

# Proyección de Demanda del SEN, periodo 2021-2041

17 de noviembre de 2021

---

Departamento de Prospectiva

SUBGERENCIA DE PLANIFICACIÓN

[www.coordinador.cl](http://www.coordinador.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Luis Hormazábal V.	Gerente de Planificación y Desarrollo de la Red

### REVISORES

Nombre	Cargo
Jose Luis Cerda A.	Jefe Departamento Prospectiva
Juan Carlos Araneda T.	Subgerente Planificación

### AUTORES

Nombre	Cargo
Sergio Cortez V.	Ingeniero Departamento Prospectiva

## CONTENIDO

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>5</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN</b>	<b>7</b>
<b>3. ANTECEDENTES PROYECCIÓN DE DEMANDA</b>	<b>9</b>
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	9
3.2 METODOLOGÍA	10
3.3 CLASIFICACIÓN DE CLIENTES	14
3.4 ESCENARIOS DE DEMANDA DE LARGO PLAZO	15
<b>4. RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA</b>	<b>17</b>
4.1 PROYECCIÓN DE IMACEC (TOP-DOWN)	17
4.2 ENCUESTA DE CLIENTES LIBRES (BOTTOM-UP), PERIODO 2021-2041	21
4.3 ENCUESTA DE CLIENTES REGULADOS (BOTTOM-UP), PERIODO 2021-2041	23
4.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ELECTROMOVILIDAD	25
4.5 RESULTADOS PROYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SEN, PERIODO 2021-2041	29
4.6 RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN, PERIODO 2021-2041	35
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>42</b>
<b>6. ANEXOS</b>	<b>43</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Diagrama de Flujo proyección de demanda del SEN. ....	9
Figura 2. Diagrama de Flujo proyección de demanda “Top-Down” (modelo econométrico). ....	11
Figura 3. Diagrama de Flujo proyección de demanda “Bottom-Up”. ....	13
Figura 4. IMACEC histórico años 1998-2021, Banco Central. ....	18
Figura 5. Proyección PIB Banco Central periodo 2021-2023. IPoM de junio de 2021. ....	18
Figura 6. Escenarios IMACEC mensual, periodo 2021-2023. ....	20
Figura 7. Serie empalmada de IMACEC periodo 2021-2041. ....	20
Figura 8. Licitaciones Transporte Público Metropolitano. ....	26
Figura 9. Registros de energía mensual Electroterminal El Descanso, noviembre de 2020. ....	28
Figura 10. Registros de energía diario Electroterminal El Descanso, día hábil noviembre 2020. ....	28
Figura 11. Proyección de energía del SEN periodo 2021-2041, escenarios medio y alto. ....	30
Figura 12. Tasa de crecimiento proyección de energía periodo 2021-2041, escenarios medio y alto. ....	30
Figura 13. Proyección de energía del SEN por tipo de cliente, periodo 2021-2041. ....	32
Figura 14. Proyección de energía del SEN en regiones, periodo 2021-2041. ....	32
Figura 15. Proyección de energía clientes regulados en regiones, periodo 2021-2041. ....	32
Figura 16. Proyección de energía clientes libres en regiones, periodo 2021-2041. ....	33
Figura 17. Proyección de energía clientes libre productores de cobre en regiones, periodo 2021-2041. ....	33
Figura 18. Proyección de energía clientes libres no productores de cobre en regiones, periodo 2021-2041. ....	33
Figura 19. Diferencias entre la proyección de demanda del Coordinador y CNE, periodo 2021-2040. ....	34
Figura 20. Proyección de demanda zonal para una barra (ejemplo) periodo 2020 - 2040, considerando las tasas de crecimiento del Coordinador y aquellas enviadas por las empresas. ....	35
Figura 21. Percentiles de demanda máxima (Ejemplo) ....	36
Figura 22. Demanda Proyectada periodo 2020 - 2025 (Ejemplo) ....	37
Figura 23. Definición de subzonas de demanda coincidente (Ejemplo). ....	38
Figura 24. Diagrama de Flujo Proyección de demanda máxima del SEN en software PLP y Plexos. ....	39
Figura 25. Proyección de demanda máxima del SEN utilizada en software Plexos. ....	41
Figura 26. Proyección de demanda máxima del SEN utilizada en software PLP. ....	41

## Índice de Tablas

Tabla 1. Principales variables utilizadas en la definición de los escenarios de demanda del SEN. ....	15
Tabla 2. Proyecciones PIB Banco Central, IPoM marzo y junio de 2021. ....	19
Tabla 3. Proyecciones PIB de otras fuentes consultadas. ....	19
Tabla 4. Proyección de PIB [%] utilizada en proyección de demanda, periodo 2021-2041. ....	19
Tabla 5. Empresas que no respondieron la Encuesta de clientes libres aplicada el año 2021. ....	21
Tabla 6. Empresas que respondieron la Encuesta de clientes libres aplicada el año 2021. ....	22
Tabla 7. Resultados aplicación de encuestas de proyección de demanda clientes regulados 2021. ....	24
Tabla 8. Proyección de Potencia [MW] por subestación zonal en RM, Electromovilidad Transporte Público. ....	26
Tabla 9. Proyección de energía [GWh] por subestación zonal en RM, Electromovilidad Transporte Público. ....	27
Tabla 10. Proyección de energía del SEN, periodo 2021-2041. ....	29
Tabla 11. Proyección de energía del SEN y por tipo de cliente, escenario medio periodo 2021-2041. ....	31
Tabla 12. Proyección de energía del SEN y por tipo de cliente, escenario alto periodo 2021-2041. ....	31
Tabla 13. Escenarios de demanda coincidente (ejemplo). ....	38
Tabla 14. Demanda máxima del SEN utilizada en los modelos de Planificación Plexos y PLP. ....	40
Tabla 15. Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario medio. ....	43
Tabla 16. Proyección de demanda de clientes regulados en regiones, escenario medio. ....	43
Tabla 17. Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario medio. ....	44
Tabla 18. Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario medio. ....	44
Tabla 19. Proyección de demanda de clientes libres no cobre en regiones, escenario medio. ....	45
Tabla 20. Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario alto. ....	46
Tabla 21. Proyección de demanda de clientes regulados en regiones, escenario alto. ....	46
Tabla 22. Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario alto. ....	47
Tabla 23. Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario alto. ....	47
Tabla 24. Proyección de demanda de clientes libre no cobre en regiones, escenario alto. ....	48

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

---

En este informe se presenta la proyección energía y demanda máxima del SEN para el periodo 2021-2041, considerando las instalaciones existentes y nuevos proyectos. Esta se obtiene por medio de la aplicación de un modelo econométrico y encuestas a clientes libres y regulados.

Con respecto al modelo econométrico que dispone el Coordinador, este permite obtener la proyección de energía en las barras donde se efectúan retiros, considerando como variables entrada las proyecciones económicas, precios de energía de clientes regulados, población, vivienda, entre otras y como salida entrega la proyección mensual de las barras donde se efectúan retiros, separando aquellos correspondientes a clientes libres y regulados.

En cuanto a la aplicación de encuestas de clientes libres y regulados, estas se emiten durante el primer semestre de cada año y permiten disponer de las proyecciones de la industria. La encuesta de clientes libres se aplica a un conjunto de grandes clientes, ya sea que posean instalaciones operativas y/o nuevos proyectos, obteniendo la proyección mensual de energía y potencia en cada una de las barras donde efectúen retiros, la información obtenida se revisa y contrasta con los consumos históricos y resultados de encuestas previas, solicitando aclaraciones en caso de ser necesario. Por su parte la encuesta de clientes regulados se aplica a las empresas que posean activos de transmisión zonal y distribuidoras, obteniendo por esta vía la proyección de energía y demanda máxima de los transformadores zonales existentes y proyectados, considerando los traspasos de carga entre transformadores y/o subestaciones zonales y los consumos de electromovilidad del transporte público y privado. La información solicitada se valida, solicitando aclaraciones y/o complemento de información en algunos casos.

Con ambas fuentes de información para la elaboración de la proyección de demanda, se obtienen las respectivas tasas de crecimiento por barra con respecto al año base (2020) y se comparan, para finalmente obtener la proyección para cada una de las barras del SEN.

Para la evaluación de la demanda se elaboraron dos escenarios (medio y alto), con el objetivo de reducir la incertidumbre de la demanda futura y evaluar el impacto de esta en la planificación de la transmisión. Los escenarios considerados difieren principalmente en el crecimiento económico esperado para el año 2021 y en el desarrollo de proyectos mineros, donde este último es el que tiene una mayor incidencia en el mediano y largo plazo, dada la amplitud de proyectos y el grado de madurez de estos. La proyección de energía obtenida para estos dos escenarios se realiza de manera desagregada por región, comuna y sector económico.

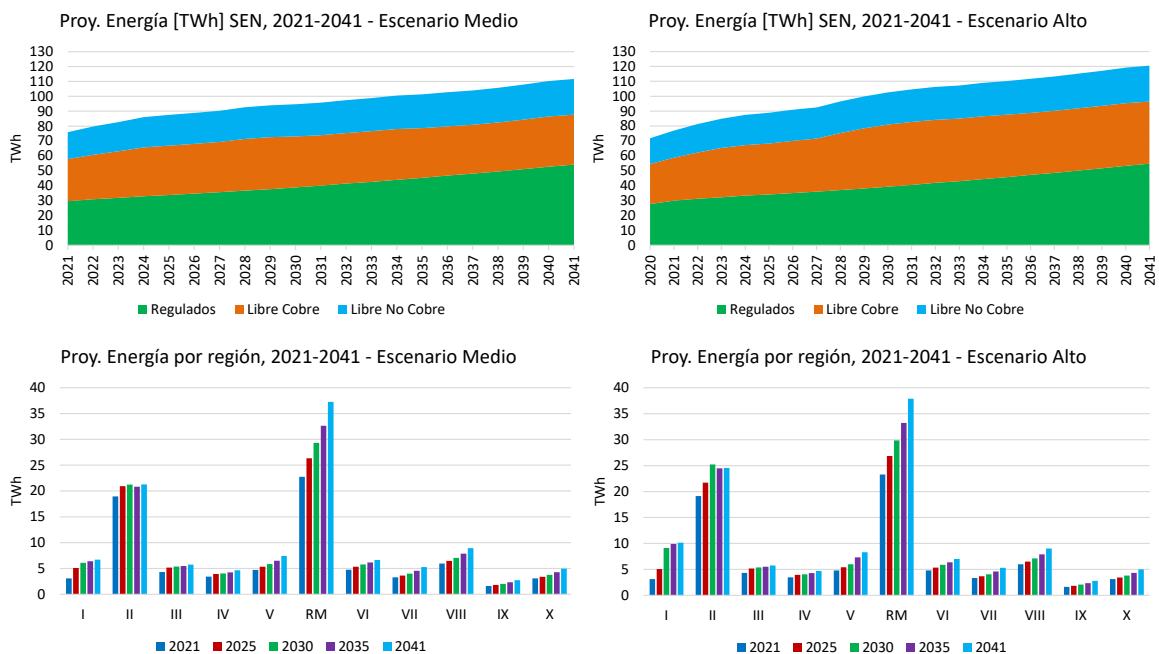
Una vez obtenida la proyección de energía se procede a calcular la demanda máxima del SEN para ambos escenarios, para uso en los softwares PLP y Plexos que dispone el Coordinador. Donde la demanda se modela por día tipo y bloques, de acuerdo con los requerimientos de cada uno de los softwares.

En cuanto a los resultados de la proyección de energía y potencia máxima del SEN, se destaca el alto crecimiento de la demanda durante el año 2021, asociado a la reactivación económica del país en la etapa de contención Covid-19, estimando un incremento para este año de un 5,7%-7,1%. Se espera además un aumento sostenido de la demanda hasta el año 2024, con tasas de entre un 3% y 5%, asociado a la puesta en servicio de grandes proyectos mineros, datacenter, plantas desaladoras, entre otros. De igual modo, hacia fines de esta década se proyecta el ingreso de grandes proyectos mineros en la zona norte del SEN.

En cuanto a la distribución de la demanda en regiones en ambos escenarios evaluados, se destaca las grandes demandas existentes y proyectadas en la segunda región y en la RM, asociados a proyectos mineros y una alta concentración de clientes regulados e industrias respectivamente. Estas demandas exigen un sistema de transmisión robusto y flexible entre ambas regiones.

En cuanto al impacto de la electromovilidad en el SEN, se evalúa la incorporación de nuevos buses eléctricos en la RM, asociados a la licitación que está realizando el Ministerio de Transporte, obteniendo hacia fines del año 2024 requerimientos adicionales de 272 [MW] y 0,5 [TWh/año], donde las subestaciones Recoleta, Lo Boza y Santa Marta son las que presentan los mayores requerimientos. Con respecto a los horarios donde se realiza la carga de los buses eléctricos, de la información recibida por las empresas distribuidoras en la encuesta de clientes regulados se observa que en general la carga completa de estos se realiza entre las 0-5 am. y posteriormente una carga parcial entre las 9-17 hr., las cuales difieren de las horas de demanda máxima del SEN.

En las siguientes figuras se presentan los principales resultados de la proyección de energía del SEN para el periodo 2021-2041.



## 2. INTRODUCCIÓN

---

Anualmente la Gerencia de Planificación y Desarrollo del Coordinador efectúa la proyección de demanda del SEN en un horizonte de tiempo de 20 años, utilizando esta información para el desarrollo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, la cual se envía a la Comisión Nacional de Energía (CNE) para su evaluación. Esta proyección se realiza por región y tipo de clientes (libres y regulados), considerando los consumos existentes, y nueva demanda que se han visto con un mayor potencial de desarrollo, tales como Electromovilidad, plantas desaladoras, datacenter, entre otros.

La proyección de demanda del SEN se obtiene de la aplicación de encuestas a clientes libres y regulados, y la utilización de un modelo econométrico realizado en conjunto con el Centro de Energía de la Universidad de Chile en el año 2018. Como resultado de este proceso, se obtiene la proyección de demanda por región, considerando la desagregación espacial y temporal de los consumos, para cada una de las subestaciones donde se realizan retiros de energía y donde se prevé el ingreso de nueva demanda, permitiendo de esta manera disponer de la información necesaria para los análisis de Planificación de los Sistemas de Transmisión Zonal y Nacional respectivamente, así como para otros procesos internos del Coordinador que utilizan esta información.

En cuanto a la aplicación del modelo econométrico para la proyección de demanda del SEN, se obtienen las proyecciones económicas del país del Banco Central, así como de bancos e instituciones internacionales, con el fin de modelar el perfil de la contracción/expansión económica en la etapa de contención Covid-19 y determinar los efectos esperados en los consumos eléctricos futuros.

Por su parte, se destaca la importancia de la aplicación anual de la encuesta de clientes libres y regulados, y por sobre todo las respuestas recibidas de las empresas, puesto que estas nos permiten modelar el comportamiento de la demanda, diferenciando las dinámicas entre los diferentes sectores productivos en cada una de las regiones del SEN. Este año a diferencia de años anteriores, en la encuesta de clientes libres solicitamos las proyecciones de electromovilidad, mientras que en la encuesta de clientes regulados incluimos la solicitud de proyecciones de electromovilidad, generación distribuida y traspaso de carga entre transformadores y subestaciones zonales.

Con el propósito de seguir mejorando los pronósticos de demanda del SEN, se espera ampliar la aplicación de las encuestas a nuevos clientes (prospectiva tecnológica), de igual forma se esperamos un aumento en la tasa de respuesta y mejores pronósticos de la industria.

Una vez finalizado el proceso de proyección de demanda del SEN, esta se envía a la CNE y Ministerio de Energía, para dar cumplimiento a sus requerimientos anuales, donde solicitan la proyección de demanda de clientes libres para los próximos 20 años con resolución mensual y barra de retiro. La información que se envía a estas instituciones se realiza resguardando la confidencialidad de los datos de las empresas que respondieron las encuestas, puesto que algunas solicitan mantener en reserva su información por motivos estratégicos.

En la sección 3 de este informe se presenta la metodología utilizada para la proyección de los consumos de clientes libres y regulados, explicando también la información de base considerada para la elaboración de los escenarios de demanda, donde este año a diferencia a años anteriores se desarrollaron dos escenarios de demanda (medio y alto), los cuales reflejan principalmente la dinámica del desarrollo esperado de grandes proyectos mineros en la zona norte y centro del país.

En la sección 4 se presenta la información utilizada para el desarrollo de la proyección de demanda Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (Encuestas), indicando el cumplimiento de las empresas a las encuestas aplicadas durante el año 2021, para finalmente presentar los resultados de la proyección de energía por región y tipo de cliente, además de la proyección de potencia máxima del SEN.

