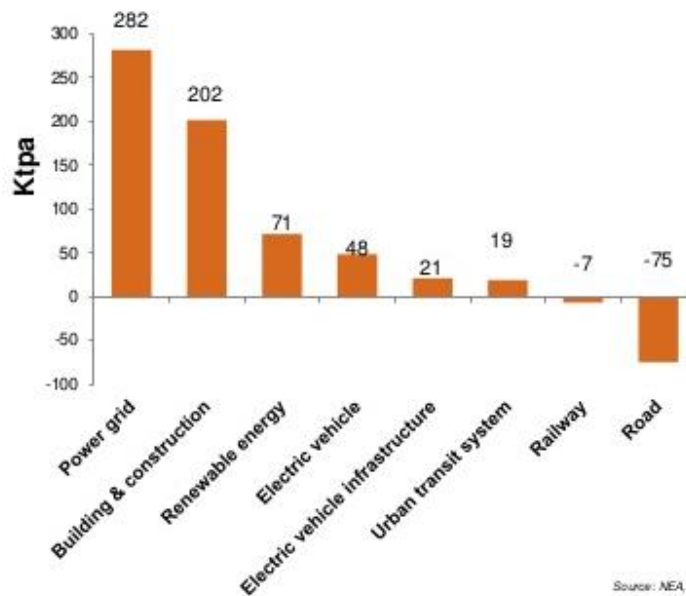


Figura 2-9: Crecimiento de la demanda de cobre en China en diversos sectores. Fuente: Teck, 2017.

Por otro lado, la información de proyectos de COCHILCO y su ubicación a nivel regional permite estimar la proyección de la producción de cobre para las regiones productoras del país. Ello se presenta en el siguiente cuadro.

Tabla 2-4: Producción de cobre proyectada con desagregación regional.

Producción (MTF)	Regional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Arica y Parinacota		12,0	11,7	13,6	13,4	13,0	13,4						
Tarapacá		642,2	586,4	575,3	602,4	612,9	684,4	663,5	718,4	706,4	707,9	701,8	711,0
Antofagasta		3.063,	3.103,	3.296,	3.384,	3.450,	3.342,	3.364,	3.362,	3.229,	3.178,	3.171,	3.239,
		3	2	0	6	0	8	2	0	6	8	1	5
Atacama		357,7	564,4	584,7	600,5	617,2	729,9	823,0	784,3	809,9	819,3	816,9	828,7
Coquimbo		380,4	392,0	403,0	408,9	440,5	476,9	488,5	500,2	499,7	499,2	489,8	492,2
Valparaíso		234,9	301,2	278,5	250,1	230,9	233,8	275,2	259,7	308,1	381,8	346,8	378,9
RM		348,7	377,6	380,4	379,8	378,5	377,6	372,1	382,3	384,2	387,3	400,2	353,4
O'Higgins		464,3	419,3	402,1	384,2	372,1	301,0	322,5	316,8	262,4	263,1	290,0	320,7
Total		5.503,	5.755,	5.933,	6.023,	6.115,	6.159,	6.309,	6.323,	6.200,	6.237,	6.216,	6.324,
		5	8	6	9	1	8	0	7	3	4	6	4
Producción (MTF)	Regional	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
Arica y Parinacota													
Tarapacá		693,2	718,2	743,2	768,2	793,2	818,1	843,1	868,1	893,1	918,1	943,1	
Antofagasta		3.158,	3.272,	3.386,	3.500,	3.613,	3.727,	3.841,	3.955,	4.069,	4.183,	4.296,	
		4	3	1	0	8	6	5	3	2	0	9	
Atacama		808,0	837,1	866,2	895,3	924,5	953,6	982,7	1.011,	1.040,	1.070,	1.099,	
									8	9	1	2	
Coquimbo		479,9	497,2	514,5	531,8	549,1	566,4	583,7	601,0	618,3	635,6	652,9	
Valparaíso		369,4	382,7	396,0	409,4	422,7	436,0	449,3	462,6	475,9	489,3	502,6	
RM		344,6	357,0	369,4	381,8	394,2	406,7	419,1	431,5	443,9	456,3	468,8	
O'Higgins		312,7	323,9	335,2	346,5	357,8	369,0	380,3	391,6	402,8	414,1	425,4	
Total		6.166,	6.388,	6.610,	6.832,	7.055,	7.277,	7.499,	7.721,	7.944,	8.166,	8.388,	
		1	4	6	9	1	4	7	9	2	4	7	

2.3 MODELACIÓN DE LA DEMANDA

La modelación de la demanda en los distintos estudios realizados por el Coordinador, es principalmente definido por los enfoques de largo y mediano plazo presentes en cada uno.

En general, los estudios de largo plazo requieren un menor detalle en la desagregación de los consumos, pero mayor detalle en la distribución horaria de los consumos energéticos y de potencia en cada punto de interés en el sistema, lo cual se realiza construyendo perfiles de demanda anuales.

Por otro lado, los estudios de mediano plazo requieren mayor detalle en la desagregación de los consumos, con enfoque en obtener el consumo de potencia que genera la mayor exigencia en los sistemas de transmisión en estudio, lo cual se realiza obteniendo las demandas punta locales y coincidentes.

En ambos casos, se utilizan los datos históricos del año anterior a la realización del estudio (año base), los cuales son proyectados de acuerdo con las previsiones energéticas.

2.3.1 PERFILES DE DEMANDA

Principalmente para los estudios de largo plazo del sistema de transmisión, se generan perfiles típicos de potencia media horaria para cada día definido, los cuales son: lunes¹, trabajo (martes a viernes), sábado y domingo. Estos perfiles se determinan en base a las demandas horarias reales del año anterior, para cada mes y día tipo, para cada barra de consumo modelada, con la finalidad de representar la distribución espacial y temporal de la demanda proyectada.

A modo de ejemplo, en la figura 2-10 se presenta el perfil de demanda de la barra Diego de Almagro 220 kV para los meses de enero a marzo, expresados en MW.

INDUSTRIAL	HORA	ENERO				FEBRERO				MARZO			
		DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR
DAlmagro220	1	35,3	36,3	35,9	33,2	34,0	35,4	33,1	32,6	29,0	27,0	29,3	29,7
	2	35,3	36,2	35,0	33,5	34,4	35,7	33,5	31,8	29,0	27,7	29,9	28,5
	3	34,2	34,9	34,7	33,6	33,8	34,8	33,7	31,9	28,1	28,3	29,5	27,7
	4	35,1	34,9	35,1	33,4	33,9	34,7	33,1	32,0	27,2	28,5	28,3	25,9
	5	35,5	35,9	35,2	33,2	34,9	34,1	33,4	31,8	27,4	28,7	29,1	26,5
	6	36,3	36,1	35,3	33,2	34,7	34,5	33,5	31,7	27,5	29,2	28,9	26,3
	7	36,4	35,8	35,6	33,4	35,2	34,3	33,4	32,0	26,7	29,3	27,6	26,3
	8	35,7	35,8	35,2	32,0	34,9	33,4	33,2	31,0	27,1	28,8	26,9	26,1
	9	33,9	32,3	34,4	30,7	33,0	33,2	31,4	29,6	25,5	27,9	26,3	24,9
	10	33,0	31,8	32,7	29,9	33,6	32,6	33,2	28,7	26,7	27,7	26,4	24,6
	11	34,0	31,9	33,6	29,7	34,5	32,9	32,7	28,7	27,6	27,5	25,4	24,2
	12	33,5	32,7	33,2	30,2	34,4	32,3	32,8	28,6	27,8	28,3	25,3	24,2
	13	33,8	32,8	33,0	30,0	33,4	32,5	32,2	28,2	27,5	28,0	26,2	24,1
	14	33,7	33,3	32,7	30,8	34,3	32,6	32,7	28,1	28,5	28,5	27,0	25,0
	15	34,1	32,4	32,7	31,5	34,3	30,5	32,8	28,3	29,2	28,6	26,0	25,6
	16	33,8	32,1	32,4	31,0	34,5	29,0	32,7	29,0	28,3	28,5	26,4	25,9
	17	33,3	33,0	33,7	31,2	33,8	29,5	29,5	30,1	28,0	28,0	26,7	26,0
	18	33,7	33,1	32,9	31,3	34,6	30,0	29,3	30,1	28,0	27,5	26,6	26,5
	19	33,0	33,4	33,9	31,7	34,4	29,5	32,3	30,4	28,7	28,5	27,3	26,7
	20	32,3	34,7	33,9	31,8	34,4	29,5	32,6	30,8	28,7	28,2	26,7	27,0
	21	33,9	35,7	34,9	31,9	34,0	30,9	33,0	31,0	29,1	28,7	26,7	27,2
	22	35,3	36,1	35,9	32,9	34,5	31,3	33,7	32,1	28,8	29,3	27,2	27,8
	23	35,4	36,1	35,2	33,1	34,4	31,0	33,2	32,7	28,5	28,9	27,5	27,1
	24	36,1	36,3	35,3	32,9	35,6	31,3	33,3	33,3	28,1	30,1	28,1	27,7

Figura 2-10: Demanda horaria de Diego de Almagro 220 kV para cada día tipo de enero a marzo.

¹ El día tipo lunes se distingue de los otros días de trabajo principalmente debido a la diferencia que existe en las horas de la madrugada.

A partir de estos perfiles se construyen curvas de carga mensual para todo el horizonte de proyección, de acuerdo con la composición de días tipo de cada mes de cada año en el horizonte. De esta forma, a partir de la composición de cada día tipo de cada mes, y reemplazando los feriados como día tipo domingo, se generan las curvas de carga con resolución horaria para todo el periodo de estudio, las cuales son finalmente ponderadas de acuerdo con las tasas de proyección de demanda para cada barra.

2.3.2 DEMANDA PUNTA REPRESENTATIVA

Principalmente para los análisis de mediano plazo de los sistemas de transmisión zonal, se utilizan demandas máximas que representan el punto de mayor exigencia de estos sistemas en el año base.

Para la obtención de las demandas máximas es necesario analizar las curvas de demanda, ya sea en los puntos de abastecimiento (Transformadores AT/MT de subestaciones primarias abasteciendo redes de distribución), o agregando los consumos por subzonas del sistema para el análisis de demandas coincidentes. Esto con el objetivo de eliminar de las muestras aquellos datos erróneos o atípicos (*outlier*) que generen demandas máximas no representativas de los comportamientos de los consumos en cada zona.

Para la obtención de valores representativos, se obtienen distintos puntos de las curvas de demanda, los cuales son comparados entre sí, tanto en magnitud como en temporalidad, de tal manera de estimar el rango de dispersión de los datos de interés en la curva.

2.3.2.1 Demanda Máxima Local

Las demandas máximas locales corresponden al valor que representan la mayor exigencia vista en un punto de abastecimiento de consumos, como son los transformadores AT/MT de subestaciones primarias que abastecen redes de distribución.

Como se mencionó anteriormente, para la obtención de valores representativos de las demandas máximas, se obtienen distintos puntos en cada curva. En general, estos puntos corresponden al valor máximo y a los siguientes 4 valores más altos en el año base, además se obtiene el percentil 90 de cada curva.

