REF: Modifica Resolución Exenta N° 581, de 30 de octubre de 2024, que Aprueba Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, y dicta texto refundido.

SANTIAGO, 20 de diciembre de 2024

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 689

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N°2.224 de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente el "Ministerio" y la "Comisión", respectivamente, modificado por la Ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo establecido en los artículos 131° bis y 131° ter del D.F.L. N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones, en especial las introducidas por la Ley N°20.805, en adelante e indistintamente "Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";

c) Lo dispuesto en la Ley N° 21.667, que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria;

d) Lo establecido en los artículos 14 y siguientes del Decreto Supremo N°106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba elel "amento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N°4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, modificado por el Decreto Supremo N°67, de 2017, del Ministerio de Energía, en adelante, el "Reglamento";

e) Lo establecido en la Resolución Exenta N°668, de la Comisión Nacional de Energía, de 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por Interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado del Norte Grande con el Sistema Eléctrico Interconectado Central, para todos los efectos legales;

f) Lo solicitado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N°69, de 24 de enero de 2024;

g) Lo solicitado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N°345, de 22 de mayo de 2024;

h) Lo establecido en la Resolución Exenta N°132, de 27 de marzo de 2024, de la Comisión, que declara abierto el proceso para formar el

Registro de Instituciones y Usuarios Interesados a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;

i) Lo establecido en la Resolución Exenta N°281, de 3 de junio de 2024, de la Comisión, que crea el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados para efectos de realizar observaciones de carácter técnico al Informe Preliminar de Licitaciones del año 2024, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;

j) La Resolución Exenta N°430 de la Comisión, de 19 de agosto de 2024, que "Aprueba Informe Preliminar de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos";

k) Lo dispuesto en las Resolución Exenta N°623, de 18 de diciembre 2023, y N°22, de 16 de enero de 2024, ambas de la Comisión, que aprueban término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre María Elena Solar S.A. y las distribuidoras que se indican;

l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N°437 de la Comisión, de 23 de agosto de 2024, que "Concede solicitud de término anticipado de contratos de suministro regulados suscritos en el marco de la Licitación de Suministro 2021/01, presentada por Parque Eólico San Andrés SpA";

m) Lo señalado en el Oficio Ordinario N°670, de la Comisión, de 12 de septiembre de 2024;

n) La Resolución Exenta N° 580, de la Comisión, de 30 de octubre de 2024, que "Aprueba respuestas a observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos";

o) La Resolución Exenta N° 581, de la Comisión, de 30 de octubre de 2024, que "Aprueba Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos";

p) Lo dispuesto en el Acuerdo N° 10/2024, de fecha 03 de mayo de 2024, del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, mediante el cual se reconoce a las comunas de Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví, Quintero y Coronel como zonas en transición, para efectos de lo dispuesto en el artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667;

q) Lo señalado en el Oficio Ordinario N° 570/2024, de 10 de mayo de 2024, mediante el cual se informa acuerdo del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático respecto a las comunas en transición del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667;

r) Lo dispuesto en el Acuerdo N° 22/2024, de fecha 12 de diciembre de 2024, del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, mediante el cual se reconoce a la comuna de Hualpén como zonas en transición, para efectos de lo dispuesto en el artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667;

s) Lo señalado en el Oficio Ordinario N° 1282/2024, de 12 de septiembre de 2024, mediante el cual se informa acuerdo del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático respecto a las comunas en transición del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667;

t) Lo dispuesto en las Resolución Exenta N°604, de 14 de noviembre de 2024, y N°665, de 13 de diciembre de 2024, ambas de la Comisión, que aprueban término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre Copihue Energía SpA. y las distribuidoras que se indican;

u) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 58, de 5 de diciembre de 2024, del Ministerio de Energía, que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 147° literal d) de la Ley General de Servicios Eléctricos;

v) Lo señalado en el Decreto Supremo N°12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

w) Lo dispuesto en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

1. Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 131° bis de la Ley, corresponderá a la Comisión anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el Sistema Eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precio, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución;

2. Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, el o los procesos de licitación se iniciarán con un informe de licitaciones fundado de la Comisión, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el periodo relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación;