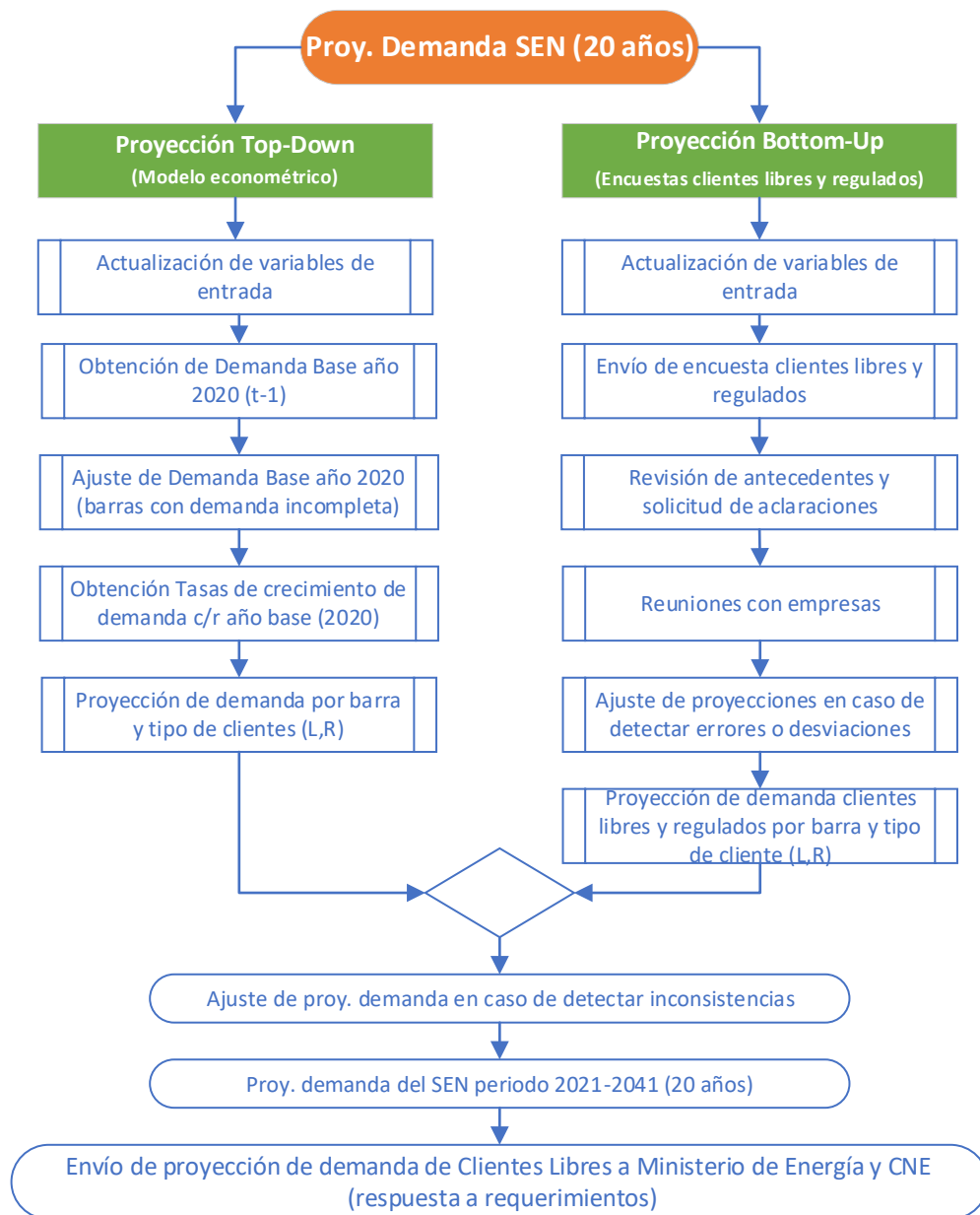
Por último, en las secciones 5 y 6 se incluyen las conclusiones y anexos de este informe, donde se exponen los principales resultados obtenidos del proceso de Proyección de Demanda del SEN para el periodo 2021-2041.



### 3. ANTECEDENTES PROYECCIÓN DE DEMANDA

#### 3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

En la siguiente figura se presenta el diagrama de flujo del proceso de proyección de demanda del SEN, donde se identifica las variables de entrada, las validaciones intermedias realizadas para la proyección Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (Encuestas). En las siguientes secciones del informe se explica con mayor detalle cada una de estas etapas.



**Figura 1.** Diagrama de Flujo proyección de demanda del SEN.

### **3.2 METODOLOGÍA**

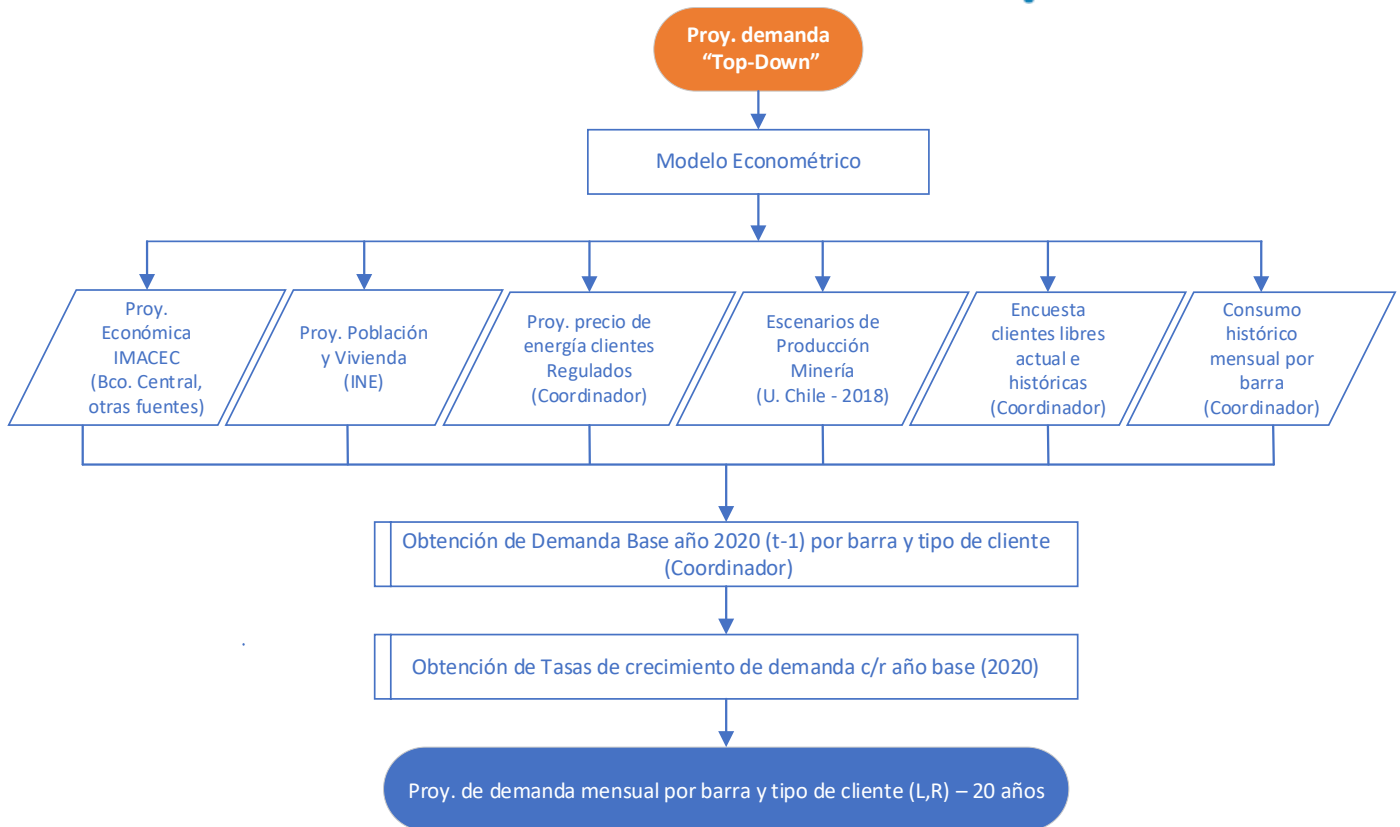
La metodología utilizada para realizar la proyección de demanda del SEN para el periodo 2021-2041, considera el tratamiento por medio de la proyección “Top-Down” y “Bottom-Up”, la cual desde diferente perspectiva permiten obtener la proyección de demanda mensual para los clientes libres y regulados. A continuación, se describe con mayor detalle cada una de estas etapas.

#### **3.2.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA “TOP-DOWN”**

La proyección “Top-Down” se construye por medio de la aplicación de un modelo econométrico que utiliza como variable de entrada las proyecciones económicas de IMACEC, precio de energía de cliente regulados, población, vivienda, entre otros y como salida entrega la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN, diferenciando aquellas pertenecientes a clientes libres y regulados.

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

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



**Figura 2.** Diagrama de Flujo proyección de demanda “Top-Down” (modelo econométrico).

### 3.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA “BOTTOM-UP”

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

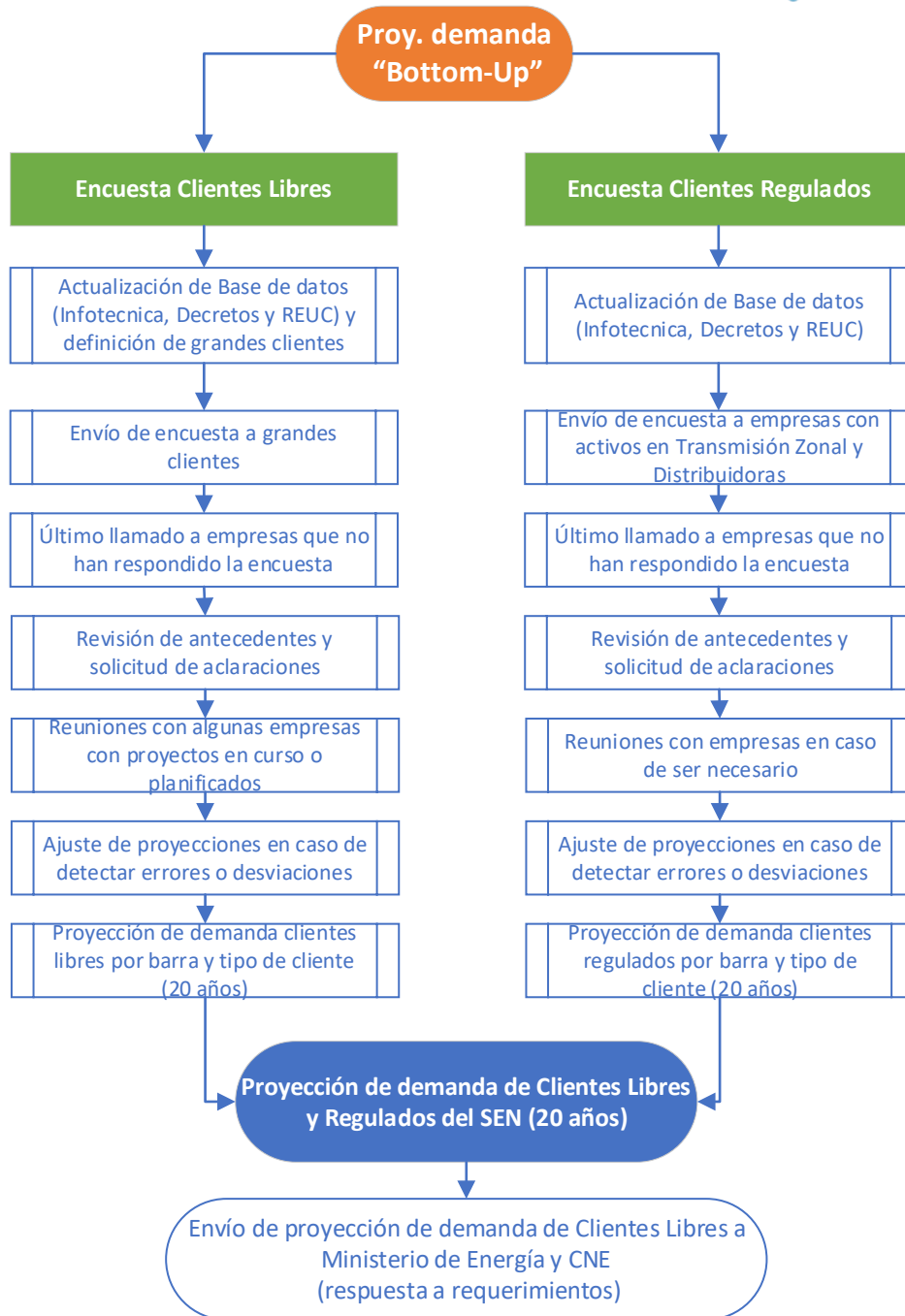
En la encuesta de clientes libres, se les solicita a las empresas que envíen sus proyecciones de energía y potencia con resolución mensual para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos. La información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

Ministerio de Energía y CNE, para dar respuesta a sus requerimientos anuales, resguardando la confidencialidad de la información de aquellos clientes que lo solicitan de manera explícita.

En la encuesta de clientes regulados, se les solicita a las empresas el envío de las proyecciones de energía y potencia máxima anual para cada uno de sus transformadores zonales existentes y proyectados (Obras en Decretos). Además, se le pide informar los traspasos de carga previstos entre los transformadores de una misma subestación o entre subestaciones, con el objetivo de determinar posibles incrementos o reducciones de carga de los transformadores zonales en el horizonte de evaluación. Adicional a lo anterior, se solicita las proyecciones de consumos de proyectos de electromovilidad y las subestaciones/transformadores que abastecerán estos consumos, así como los proyectos de generación distribuida que se encuentran en tramitación y con Informe de Criterios de Conexión (ICC) vigentes. La información recibida de las empresas se revisa y valida, solicitando en algunos casos la actualización de la información en caso de ser requerido.

Con la información obtenida de la aplicación de las encuestas de clientes libres y regulados, y con los ajustes realizados en casos de detectar desviaciones, se obtiene la proyección de demanda para este conjunto de clientes en el horizonte de evaluación 2021-2041.

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



**Figura 3.** Diagrama de Flujo proyección de demanda “Bottom-Up”.

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

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

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

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

### 3.3 CLASIFICACIÓN DE CLIENTES

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

- **Clientes Regulados:** Compuesto por clientes residenciales y fracciones de clientes del sector industrial que se encuentran sujetos a regulación de precios.
- **Clientes Libres Productores de Cobre:** Compuesto por empresas e industrias de la gran minería del cobre, no sujetas a regulación de precios.
- **Clientes Libres No productores de Cobre:** Compuesto por empresas e industrias de diferentes sectores productivos no sujetas a regulación de precios y que por el volumen de datos no es posible desagregar sectorialmente.

Los resultados de la proyección de demanda que se presentan en el siguiente capítulo, mantienen esta clasificación de clientes para los análisis realizados tanto a nivel nacional como regional.

### 3.4 ESCENARIOS DE DEMANDA DE LARGO PLAZO

Tal como se indicó anteriormente, los principales insumos que utiliza el Coordinador para el desarrollo de la proyección de demanda corresponden a la aplicación del modelo econométrico y encuesta anual de clientes libres y regulados, sumado a una serie de reuniones realizadas con empresas que se encuentran desarrollando grandes proyectos en diferentes regiones del país.

Con motivo de acotar la incertidumbre de la demanda futura del SEN, tanto a nivel espacial como temporal y por tanto evaluar los efectos de esta en la planificación y expansión de los Sistemas de Transmisión, se desarrollaron dos escenarios de demanda (medio y alto), los que presentan diferencias en el crecimiento de la economía (IMACEC) para el año 2021 y en el desarrollo esperado de grandes proyectos mineros. En esta oportunidad no se consideró un tercer escenario de demanda baja, puesto que con dos escenarios fue suficiente para modelar las variaciones de consumo esperadas de la industria.

Los proyectos Mineros considerados incluyen a la minería metálica y no metálica. Para esta industria y para determinados proyectos, el Coordinador solicitó el envío de escenarios alternativos de demanda, para evaluar con una mayor amplitud los efectos en los sistemas de transmisión.

En la siguiente tabla se presentan las principales variables utilizadas para el desarrollo de los escenarios de demanda medio y alto. Acá se incluyen sólo aquellas variables que en el último tiempo han tenido mayores variaciones, además de aquellas que se prevé un mayor impacto en los próximos años.

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

Variables	Escenario Medio	Escenario Alto
➤ IMACEC	⇒ Medio	⇒ Alto
➤ Minería	⇒ Medio	⇒ Alto
➤ Electromovilidad	⇒ Medio	⇒ Medio
➤ Desaladoras	⇒ Medio	⇒ Medio
➤ Datacenter	⇒ Medio	⇒ Medio
➤ Hidrógeno Verde	⇒ --	⇒ --

A continuación se describen estas variables:

- **IMACEC:** El IMACEC se utiliza únicamente en el modelo econométrico de proyección de demanda que posee el Coordinador. En este sentido, para ambos escenarios se considera el mismo IMACEC para todo el periodo de evaluación, con excepción del año 2021 donde el escenario alto presenta un mayor crecimiento acorde a la proyección informada por el Banco Central en el Informe de Política Monetaria (IPoM) de junio de 2021.

- **Minería<sup>1</sup>:** Considerando que la demanda de esta industria es significativa y además se encuentra acotada en determinadas regiones del país, se aborda de una manera particular, considerando las instalaciones existentes y nuevos proyectos informados por las empresas. En relación con los nuevos proyectos, existe un número acotado de proyectos Mineros con una alta probabilidad de desarrollo y muy alta demanda, que se están ejecutando, así como otros que se desarrollarán en los próximos años, tales como Quebrada Blanca Fase II y III (Minera Teck), Collahuasi, Radomiro Tomic (Codelco), El Abra (Freeport McMoran), entre otros. Estos proyectos podrían tener un alto impacto en el sistema de transmisión, por lo que se considera una sensibilidad de su demanda en los escenarios medio y alto respectivamente.
- **Electromovilidad:** Se considera la demanda proyectada del transporte público de la región Metropolitana, de acuerdo con lo informado por la Dirección de Transporte Metropolitano (DTPM). En esta oportunidad no se considera la proyección de transporte público en regiones puesto que a la fecha de realización de esta proyección no se tenían mayores antecedentes al respecto, de igual modo no se consideró la proyección de vehículos particulares puesto que a no habido un crecimiento significativo de este mercado, principalmente por el alto costo de estos vehículos y bajos incentivos para reemplazar los vehículos de combustión existentes.
- **Desaladoras:** Se consideran las plantas desaladoras existentes y proyectadas por la industria minera y la plantas que se encuentran en construcción. En las proyecciones de demanda de los próximos años se incluirán proyectos que se encuentran en etapa de tramitación temprana, lo cual es consistente con el escenario de escases hídrica que actualmente enfrenta el país.
- **Datacenter:** Se consideran los proyectos que a la fecha de realización de esta proyección se encuentran operativos, así como aquellos que se encuentran en la etapa de tramitación de Acceso Abierto en el Coordinador Eléctrico Nacional. De los proyectos analizados todos se encuentran en la región Metropolitana, principalmente en los sectores periféricos.
- **Hidrógeno Verde:** Si bien se espera un amplio desarrollo de la industria de hidrógeno verde en el país, a la fecha los proyectos que tienen una mayor probabilidad de desarrollo se conectarán de forma Off-Grid. Por este motivo por ahora no se considera el impacto que este mercado pueda tener en el desarrollo de los sistemas de transmisión. No obstante, en los próximos años se seguirá trabajando en conjunto con el Ministerio de Energía de modo delinear los escenarios probables de desarrollo, su ubicación estratégica, así como la fecha esperada de su conexión al SEN.

Adicionalmente, se analizaron los consumos eléctricos del año 2020 y 2021 asociados a calefacción (reemplazo leña) de la zona sur como concepto de descarbonización. Sin embargo, dado los bajos consumos estimados, no se incluye una proyección de su demanda de manera.

---

<sup>1</sup> Considera proyectos con tramitación ambiental vigente hasta junio de 2021.