Para cada uno de los valores obtenidos se compara su magnitud y su fecha de ocurrencia (Datos estimados a la baja para el caso del percentil 90).

A modo de ejemplo, en la siguiente figura se observa la curva de demanda horaria de un transformador AT/MT de una subestación primaria.

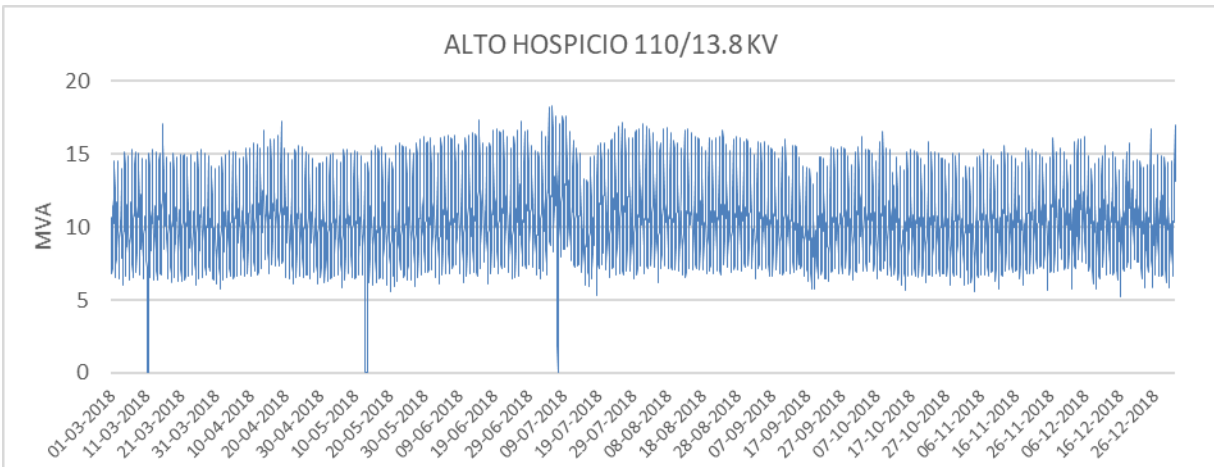


Figura 2-11: Curva de demanda horaria Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV.

A continuación, se presenta una estimación de la distribución de los datos y la tabla de valores utilizados para estimar la máxima representativa.

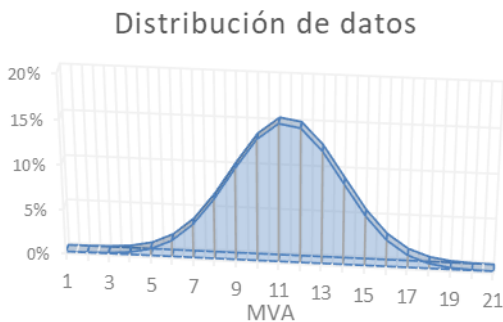


Tabla 2-5: Datos observados

Valor	MVA	Fecha Ocurrencia
Máxima	18,31	2018-07-05 20:00:00
2° Hora más alta	18,19	2018-07-04 20:00:00
3° Hora más alta	18,15	2018-07-04 19:00:00
4° Hora más alta	18,14	2018-07-05 19:00:00
Percentil 90	14,27	2018-09-29 21:00:00

Figura 2-12: Distribución de datos de demanda horaria anual

En este ejemplo, puede observarse que el valor máximo y los valores más altos consecutivos se encuentran en el mismo mes, con magnitudes y fechas próximas.

Además, el percentil 90 nos indica que los valores de demanda se encuentran sobre 14,27 MVA un 10% del tiempo (876 horas no necesariamente consecutivas), lo que nos sugiere junto con el valor máximo, que los valores superiores a 14,27 MVA no presentan escalones superiores a 4 MVA aproximadamente. Esto sirve para estimar si existen estados operativos transitorios (Como respaldos a través de redes de distribución) lo cual puede corroborarse observando la ausencia aumentos escalonados en la curva de demanda horaria del año base.

De estos datos, es posible seleccionar el valor máximo de 18,31 MVA como representativo, debido a la baja dispersión observada en los valores.

En caso de que los datos de la curva de demanda sugieran una gran dispersión, se realiza un análisis por periodos para verificar con mayor profundidad los valores obtenidos, lo que permite identificar la existencia de estados operativos transitorios o datos erróneos.

2.3.2.2 Demanda Máxima Coincidente

Las demandas máximas coincidentes corresponden al valor que representa la mayor exigencia vista para un subsistema específico, lo cual es especialmente relevante en el análisis de los sistemas zonales.

Para determinar las demandas máximas coincidentes, se agregan las demandas presentes en zonas definidas del sistema de transmisión. Luego se analiza la curva resultante en distintos escenarios, lo que permite analizar la variabilidad de las capacidades de líneas en distintas condiciones, dado por las diferencias de temperatura en cada periodo del año.

Al igual que para las demandas locales, la obtención de valores representativos de las demandas máximas coincidentes se realiza a través de análisis de las curvas para cada subperiodo establecido por los escenarios de demanda.

Los escenarios se formulan de acuerdo con los puntos típicos de mayor temperatura en cada periodo del año, para posteriormente utilizar los datos de temperatura presentes en los puntos de demanda obtenidos en cada zona.

En los análisis de los sistemas de transmisión zonal, los escenarios definidos corresponden a los siguientes:

Tabla 2-6: Escenarios de demanda zonal.

Escenario	Periodo Mensual	Periodo Horario
Verano Día	Enero a Marzo y de Octubre a Diciembre	10 – 18 Hrs
Verano Noche	Enero a Marzo y de Octubre a Diciembre	19 – 23 Hrs
Invierno Día	Entre Abril y Septiembre	10 – 18 Hrs
Verano Día	Entre Abril y Septiembre	19 – 23 Hrs

A modo de ejemplo, en la siguiente imagen pueden observarse las distintas curvas de demanda que componen una zona definida.

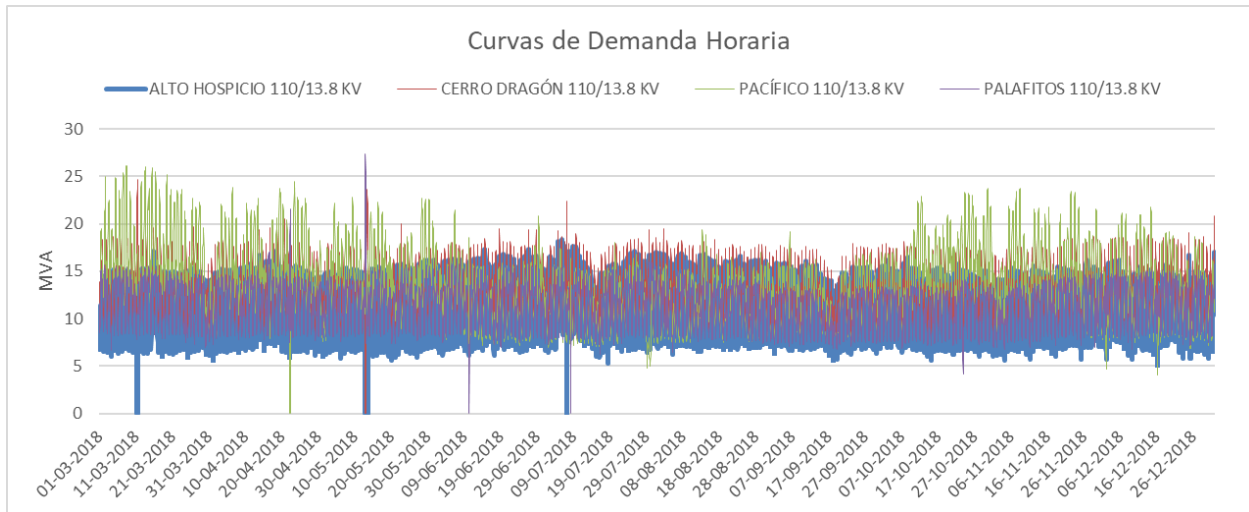


Figura 2-13: Curvas de demanda horaria.

Luego en la siguiente figura se observa la curva de demanda agregada, ordenada por los escenarios definidos.

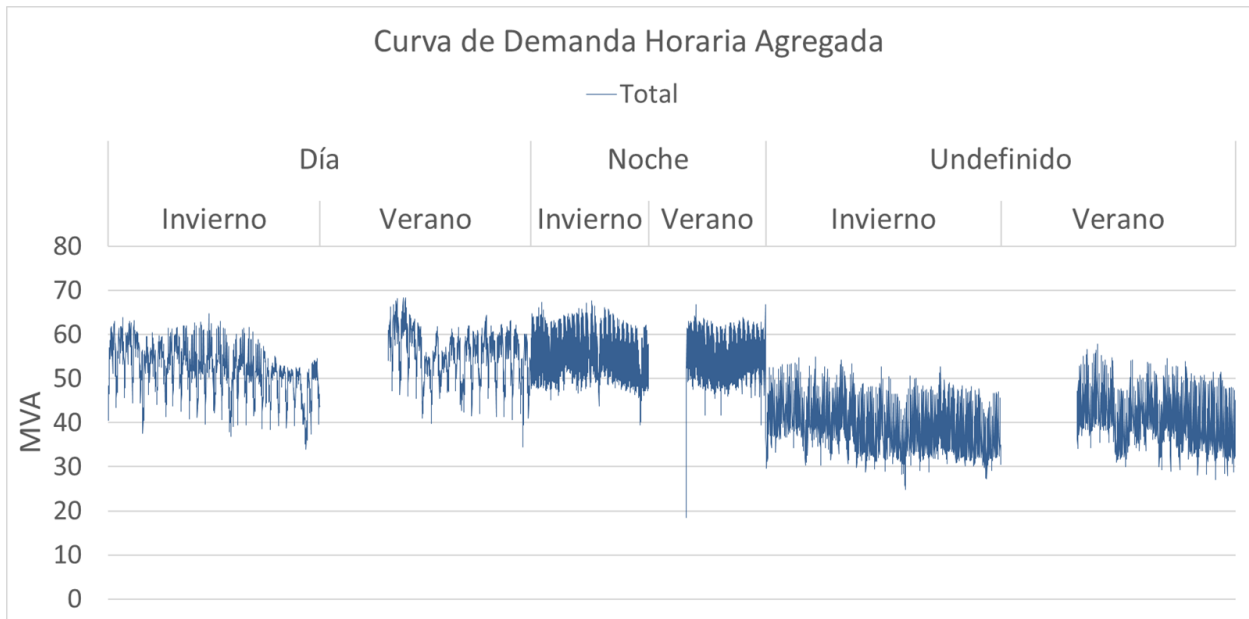


Figura 2-14: Curva agregada de demanda horaria.

Al igual que para las demandas locales, se comparan distintos valores para determinar una demanda máxima coincidente representativa.

En este caso se comparan los percentiles 90 de cada subperiodo, con el valor máximo obtenido para cada escenario.