3. Que, asimismo, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se hubieran inscrito en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados a que hace referencia el literal i) de Vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido

informe en un plazo no superior a quince días hábiles contados desde su publicación;

4. Que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 15° del Reglamento, las observaciones al informe preliminar de licitaciones que se refieran a aspectos o materias de carácter técnico se deberán remitir por vía electrónica a la dirección y en el formato que la Comisión disponga al efecto, debiendo adjuntar a las mismas todos los antecedentes que le sirvan de sustento;

5. Que, asimismo, el señalado artículo 15° del Reglamento dispone que las observaciones técnicas formuladas y los antecedentes que le sirvan de sustento tendrán carácter público y serán publicadas en el sitio web de la Comisión;

6. Que, mediante resoluciones exentas individualizadas en el literal k) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de María Elena Solar S.A., correspondientes al proceso 2015/01;

7. Que, mediante oficio individualizado en el literal m) de Vistos, la Comisión se pronunció favorablemente para que las respectivas distribuidoras declaren unilateralmente el término anticipado de los contratos de suministro de Energía Renovable Verano Tres SpA, correspondiente a la licitación de suministro 2017/01;

8. Que, mediante resolución exenta individualizada en el literal l) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Parque Eólico San Andrés SpA, correspondientes al proceso 2021/01;

9. Que, mediante resoluciones exentas individualizadas en el literal t) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Copihue Energía SpA, correspondientes al proceso 2015/01;

10. Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17º del Reglamento, dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones, la Comisión deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubieren formulado. Dentro del mismo plazo, el Informe Final de Licitaciones que incluye las modificaciones resultantes de las observaciones que hayan sido acogidas deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y adicionalmente enviado por correo electrónico a las concesionarias, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados. El Informe Final de Licitaciones deberá contemplar, además, una proyección de los procesos de licitación que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años;

11. Que, dando cumplimiento a lo antes establecido la Comisión emitió las resoluciones individualizadas en las literales n) y o) de Vistos;

12. Que, con posterioridad a dichos actos administrativos el Ministerio de Energía emitió la resolución individualizada en el literal u) de Vistos, la cual rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 147° literal d) de la Ley General de Servicios Eléctricos;

13. Que, lo anterior, puede acarrear la migración de clientes regulados a clientes libres, efecto que se debe ver reflejado en el Informe Final de Licitaciones de esta Comisión;

14. Que, asimismo el Informe Final de Licitaciones no consideraba los efectos relacionados con las comunas en transición, de conformidad a lo dispuesto en el artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667;

15. Que, atendido lo antes señalado, se requiere modificar los apartados 3.11, 3.12 y 3.15, junto con adecuar consecuentemente los apartados 4, 5 y 8, todos referidos al Informe Final de Licitaciones individualizado en Vistos literal o), conforme se indica en la parte resolutiva del presente acto administrativo;

16. Que, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se hubieran inscrito en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que hace referencia el literal i) de Vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico a los apartados 3.11, 3.12, 3.15, 4, 5 y 8 del Informe Final de Licitaciones individualizados en el considerando anterior, en un plazo no superior a quince días hábiles contados desde su publicación, en solo aquello que haya sido objeto de modificación, mediante el presente acto administrativo;

17. Que, por los motivos expuestos, la Comisión viene en aprobar modificación al Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

RESUELVO: ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese la modificación al Informe Final de Licitaciones, y dicta texto refundido:

LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

INFORME FINAL

DICIEMBRE 2024

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1. Introducción 3
2. Supuestos y metodologías utilizadas 4
3. Proyecciones de demanda 6
   3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria 7
   3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional 9
   3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios 11
   3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios 12
   3.5. Generación Residencial 14
   3.6. Electromovilidad 15
   3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional 16
3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados 19
3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda 21
3.10. Eficiencia Energética 24
3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios 26
3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios 30
3.13. Generación Residencial 31
3.14. Electromovilidad 33
3.15. Proyecciones de demanda ajustadas 35
4. Nivel de contratación existente 38
5. Necesidades de suministro a contratar 43
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica 46
7. Condiciones especiales de licitación 50
8. Proyección de los procesos de licitación de suministro 51

INFORME FINAL- LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", debe elaborar anualmente en cumplimiento de lo establecido en el artículo 131° ter del D.F.L. Nº 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley", y sus modificaciones posteriores, en especial las introducidas por la Ley N° 20.805, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 14° y siguientes del Decreto Supremo N°106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N°4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción", y su modificación posterior en adelante e indistintamente el "Reglamento de Licitaciones". Lo anterior, en el marco de la preparación de antecedentes para dar inicio a los procesos licitatorios que correspondan, en caso de determinar la necesidad de realizarlos.