## 4. RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA

---

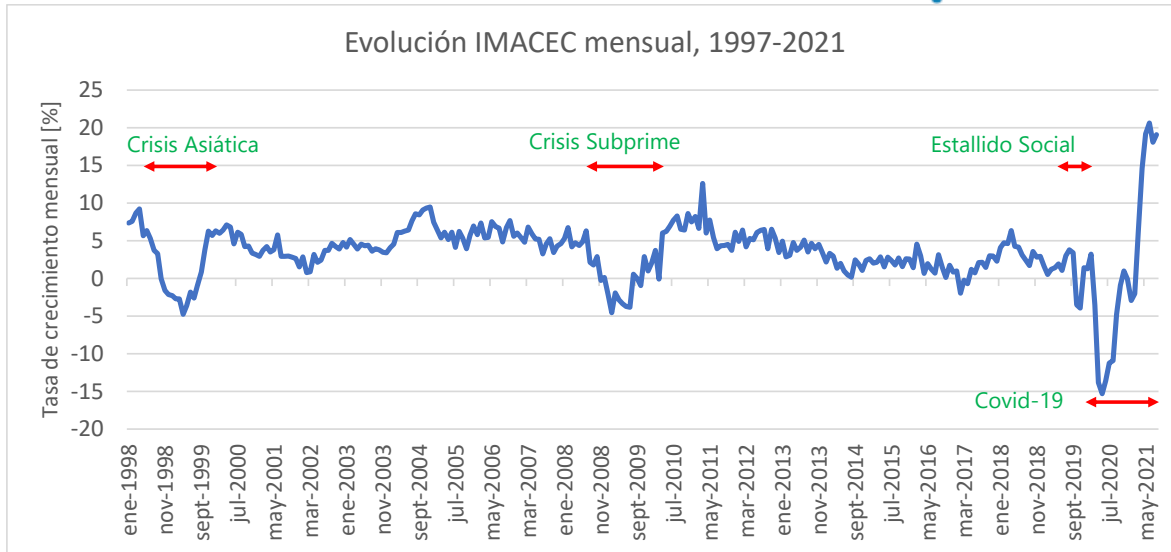
Tal como se explicó anteriormente, la proyección de demanda del SEN se obtuvo por medio de la aplicación de dos procesos, la proyección Top-Down y Bottom-Up. El primero de estos corresponde al uso del modelo econométrico para determinar la demanda mensual para cada una de las barras del SEN y tipo de cliente, mientras que el segundo corresponde a la aplicación de encuestas a los libres y regulados, con el objetivo de conocer la estimación de demanda de la industria en cada una de las barras donde se efectúan retiros.

En la siguiente sección se presentan las proyecciones económicas utilizadas en el modelo econométrico, en la sección 4.2 y 4.3 se detalla el proceso de aplicación de encuestas a clientes, mientras que en las secciones 4.4 a 4.6 se muestran los resultados de la proyección de demanda de Electromovilidad y las proyecciones de energía y potencia máxima del SEN respectivamente.

### 4.1 PROYECCIÓN DE IMACEC (TOP-DOWN)

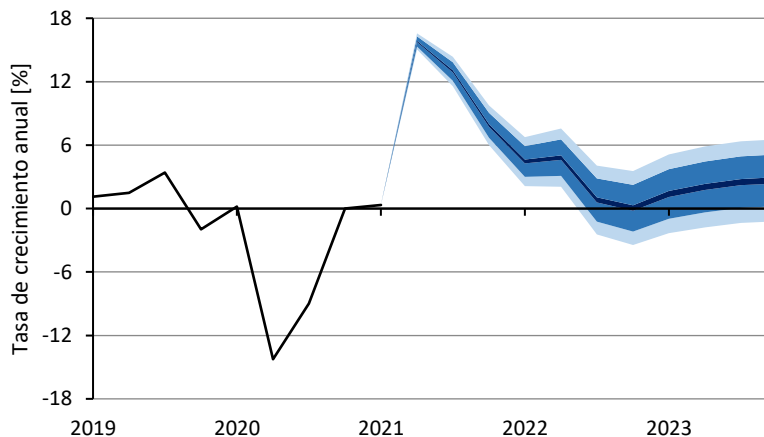
Teniendo en consideración que el IMACEC corresponde a una de las variables que tiene mayor peso en el modelo econométrico de proyección de demanda que dispone el Coordinador, se obtienen las proyecciones económicas del país del Informe de Política Monetaria (IpoM) del Banco Central, así como de bancos e instituciones internacionales, con el propósito de incluir los efectos de corto plazo esperados de la reactivación económica en la fase contención del Covid-19, así como la tendencia esperada para el mediano y largo plazo.

Con motivo de ilustrar las variaciones históricas que ha tenido el IMACEC (variación con respecto al mismo periodo del año anterior), a continuación, se presenta su evolución desde el año 1998 a 2021, periodo en el cual se encuentran las crisis económicas mundiales de los años 1998 y 2008, estallido social del año 2019 y la actual crisis sanitaria. En la Figura 4 es posible apreciar que ninguna de las crisis previas tuvo la profundidad e impacto que hemos visto recientemente.



**Figura 4.** IMACEC histórico años 1998-2021, Banco Central.

A continuación, se presenta la proyección del PIB trimestral para el periodo 2021-2023, publicado por el Banco Central en el IPoM de junio de 2021, donde se proyecta una reducción del PIB durante el segundo semestre del año 2021, además de un amplio rango de dispersión desde el año 2022 en adelante, producto de la incertidumbre del comportamiento de la economía.



**Figura 5.** Proyección PIB Banco Central periodo 2021-2023. IPoM de junio de 2021.

En la siguiente tabla se presenta un resumen con las proyecciones económicas del Banco Central publicadas en el IPoM de marzo y junio de 2021, en este último se destaca el significativo incremento del PIB para el año 2021, producto de la mayor liquidez en el mercado y una mayor movilidad de la población producto de la apertura de las cuarentenas en gran parte del país.

**Tabla 2.** Proyecciones PIB Banco Central, IPoM marzo y junio de 2021.

PIB [%]	2020	2021	2022	2023
<b>IPoM Marzo</b>	-5,80	6,0-7,0	3,0-4,0	2,5-3,5
<b>IPoM Junio</b>	-5,80	8,5-9,5	2,0-3,0	1,75-2,75

Por otro lado, se tomaron en consideración las proyecciones del PIB de otras fuentes nacionales e internacionales consultadas a junio de 2021, con motivo de contrastar las proyecciones del Banco Central y ajustar los pronósticos económicos a utilizar en la proyección de demanda, estos se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 3.** Proyecciones PIB de otras fuentes consultadas<sup>2</sup>.

PIB [%]	Actualización	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Banco Mundial</b>	junio 2021	-5,8	6,1	3,0	2,5	--	--	--
<b>OCDE</b>	mayo 2021	-5,8	6,7	3,5	--	--	--	--
<b>FMI</b>	abril 2021	-5,8	6,2	3,8	--	--	--	2,5
<b>DIPRES (Min. Hacienda)</b>	julio 2021	-5,8	7,5	2,9	2,8	2,7	2,5	--

De la tabla anterior se desprende la fecha de actualización de los documentos públicos de las diferentes entidades analizadas, las cuales presentan su proyección en un horizonte de tiempo máximo de tres años, mientras que la DIPRES elabora su proyección con un horizonte más amplio hasta el año 2025.

Adicionalmente, es importante destacar que, pese a que el año 2021 ha tenido un fuerte incremento económico respecto al año 2020, el crecimiento tendencial de la economía se proyecta con cifras bajas, lo cual podría tener impacto en una menor demanda energética.

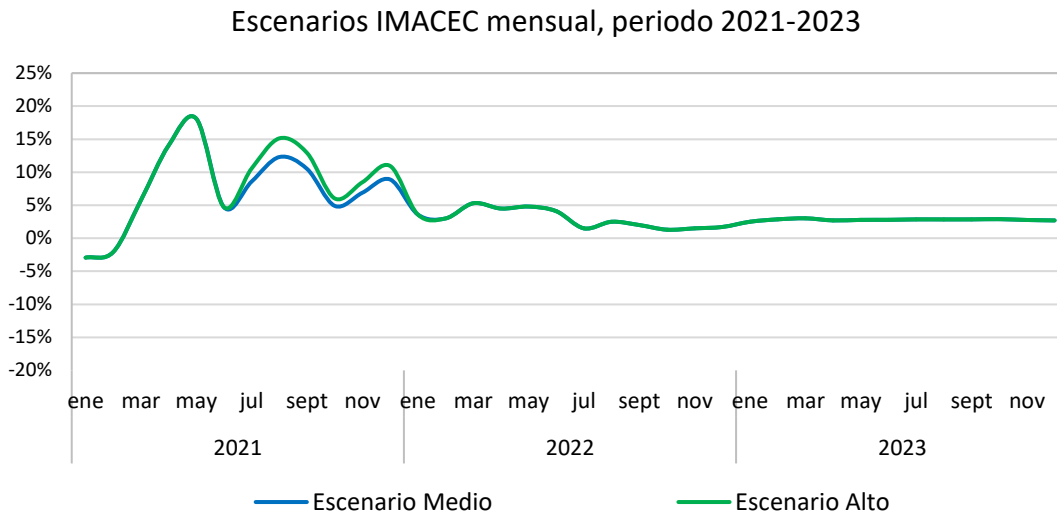
En resumen, en la siguiente tabla se presenta los valores de PIB que se utilizaron en el modelo econométrico para la proyección de demanda del periodo 2021-2041, donde la proyección del año 2025 es adelante se mantiene constante en 2,5%, acorde con el PIB tendencial publicado por la DIPRES del Ministerio de Hacienda.

**Tabla 4.** Proyección de PIB [%] utilizada en proyección de demanda, periodo 2021-2041.

	Escenario Medio	Escenario Alto
<b>2021</b>	7,5	8,5
<b>2022</b>	3,0	3,0
<b>2023</b>	2,8	2,8
<b>2024</b>	2,7	2,7
<b>2025</b>	2,5	2,5
...	...	...
<b>2041</b>	2,5	2,5

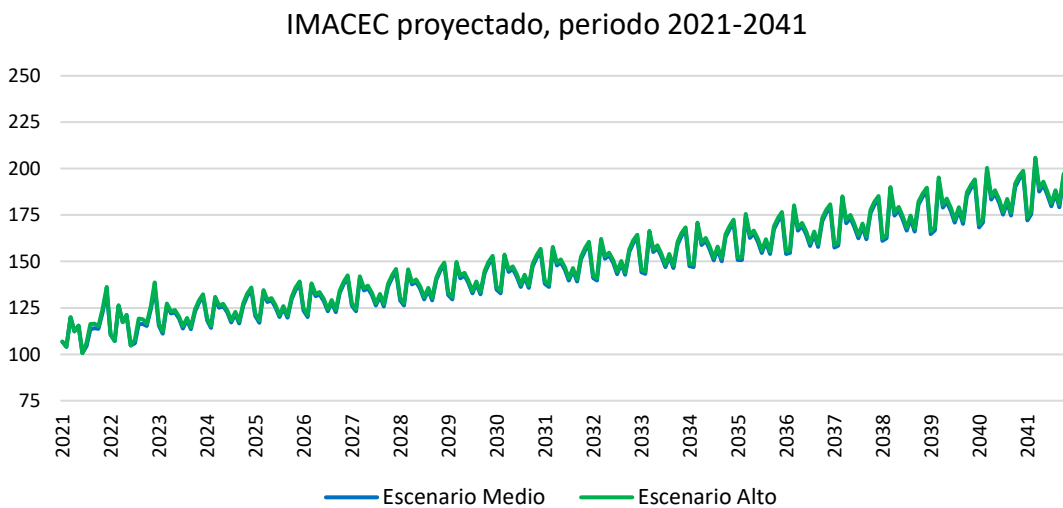
<sup>2</sup> Banco Mundial : Documento “*Global Economic Prospects, junio 2021*”  
 OCDE : Organización para la Coop. y el Desarrollo Económico, “*Economic Outlook, mayo 2021*”.  
 FMI : Fondo Monetario Internacional, “*World Economic Outlook, abril 2021*”.  
 DIPRES : Dirección de Presupuesto del Min. de Hacienda, “*Informe de Finanzas Públicas, julio 2021*”.

Con las proyecciones económicas definidas anteriormente se construyeron las series de IMACEC mensual a utilizar en el modelo econométrico para los dos escenarios de demanda. Un análisis de corto plazo se presenta en la siguiente figura 6, donde en el eje “y” se indican las variaciones mensuales del IMACEN con respecto al mismo mes del año anterior. Acá se observa una mayor variación durante el año 2021 producto de la reactivación económica en la etapa de contención Covid-19 y un año de referencia (2020) marcado por una profunda crisis económica.



**Figura 6.** Escenarios IMACEC mensual, periodo 2021-2023.

En la siguiente figura se presenta la serie empalmada de IMACEC mensual para el periodo 2021-2041, volumen a precios del año anterior encadenado (promedio 2013=100), utilizada en el modelo econométrico antes citado.



**Figura 7.** Serie empalmada de IMACEC periodo 2021-2041.

#### 4.2 ENCUESTA DE CLIENTES LIBRES (BOTTOM-UP), PERIODO 2021-2041

La encuesta de clientes libres se utiliza para proyectar mensualmente los consumos de las instalaciones existentes y nuevos proyectos previstos en las instalaciones del SEN, con el objetivo de evaluar los requerimientos del sistema de transmisión de uso público. Además, esta información se utilizó posteriormente para dar respuesta al Oficio N°327 de la CNE de fecha 11 de mayo de 2021, donde se solicitaron las proyecciones de clientes libres en el mismo horizonte de tiempo.

Este año la encuesta fue emitida el 14 de abril de 2021 mediante carta DE01683-21, posteriormente se realizó un segundo llamado el 14 de mayo de 2021 mediante carta DE02300-21, a aquellas empresas que no enviaron la respuesta en primera instancia.

El total de empresas encuestadas fueron 98, obteniendo una tasa de respuesta de un 68%, las cuales representan más del 90% de la demanda de las empresas encuestadas. A continuación, se presenta el listado de empresas coordinadas que envió la información solicitada y aquellos que no respondieron.

**Tabla 5.** Empresas que no respondieron la Encuesta de clientes libres aplicada el año 2021.

Encuestas no recibidas	
1 AGBAR Chile S.A.	17 IBM de Chile S.A.
2 Albemarle Ltda.	18 Industria Chilena de Alambre S.A.
3 Atacama Minerals Chile S.C.M.	19 Laguna Resources Chile Ltda.
4 Atacama Sur SpA.	20 Masisa S.A.
5 Cementos Bío Bío S.A.	21 Minera Centinela
6 Claro Comunicaciones S.A.	22 Minera Florida Ltda.
7 Cleanairtech Sudamerica S.A.	23 Minera Las Cenizas S.A.
8 Compañía Exploradora y Explotadora Minera Chileno Rumana S.A.	24 Minera Nevada Ltda. (Barrick)
9 Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	25 Minera Vizcachitas Holding
10 Compañía Minera Maricunga	26 Odata Chile S.A.
11 Compañía Minera Sierra Norte S.A.	27 Planta Recuperadora de Metales SpA.
12 Empresa Nacional de Minería, Fundación Hernán Videla Lira	28 Seven Seas Water Chile SpA.
13 Enaex S.A.	29 Sociedad Contractual Minera Franke
14 ENTEL PCS Telecomunicaciones S.A.	30 Sociedad GNL Mejillones S.A.
15 GERDAU AZA S.A.	31 Sociedad Punta del Cobre S.A.
16 Grace S.A.	

**Tabla 6.** Empresas que respondieron la Encuesta de clientes libres aplicada el año 2021.

<b>Encuestas recibidas</b>	
<b>1</b> Aguas Antofagasta S.A.	<b>35</b> Empresa de los Ferrocarriles del Estado
<b>2</b> Aguas Pacífico SpA	<b>36</b> Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A
<b>3</b> Algorta Norte S.A.	<b>37</b> ENAP Refinerías S.A.
<b>4</b> Anglo American Sur S.A.	<b>38</b> Forestal y Papelera Concepción S.A.
<b>5</b> Ascenty Chile SpA	<b>39</b> Fundición Talleres Ltda.
<b>6</b> Cartulinas CMPC S.A.	<b>40</b> GNL Quintero S.A.
<b>7</b> Cemento Polpaico S.A.	<b>41</b> Inversiones y Servicios Dataluna Ltda.
<b>8</b> Chile Alimentos	<b>42</b> Mantos Copper S.A.
<b>9</b> CIA. Minera Mantos de Oro	<b>43</b> Melon S.A
<b>10</b> CMPC Maderas S.A.	<b>44</b> Metro Regional de Valparaíso S.A.
<b>11</b> CMPC Tissue S.A.	<b>45</b> Minera Antucoya
<b>12</b> Codelco - División Andina	<b>46</b> Minera Escondida Ltda.
<b>13</b> Codelco - División Chuquicamata	<b>47</b> Minera Los Pelambres
<b>14</b> Codelco - División El Teniente	<b>48</b> Minera Meridian Ltda.
<b>15</b> Codelco - División Gabriela Mistral	<b>49</b> Minera Michilla SpA.
<b>16</b> Codelco - División Ministro Hales	<b>50</b> Minera Salar Blanco S.A.
<b>17</b> Codelco - División Radomiro Tomic	<b>51</b> Minera Spence S.A.
<b>18</b> Codelco - División Salvador	<b>52</b> Minera Valle Central S.A.
<b>19</b> Codelco - División Ventanas	<b>53</b> Moly-Cop Chile S.A.
<b>20</b> Compañía Contractual Minera Candelaria	<b>54</b> Occidental Chemical Chile LTDA.
<b>21</b> Compañía Contractual Minera Ojos del Salado	<b>55</b> Paneles Arauco S.A.
<b>22</b> Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM.	<b>56</b> Papeles Bío Bío S.A.
<b>23</b> Compañía Minera Arqueros S.A.	<b>57</b> Papeles Cordillera S.A.
<b>24</b> Compañía Minera Cerro Negro S.A.	<b>58</b> Petroquim S.A.
<b>25</b> Compañía Minera del Pacífico S.A.	<b>59</b> Santo Domingo SCM.
<b>26</b> Compañía Minera Lomas Bayas	<b>60</b> Sierra Gorda SCM.
<b>27</b> Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo	<b>61</b> Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan
<b>28</b> Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	<b>62</b> Sociedad Contractual Minera El Abra
<b>29</b> Compañía Minera Zaldívar	<b>63</b> Sociedad Química y Minera de Chile S.A.
<b>30</b> Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile	<b>64</b> SONDA S.A.
<b>31</b> Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	<b>65</b> SQM Nitratos S.A.
<b>32</b> Cristalerías de Chile S.A.	<b>66</b> Trends Industrial S.A.
<b>33</b> EKA Chile S.A.	<b>67</b> Xstrata Copper - Altonorte
<b>34</b> Empresa Concesionaria de Servicios Sanitarios S.A.	