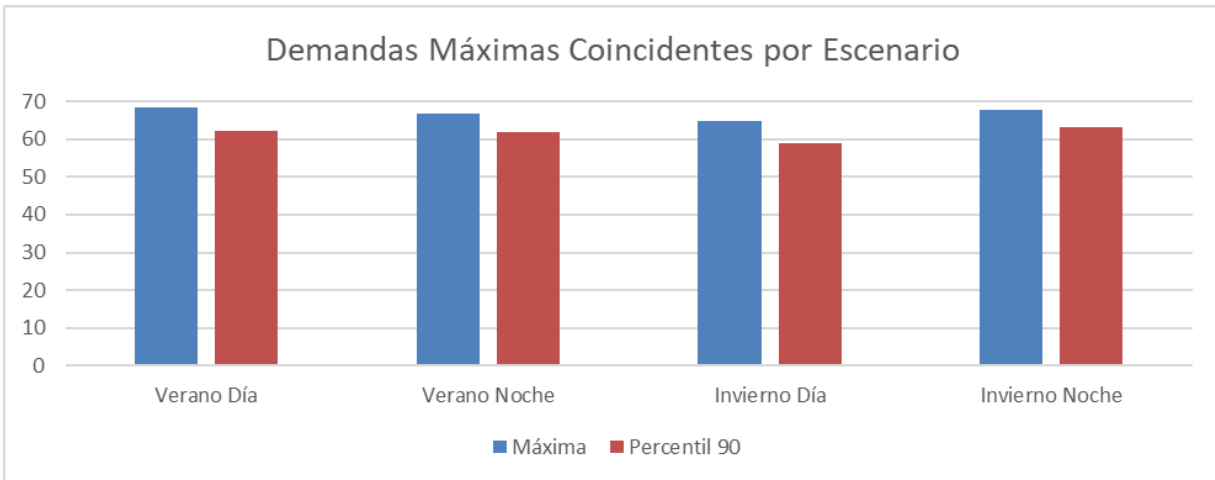


Figura 2-15: Demanda máximas coincidentes.

De esta figura se puede observar la proximidad de los valores máximos a los percentiles 90 de cada escenario, por lo que se consideran como valores representativos de los máximos coincidentes.

3 DEMANDA 2019 – 2039

Este capítulo presenta las proyecciones de variables explicativas y de demanda para el periodo 2019 – 2039.

3.1 PROYECCIÓN DE VARIABLES EXPLICATIVAS

3.1.1 IMACEC

Este indicador, fue proyectado mensualmente en todo el horizonte 2019 – 2039 y utilizado posteriormente en los modelos de proyección, acorde a la metodología descrita anteriormente.

En la siguiente figura se grafican las tres series de proyecciones con resolución mensual de IMACEC.

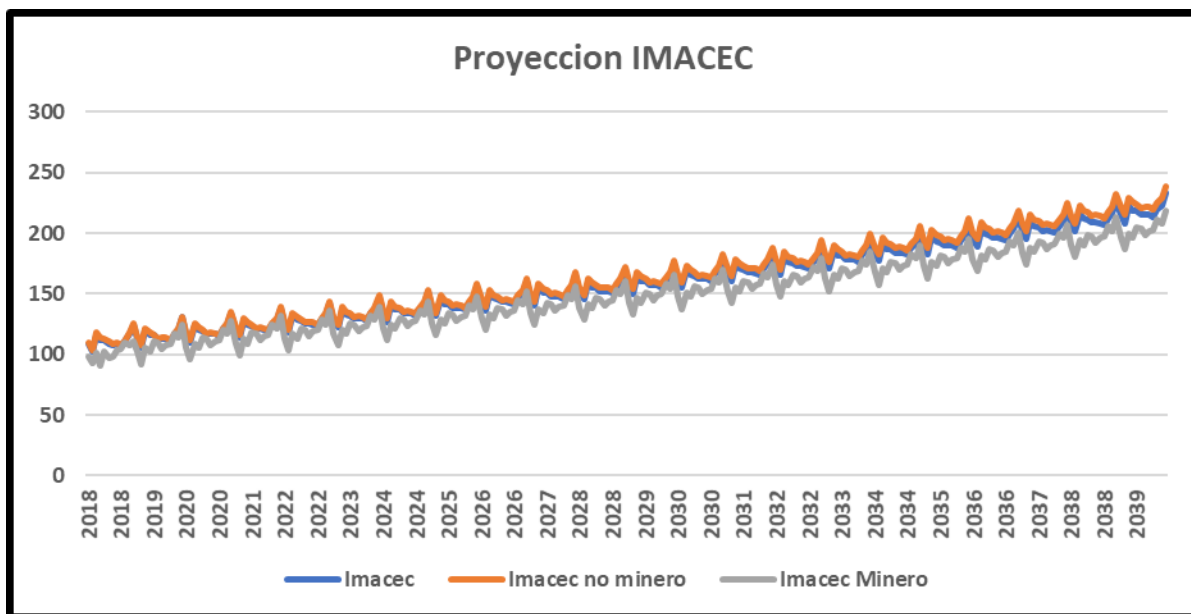


Figura 3-1: Evolución IMACEC Chile enero de 2016 a marzo de 2018.

3.1.2 POBLACIÓN

Los valores de población y número de viviendas utilizados en los modelos de proyección de demanda de clientes regulados se gráfica a continuación.

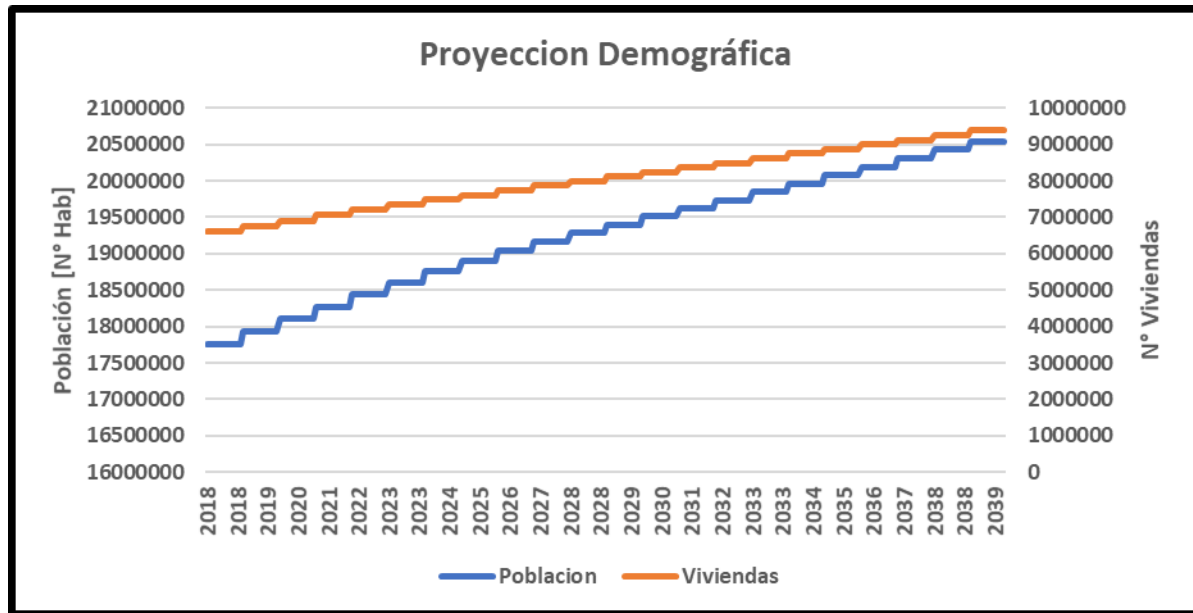


Figura 3-2: Proyección población de Chile (INE - CEPAL).

3.1.3 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Siguiendo la metodología indicada, la proyección de los precios de electricidad es la graficada a continuación.

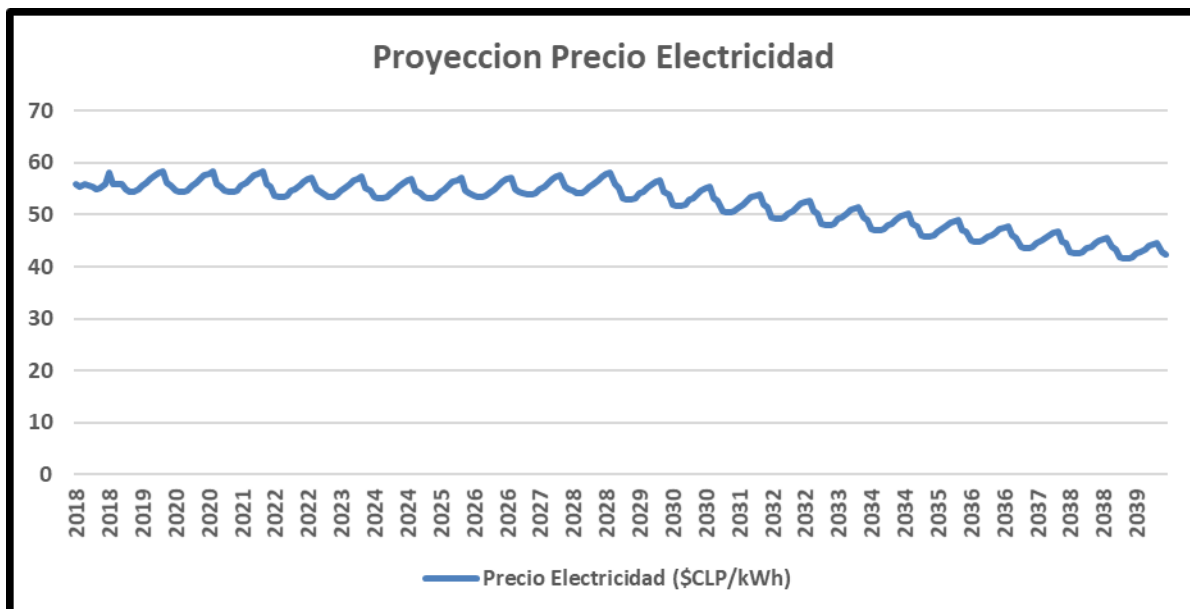


Figura 3-3: Proyección precio electricidad [\$CLP/kWh].

3.1.4 ENCUESTA CLIENTES INDUSTRIALES

La encuesta a clientes industriales fue solicitada por medio de la carta DE 01981-19 enviada el 9 de abril de 2019, en la cual se solicitaron las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2019 – 2039.

En las previsiones, se consideraron las encuestas recibidas hasta el 31 de junio de 2019, y se utilizó la información de encuestas anteriores para aquellas empresas de las que no se recibió información.

El listado de empresas que respondieron la encuesta se encuentra en el Anexo A de este informe.

Además, se destaca que se utilizaron las encuestas recibidas previo al 2018 en la generación de los modelos de previsión de demanda para los Clientes Libre Cobre.

3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2019 – 2039

En esta sección se presentan los resultados de la proyección de demanda 2019 a 2039, considerados en el desarrollo de la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Nacional del Coordinador.

3.2.1 DEMANDA NACIONAL

En la siguiente figura se muestra la evolución de la demanda proyectada de energía en el periodo 2019 – 2039 para los tipos de clientes definidos en la metodología (Vegetativos, Industriales, Grandes Clientes). Las series completas de proyecciones nacionales se encuentran en el Anexo B de este informe.