Este Informe Final contiene aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación.

Para dichos efectos, y en conformidad a lo establecido en el inciso final del artículo 131° de la Ley, la Comisión solicitó a través de Oficio Ordinario CNE N°69, de fecha 24 de enero de 2024, en adelante "Of. Ord. CNE N°69" la información que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las "empresas distribuidoras", semestralmente deben entregar respecto de las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados en sus respectivas proyecciones.

Las necesidades de suministro determinadas en este informe se establecen considerando que las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, la Comisión deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de procesos de licitación, cuyo objeto será que las empresas distribuidoras dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro.

2. Supuestos y metodologías utilizadas

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°69, esta Comisión ha procedido al análisis y revisión de las proyecciones de demanda informadas, considerando los antecedentes que se disponen y ajustando las tasas de crecimiento según los criterios que se indican en el presente informe.

Cabe señalar que, según lo indicado en el referido Of. Ord. CNE N°69, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel del sistema de transmisión nacional, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", durante el mes de abril y correspondientes al mes de marzo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778, de 2016, modificada por la Resolución Exenta CNE N°203, de 2017, la Resolución Exenta CNE N°558, de 2017, y la Resolución Exenta CNE N°703 de 2018, en adelante "Resolución Exenta CNE N°778". Adicionalmente se solicitó acompañar la proyección de cada empresa con un informe que incluyera los antecedentes, la metodología y criterios utilizados en la proyección.

De la información recibida por parte de las empresas distribuidoras se desprenden los siguientes aspectos que explican las proyecciones informadas:

2.1. Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras

La descripción metodológica entregada por todas las empresas distribuidoras, Chilquinta Energía S.A., en adelante "Chilquinta", Compañía Eléctrica del Litoral S.A., en adelante "Litoral", Enel Distribución Chile S.A., en adelante "Enel Distribución", Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., en adelante "EEPA", Compañía General de Electricidad S.A., en adelante "CGE", Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., en adelante "Coopelan", Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante "Frontel", Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante "Saesa", Energía de Casablanca S.A., en adelante "Edecsa", Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda., en adelante "CEC", Luzlinares S.A., en adelante "LuzLinares", LuzParral S.A., en adelante "LuzParral", Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda, en adelante "Copelec", Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda., en adelante "Coelcha", Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., en adelante "Socoepa", Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda., en adelante "Cooprel", Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante, "LuzOsorno" y Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., en adelante

“Crell”, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, en base a los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A., “Proyección de demanda para clientes regulados 2024-2044”, en el que realizaron proyecciones de consumo mensual desde enero 2024 a diciembre 2044. Este estudio trabajó con una modelación econométrica utilizando modelos de series de tiempo de tipo SARIMA (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average), capaces de capturar las tendencias históricas y a la vez la variabilidad estacional en los datos de demanda. En el modelamiento se incorporaron adicionalmente variables explicativas externas que dan cuenta del nivel de actividad económica y crecimiento demográfico. Las proyecciones de compras de energía se desarrollaron de forma independiente para cada empresa distribuidora, agrupando las compras totales realizadas en diferentes puntos de retiro. Adicionalmente, los consumos de cada empresa distribuidora se separaron por Sistema de Transmisión Zonal, buscando reflejar la diversidad demográfica y patrones de consumo que presentan aquellas empresas con zonas de concesión extensas.

Las modelaciones consideradas por parte de esta Comisión son aquellas que muestran crecimientos tendenciales, es decir, sin incluir efectos por eficiencia energética, generación residencial, ni electromovilidad ni traspasos de clientes regulados al régimen libre, los que se incluyen con posterioridad según se describe en los numerales siguientes.