#### **4.3 ENCUESTA DE CLIENTES REGULADOS (BOTTOM-UP), PERIODO 2021-2041**

La encuesta anual de clientes regulados aplicada a los propietarios de subestaciones zonales y empresas de distribución tiene por objetivo conocer las proyecciones de energía y potencia máxima de los transformadores zonales de cada una de las subestaciones del SEN. Adicionalmente, en esta encuesta se solicita los traspasos de carga proyectados entre transformadores de una misma subestación o entre subestaciones, las proyecciones de Electromovilidad y Generación Distribuida. Este año la información fue solicitada a las empresas el 17 de mayo mediante carta DE02328-21 y en segunda instancia mediante carta DE02830-21 de fecha 16 de junio de 2021.

La información solicitada a las empresas se ocupa posteriormente para evaluar los requerimientos de las instalaciones de transmisión zonal, en el sentido de identificar si las instalaciones existentes permiten el abastecimiento futuro de la demanda, lo cual origina según sea el caso, propuestas de obras de transmisión a la Comisión Nacional de Energía. Esta información se presentará en detalle en el Informe de Diagnóstico de las instalaciones de Transmisión Zonal 2021. A continuación, se presenta el listado de empresas que respondieron la encuesta, así como aquellos que no enviaron la información solicitada.

El total de empresas encuestadas fueron 29, obteniendo una tasa de respuesta de un 68%, las cuales representan más del 95% de la demanda de las empresas encuestadas.

Del total de respuestas obtenidas, SAESA fue la única empresa que no informó las proyecciones de energía de sus transformadores zonales, por lo que se espera revertir esta situación en la aplicación de la encuesta del año 2022.

A continuación, se presenta el listado de empresas coordinadas que envió la información solicitada y aquellos que no respondieron.

**Tabla 7.** Resultados aplicación de encuestas de proyección de demanda clientes regulados 2021.

<b>Encuestas recibidas</b>
1 CGE Distribución S.A.
2 Chilquinta Energía S.A.
3 Colbún S.A.
4 Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER LTDA
5 Compañía Eléctrica del Litoral S.A.
6 Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. (COPELEC)
7 Eléctrica Puntilla S.A.
8 Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)
9 Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. (EEPA)
10 Enel Distribución Chile S.A.
11 Energía de Casablanca S.A. (EDECSA)
12 Engie Energía Chile S.A.
13 Luzlinares S.A.
14 Luzparral S.A.
15 Palmucho S.A.
16 Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)
17 Transelec S.A.
<b>Encuestas no recibidas</b>
1 Compañía Eléctrica de Osorno S.A (LUZ OSORNO)
2 Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó LTDA. (CEC)
3 Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma LTDA. (COOPERSOL)
4 Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda. (COELCHA)
5 Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda. (COPELAN)
6 Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda. (SOCOEPA)
7 Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. (CRELL)
8 Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. (COOPREL)
9 Empresa Eléctrica de Casablanca S.A. (EMELCA)
10 Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (EEC)
11 Empresa Eléctrica Municipalidad de Til Til (TIL -TIL)
12 Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)



#### 4.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ELECTROMOVILIDAD

Tal como se indicó previamente, la proyección de demanda de Electromovilidad consideró sólo el transporte público Metropolitano, puesto que únicamente se disponía de esta información a junio de 2021. En cuanto al análisis en regiones, si bien existe información de algunas licitaciones de buses que se realizarán, aún no se tiene claridad de las subestaciones donde se realizará la carga de los buses eléctricos y la fecha esperada de desarrollo de estos proyectos. Por este motivo, en los próximos años se abordará esta materia en función de nuevos antecedentes.

Para abordar el alcance de la Electromovilidad del Transporte Público en la RM, se realizaron reuniones con la Dirección de Transporte Metropolitano (DTPM) y CNE, obteniendo por parte de la DTPM la información de los terminales de buses donde se reemplazará su flota, las potencias estimadas para cada terminal y la fecha estimada de puesta en servicio asociada a cada licitación.

Cómo es de público conocimiento, la Dirección de Transporte Metropolitano (DTPM) comenzó el año 2019 el proceso de licitación para la renovación de la flota de buses de la RM, la que busca reemplazar alrededor de 2000 buses existentes por buses más eficientes y menos contaminantes. Para esto la DTPM dividió el proceso de licitación en tres etapas, con adjudicaciones en los años 2021 (32% flota), 2022 (37% flota) y 2023 (30% flota) respectivamente, donde cada etapa contempla el proceso de licitación de la flota de buses y la operación de estos.

La primera etapa de licitación se inició el año 2019 con la licitación de la flota de buses, finalizando este proceso en diciembre de 2020, en este se estableció el valor mínimo ofertado para los diferentes tipos de buses que utilizarán los operadores de las vías. Mientras que la licitación de la operación de las vías define que empresa se adjudica la operación de la flota de buses en un plazo determinado, siendo los operadores quienes definen que tipo de buses (eléctrico/Diesel u otro) utilizarán para la operación de su flota, por tanto, es en esta última instancia donde se define los nuevos buses eléctricos y de otro tipo de tecnología que ingresarán a operación. Esta última etapa se inició en diciembre de 2020 y finalizó en octubre de 2021, con lo cual finalmente ingresarán 991 buses eléctricos con estándar RED a la RM a fines del año 2022, completando una flota de 1770 buses eléctricos en la RM. Las restantes dos licitaciones para reemplazar la flota de buses antes indicada se realizarán en los próximos años, de acuerdo con el cronograma que proponga la DTPM.

Por otro lado, considerando que el proceso de la proyección de demanda del SEN finalizó en julio de 2021, a continuación, se presentan los análisis realizados a esa fecha del impacto de esta demanda en las subestaciones zonales de la RM. No obstante lo anterior, en el informe de Diagnóstico de los Sistemas de Transmisión se presentará un análisis detallado con las cifras actuales de buses eléctricos que ingresarán a operación en el segundo semestre de 2022 y el impacto de estos en los sistemas de transmisión.

En la siguiente figura se presenta de forma gráfica los terminales donde se reemplazará la flota de buses de la RM, en las licitaciones de los años 2021, 2022 y 2023 respectivamente, así como la potencia y energía proyectada en las subestaciones zonales al año 2041, donde no se observan incremento de demanda desde el año 2024 en adelante, periodo en el cual entrarán en operación la flota de buses de la licitación del año 2023 (última licitación).



**Figura 8.** Licitaciones Transporte Público Metropolitano.

En la siguiente tabla se presentan los requerimientos de potencia desde el año 2020 al 2025 para cada subestación, donde el año 2020 contiene los requerimientos existentes de Electromovilidad del Transporte Público previo a las licitaciones efectuadas por la DTPM.

**Tabla 8.** Proyección de Potencia [MW] por subestación zonal en RM, Electromovilidad Transporte Público.

SUBESTACIÓN	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAN JOSE	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	1,5
MARISCAL	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0
CLUB HIPICO	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3	2,3
SAN JOAQUIN	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2
QUILICURA	0,0	0,0	0,0	3,2	3,2	3,2
CHACABUCO	0,0	0,0	3,5	3,5	3,5	3,5
COSTANERA	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0
SANTA RAQUEL	0,0	0,0	0,0	2,6	6,3	6,3
ANDES	0,0	0,0	6,5	6,5	6,5	6,5
BAJOS DE MENA	2,0	2,0	6,4	6,4	6,4	6,4
PAJARITOS	2,9	2,9	2,9	2,9	6,9	6,9
PUENTE ALTO (EEPA)	0,0	0,0	7,7	7,7	7,7	7,7
PINTANA	0,0	0,0	0,0	8,5	8,5	8,5
PUDAHUEL	0,0	0,0	7,4	9,7	9,7	9,7
SANTA ROSA SUR	0,0	0,0	8,9	8,9	11,5	11,5
SAN BERNARDO	0,0	0,0	0,0	10,3	14,3	14,3
PANAMERICANA	0,0	0,0	0,8	8,5	15,5	15,5
LA REINA	5,2	5,2	5,2	9,3	17,9	17,9
MACUL	0,0	0,0	15,4	18,5	21,6	21,6
SAN PABLO	6,0	6,0	11,2	17,3	21,9	21,9
RECOLETA	0,8	0,8	17,6	25,3	25,3	25,3
LO BOZA	0,0	0,0	8,7	20,9	29,3	29,3
SANTA MARTA	18,3	18,3	18,3	30,8	43,9	43,9
<b>TOTAL</b>	<b>35,2</b>	<b>35,2</b>	<b>120,5</b>	<b>208,6</b>	<b>271,9</b>	<b>271,9</b>

**Tabla 9.** Proyección de energía [GWh] por subestación zonal en RM, Electromovilidad Transporte Público.

SUBESTACIÓN	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAN JOSE	0,0	0,0	0,0	0,9	2,7	2,7
MARISCAL	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	3,7
CLUB HIPICO	0,0	0,0	0,0	1,4	4,2	4,2
SAN JOAQUIN	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	4,0
QUILICURA	0,0	0,0	0,0	1,9	5,8	5,8
CHACABUCO	0,0	0,0	2,1	6,4	6,4	6,4
COSTANERA	0,0	0,0	0,0	2,4	7,3	7,3
SANTA RAQUEL	0,0	0,0	0,0	1,6	7,0	11,5
ANDES	0,0	0,0	3,9	11,9	11,9	11,9
BAJOS DE MENA	3,7	3,7	6,3	11,7	11,7	11,7
PAJARITOS	5,3	5,3	5,3	5,3	7,7	12,6
PUENTE ALTO (EEPA)	0,0	0,0	4,7	14,1	14,1	14,1
PINTANA	0,0	0,0	0,0	5,1	15,5	15,5
PUDAHUEL	0,0	0,0	4,5	14,9	17,7	17,7
SANTA ROSA SUR	0,0	0,0	5,4	16,2	17,8	21,0
SAN BERNARDO	0,0	0,0	0,0	6,2	21,2	26,1
PANAMERICANA	0,0	0,0	0,5	6,1	19,7	28,3
LA REINA	9,5	9,5	9,5	12,0	22,2	32,7
MACUL	0,0	0,0	9,3	30,0	35,6	39,4
SAN PABLO	11,0	11,0	14,1	24,1	34,4	40,0
RECOLETA	1,4	1,4	11,6	36,8	46,2	46,2
LO BOZA	0,0	0,0	5,3	23,2	43,1	53,4
SANTA MARTA	33,5	33,5	33,5	41,0	64,1	80,1
<b>TOTAL</b>	<b>64,2</b>	<b>64,2</b>	<b>115,8</b>	<b>273,2</b>	<b>418,9</b>	<b>496,1</b>

De acuerdo con lo presentado anteriormente, los requerimientos de potencia máxima y energía del transporte público Metropolitano al año 2025 ascenderán a 272 MW y 0,5 TWh/año, donde las subestaciones Recoleta, Lo Boza y Santa Marta son las que presentan los mayores requerimientos.

Con respecto a los horarios donde se realiza la carga de los buses eléctricos, de la información recibida por las empresas distribuidoras en la encuesta de clientes regulados aplicada el año 2021, se observa que en general la carga completa de estos se realiza entre las 0-5 am. y posteriormente una carga parcial entre las 9-17 hr. Es importante destacar que estos consumos difieren de las horas de demanda máxima del SEN.

En la siguiente figura se presenta el perfil mensual de consumo del terminal El Descanso, durante el mes de noviembre del año 2020, obtenido con registros de energía en periodos de 15 minutos.

Terminal El Descanso, comuna Maipú (Nov. 2020) - 2,9 [MW]

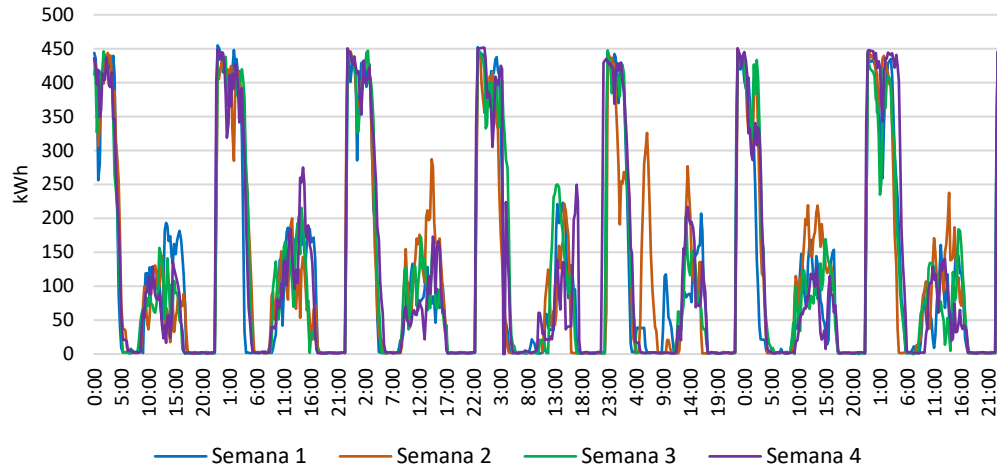


Figura 9. Registros de energía mensual Electroterminal El Descanso, noviembre de 2020.

Terminal El Descanso, comuna Maipú (Nov. 2020)

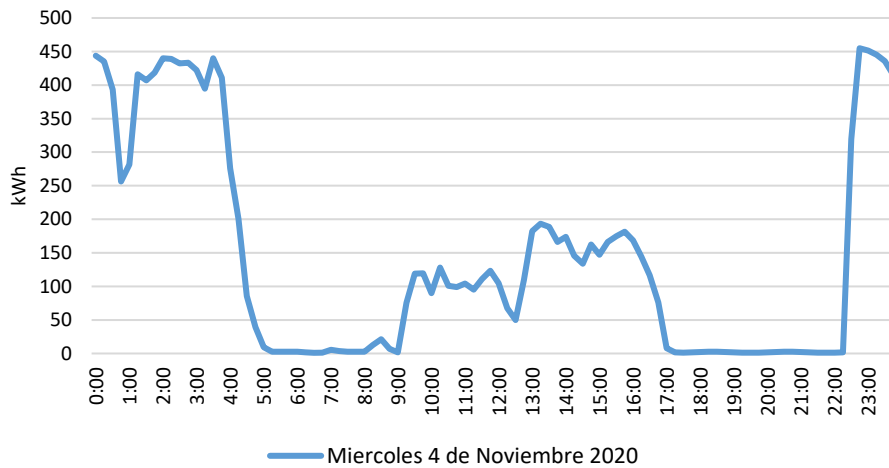


Figura 10. Registros de energía diario Electroterminal El Descanso, día hábil noviembre 2020.

#### 4.5 RESULTADOS PROYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SEN, PERIODO 2021-2041

Los resultados obtenidos de la proyección de energía para los escenarios medio y alto se presentan en la tabla y figuras siguientes, donde se observa un crecimiento de la demanda en el horizonte de evaluación de un 46,9% y 56,5% respectivamente (con respecto al año 2020). En general, tal como ocurre habitualmente, se pondera una mayor probabilidad de ocurrencia al desarrollo de proyectos en el corto y mediano plazo, puesto que se dispone de mayor información.

Al año 2025 se observan variaciones significativas de energía en ambos escenarios, consistentes con el desarrollo de los proyectos de minería, datacenter y plantas desaladoras. Mientras que hacia fines de esta década se consideran nuevos proyectos Mineros que incrementan nuevamente las tasas de crecimiento por los siguientes cuatro años, esto se evidencia en mayor medida en el escenario alto.

**Tabla 10.** Proyección de energía del SEN, periodo 2021-2041.

Año	Escenario Medio [MW]	Escenario Alto [MW]	% Crecimiento Escenario Medio	% Crecimiento Escenario Alto
2021	76,0	77,0	5,7%	7,1%
2022	79,7	81,3	5,0%	5,6%
2023	82,7	84,9	3,7%	4,4%
2024	86,0	87,5	4,0%	3,0%
2025	87,5	88,9	1,8%	1,6%
2026	88,9	90,9	1,6%	2,3%
2027	90,3	92,5	1,6%	1,8%
2028	92,6	96,5	2,5%	4,4%
2029	93,9	99,9	1,4%	3,5%
2030	94,6	102,5	0,7%	2,7%
2031	95,7	104,5	1,1%	1,9%
2032	97,4	106,2	1,8%	1,6%
2033	98,9	107,2	1,5%	1,0%
2034	100,5	109,0	1,7%	1,6%
2035	101,3	110,2	0,8%	1,1%
2036	102,8	111,7	1,4%	1,4%
2037	104,0	113,3	1,2%	1,4%
2038	105,8	115,2	1,7%	1,7%
2039	107,9	117,1	1,9%	1,6%
2040	110,3	119,2	2,3%	1,8%
2041	111,6	120,4	1,2%	1,0%

### Proyección de Energía SEN, periodo 2021-2041

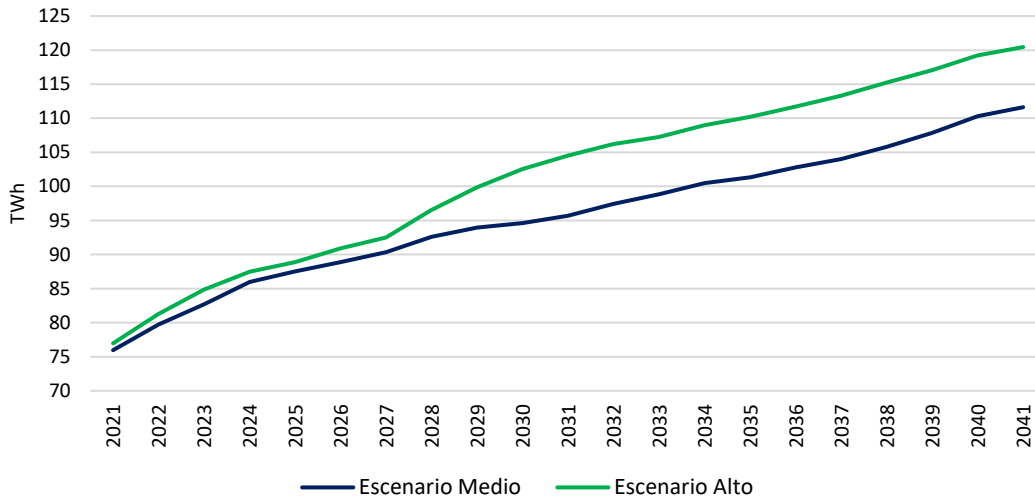


Figura 11. Proyección de energía del SEN periodo 2021-2041, escenarios medio y alto.