Figura 3-4: Proyección de Demanda Nacional de Energía 2019 – 2039.

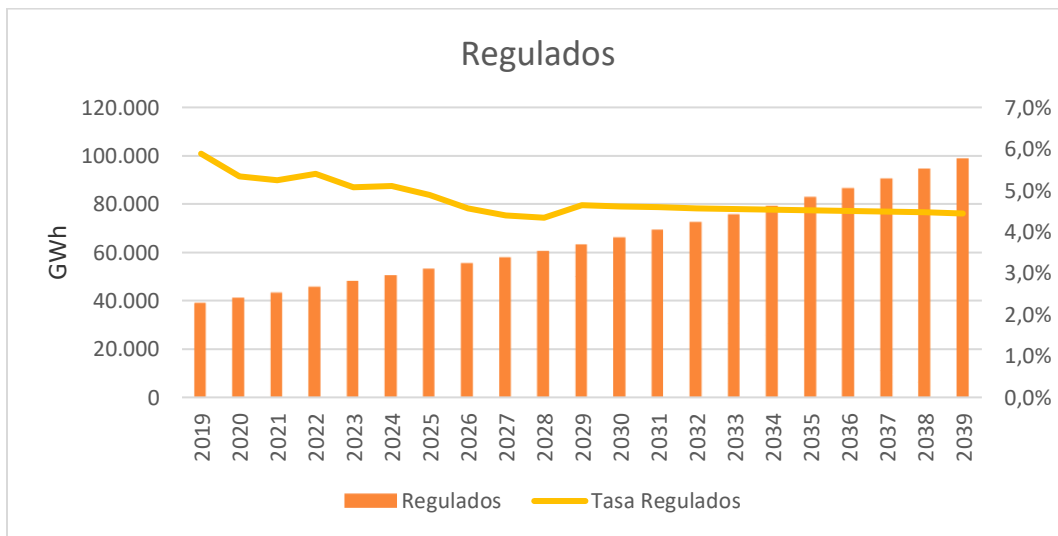


Figura 3-5: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Regulados 2019 – 2039.

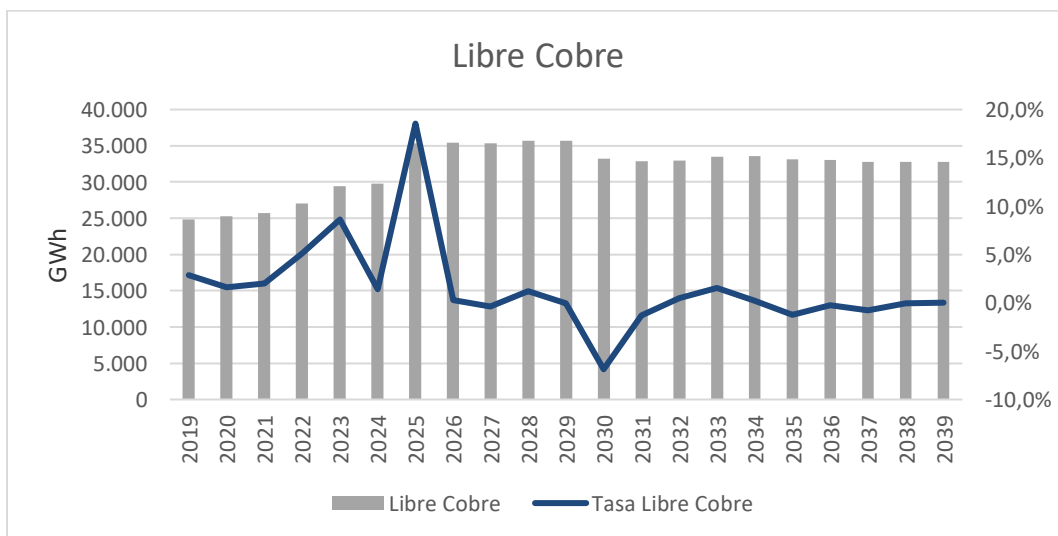


Figura 3-6: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Libres Cobre 2019 – 2039.

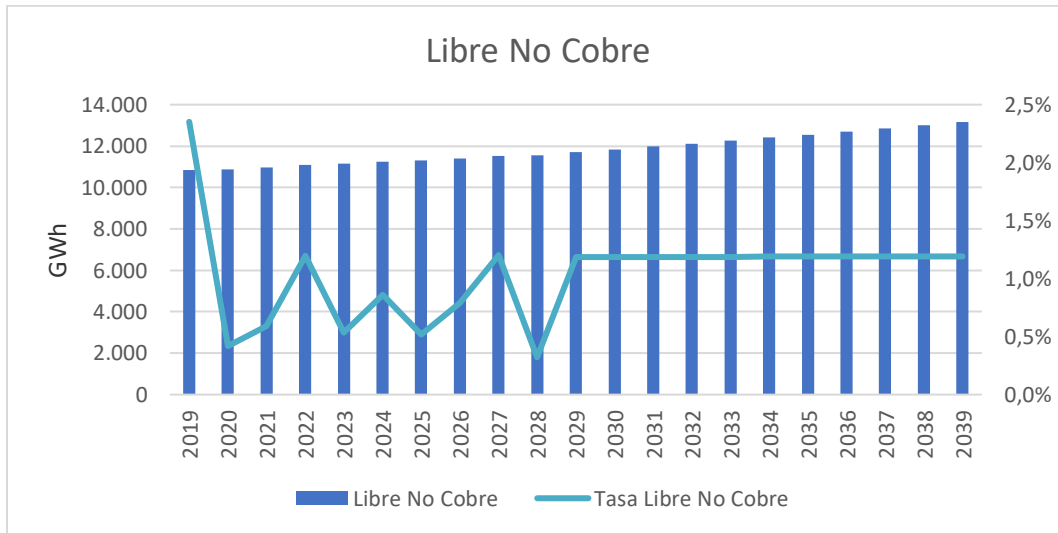


Figura 3-7: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Libres No Cobre 2019 – 2039.

3.2.2 DEMANDA REGIONAL

En las siguientes figuras se presentan las proyecciones y tasas de crecimiento de demanda eléctrica por tipo de cliente agregadas anualmente en el periodo 2019 – 2039 para cada región del país. Las series completas de proyecciones regionales se encuentran en el Anexo C de este informe.

3.2.2.1 Región de Arica y Parinacota

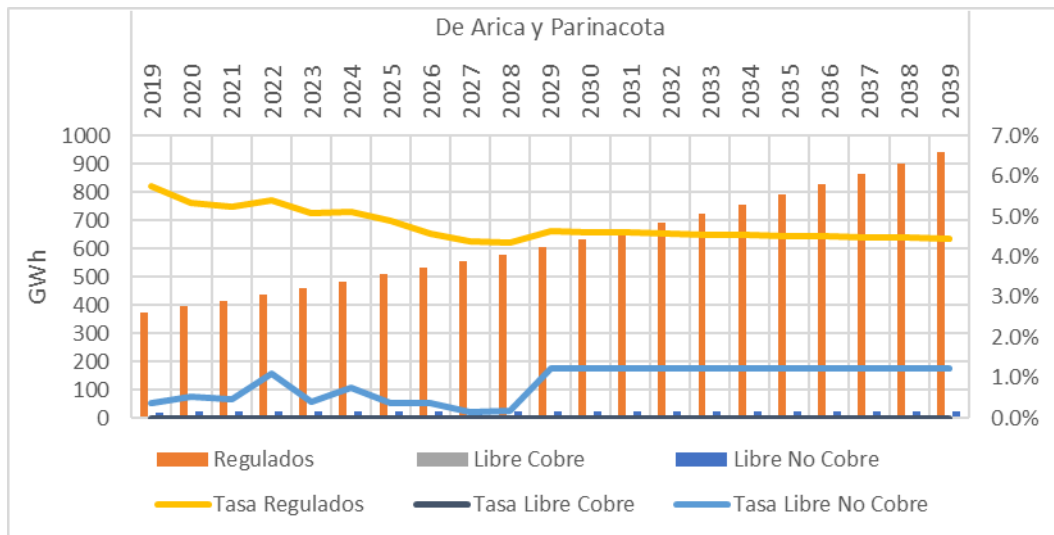


Figura 3-8: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Arica y Parinacota.

3.2.2.2 Región de Tarapacá

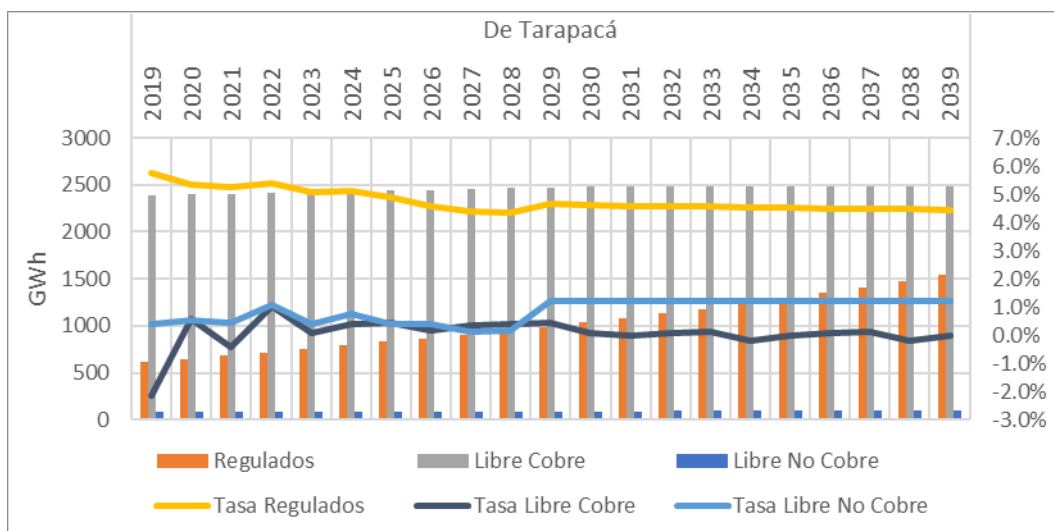


Figura 3-9: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Tarapacá.

3.2.2.3 Región de Antofagasta

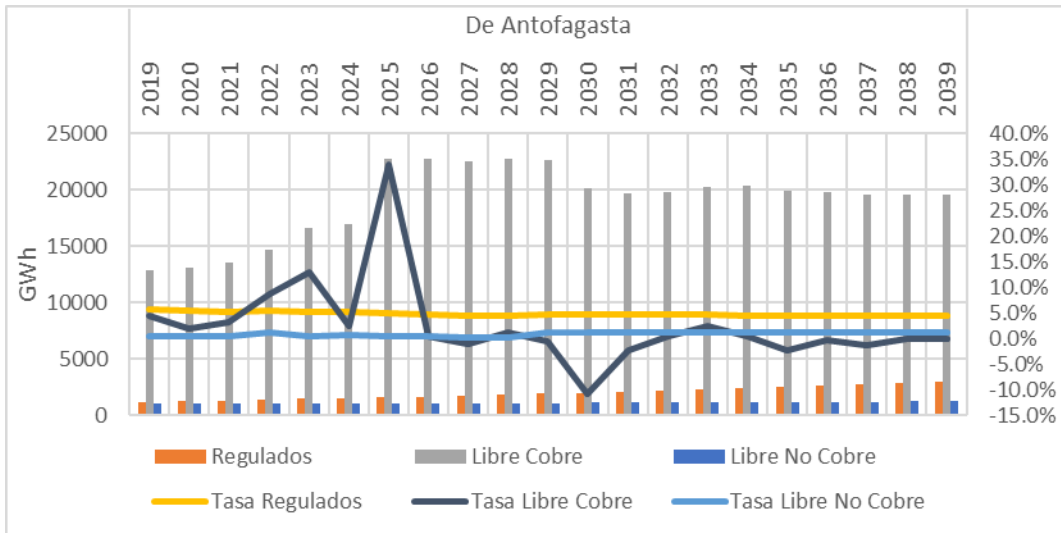


Figura 3-10: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Antofagasta.

3.2.2.4 Región de Atacama

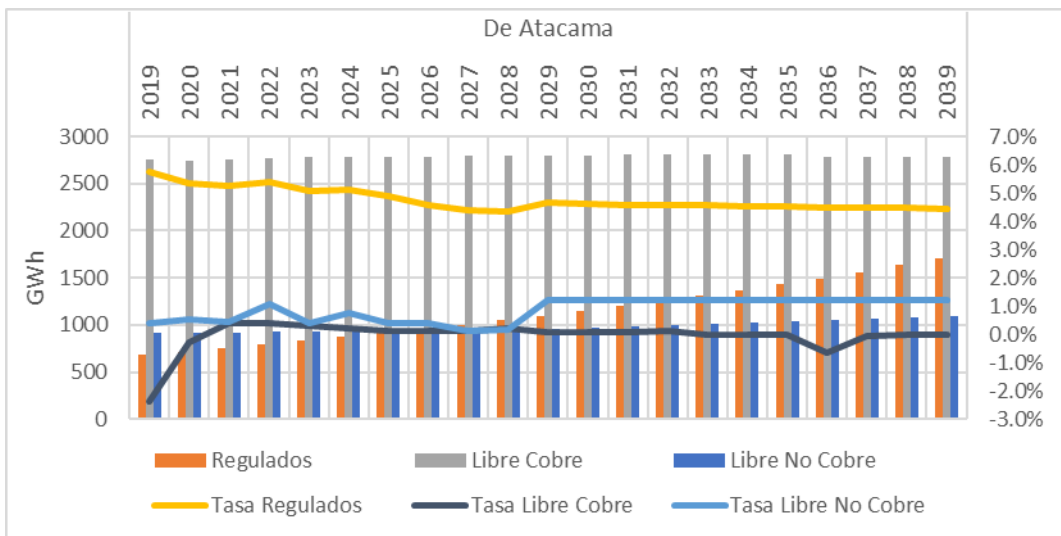


Figura 3-11: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Atacama.

3.2.2.5 Región de Coquimbo

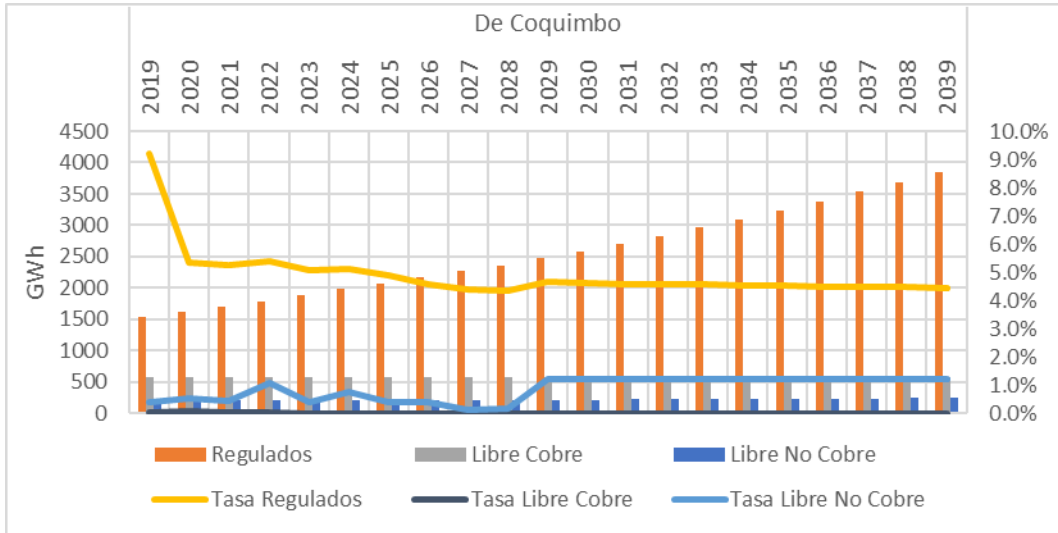


Figura 3-12: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Coquimbo.

3.2.2.6 Región de Valparaíso

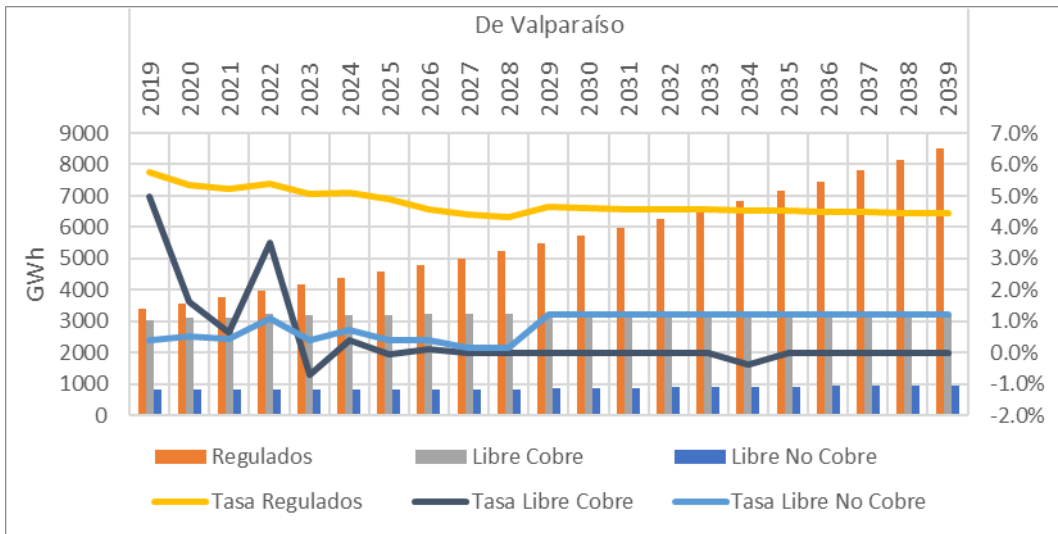


Figura 3-13: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Valparaíso.

3.2.2.7 Región Metropolitana de Santiago

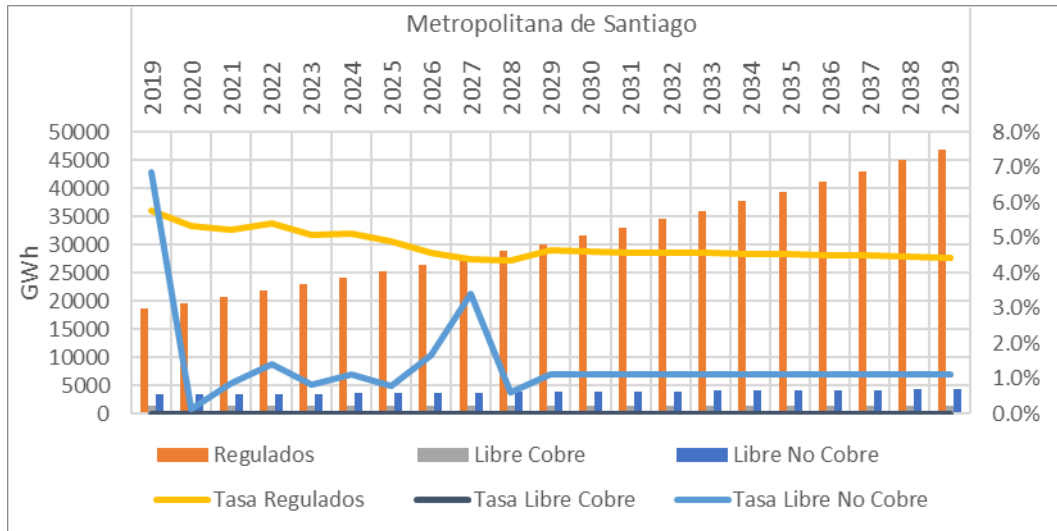


Figura 3-14: Previsión de Demanda Eléctrica Región Metropolitana de Santiago.

3.2.2.8 Región del Libertador B. O'Higgins

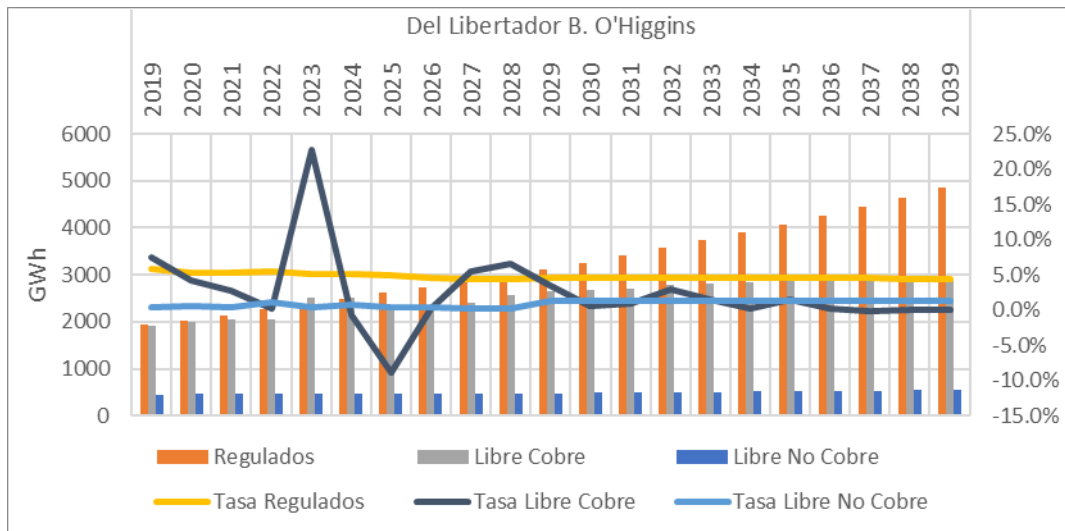


Figura 3-15: Previsión de Demanda Eléctrica Región del Libertador B. O'Higgins.