### Tasa de crecimiento SEN, periodo 2021-2041

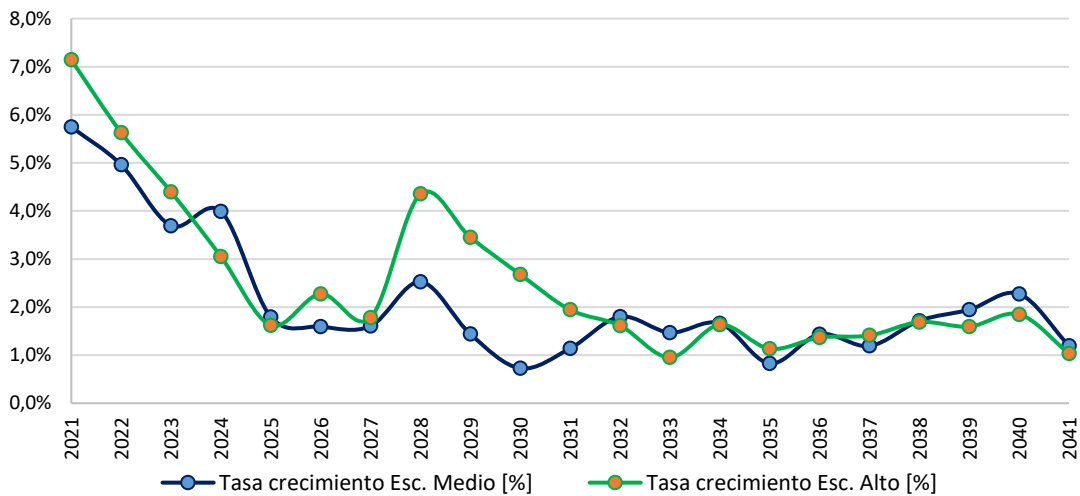


Figura 12. Tasa de crecimiento proyección de energía periodo 2021-2041, escenarios medio y alto.

En la siguiente tabla y figuras siguientes se presenta la proyección de energía del SEN por tipo de cliente y región, para los escenarios medio y alto, donde se destaca que gran parte de la demanda del SEN se encuentra concentrada en la segunda región y RM, lo cual se encuentra asociado al desarrollo de la gran minería del cobre y la alta concentración de clientes regulados/libres en la ciudad de Santiago. Considerando esto, se deja de manifiesto las exigencias sobre este corredor de transmisión para el abastecimiento de la demanda futura, considerando además una integración creciente de energías renovables variables.

**Tabla 11.** Proyección de energía del SEN y por tipo de cliente, escenario medio periodo 2021-2041.

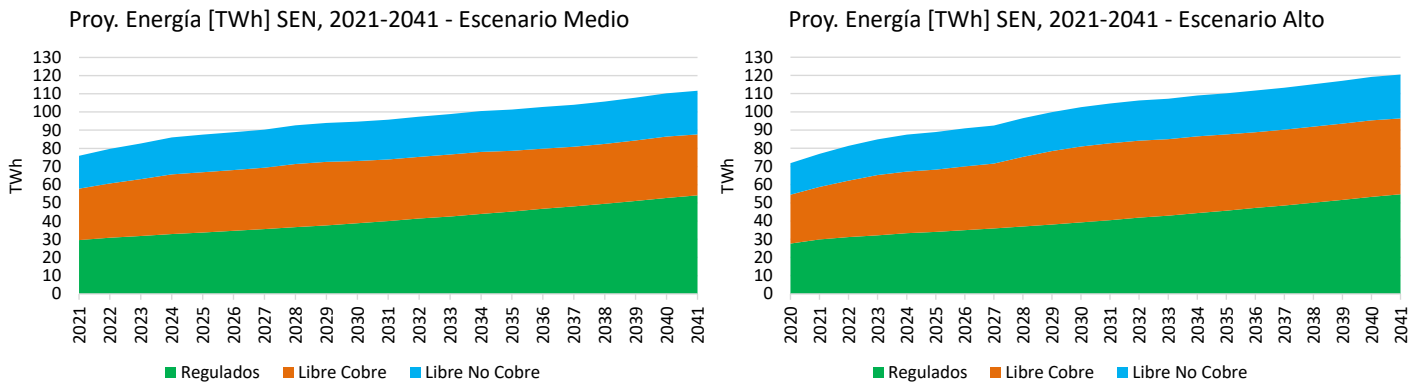
Año	SEN	Regulados	Libre	Libre Cobre	Libre No Cobre	% Crecimiento		% Crecimiento		% Crecimiento	
						SEN	Regulados	Libre	Libre Cobre	Libre No Cobre	
2021	76,0	29,5	46,4	28,3	18,1	5,7%	6,9%	5,0%	5,3%	4,6%	4,6%
2022	79,7	30,9	48,8	29,8	19,0	5,0%	4,6%	5,2%	5,3%	5,0%	5,0%
2023	82,7	31,9	50,8	31,2	19,6	3,7%	3,1%	4,1%	4,8%	3,0%	3,0%
2024	86,0	32,9	53,0	32,8	20,3	4,0%	3,4%	4,4%	5,0%	3,3%	3,3%
2025	87,5	33,7	53,8	33,1	20,6	1,8%	2,5%	1,4%	1,1%	1,8%	1,8%
2026	88,9	34,7	54,2	33,4	20,8	1,6%	2,8%	0,9%	0,7%	1,1%	1,1%
2027	90,3	35,6	54,7	33,8	21,0	1,6%	2,7%	0,9%	1,2%	0,5%	0,5%
2028	92,6	36,7	56,0	34,7	21,3	2,5%	3,0%	2,2%	2,7%	1,5%	1,5%
2029	93,9	37,7	56,3	34,9	21,4	1,4%	2,8%	0,5%	0,5%	0,6%	0,6%
2030	94,6	38,8	55,8	34,2	21,6	0,7%	3,1%	-0,9%	-2,0%	1,0%	1,0%
2031	95,7	40,0	55,7	33,9	21,8	1,1%	3,1%	-0,2%	-1,0%	1,0%	1,0%
2032	97,4	41,4	56,0	33,9	22,1	1,8%	3,4%	0,7%	0,3%	1,3%	1,3%
2033	98,9	42,6	56,3	34,1	22,2	1,5%	2,8%	0,5%	0,4%	0,6%	0,6%
2034	100,5	43,9	56,6	34,2	22,4	1,7%	3,1%	0,6%	0,3%	0,9%	0,9%
2035	101,3	45,2	56,1	33,5	22,6	0,8%	3,1%	-0,9%	-2,2%	1,0%	1,0%
2036	102,8	46,8	56,0	33,1	22,9	1,4%	3,4%	-0,1%	-1,1%	1,3%	1,3%
2037	104,0	48,1	55,9	32,9	23,1	1,2%	2,8%	-0,1%	-0,7%	0,6%	0,6%
2038	105,8	49,6	56,2	32,9	23,3	1,7%	3,1%	0,5%	0,2%	1,0%	1,0%
2039	107,9	51,1	56,8	33,3	23,5	1,9%	3,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
2040	110,3	52,8	57,5	33,7	23,8	2,3%	3,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%
2041	111,6	54,1	57,5	33,5	24,0	1,2%	2,6%	-0,1%	-0,6%	0,6%	0,6%

**Tabla 12.** Proyección de energía del SEN y por tipo de cliente, escenario alto periodo 2021-2041.

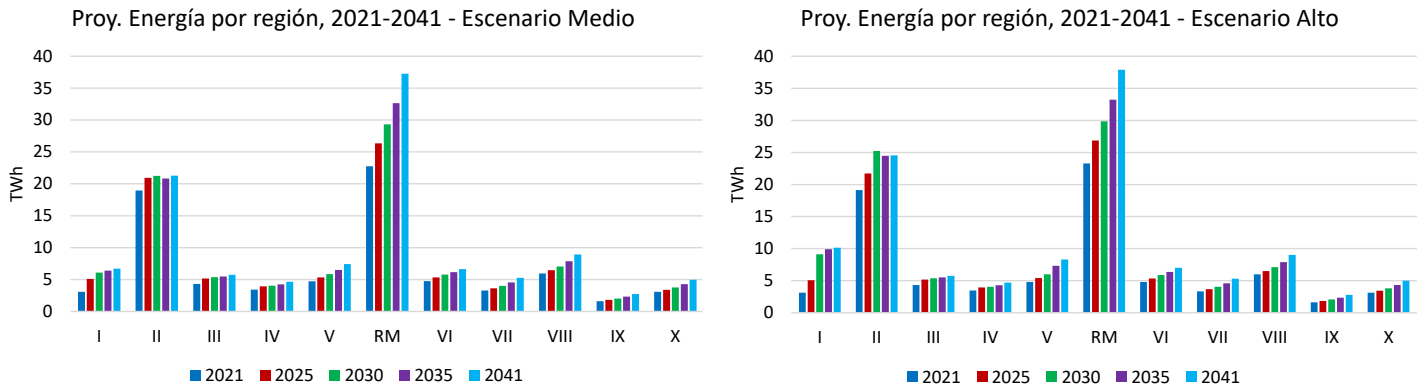
Año	SEN	Regulados	Libre	Libre Cobre	Libre No Cobre	% Crecimiento		% Crecimiento		% Crecimiento	
						SEN	Regulados	Libre	Libre Cobre	Libre No Cobre	
2021	77,0	29,9	47,0	28,8	18,2	7,1%	8,3%	6,4%	7,3%	5,0%	5,0%
2022	81,3	31,2	50,1	31,0	19,1	5,6%	4,3%	6,4%	7,5%	4,7%	4,7%
2023	84,9	32,2	52,7	33,1	19,6	4,4%	3,1%	5,2%	6,6%	3,0%	3,0%
2024	87,5	33,3	54,2	33,9	20,3	3,0%	3,4%	2,8%	2,5%	3,3%	3,3%
2025	88,9	34,1	54,8	34,1	20,7	1,6%	2,5%	1,1%	0,7%	1,8%	1,8%
2026	90,9	35,0	55,9	35,0	20,9	2,3%	2,8%	2,0%	2,5%	1,1%	1,1%
2027	92,5	36,0	56,5	35,6	21,0	1,8%	2,7%	1,2%	1,7%	0,5%	0,5%
2028	96,5	37,0	59,5	38,2	21,3	4,4%	3,0%	5,2%	7,4%	1,5%	1,5%
2029	99,9	38,1	61,8	40,4	21,4	3,5%	2,8%	3,9%	5,7%	0,6%	0,6%
2030	102,5	39,3	63,3	41,7	21,6	2,7%	3,1%	2,4%	3,2%	1,0%	1,0%
2031	104,5	40,5	64,1	42,2	21,8	1,9%	3,1%	1,2%	1,4%	1,0%	1,0%
2032	106,2	41,8	64,4	42,3	22,1	1,6%	3,4%	0,5%	0,1%	1,3%	1,3%
2033	107,2	43,0	64,2	42,0	22,2	1,0%	2,8%	-0,2%	-0,7%	0,6%	0,6%
2034	109,0	44,3	64,7	42,2	22,5	1,6%	3,1%	0,7%	0,5%	0,9%	0,9%
2035	110,2	45,7	64,5	41,9	22,7	1,1%	3,1%	-0,2%	-0,8%	1,0%	1,0%
2036	111,7	47,2	64,5	41,5	23,0	1,4%	3,4%	-0,1%	-0,8%	1,3%	1,3%
2037	113,3	48,6	64,7	41,6	23,1	1,4%	2,8%	0,4%	0,3%	0,6%	0,6%
2038	115,2	50,1	65,2	41,8	23,3	1,7%	3,1%	0,6%	0,5%	1,0%	1,0%
2039	117,1	51,6	65,4	41,9	23,5	1,6%	3,1%	0,4%	0,2%	0,9%	0,9%
2040	119,2	53,3	65,9	42,1	23,9	1,8%	3,3%	0,7%	0,4%	1,3%	1,3%
2041	120,4	54,7	65,7	41,7	24,0	1,0%	2,6%	-0,2%	-0,7%	0,6%	0,6%

Con respecto a los resultados que se muestran en las tablas anteriores, se destaca hasta el año 2023 una alta tasa de crecimiento de los clientes libres productores de cobre, siendo consistentes con la toma de carga esperada de los proyectos Quebrada Blanca fase II y Minera Spence, entre otros. Además, se observan años donde las tasas de crecimiento de los clientes libre cobre y no cobre son negativas, lo que se asocian con una disminución de su demanda y/o retiro de servicio de algunas instalaciones producto del término de su vida útil.

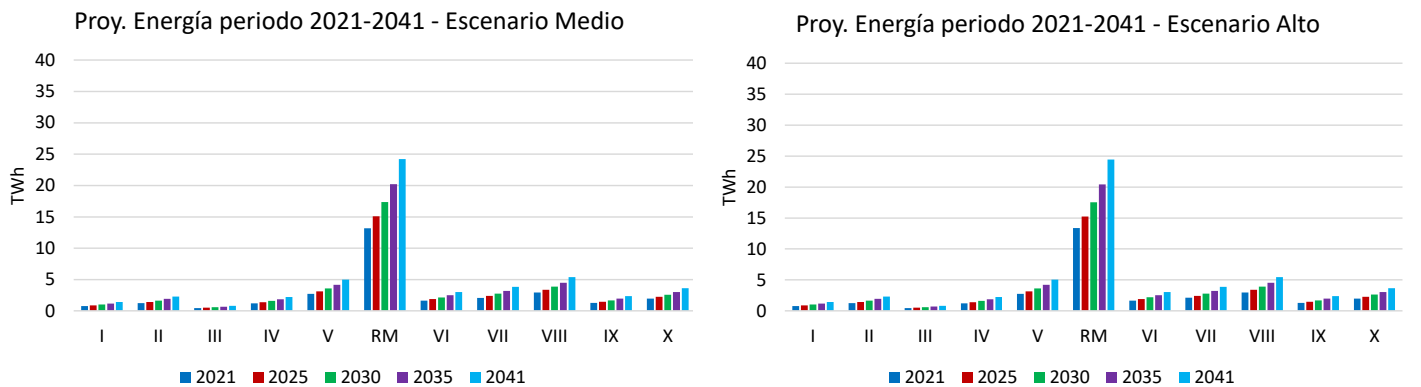
Las tablas con el crecimiento esperado por región y sector económico se encuentran en los anexos de este informe.



**Figura 13.** Proyección de energía del SEN por tipo de cliente, periodo 2021-2041.



**Figura 14.** Proyección de energía del SEN en regiones, periodo 2021-2041.



**Figura 15.** Proyección de energía clientes regulados en regiones, periodo 2021-2041.



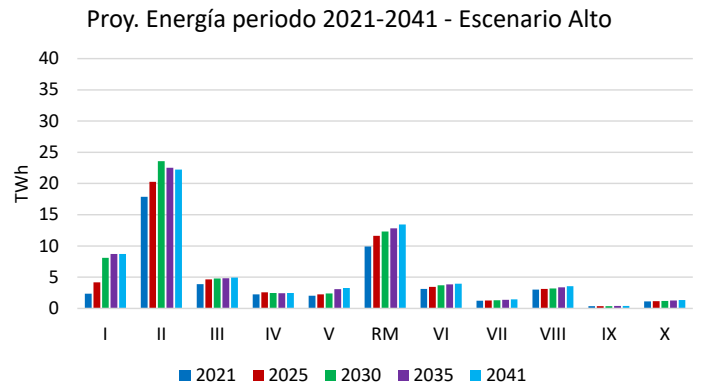
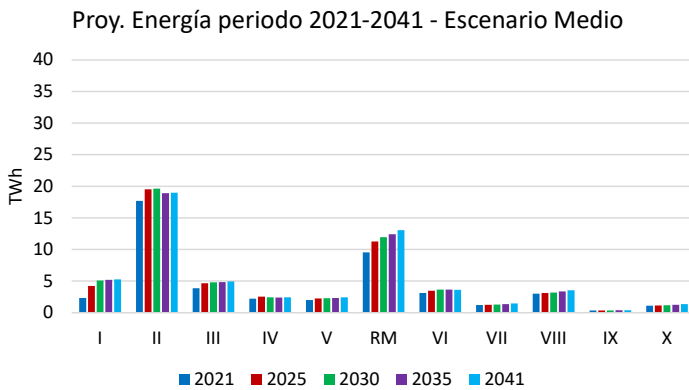


Figura 16. Proyección de energía clientes libres en regiones, periodo 2021-2041.

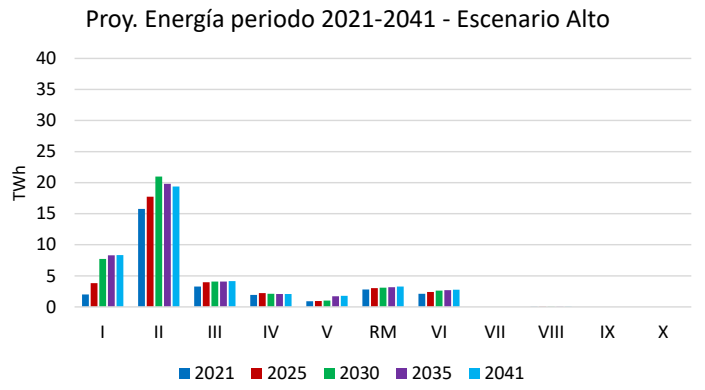
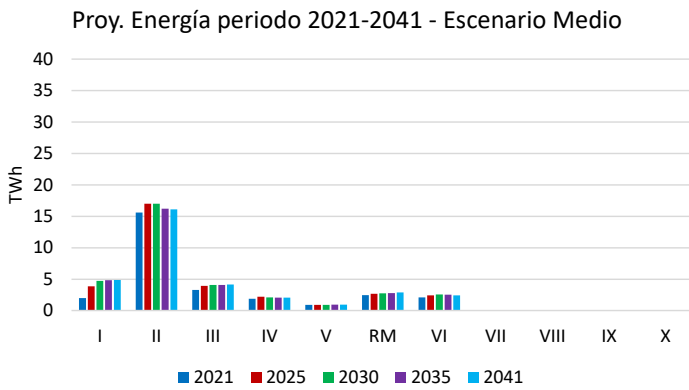


Figura 17. Proyección de energía clientes libre productores de cobre en regiones, periodo 2021-2041.