3.2.2.9 Región del Maule

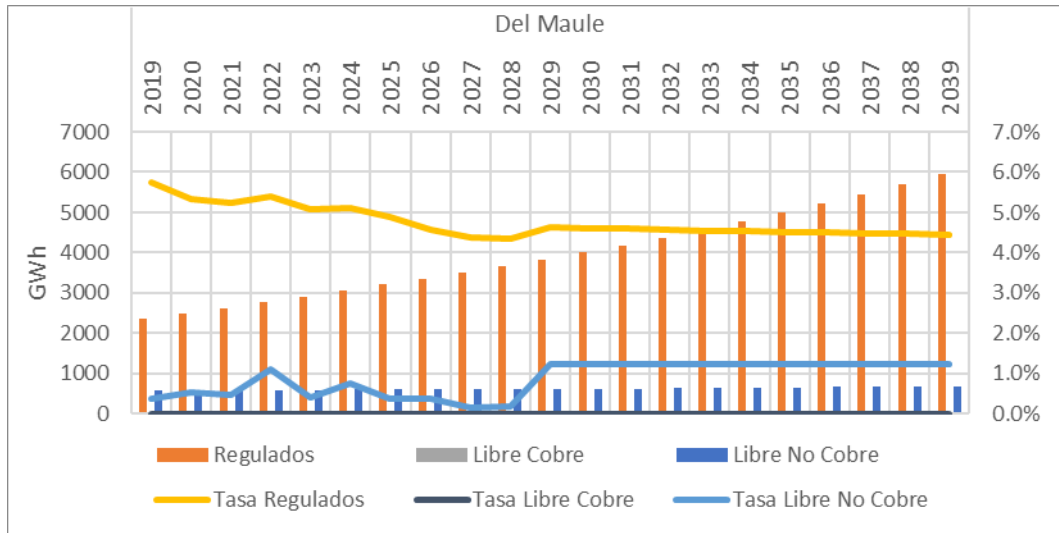


Figura 3-16: Previsión de Demanda Eléctrica Región del Maule.

3.2.2.10 Región de Ñuble

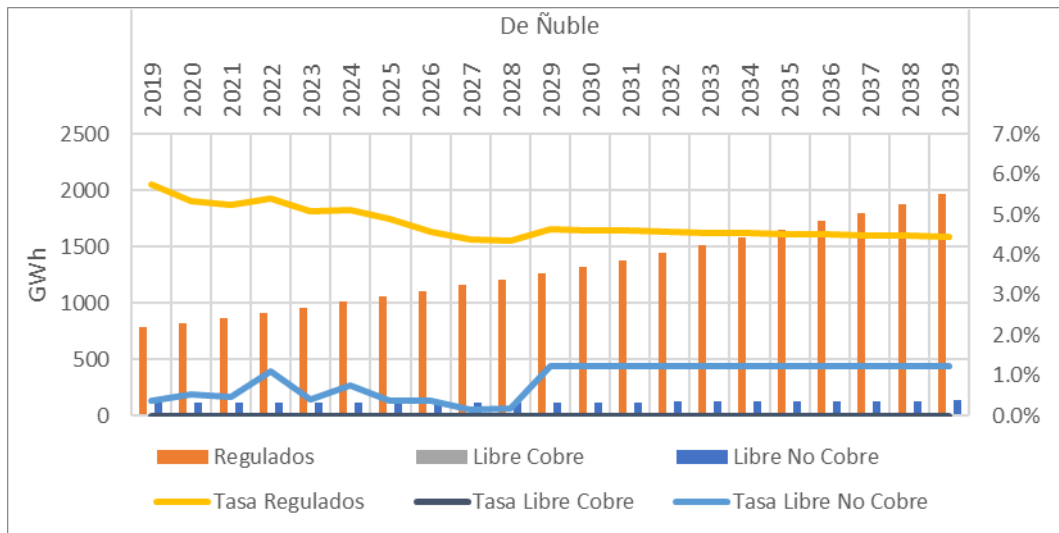


Figura 3-17: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Ñuble.

3.2.2.11 Región del BíoBío

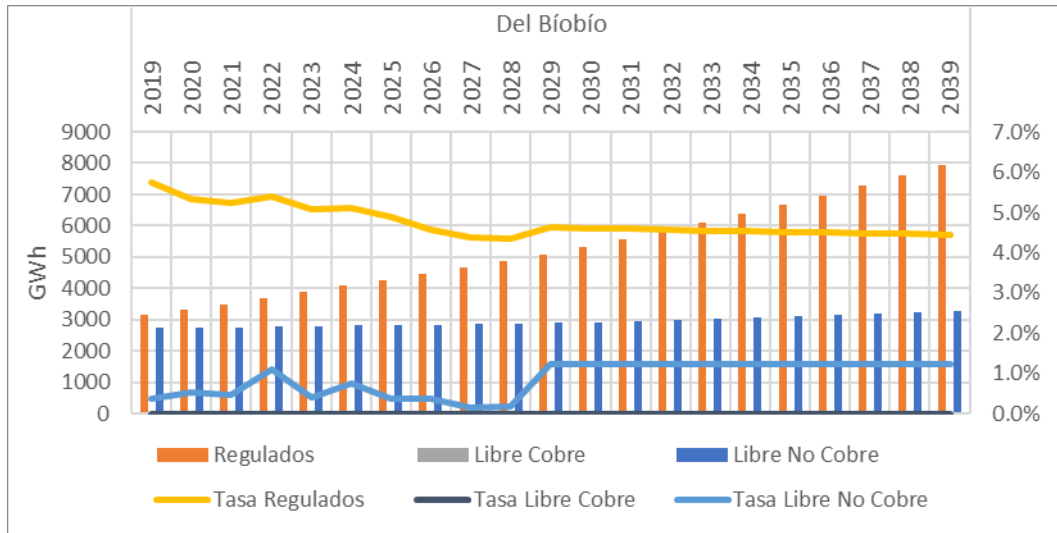


Figura 3-18: Previsión de Demanda Eléctrica Región del BíoBío.

3.2.2.12 Región de La Araucanía

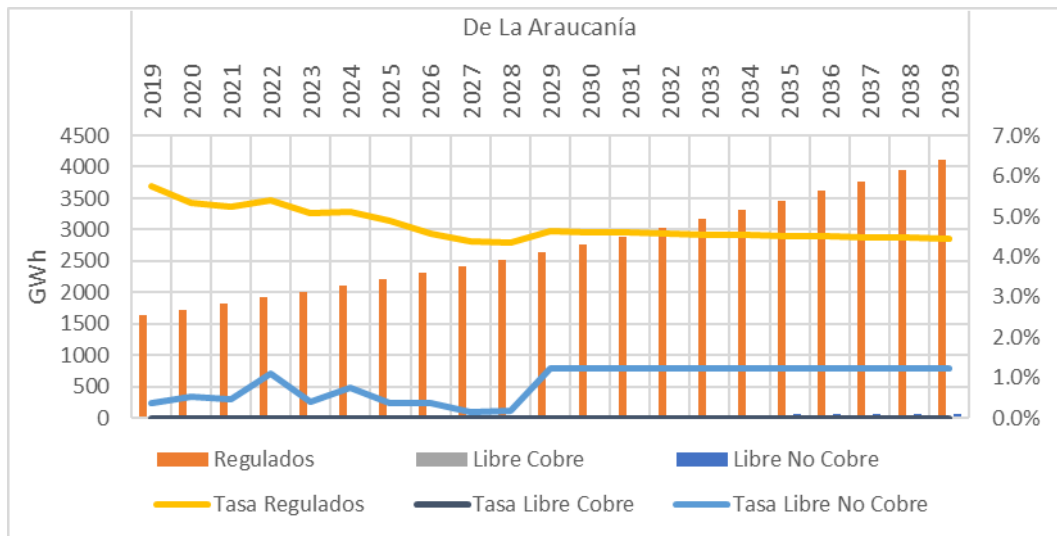


Figura 3-19: Previsión de Demanda Eléctrica Región de La Araucanía.

3.2.2.13 Región de Los Ríos

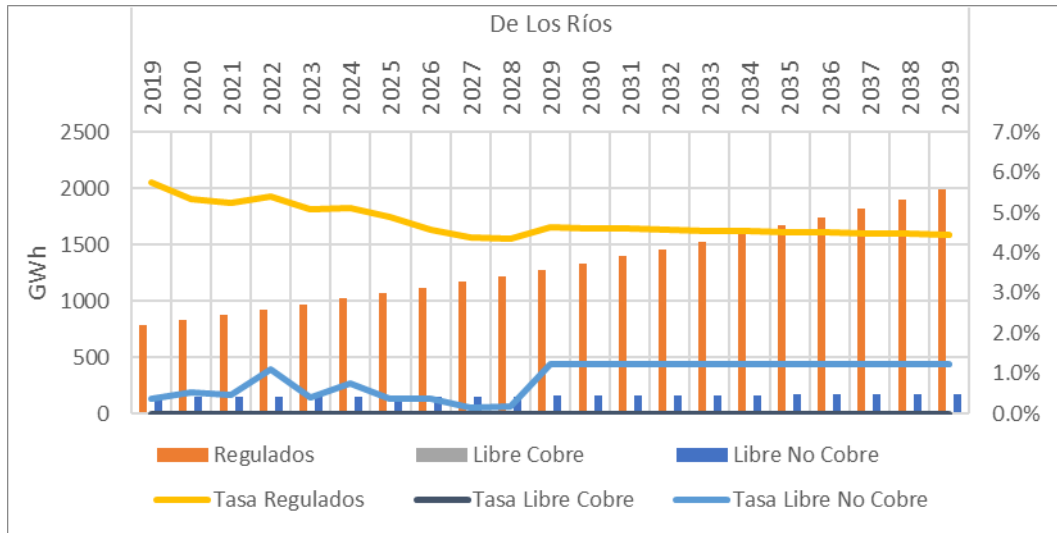


Figura 3-20: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Los Ríos.

3.2.2.14 Región de Los Lagos

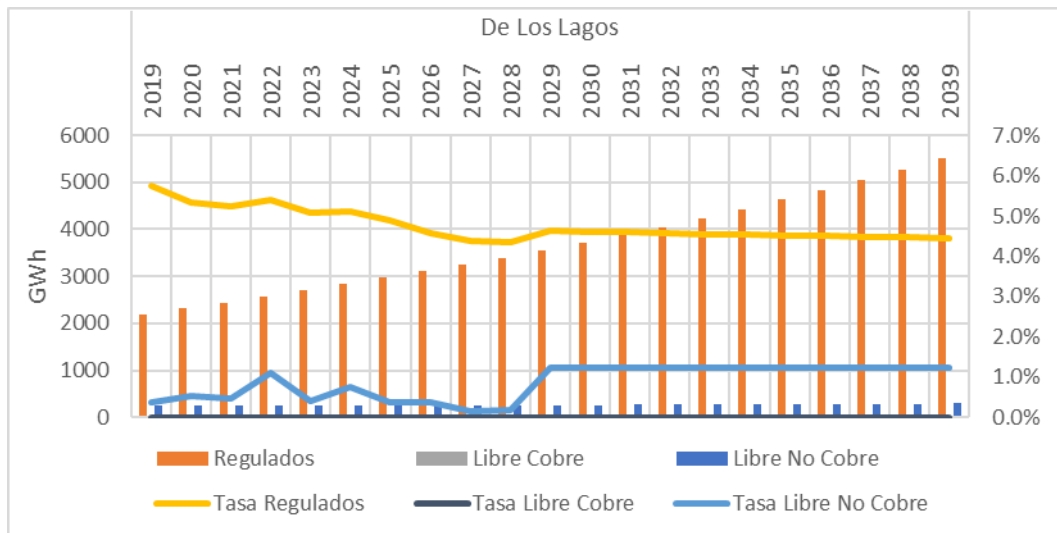


Figura 3-21: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Los Lagos.

4 ANEXOS

A. LISTADO CLIENTES INDUSTRIALES ENCUESTADOS

En el siguiente listado se encuentran aquellas empresas que respondieron la encuesta de previsión de demanda solicitadas a través de la carta DE 01981-19 del Coordinador.

- Cemento Polpaico S.A
- Cementos Bío Bío del Sur S.A
- CIA. Minera Mantos de Oro
- Cleanairtech Sudammerica S.A
- Codelco (Corporación Nacional del Cobre)
- Compañía Contractual Minera Candelaria
- Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM
- Compañía Minera Cerro Colorado Ltda
- Compañía Minera del Pacífico S.A
- Compañía Minera Lomas Bayas
- Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo
- Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A
- Compañía Minera Zaldivar
- EcoMetales Limited, Agencia en Chile
- EKA CHILE S.A
- Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A
- Metro Regional de Valparaíso S.A
- Minera Altos de Punitaqui Ltda
- Minera Antucoya
- Minera Escondida Ltda.
- Minera Los Pelambres
- Minera Meridian Ltda
- Minera Michilla SpA
- Minera Spence S.A
- Occidental Chemical Chile LTDA.
- Papeles Bio Bio S.A
- Sociedad Contractual Minera El Abra

B. SERIES DE PREVISIÓN DE DEMANDA NACIONAL 2019 - 2039
Tabla 4-1: Serie de Previsión de Demanda Nacional 2019 - 2039

Año	Regulados [GWh]	Tasa Regulados	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Libre No Cobre	Libre Cobre [GWh]	Tasa Libre Cobre
2019	39.346	5,9%	10.845	2,4%	24.852	2,9%
2020	41.445	5,3%	10.890	0,4%	25.243	1,6%
2021	43.617	5,2%	10.954	0,6%	25.751	2,0%
2022	45.968	5,4%	11.086	1,2%	27.069	5,1%
2023	48.300	5,1%	11.145	0,5%	29.411	8,7%
2024	50.764	5,1%	11.241	0,9%	29.815	1,4%
2025	53.241	4,9%	11.299	0,5%	35.344	18,5%
2026	55.666	4,6%	11.388	0,8%	35.442	0,3%
2027	58.112	4,4%	11.524	1,2%	35.314	-0,4%
2028	60.632	4,3%	11.561	0,3%	35.735	1,2%
2029	63.449	4,6%	11.699	1,2%	35.709	-0,1%
2030	66.369	4,6%	11.838	1,2%	33.253	-6,9%
2031	69.413	4,6%	11.978	1,2%	32.824	-1,3%
2032	72.585	4,6%	12.120	1,2%	32.989	0,5%
2033	75.890	4,6%	12.264	1,2%	33.507	1,6%
2034	79.333	4,5%	12.410	1,2%	33.570	0,2%
2035	82.919	4,5%	12.558	1,2%	33.143	-1,3%
2036	86.654	4,5%	12.707	1,2%	33.050	-0,3%
2037	90.539	4,5%	12.858	1,2%	32.797	-0,8%
2038	94.580	4,5%	13.011	1,2%	32.769	-0,1%
2039	98.780	4,4%	13.166	1,2%	32.769	0,0%