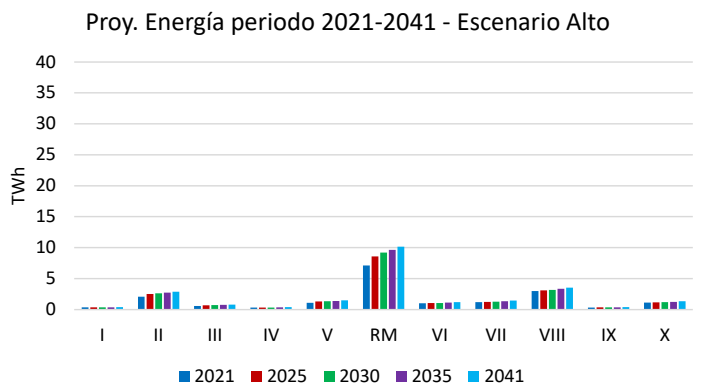
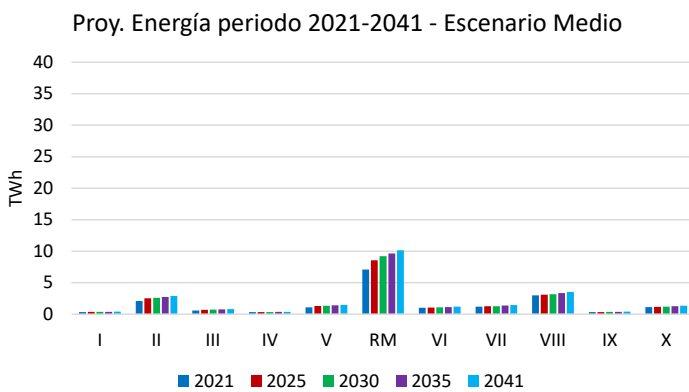
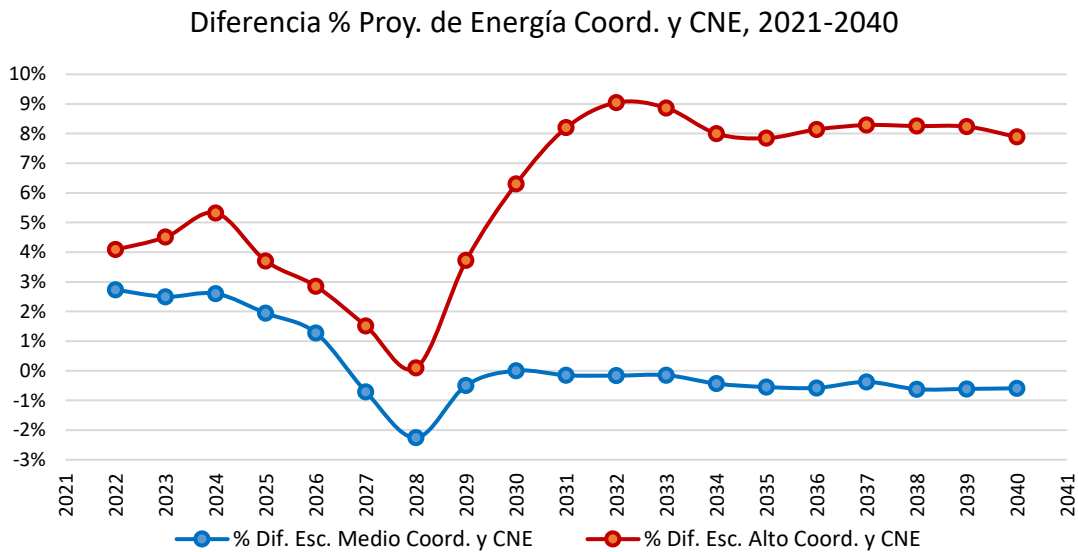


Figura 18. Proyección de energía clientes libres no productores de cobre en regiones, periodo 2021-2041.

Además, con el propósito de contrastar los resultados de la proyección de energía realizada por el Coordinador y la emitida por la CNE en el “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040 Sistema Eléctrico Nacional” de enero de 2021, en la siguiente figura se presenta la diferencia porcentual entre ambas proyecciones, dando cuenta que hasta el año 2026 en ambos escenarios evaluados el Coordinador estima una mayor demanda, mientras que del año 2029 en adelante en el escenario medio el Coordinador posee diferencias mínimas con respecto a la proyección realizada por la CNE, sin embargo en el mismo horizonte de tiempo el escenario de demanda alto posee diferencias que se encuentran en torno al 8%-9% anual. La tabla con las proyecciones de ambas instituciones se encuentra disponible en la sección de anexos.



**Figura 19.** Diferencias entre la proyección de demanda del Coordinador y CNE, periodo 2021-2040.

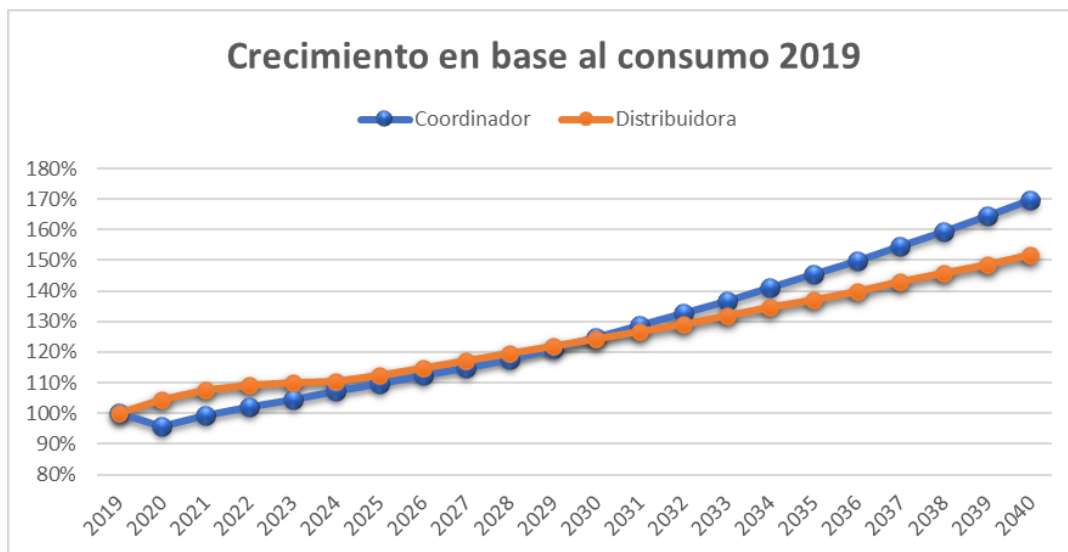
#### 4.6 RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN, PERIODO 2021-2041

A continuación, se describe la forma como se modela la demanda máxima para los sistemas de Transmisión Zonal y Nacional. Para los sistemas zonales sólo se presenta la metodología utilizada para su modelación<sup>3</sup>, mientras que para la demanda sistémica del SEN se presenta la metodología y proyección en el horizonte de 20 años en los softwares PLP y Plexos utilizados por el Coordinador para el desarrollo del ejercicio anual de Planificación de la Transmisión.

##### 4.6.1 MODELACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA ZONAL

Para la modelación se utilizan las tasas de crecimiento obtenidas de las series de previsión energética del Coordinador con resolución mensual, anualizadas para la planificación de los sistemas de Transmisión Zonal. Adicionalmente estas se comparan con la proyección enviada por las empresas transmisoras/distribuidoras en la encuesta de clientes regulados que se emite anualmente. De esta manera se comparan ambas tasas de crecimiento, pudiendo detectar posibles crecimientos puntuales no rescatados por el modelo que dispone el Coordinador (econométrico).

A modo de ejemplo, en la siguiente figura se muestra el comportamiento de las tasas de crecimiento que dispone el Coordinador y aquellas enviadas por una empresa para una barra en particular. Las tasas expresadas están en base al consumo histórico 2019, por lo que se observa la misma tendencia año a año. En el periodo de 5 años las tasas de ambas proyecciones se acoplan y no se identifican escalones de crecimiento significativos.



**Figura 20.** Proyección de demanda zonal para una barra (ejemplo) periodo 2020 - 2040, considerando las tasas de crecimiento del Coordinador y aquellas enviadas por las empresas.

<sup>3</sup> Los resultados de la proyección de demanda máxima de los sistemas de Transmisión Zonales se presentarán en el informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022.

#### 4.6.1.1 Demanda Punta

Los valores bases a ser proyectados y utilizados en todos los estudios posteriores corresponden a las demandas puntas en dos niveles de agregación, local y coincidente. La demanda local corresponde a aquellas vistas directamente por los equipos asociados al punto de suministro (transformadores de subestaciones primarias), mientras que la demanda coincidente es el resultado de agregar el consumo de uno o más puntos de suministro, para obtener el punto de mayor exigencia para un grupo de instalaciones analizadas. La demanda coincidente da origen a una serie de escenarios con el objetivo de identificar los puntos de mayor exigencia en cada una de las instalaciones analizadas por separado.

Los valores de demanda utilizados se obtienen de la curva de demanda horaria del año anterior al desarrollo del diagnóstico del sistema.

#### 4.6.1.2 Demanda de Punta Local

La demanda de punta local se obtiene del valor representativo de consumo máximo visto por un transformador de subestación primaria, proyectado en un horizonte de 5 años a partir del año de planificación. El valor representativo se escoge eliminando aquellos datos atípicos producto de errores de medidas o de eventos aislados que generan pulsos únicos en la curva. A modo de ejemplo, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** siguiente figura se muestra un caso cuyos datos demuestran que existe una cantidad aislada de pulsos por sobre los 13 MVA (en rojo), luego el resto de los pulsos no superan los 11 MVA (en verde).

Se destaca que el cálculo de percentiles se realiza tomando el dato real más cercano al percentil requerido. Finalmente, el valor representativo es proyectado utilizando las tasas de crecimiento de la barra correspondiente.

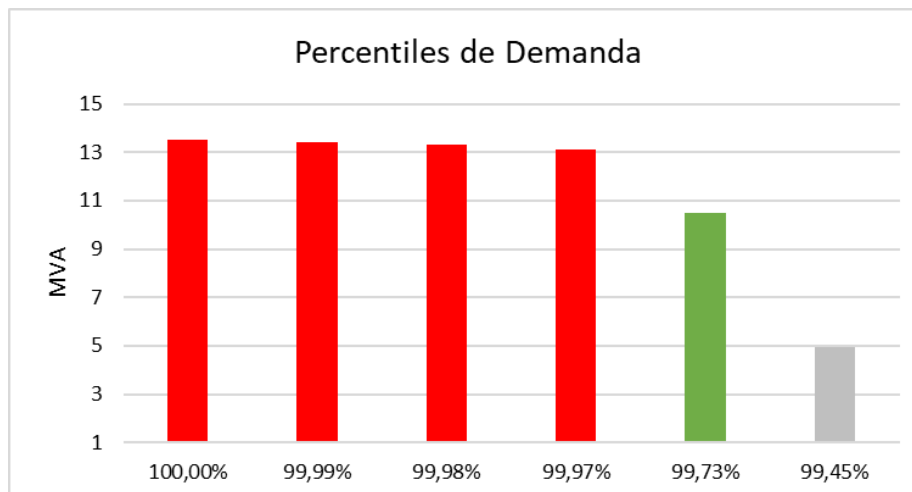
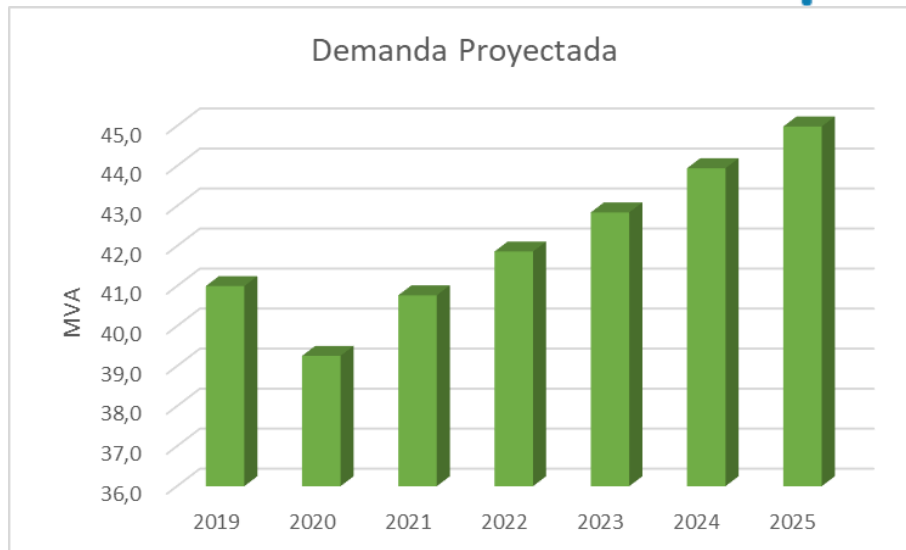


Figura 21. Percentiles de demanda máxima (Ejemplo)



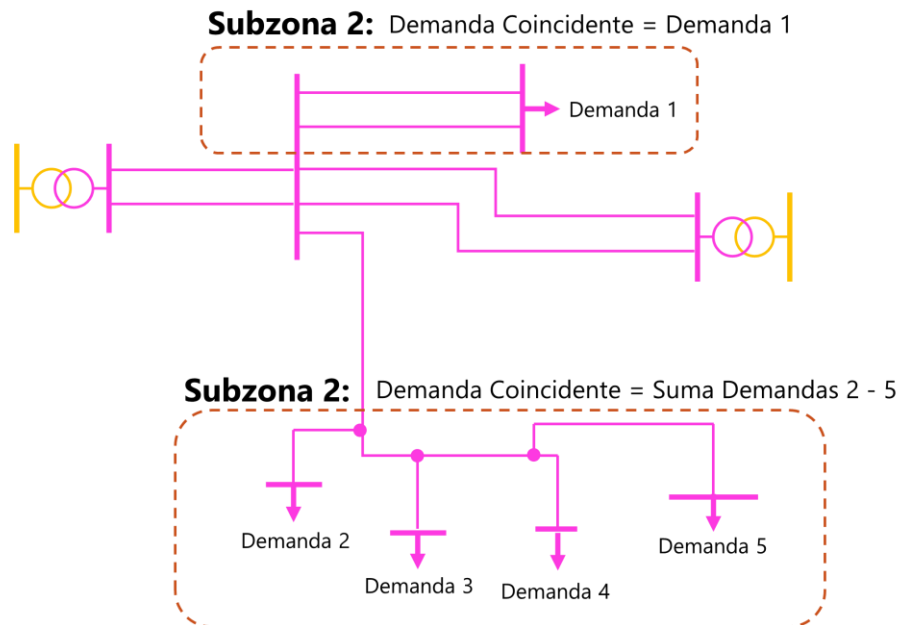
**Figura 22.** Demanda Proyectada periodo 2020 - 2025 (Ejemplo)

#### 4.6.1.3 Demanda de Punta Coincidente

La demanda de punta coincidente se obtiene al agregar el consumo de uno o más puntos de suministro con el objetivo de representar el flujo de mayor exigencia que circula por todas las instalaciones bajo análisis, para esto se utilizan subzonas de demanda y escenarios de demanda máxima coincidente.

Las subzonas de demanda se componen de todos los puntos de suministro que serán agregados en el cálculo de la demanda coincidente, estas se generan en función de la topología de los sistemas analizados y considerando factores de tolerancia en la simulación. Para ejemplificar lo anterior, en la Figura 23 se muestra un sistema con dos subzonas, donde las condiciones de flujo máximo por las instalaciones serán determinadas por las demandas máximas de cada una de estas. En este sistema se deberá analizar qué tan distantes son los valores máximos coincidentes respecto de los locales, para establecer si se requiere la definición de un escenario adicional de análisis.

Los escenarios de demanda se definen a partir de las curvas de demanda coincidente y de la definición de intervalos temporales asociados a las estaciones del año y las horas de día y noche, con el objetivo principal de cruzar las demandas máximas coincidentes con las temperaturas ambientales que someten a una mayor exigencia las líneas, al reducir su capacidad de transporte. Luego se obtiene el valor máximo de demanda en cada intervalo de tiempo asociado a cada escenario, y se proyecta de acuerdo con las tasas de crecimiento de la barra correspondiente. En la Tabla 13 se definen los escenarios considerados (ejemplo).



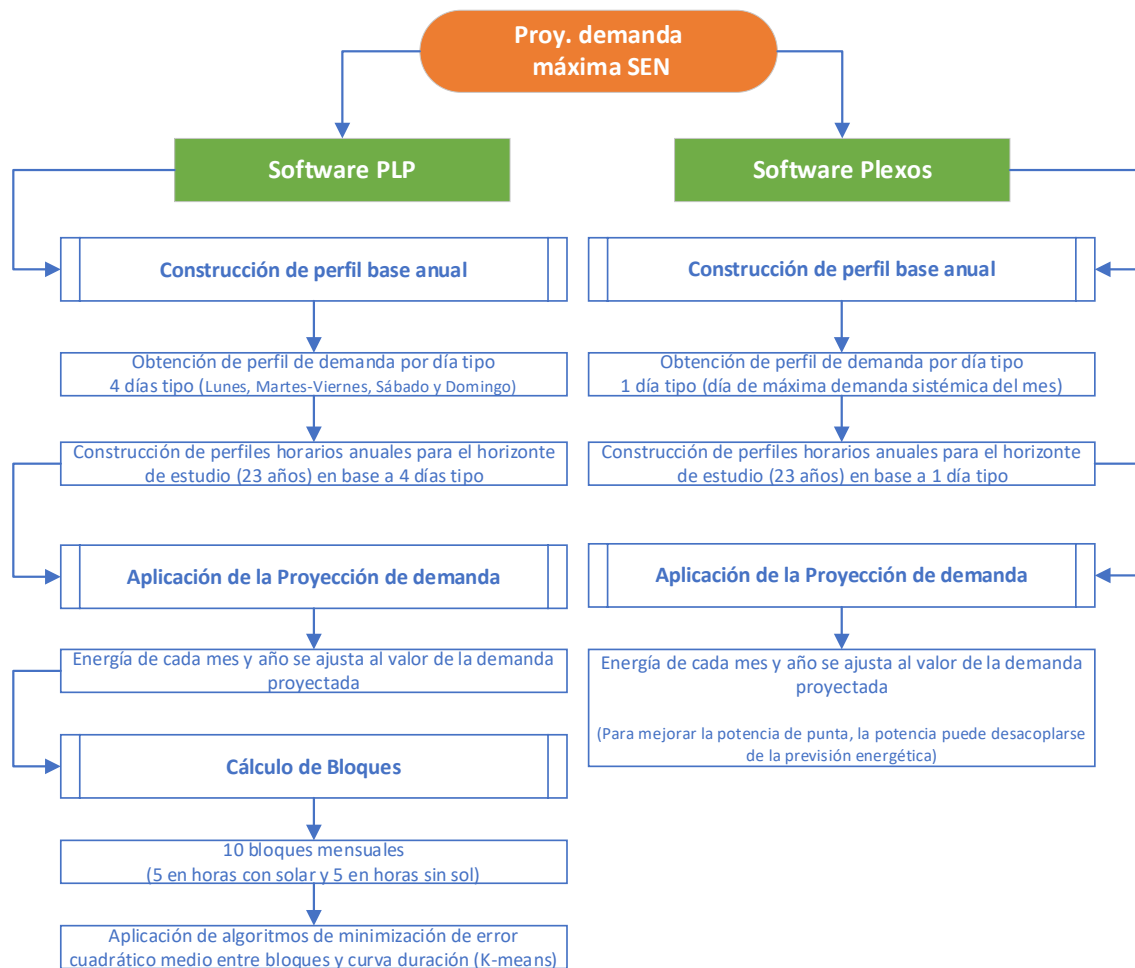
**Figura 23.** Definición de subzonas de demanda coincidente (Ejemplo).

**Tabla 13.** Escenarios de demanda coincidente (ejemplo).

Estación	Periodo	Intervalo Mensual	Intervalo Horario
Verano	Día	Octubre – Marzo	10 – 18 horas
Verano	Noche	Octubre – Marzo	19 – 23 Horas
Invierno	Día	Abril - Septiembre	10 – 18 horas
Invierno	Noche	Abril - Septiembre	19 – 23 Horas

#### 4.6.2 MODELACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN

La demanda máxima del SEN se obtiene en base a la proyección energética explicada anteriormente, y posterior tratamiento para el uso en los softwares PLP y Plexos que dispone el Coordinador. Para el caso del Software PLP primero se construye un perfil de demanda considerando 4 días tipo (lunes, martes a viernes, sábado y domingo), para luego se obtienen los perfiles horarios anuales a utilizar en el horizonte de estudio (23 años). La energía proyectada de cada mes se ajusta al valor de la demanda proyectada utilizando 10 bloques mensuales, para esto se aplica un algoritmo de minimización del error cuadrático medio y curvas de duración (K-means). Mientras que para el software Plexos el tratamiento es similar, sólo que se utiliza un día tipo mes correspondiente al día de máxima demanda sistémica. En este caso la potencia puede ser ajustada de tal manera de desacoplarse de la previsión de energía, con tal de mejorar la modelación de la potencia punta, para esto se considera la demanda energética base sistémica mensual y se compara con la proyección, en el caso que la proyección genere un corte de la potencia punta, esta se ignora o reduce a cierto nivel de tolerancia definido. A continuación, se presenta el diagrama de flujo que resume los pasos realizados para la obtención de la demanda máxima del SEN.



**Figura 24.** Diagrama de Flujo Proyección de demanda máxima del SEN en software PLP y Plexos.

Adicionalmente, para asegurar que las proyecciones generadas por los modelos PLP y Plexos no difieran a un nivel importante en las demandas puntas sistémicas resultantes, se calculan las diferencias a través de curvas horarias, donde se definen tolerancias que al ser superadas se ajustan mensualmente.

La proyección de demanda máxima a utilizar en los softwares PLP y Plexos se presenta en la siguiente tabla y figuras, acá se observa un alto crecimiento hasta el año 2023 y posteriormente hacia fines de esta década, siendo estos consistentes con el desarrollo de proyectos mineros esperados en esas fechas.

**Tabla 14.** Demanda máxima del SEN utilizada en los modelos de Planificación Plexos y PLP.

Año	Plexos		PLP	
	Escenario Medio [MW]	Escenario Alto [MW]	Escenario Medio [MW]	Escenario Alto [MW]
2021	10.227	10.347	10.239	10.384
2022	10.774	11.097	10.606	10.896
2023	11.297	11.475	11.058	11.310
2024	11.580	11.751	11.371	11.578
2025	11.767	11.979	11.614	11.850
2026	11.999	12.232	11.814	12.070
2027	12.197	12.513	11.981	12.298
2028	12.490	12.988	12.233	12.744
2029	12.678	13.395	12.446	13.161
2030	12.811	13.737	12.582	13.523
2031	12.988	14.062	12.745	13.845
2032	13.271	14.367	12.959	14.098
2033	13.432	14.492	13.193	14.263
2034	13.703	14.766	13.467	14.530
2035	13.906	15.029	13.671	14.779
2036	14.079	15.150	13.806	14.908
2037	14.316	15.424	14.057	15.161
2038	14.556	15.732	14.291	15.461
2039	14.866	15.993	14.610	15.715
2040	15.201	16.314	14.905	16.048
2041	15.456	16.512	15.188	16.219



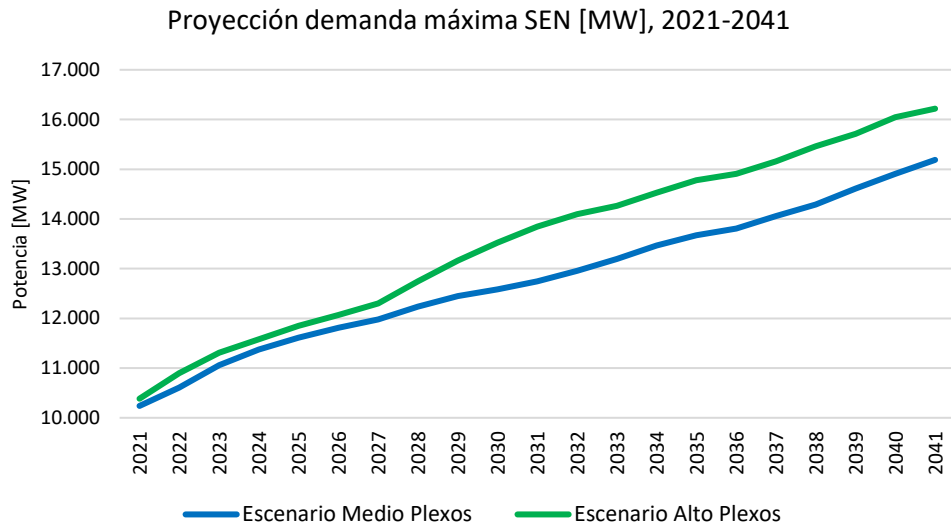


Figura 25. Proyección de demanda máxima del SEN utilizada en software Plexos.

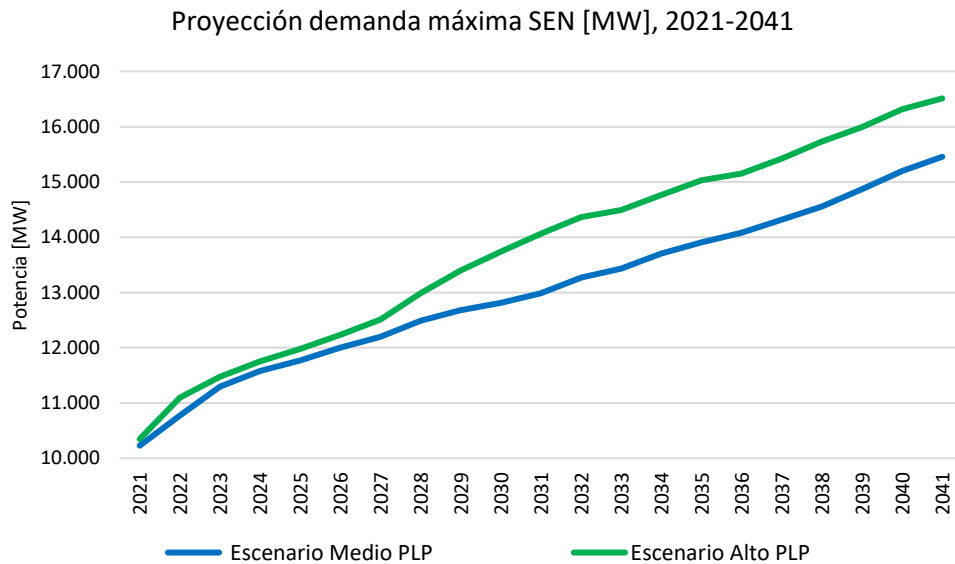


Figura 26. Proyección de demanda máxima del SEN utilizada en software PLP.

## 5. CONCLUSIONES

---

Con respecto a la proyección de demanda obtenida mediante la aplicación de encuestas de clientes libres y regulados, se destaca la alta participación de las empresas, obteniendo una tasa de respuesta en torno a un 70%, las cuales representan alrededor del 90% de la demanda de las empresas encuestadas. La información obtenida por esta vía permite ajustar las proyecciones que dispone el Coordinador, las cuales se utilizan para el desarrollo de la planificación de los sistemas de Transmisión Zonal y Nacional respectivamente. Se espera para los próximos periodos, aumentar el número de empresas encuestadas de modo de anticipar la demanda de grandes proyectos asociados a nuevas plantas desaladoras e hidrógeno verde, entre otros. De igual modo, por parte de la industria se espera un mayor acercamiento de estas hacia el Coordinador para dar a conocer los proyectos que no se han catastrado por la vía de la aplicación regular de encuestas y aún no ingresan sus proyectos a la etapa de Acceso Abierto.

De acuerdo con los resultados de la proyección de demanda del SEN, los cuales consideran el modelamiento de la demanda por medio de la proyección Top Down y Bottom-Up, se espera un incremento sostenido de los consumos hasta el año 2024. Para este año se proyecta un crecimiento entre un 5,7%-7,1% asociados a una mayor reactivación económica en la fase de contención Covid-19 y la entrada en servicio de plantas desaladoras, aumento de toma de carga de datacenter y grandes proyectos mineros en la zona norte, los cuales mantendrán el ritmo de crecimiento de la demanda hasta mediados de esta década. De igual modo, desde el año 2028 al 2030, se proyecta la entrada en servicio de nuevos proyectos mineros, con demandas significativas.

En particular, actualmente se destaca el alto crecimiento de la demanda en la minería del cobre, por la toma de carga de los proyectos de Minera Spence, Quebrada Blanca Fase II, Collahuasi, entre otros. Estos proyectos mantendrán su toma de carga de manera gradual hasta completar su capacidad máxima de diseño, para luego entrar en régimen de operación normal de acuerdo con su estrategia de producción. Adicionalmente, en el mismo periodo se destaca el alto crecimiento de la demanda de los clientes libres no cobre, asociados a proyectos de la minería no metálica (Litio) y empresas de transporte eléctrico (EFE y Metro) que se encuentra en construcción y/o planificación.

Con respecto a la demanda de Electromovilidad en el SEN, se analizó el efecto que tendrá la introducción de nuevos buses eléctricos en las subestaciones zonales de la región Metropolitana, de acuerdo con el programa de licitaciones que está llevando a cabo la DTPM. Donde se destaca que 23 subestaciones serán que las abastecerán la demanda futura, siendo las más exigidas las subestaciones Santa Marta (43,9 MW), Lo Boza (29,3 MW) y Recoleta (25,3 MW). Por otro lado, de los registros de consumos de terminales existentes se observa que la carga de los buses eléctricos se efectúa generalmente en horas fuera de punta, lo que permitirá una mejor utilización de la infraestructura de los sistemas de distribución y transmisión existentes, evitando el desarrollo de grandes obras de transmisión para el abastecimiento de su demanda.

En el ejercicio de proyección de demanda de los próximos años, se abordará al impacto que tendrá en el SEN el desarrollo del mercado de hidrógeno verde y la electrificación de servicios. En cuanto al hidrógeno verde, se continuará trabajando en conjunto con el Ministerio de Energía de modo de desarrollar los escenarios de demanda de proyectos On-grid que se espera se desarrollen.

## 6. ANEXOS

### 1. Escenario de demanda Medio en regiones:

SEN:

**Tabla 15.** Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario medio.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	3,1	18,9	4,3	3,4	4,7	22,7	4,8	3,3	5,9	1,6	3,1
2022	3,2	20,0	4,6	3,7	4,9	23,9	4,9	3,4	6,1	1,7	3,2
2023	3,9	20,4	4,8	3,9	5,1	24,7	5,1	3,5	6,2	1,7	3,3
2024	4,9	20,8	5,1	3,9	5,3	25,7	5,2	3,6	6,4	1,8	3,3
2025	5,1	21,0	5,2	3,9	5,4	26,3	5,4	3,6	6,5	1,8	3,4
2026	5,3	21,0	5,2	4,0	5,4	26,9	5,5	3,7	6,6	1,9	3,5
2027	5,7	21,0	5,2	3,9	5,5	27,4	5,6	3,8	6,7	1,9	3,5
2028	6,0	21,7	5,3	4,0	5,6	28,2	5,7	3,8	6,8	1,9	3,6
2029	6,0	22,0	5,3	4,0	5,7	28,7	5,7	3,9	6,9	2,0	3,7
2030	6,1	21,3	5,4	4,0	5,9	29,3	5,8	4,0	7,1	2,0	3,8
2031	6,2	20,9	5,4	4,0	6,0	29,9	5,9	4,1	7,2	2,1	3,9
2032	6,3	21,1	5,4	4,1	6,1	30,7	5,9	4,2	7,4	2,2	4,0
2033	6,3	21,3	5,5	4,1	6,2	31,3	6,0	4,3	7,5	2,2	4,1
2034	6,3	21,5	5,5	4,2	6,4	31,9	6,1	4,4	7,7	2,3	4,2
2035	6,4	20,8	5,5	4,3	6,5	32,6	6,2	4,5	7,9	2,3	4,3
2036	6,5	20,5	5,6	4,3	6,7	33,5	6,3	4,7	8,1	2,4	4,4
2037	6,5	20,4	5,6	4,4	6,8	34,1	6,3	4,8	8,2	2,5	4,5
2038	6,5	20,6	5,6	4,5	7,0	34,9	6,4	4,9	8,4	2,5	4,6
2039	6,6	20,9	5,7	4,5	7,1	35,7	6,5	5,0	8,6	2,6	4,7
2040	6,7	21,4	5,7	4,6	7,3	36,6	6,6	5,2	8,8	2,7	4,8
2041	6,7	21,3	5,7	4,7	7,4	37,3	6,6	5,3	8,9	2,8	5,0

Clientes regulados:

**Tabla 16.** Proyección de demanda de clientes regulados en regiones, escenario medio.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	0,8	1,3	0,4	1,2	2,7	13,2	1,6	2,1	2,9	1,3	2,0
2022	0,8	1,3	0,5	1,3	2,9	13,8	1,7	2,2	3,1	1,3	2,1
2023	0,8	1,3	0,5	1,3	2,9	14,2	1,8	2,3	3,2	1,4	2,1
2024	0,9	1,4	0,5	1,3	3,0	14,7	1,8	2,3	3,3	1,4	2,2
2025	0,9	1,4	0,5	1,4	3,1	15,1	1,9	2,4	3,4	1,5	2,3
2026	0,9	1,5	0,5	1,4	3,2	15,5	1,9	2,5	3,5	1,5	2,3
2027	0,9	1,5	0,5	1,5	3,3	15,9	2,0	2,5	3,5	1,5	2,4
2028	1,0	1,6	0,6	1,5	3,4	16,4	2,0	2,6	3,7	1,6	2,4
2029	1,0	1,6	0,6	1,5	3,5	16,8	2,1	2,7	3,8	1,6	2,5
2030	1,0	1,6	0,6	1,6	3,6	17,4	2,2	2,7	3,9	1,7	2,6
2031	1,0	1,7	0,6	1,6	3,7	17,9	2,2	2,8	4,0	1,7	2,7
2032	1,1	1,8	0,6	1,7	3,8	18,5	2,3	2,9	4,1	1,8	2,8
2033	1,1	1,8	0,6	1,7	3,9	19,0	2,4	3,0	4,2	1,9	2,8
2034	1,1	1,9	0,7	1,8	4,1	19,6	2,4	3,1	4,4	1,9	2,9
2035	1,2	1,9	0,7	1,9	4,2	20,2	2,5	3,2	4,5	2,0	3,0
2036	1,2	2,0	0,7	1,9	4,3	20,9	2,6	3,3	4,7	2,0	3,1
2037	1,3	2,0	0,7	2,0	4,4	21,5	2,7	3,4	4,8	2,1	3,2
2038	1,3	2,1	0,7	2,0	4,6	22,1	2,8	3,5	4,9	2,2	3,3
2039	1,3	2,2	0,8	2,1	4,7	22,8	2,8	3,6	5,1	2,2	3,4
2040	1,4	2,2	0,8	2,2	4,9	23,6	2,9	3,7	5,3	2,3	3,5
2041	1,4	2,3	0,8	2,2	5,0	24,2	3,0	3,8	5,4	2,4	3,6