C. SERIES DE PREVISION DE DEMANDA REGIONAL 2019 - 2039

Tabla 4-2: Series de Previsión de Demanda Regional 2019 - 2039

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Antofagasta	2019	1,183	12,821	1,045	5,8%	4,4%	0,4%
De Antofagasta	2020	1,246	13,074	1,050	5,3%	2,0%	0,5%
De Antofagasta	2021	1,311	13,505	1,055	5,2%	3,3%	0,5%
De Antofagasta	2022	1,382	14,675	1,067	5,4%	8,7%	1,1%
De Antofagasta	2023	1,452	16,564	1,071	5,1%	12,9%	0,4%
De Antofagasta	2024	1,526	16,955	1,079	5,1%	2,4%	0,7%
De Antofagasta	2025	1,600	22,695	1,083	4,9%	33,9%	0,4%
De Antofagasta	2026	1,673	22,778	1,087	4,6%	0,4%	0,4%
De Antofagasta	2027	1,747	22,513	1,089	4,4%	-1,2%	0,1%
De Antofagasta	2028	1,823	22,760	1,091	4,3%	1,1%	0,2%
De Antofagasta	2029	1,907	22,633	1,104	4,6%	-0,6%	1,2%
De Antofagasta	2030	1,995	20,158	1,118	4,6%	-10,9%	1,2%
De Antofagasta	2031	2,087	19,703	1,131	4,6%	-2,3%	1,2%
De Antofagasta	2032	2,182	19,784	1,145	4,6%	0,4%	1,2%
De Antofagasta	2033	2,281	20,257	1,159	4,6%	2,4%	1,2%
De Antofagasta	2034	2,385	20,330	1,174	4,5%	0,4%	1,2%
De Antofagasta	2035	2,492	19,863	1,188	4,5%	-2,3%	1,2%
De Antofagasta	2036	2,605	19,781	1,203	4,5%	-0,4%	1,2%
De Antofagasta	2037	2,722	19,532	1,217	4,5%	-1,3%	1,2%
De Antofagasta	2038	2,843	19,509	1,232	4,5%	-0,1%	1,2%
De Antofagasta	2039	2,969	19,509	1,248	4,4%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2019	375	2	22	5,8%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2020	395	2	22	5,3%	0,0%	0,5%
De Arica y Parinacota	2021	416	2	22	5,2%	0,0%	0,5%
De Arica y Parinacota	2022	438	2	22	5,4%	0,0%	1,1%
De Arica y Parinacota	2023	460	2	22	5,1%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2024	484	2	22	5,1%	0,0%	0,7%
De Arica y Parinacota	2025	508	2	22	4,9%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2026	531	2	22	4,6%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2027	554	2	22	4,4%	0,0%	0,1%
De Arica y Parinacota	2028	578	2	22	4,3%	0,0%	0,2%
De Arica y Parinacota	2029	605	2	23	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2030	633	2	23	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2031	662	2	23	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2032	692	2	24	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2033	723	2	24	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2034	756	2	24	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2035	790	2	24	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2036	826	2	25	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2037	863	2	25	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2038	902	2	25	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2039	942	2	26	4,4%	0,0%	1,2%
De Atacama	2019	679	2,754	912	5,8%	-2,4%	0,4%
De Atacama	2020	715	2,746	917	5,3%	-0,3%	0,5%
De Atacama	2021	753	2,757	921	5,2%	0,4%	0,5%
De Atacama	2022	793	2,767	931	5,4%	0,4%	1,1%
De Atacama	2023	833	2,776	935	5,1%	0,3%	0,4%
De Atacama	2024	876	2,782	942	5,1%	0,2%	0,7%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Atacama	2025	919	2,785	946	4,9%	0,1%	0,4%
De Atacama	2026	960	2,789	949	4,6%	0,1%	0,4%
De Atacama	2027	1,003	2,792	950	4,4%	0,1%	0,1%
De Atacama	2028	1,046	2,798	952	4,3%	0,2%	0,2%
De Atacama	2029	1,095	2,800	964	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2030	1,145	2,802	976	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2031	1,198	2,805	988	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2032	1,252	2,807	1,000	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2033	1,309	2,806	1,012	4,6%	0,0%	1,2%
De Atacama	2034	1,369	2,806	1,025	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2035	1,431	2,806	1,037	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2036	1,495	2,788	1,050	4,5%	-0,6%	1,2%
De Atacama	2037	1,562	2,787	1,063	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2038	1,632	2,787	1,076	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2039	1,704	2,787	1,089	4,4%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2019	1,534	579	204	9,2%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2020	1,616	579	205	5,3%	0,1%	0,5%
De Coquimbo	2021	1,701	579	206	5,2%	0,0%	0,5%
De Coquimbo	2022	1,793	580	209	5,4%	0,0%	1,1%
De Coquimbo	2023	1,884	580	209	5,1%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2024	1,980	580	211	5,1%	0,0%	0,7%
De Coquimbo	2025	2,076	580	212	4,9%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2026	2,171	580	213	4,6%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2027	2,266	580	213	4,4%	0,0%	0,1%
De Coquimbo	2028	2,365	580	213	4,3%	0,0%	0,2%
De Coquimbo	2029	2,474	580	216	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2030	2,588	580	219	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2031	2,707	580	221	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2032	2,831	580	224	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2033	2,960	580	227	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2034	3,094	580	229	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2035	3,234	580	232	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2036	3,379	580	235	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2037	3,531	580	238	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2038	3,689	580	241	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2039	3,852	580	244	4,4%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2019	1,640	-	50	5,8%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2020	1,728	-	50	5,3%	0,0%	0,5%
De La Araucanía	2021	1,818	-	50	5,2%	0,0%	0,5%
De La Araucanía	2022	1,916	-	51	5,4%	0,0%	1,1%
De La Araucanía	2023	2,014	-	51	5,1%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2024	2,116	-	51	5,1%	0,0%	0,7%
De La Araucanía	2025	2,220	-	52	4,9%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2026	2,321	-	52	4,6%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2027	2,423	-	52	4,4%	0,0%	0,1%
De La Araucanía	2028	2,528	-	52	4,3%	0,0%	0,2%
De La Araucanía	2029	2,645	-	53	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2030	2,767	-	53	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2031	2,894	-	54	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2032	3,026	-	55	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2033	3,164	-	55	4,6%	0,0%	1,2%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De La Araucanía	2034	3,307	-	56	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2035	3,457	-	57	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2036	3,613	-	57	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2037	3,775	-	58	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2038	3,943	-	59	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2039	4,118	-	59	4,4%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2019	2,196	-	248	5,8%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2020	2,313	-	250	5,3%	0,0%	0,5%
De Los Lagos	2021	2,434	-	251	5,2%	0,0%	0,5%
De Los Lagos	2022	2,566	-	253	5,4%	0,0%	1,1%
De Los Lagos	2023	2,696	-	254	5,1%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2024	2,833	-	256	5,1%	0,0%	0,7%
De Los Lagos	2025	2,971	-	257	4,9%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2026	3,107	-	258	4,6%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2027	3,243	-	259	4,4%	0,0%	0,1%
De Los Lagos	2028	3,384	-	259	4,3%	0,0%	0,2%
De Los Lagos	2029	3,541	-	262	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2030	3,704	-	266	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2031	3,874	-	269	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2032	4,051	-	272	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2033	4,235	-	276	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2034	4,428	-	279	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2035	4,628	-	282	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2036	4,836	-	286	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2037	5,053	-	289	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2038	5,279	-	293	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2039	5,513	-	297	4,4%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2019	792	-	148	5,8%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2020	834	-	149	5,3%	0,0%	0,5%
De Los Ríos	2021	878	-	149	5,2%	0,0%	0,5%
De Los Ríos	2022	925	-	151	5,4%	0,0%	1,1%
De Los Ríos	2023	972	-	152	5,1%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2024	1,021	-	153	5,1%	0,0%	0,7%
De Los Ríos	2025	1,071	-	153	4,9%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2026	1,120	-	154	4,6%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2027	1,169	-	154	4,4%	0,0%	0,1%
De Los Ríos	2028	1,220	-	155	4,3%	0,0%	0,2%
De Los Ríos	2029	1,277	-	156	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2030	1,335	-	158	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2031	1,397	-	160	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2032	1,460	-	162	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2033	1,527	-	164	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2034	1,596	-	166	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2035	1,668	-	168	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2036	1,744	-	170	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2037	1,822	-	173	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2038	1,903	-	175	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2039	1,988	-	177	4,4%	0,0%	1,2%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2019	19	-	-	5,8%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2020	20	-	-	5,3%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2021	21	-	-	5,2%	0,0%	0,0%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2022	22	-	-	5,4%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2023	23	-	-	5,1%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2024	24	-	-	5,1%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2025	25	-	-	4,9%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2026	27	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2027	28	-	-	4,4%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2028	29	-	-	4,3%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2029	30	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2030	32	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2031	33	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2032	35	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2033	36	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2034	38	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2035	40	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2036	41	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2037	43	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2038	45	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2039	47	-	-	4,4%	0,0%	0,0%
De Ñuble	2019	782	-	112	5,8%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2020	824	-	112	5,3%	0,0%	0,5%
De Ñuble	2021	867	-	113	5,2%	0,0%	0,5%
De Ñuble	2022	914	-	114	5,4%	0,0%	1,1%
De Ñuble	2023	960	-	115	5,1%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2024	1,009	-	115	5,1%	0,0%	0,7%
De Ñuble	2025	1,058	-	116	4,9%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2026	1,107	-	116	4,6%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2027	1,155	-	116	4,4%	0,0%	0,1%
De Ñuble	2028	1,205	-	117	4,3%	0,0%	0,2%
De Ñuble	2029	1,261	-	118	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2030	1,319	-	120	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2031	1,380	-	121	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2032	1,443	-	123	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2033	1,509	-	124	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2034	1,577	-	126	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2035	1,648	-	127	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2036	1,723	-	129	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2037	1,800	-	130	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2038	1,880	-	132	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2039	1,964	-	133	4,4%	0,0%	1,2%
De Tarapacá	2019	612	2,392	84	5,8%	-2,1%	0,4%
De Tarapacá	2020	645	2,406	85	5,3%	0,6%	0,5%
De Tarapacá	2021	679	2,396	85	5,2%	-0,4%	0,5%
De Tarapacá	2022	716	2,421	86	5,4%	1,0%	1,1%
De Tarapacá	2023	752	2,422	86	5,1%	0,1%	0,4%
De Tarapacá	2024	790	2,432	87	5,1%	0,4%	0,7%
De Tarapacá	2025	829	2,443	87	4,9%	0,4%	0,4%
De Tarapacá	2026	866	2,447	88	4,6%	0,2%	0,4%
De Tarapacá	2027	905	2,455	88	4,4%	0,3%	0,1%
De Tarapacá	2028	944	2,464	88	4,3%	0,4%	0,2%
De Tarapacá	2029	988	2,475	89	4,6%	0,4%	1,2%
De Tarapacá	2030	1,033	2,477	90	4,6%	0,1%	1,2%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Tarapacá	2031	1,080	2,477	91	4,6%	0,0%	1,2%
De Tarapacá	2032	1,130	2,479	92	4,6%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2033	1,181	2,482	93	4,6%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2034	1,235	2,477	95	4,5%	-0,2%	1,2%
De Tarapacá	2035	1,291	2,477	96	4,5%	0,0%	1,2%
De Tarapacá	2036	1,349	2,479	97	4,5%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2037	1,409	2,482	98	4,5%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2038	1,472	2,477	99	4,5%	-0,2%	1,2%
De Tarapacá	2039	1,538	2,477	101	4,4%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2019	3,391	3,047	811	5,8%	5,0%	0,4%
De Valparaíso	2020	3,572	3,097	815	5,3%	1,6%	0,5%
De Valparaíso	2021	3,759	3,117	819	5,2%	0,7%	0,5%
De Valparaíso	2022	3,962	3,226	828	5,4%	3,5%	1,1%
De Valparaíso	2023	4,163	3,204	832	5,1%	-0,7%	0,4%
De Valparaíso	2024	4,375	3,216	838	5,1%	0,4%	0,7%
De Valparaíso	2025	4,589	3,215	841	4,9%	0,0%	0,4%
De Valparaíso	2026	4,798	3,219	844	4,6%	0,1%	0,4%
De Valparaíso	2027	5,009	3,219	845	4,4%	0,0%	0,1%
De Valparaíso	2028	5,226	3,219	847	4,3%	0,0%	0,2%
De Valparaíso	2029	5,469	3,219	857	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2030	5,720	3,219	868	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2031	5,983	3,218	878	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2032	6,256	3,218	889	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2033	6,541	3,218	900	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2034	6,838	3,206	911	4,5%	-0,4%	1,2%
De Valparaíso	2035	7,147	3,206	922	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2036	7,469	3,206	934	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2037	7,803	3,206	945	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2038	8,152	3,206	957	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2039	8,514	3,206	969	4,4%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2019	3,161	16	2,739	5,8%	0,0%	0,4%
Del BíoBío	2020	3,330	16	2,753	5,3%	0,0%	0,5%
Del BíoBío	2021	3,504	16	2,766	5,2%	0,0%	0,5%
Del BíoBío	2022	3,693	16	2,796	5,4%	0,0%	1,1%
Del BíoBío	2023	3,880	16	2,808	5,1%	0,0%	0,4%
Del BíoBío	2024	4,078	16	2,829	5,1%	0,0%	0,7%
Del BíoBío	2025	4,277	16	2,839	4,9%	0,0%	0,4%
Del BíoBío	2026	4,472	16	2,850	4,6%	0,0%	0,4%
Del BíoBío	2027	4,669	16	2,854	4,4%	0,0%	0,1%
Del BíoBío	2028	4,871	16	2,859	4,3%	0,0%	0,2%
Del BíoBío	2029	5,097	16	2,894	4,6%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2030	5,332	16	2,930	4,6%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2031	5,577	16	2,966	4,6%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2032	5,831	16	3,003	4,6%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2033	6,097	16	3,039	4,6%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2034	6,374	16	3,077	4,5%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2035	6,662	16	3,115	4,5%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2036	6,962	16	3,153	4,5%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2037	7,274	16	3,192	4,5%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2038	7,598	16	3,231	4,5%	0,0%	1,2%
Del BíoBío	2039	7,936	16	3,271	4,4%	0,0%	1,2%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
Del Libertador B, O,Higgins	2019	1,932	1,919	456	5,8%	7,4%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2020	2,035	2,001	459	5,3%	4,3%	0,5%
Del Libertador B, O,Higgins	2021	2,142	2,057	461	5,2%	2,8%	0,5%
Del Libertador B, O,Higgins	2022	2,257	2,060	466	5,4%	0,2%	1,1%
Del Libertador B, O,Higgins	2023	2,372	2,527	468	5,1%	22,7%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2024	2,493	2,511	471	5,1%	-0,6%	0,7%
Del Libertador B, O,Higgins	2025	2,615	2,287	473	4,9%	-8,9%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2026	2,734	2,290	475	4,6%	0,1%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2027	2,854	2,417	476	4,4%	5,5%	0,1%
Del Libertador B, O,Higgins	2028	2,977	2,575	476	4,3%	6,6%	0,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2029	3,116	2,663	482	4,6%	3,4%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2030	3,259	2,677	488	4,6%	0,5%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2031	3,409	2,702	494	4,6%	0,9%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2032	3,564	2,782	500	4,6%	3,0%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2033	3,727	2,825	506	4,6%	1,5%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2034	3,896	2,832	513	4,5%	0,3%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2035	4,072	2,872	519	4,5%	1,4%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2036	4,255	2,877	525	4,5%	0,2%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2037	4,446	2,872	532	4,5%	-0,2%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2038	4,645	2,872	538	4,5%	0,0%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2039	4,851	2,872	545	4,4%	0,0%	1,2%
Del Maule	2019	2,371	-	578	5,8%	0,0%	0,4%
Del Maule	2020	2,498	-	581	5,3%	0,0%	0,5%
Del Maule	2021	2,629	-	584	5,2%	0,0%	0,5%
Del Maule	2022	2,771	-	590	5,4%	0,0%	1,1%
Del Maule	2023	2,911	-	593	5,1%	0,0%	0,4%
Del Maule	2024	3,060	-	597	5,1%	0,0%	0,7%
Del Maule	2025	3,209	-	599	4,9%	0,0%	0,4%
Del Maule	2026	3,355	-	602	4,6%	0,0%	0,4%
Del Maule	2027	3,502	-	603	4,4%	0,0%	0,1%
Del Maule	2028	3,654	-	604	4,3%	0,0%	0,2%
Del Maule	2029	3,824	-	611	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2030	4,000	-	619	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2031	4,184	-	626	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2032	4,375	-	634	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2033	4,574	-	642	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2034	4,781	-	650	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2035	4,998	-	658	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2036	5,223	-	666	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2037	5,457	-	674	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2038	5,700	-	682	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2039	5,953	-	691	4,4%	0,0%	1,2%
Metropolitana de Santiago	2019	18,678	1,322	3,436	5,8%	0,0%	6,9%
Metropolitana de Santiago	2020	19,674	1,322	3,441	5,3%	0,0%	0,1%
Metropolitana de Santiago	2021	20,705	1,322	3,472	5,2%	0,0%	0,9%
Metropolitana de Santiago	2022	21,822	1,322	3,521	5,4%	0,0%	1,4%
Metropolitana de Santiago	2023	22,928	1,322	3,550	5,1%	0,0%	0,8%
Metropolitana de Santiago	2024	24,098	1,322	3,589	5,1%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2025	25,274	1,322	3,618	4,9%	0,0%	0,8%
Metropolitana de Santiago	2026	26,425	1,322	3,677	4,6%	0,0%	1,6%
Metropolitana de Santiago	2027	27,586	1,322	3,803	4,4%	0,0%	3,4%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
Metropolitana de Santiago	2028	28,782	1,322	3,827	4,3%	0,0%	0,6%
Metropolitana de Santiago	2029	30,120	1,322	3,869	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2030	31,506	1,322	3,911	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2031	32,951	1,322	3,954	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2032	34,457	1,322	3,998	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2033	36,026	1,322	4,042	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2034	37,660	1,322	4,087	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2035	39,363	1,322	4,132	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2036	41,135	1,322	4,177	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2037	42,980	1,322	4,224	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2038	44,898	1,322	4,270	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2039	46,891	1,322	4,318	4,4%	0,0%	1,1%