## Cientes libres:

**Tabla 17.** Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario medio.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	2,3	17,7	3,9	2,2	2,0	9,5	3,1	1,2	3,0	0,3	1,1
2022	2,4	18,7	4,2	2,5	2,1	10,1	3,1	1,2	3,1	0,3	1,1
2023	3,1	19,0	4,4	2,6	2,2	10,5	3,3	1,2	3,1	0,3	1,1
2024	4,0	19,4	4,6	2,6	2,2	11,0	3,3	1,2	3,1	0,3	1,1
2025	4,2	19,5	4,7	2,6	2,2	11,2	3,5	1,2	3,1	0,3	1,1
2026	4,4	19,5	4,7	2,6	2,2	11,4	3,6	1,2	3,1	0,3	1,2
2027	4,8	19,5	4,7	2,4	2,2	11,5	3,6	1,2	3,1	0,3	1,2
2028	5,0	20,2	4,8	2,5	2,3	11,8	3,6	1,3	3,1	0,3	1,2
2029	5,0	20,4	4,8	2,5	2,3	11,8	3,6	1,3	3,2	0,3	1,2
2030	5,1	19,6	4,8	2,4	2,3	11,9	3,6	1,3	3,2	0,4	1,2
2031	5,2	19,3	4,8	2,4	2,3	12,0	3,7	1,3	3,2	0,4	1,2
2032	5,2	19,4	4,8	2,4	2,3	12,2	3,6	1,3	3,3	0,4	1,2
2033	5,2	19,5	4,8	2,4	2,3	12,2	3,6	1,3	3,3	0,4	1,2
2034	5,2	19,7	4,8	2,4	2,3	12,3	3,6	1,3	3,3	0,4	1,2
2035	5,2	18,9	4,8	2,4	2,3	12,4	3,7	1,4	3,4	0,4	1,2
2036	5,2	18,5	4,9	2,4	2,4	12,6	3,7	1,4	3,4	0,4	1,3
2037	5,2	18,3	4,9	2,4	2,4	12,6	3,7	1,4	3,4	0,4	1,3
2038	5,2	18,5	4,9	2,4	2,4	12,7	3,6	1,4	3,5	0,4	1,3
2039	5,2	18,7	4,9	2,4	2,4	12,9	3,6	1,4	3,5	0,4	1,3
2040	5,3	19,2	4,9	2,4	2,4	13,0	3,6	1,4	3,5	0,4	1,3
2041	5,3	19,0	4,9	2,4	2,4	13,1	3,6	1,4	3,6	0,4	1,3

## Cientes libres cobre:

**Tabla 18.** Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario medio.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	2,0	15,6	3,3	1,9	0,9	2,4	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	2,0	16,4	3,5	2,2	0,9	2,7	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	2,8	16,7	3,6	2,3	0,9	2,7	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	3,7	17,0	3,8	2,3	0,9	2,7	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	3,9	17,0	4,0	2,2	0,9	2,7	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	4,0	17,0	4,0	2,2	0,9	2,7	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	4,5	17,0	4,0	2,1	0,9	2,7	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	4,7	17,6	4,1	2,1	0,9	2,7	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	4,6	17,8	4,0	2,1	0,9	2,7	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	4,7	17,0	4,1	2,1	0,9	2,7	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	4,8	16,6	4,1	2,1	0,9	2,7	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	4,8	16,7	4,1	2,1	0,9	2,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	4,8	16,8	4,1	2,1	0,9	2,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	4,8	17,0	4,1	2,1	0,9	2,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	4,8	16,2	4,1	2,1	0,9	2,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2036	4,9	15,7	4,1	2,1	0,9	2,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	4,8	15,6	4,1	2,1	0,9	2,8	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	4,9	15,7	4,1	2,1	0,9	2,9	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2039	4,9	15,9	4,1	2,1	0,9	2,9	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2040	4,9	16,3	4,1	2,1	0,9	2,9	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	4,9	16,1	4,1	2,1	0,9	2,9	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0

Cientes libres no cobre:

**Tabla 19.** Proyección de demanda de clientes libres no cobre en regiones, escenario medio.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	0,3	2,1	0,6	0,3	1,1	7,1	1,0	1,2	3,0	0,3	1,1
2022	0,3	2,3	0,7	0,3	1,1	7,4	1,0	1,2	3,0	0,3	1,1
2023	0,3	2,3	0,8	0,3	1,2	7,8	1,0	1,2	3,1	0,3	1,1
2024	0,3	2,4	0,8	0,3	1,3	8,3	1,0	1,2	3,1	0,3	1,1
2025	0,4	2,5	0,7	0,3	1,3	8,6	1,0	1,2	3,1	0,3	1,1
2026	0,4	2,5	0,7	0,3	1,3	8,7	1,0	1,2	3,1	0,3	1,2
2027	0,4	2,5	0,7	0,3	1,3	8,8	1,0	1,2	3,1	0,3	1,2
2028	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,1	1,0	1,3	3,1	0,3	1,2
2029	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,1	1,1	1,3	3,1	0,3	1,2
2030	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,2	1,1	1,3	3,2	0,4	1,2
2031	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,3	1,1	1,3	3,2	0,4	1,2
2032	0,4	2,7	0,7	0,3	1,4	9,4	1,1	1,3	3,2	0,4	1,2
2033	0,4	2,7	0,7	0,3	1,4	9,4	1,1	1,3	3,3	0,4	1,2
2034	0,4	2,7	0,7	0,3	1,4	9,5	1,1	1,3	3,3	0,4	1,2
2035	0,4	2,7	0,7	0,4	1,4	9,6	1,1	1,4	3,3	0,4	1,2
2036	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	9,7	1,1	1,4	3,4	0,4	1,3
2037	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	9,8	1,2	1,4	3,4	0,4	1,3
2038	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	9,9	1,2	1,4	3,4	0,4	1,3
2039	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	10,0	1,2	1,4	3,5	0,4	1,3
2040	0,4	2,9	0,8	0,4	1,5	10,1	1,2	1,4	3,5	0,4	1,3
2041	0,4	2,9	0,8	0,4	1,5	10,1	1,2	1,4	3,5	0,4	1,3

## 2. Escenario de demanda Alto en regiones:

### SEN:

**Tabla 20.** Proyección de demanda del SEN en regiones, escenario alto.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	3,1	19,1	4,3	3,5	4,8	23,3	4,8	3,3	6,0	1,6	3,1
2022	3,8	20,2	4,7	3,8	5,0	24,5	4,9	3,4	6,2	1,7	3,2
2023	4,9	20,8	4,8	3,9	5,2	25,2	5,1	3,5	6,3	1,7	3,3
2024	5,0	21,5	5,1	4,0	5,3	26,2	5,2	3,6	6,4	1,8	3,4
2025	5,1	21,7	5,2	3,9	5,4	26,9	5,3	3,7	6,5	1,8	3,4
2026	5,4	22,2	5,2	4,0	5,5	27,4	5,5	3,7	6,6	1,9	3,5
2027	5,9	22,4	5,3	3,9	5,6	28,0	5,6	3,8	6,7	1,9	3,6
2028	7,0	23,7	5,3	4,0	5,8	28,7	5,7	3,9	6,8	2,0	3,6
2029	8,1	25,0	5,3	4,0	5,8	29,2	5,7	4,0	7,0	2,0	3,7
2030	9,1	25,2	5,4	4,0	6,0	29,9	5,9	4,1	7,1	2,1	3,8
2031	9,7	25,4	5,4	4,1	6,1	30,5	6,0	4,2	7,3	2,1	3,9
2032	9,8	25,5	5,4	4,1	6,2	31,2	6,1	4,3	7,4	2,2	4,0
2033	9,8	25,3	5,5	4,2	6,3	31,8	6,2	4,4	7,6	2,2	4,1
2034	9,9	25,3	5,5	4,2	6,6	32,5	6,3	4,5	7,7	2,3	4,2
2035	9,9	24,5	5,5	4,3	7,3	33,2	6,4	4,6	7,9	2,4	4,3
2036	10,0	24,0	5,6	4,4	7,6	34,1	6,5	4,7	8,1	2,4	4,4
2037	10,0	24,3	5,6	4,4	7,7	34,7	6,6	4,8	8,3	2,5	4,5
2038	10,0	24,5	5,6	4,5	7,8	35,5	6,7	4,9	8,4	2,6	4,6
2039	10,1	24,6	5,7	4,5	8,0	36,3	6,8	5,1	8,6	2,6	4,8
2040	10,1	24,7	5,7	4,6	8,2	37,2	7,0	5,2	8,8	2,7	4,9
2041	10,2	24,6	5,8	4,7	8,3	37,9	7,0	5,3	9,0	2,8	5,0

### Clientes regulados:

**Tabla 21.** Proyección de demanda de clientes regulados en regiones, escenario alto.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	0,8	1,3	0,4	1,2	2,8	13,4	1,7	2,1	3,0	1,3	2,0
2022	0,8	1,3	0,5	1,3	2,9	14,0	1,7	2,2	3,1	1,4	2,1
2023	0,8	1,4	0,5	1,3	3,0	14,4	1,8	2,3	3,2	1,4	2,1
2024	0,9	1,4	0,5	1,4	3,1	14,9	1,9	2,4	3,3	1,4	2,2
2025	0,9	1,4	0,5	1,4	3,1	15,2	1,9	2,4	3,4	1,5	2,3
2026	0,9	1,5	0,5	1,4	3,2	15,7	2,0	2,5	3,5	1,5	2,3
2027	0,9	1,5	0,5	1,5	3,3	16,1	2,0	2,5	3,6	1,6	2,4
2028	1,0	1,6	0,6	1,5	3,4	16,6	2,1	2,6	3,7	1,6	2,5
2029	1,0	1,6	0,6	1,6	3,5	17,0	2,1	2,7	3,8	1,7	2,5
2030	1,0	1,7	0,6	1,6	3,6	17,5	2,2	2,8	3,9	1,7	2,6
2031	1,1	1,7	0,6	1,7	3,7	18,1	2,3	2,9	4,0	1,8	2,7
2032	1,1	1,8	0,6	1,7	3,9	18,7	2,3	3,0	4,2	1,8	2,8
2033	1,1	1,8	0,6	1,8	4,0	19,2	2,4	3,0	4,3	1,9	2,9
2034	1,2	1,9	0,7	1,8	4,1	19,8	2,5	3,1	4,4	1,9	3,0
2035	1,2	1,9	0,7	1,9	4,2	20,4	2,5	3,2	4,6	2,0	3,1
2036	1,2	2,0	0,7	1,9	4,4	21,1	2,6	3,3	4,7	2,1	3,2
2037	1,3	2,1	0,7	2,0	4,5	21,7	2,7	3,4	4,8	2,1	3,2
2038	1,3	2,1	0,8	2,0	4,6	22,4	2,8	3,5	5,0	2,2	3,3
2039	1,3	2,2	0,8	2,1	4,8	23,1	2,9	3,6	5,1	2,2	3,4
2040	1,4	2,3	0,8	2,2	4,9	23,8	3,0	3,8	5,3	2,3	3,6
2041	1,4	2,3	0,8	2,2	5,1	24,5	3,0	3,9	5,4	2,4	3,7

## Cientes libres:

**Tabla 22.** Proyección de demanda de clientes libres en regiones, escenario alto.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	2,3	17,9	3,9	2,2	2,0	9,9	3,1	1,2	3,0	0,3	1,1
2022	3,0	18,9	4,2	2,5	2,1	10,5	3,2	1,2	3,1	0,3	1,1
2023	4,1	19,5	4,4	2,6	2,2	10,9	3,3	1,2	3,1	0,3	1,1
2024	4,1	20,1	4,6	2,6	2,2	11,3	3,4	1,2	3,1	0,3	1,2
2025	4,2	20,3	4,7	2,6	2,3	11,6	3,4	1,2	3,1	0,3	1,2
2026	4,4	20,7	4,7	2,6	2,3	11,8	3,6	1,2	3,1	0,3	1,2
2027	4,9	20,8	4,7	2,4	2,3	11,9	3,6	1,3	3,1	0,3	1,2
2028	6,1	22,1	4,8	2,5	2,4	12,2	3,6	1,3	3,1	0,3	1,2
2029	7,1	23,4	4,8	2,5	2,3	12,2	3,6	1,3	3,2	0,3	1,2
2030	8,1	23,6	4,8	2,4	2,4	12,3	3,7	1,3	3,2	0,4	1,2
2031	8,6	23,7	4,8	2,4	2,4	12,4	3,7	1,3	3,2	0,4	1,2
2032	8,7	23,7	4,8	2,4	2,3	12,5	3,8	1,3	3,3	0,4	1,2
2033	8,7	23,5	4,8	2,4	2,3	12,6	3,8	1,3	3,3	0,4	1,2
2034	8,7	23,4	4,8	2,4	2,5	12,7	3,8	1,3	3,3	0,4	1,2
2035	8,7	22,5	4,8	2,4	3,1	12,8	3,8	1,4	3,4	0,4	1,3
2036	8,7	22,0	4,9	2,4	3,2	13,0	3,9	1,4	3,4	0,4	1,3
2037	8,7	22,2	4,9	2,4	3,2	13,0	3,9	1,4	3,4	0,4	1,3
2038	8,7	22,3	4,9	2,4	3,2	13,1	3,9	1,4	3,5	0,4	1,3
2039	8,7	22,4	4,9	2,4	3,2	13,2	3,9	1,4	3,5	0,4	1,3
2040	8,7	22,4	4,9	2,4	3,2	13,4	4,0	1,4	3,5	0,4	1,3
2041	8,7	22,2	4,9	2,4	3,2	13,4	4,0	1,4	3,6	0,4	1,3

## Cientes libres cobre:

**Tabla 23.** Proyección de demanda de clientes libres cobre en regiones, escenario alto.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	2,0	15,8	3,3	1,9	0,9	2,8	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	2,6	16,6	3,5	2,2	0,9	3,1	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	3,8	17,1	3,6	2,3	1,0	3,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	3,7	17,7	3,8	2,3	0,9	3,1	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	3,8	17,7	4,0	2,2	0,9	3,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	4,1	18,2	4,0	2,2	0,9	3,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	4,6	18,3	4,0	2,1	0,9	3,1	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	5,7	19,6	4,1	2,1	1,1	3,1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	6,8	20,8	4,0	2,1	1,0	3,1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	7,7	21,0	4,1	2,1	1,0	3,1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	8,3	21,0	4,1	2,1	1,0	3,1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	8,3	21,0	4,1	2,1	1,0	3,1	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	8,3	20,8	4,1	2,1	0,9	3,1	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	8,3	20,7	4,1	2,1	1,2	3,2	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	8,3	19,8	4,1	2,1	1,7	3,2	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2036	8,3	19,3	4,1	2,1	1,8	3,2	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	8,3	19,4	4,1	2,1	1,8	3,2	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	8,3	19,5	4,1	2,1	1,8	3,2	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2039	8,3	19,6	4,1	2,1	1,8	3,3	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2040	8,4	19,6	4,2	2,1	1,8	3,3	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	8,3	19,4	4,1	2,1	1,8	3,3	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0

Clientes libres no cobre:

**Tabla 24.** Proyección de demanda de clientes libre no cobre en regiones, escenario alto.

	I	II	III	IV	V	RM	VI	VII	VIII	IX	X
2021	0,3	2,1	0,6	0,3	1,1	7,1	1,0	1,2	3,0	0,3	1,1
2022	0,3	2,3	0,7	0,3	1,1	7,4	1,0	1,2	3,0	0,3	1,1
2023	0,3	2,3	0,8	0,3	1,2	7,8	1,0	1,2	3,1	0,3	1,1
2024	0,3	2,4	0,8	0,3	1,3	8,3	1,0	1,2	3,1	0,3	1,2
2025	0,4	2,5	0,7	0,3	1,3	8,6	1,0	1,2	3,1	0,3	1,2
2026	0,4	2,5	0,7	0,3	1,3	8,7	1,0	1,2	3,1	0,3	1,2
2027	0,4	2,5	0,7	0,3	1,3	8,8	1,0	1,3	3,1	0,3	1,2
2028	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,1	1,0	1,3	3,1	0,3	1,2
2029	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,1	1,1	1,3	3,1	0,3	1,2
2030	0,4	2,6	0,7	0,3	1,3	9,2	1,1	1,3	3,2	0,4	1,2
2031	0,4	2,6	0,7	0,3	1,4	9,3	1,1	1,3	3,2	0,4	1,2
2032	0,4	2,7	0,7	0,3	1,4	9,4	1,1	1,3	3,3	0,4	1,2
2033	0,4	2,7	0,7	0,3	1,4	9,5	1,1	1,3	3,3	0,4	1,2
2034	0,4	2,7	0,7	0,3	1,4	9,5	1,1	1,3	3,3	0,4	1,2
2035	0,4	2,7	0,7	0,4	1,4	9,6	1,1	1,4	3,3	0,4	1,3
2036	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	9,7	1,1	1,4	3,4	0,4	1,3
2037	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	9,8	1,2	1,4	3,4	0,4	1,3
2038	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	9,9	1,2	1,4	3,4	0,4	1,3
2039	0,4	2,8	0,8	0,4	1,4	10,0	1,2	1,4	3,5	0,4	1,3
2040	0,4	2,9	0,8	0,4	1,5	10,1	1,2	1,4	3,5	0,4	1,3
2041	0,4	2,9	0,8	0,4	1,5	10,2	1,2	1,4	3,5	0,4	1,3



3. Proyección de energía Coordinador y CNE, periodo 2021-2040. La información proveniente de la CNE se obtiene del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040, publicado en enero de 2021.

	Esc. Medio Coord. [TWh]	Esc. Alto Coord. [TWh]	CNE [TWh]	Dif. Esc. Medio Coord. y CNE [TWh]	Dif. Esc. Alto Coord. y CNE [TWh]	% Dif. Esc. Alto Coord. y CNE	% Dif. Esc. Medio Coord. y CNE
2021	76,0	77,0	73,9	2,0	3,0	2,7%	3,9%
2022	79,7	81,3	77,8	1,9	3,5	2,4%	4,3%
2023	82,7	84,9	80,6	2,1	4,3	2,5%	5,1%
2024	86,0	87,5	84,3	1,6	3,1	1,9%	3,6%
2025	87,5	88,9	86,4	1,1	2,5	1,3%	2,8%
2026	88,9	90,9	89,5	-0,6	1,4	-0,7%	1,5%
2027	90,3	92,5	92,4	-2,1	0,1	-2,3%	0,1%
2028	92,6	96,5	93,1	-0,5	3,5	-0,5%	3,6%
2029	93,9	99,9	93,9	0,0	5,9	0,0%	5,9%
2030	94,6	102,5	94,8	-0,1	7,8	-0,2%	7,6%
2031	95,7	104,5	95,9	-0,2	8,7	-0,2%	8,3%
2032	97,4	106,2	97,6	-0,1	8,6	-0,1%	8,1%
2033	98,9	107,2	99,3	-0,4	7,9	-0,4%	7,4%
2034	100,5	109,0	101,1	-0,6	7,9	-0,6%	7,3%
2035	101,3	110,2	101,9	-0,6	8,3	-0,6%	7,5%
2036	102,8	111,7	103,2	-0,4	8,6	-0,4%	7,7%
2037	104,0	113,3	104,7	-0,6	8,6	-0,6%	7,6%
2038	105,8	115,2	106,4	-0,7	8,8	-0,6%	7,6%
2039	107,9	117,1	108,5	-0,6	8,6	-0,6%	7,3%
2040	110,3	119,2	111,2	-0,9	8,0	-0,8%	6,7%