La empresa Empresa Eléctrica De Casablanca S.A., en adelante “Emelca”, Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., en adelante “Codiner”, Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante “Coopersol”, y Distribuidora Eléctrica S.A., en adelante “DESA”, realizaron sus propias proyecciones en base a la información que disponía al momento del envío de la respuesta al Of. Ord. CNE N°69.

Las proyecciones de las empresas, Empresa Eléctrica Municipal de TIL TIL, en adelante “Til-Til” y, Distribuidora de Energía Eléctrica Mataquito S.A., en adelante “Mataquito”, no fueron recibidas por parte de esta Comisión, por lo mismo, se utilizaron los antecedentes disponibles para realizar las proyecciones.

Cabe señalar que Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., en adelante “Emelectric”, Empresa Eléctrica de Talca S.A., en adelante “Emetal”, Energía del Limarí S.A., en adelante “Enelsa”, Empresa Eléctrica de Arica S.A., en adelante “Emelari”, Empresa Eléctrica de Iquique S.A., en adelante “Eliqsa”, Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., en adelante “Elecda”, Empresa Eléctrica Atacama S.A., en adelante “Emelat” y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., en adelante “Conafe” fueron absorbidas por CGE, constituyéndose por tanto esta última en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Por lo tanto, se agrupó el total de demanda para CGE para todo el período de proyección.

Asimismo, Enel Distribución, continuadora legal de Chilectra S.A., absorbió a Empresa Eléctrica Colina Ltda y Luz Andes Ltda., constituyéndose por tanto en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones.

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°69, considerando los criterios señalados precedentemente e incorporando los efectos extra tendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.7 del presente informe.

2.2. Cambios topológicos

En general, las empresas no informaron cambios en la topología de las subestaciones primarias, en relación a la eliminación o incorporación de subestaciones existentes con demanda de clientes regulados, o incorporación de subestaciones primarias nuevas.

2.3. Efectos extratendenciales por cambios en condición de clientes

En este aspecto se solicitó a las empresas distribuidoras informar eventuales cambios proyectados respecto de clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante “clientes libres”, que opten por traspasarse al régimen de clientes regulados, clientes regulados que pasen a ser clientes libres, conexión de nuevos clientes regulados, proyecciones de efectos de medidas de eficiencia energética, generación residencial y electromovilidad, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento. El detalle del tratamiento de esta información en la proyección de demanda se presenta en los numeral 3.3 a 3.6 del presente informe.

3. Proyecciones de demanda

En los puntos siguientes se detalla la metodología utilizada para estimar la proyección de demanda, considerando la información enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias, los factores de pérdidas para efectos de su referenciación a nivel del sistema de transmisión nacional, la información respecto de los potenciales traspasos de clientes libres que opten por el régimen de clientes regulados y viceversa, proyecciones de los efectos de medidas de eficiencia energética, generación residencial, electromovilidad y los antecedentes utilizados a efectos de estimar las tasas de crecimiento para las proyecciones resultantes.

3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria

En conformidad con el punto anterior, las empresas distribuidoras han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2024 a 2044, considerando exclusivamente los clientes regulados, agrupados por subestación primaria, la que ha sido seleccionada de una lista de barras entregadas por la Comisión, debiéndose, en los casos en que la barra no estuviese en dicha lista, agregarla a la misma. Estas proyecciones no incluyen ventas de energía destinadas a clientes libres. Las proyecciones se presentaron diferenciando entre clientes regulados con potencia conectada mayor a 500 kW, y los demás divididos en 5 tramos: entre 0 y 10 kW, entre 11 y 100 kW, entre 101 y 200 kW, entre 201 y 300 kW, entre 301 y 400 kW y entre 401 y 500 kW.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias de distribución en respuesta al Of. Ord. CNE N°69, es la que se muestra a continuación[1]:

[1] Se hace presente que, en las tablas siguientes, los totales presentados pueden no corresponder exactamente con la suma de los valores individuales por empresa, producto de que dichos valores fueron redondeados a cero decimales para efectos de la visualización del presente informe. Sin perjuicio de lo anterior, los valores originales con todos sus decimales se encuentran en los archivos de respaldo del presente informe en formato Excel.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	2.444	2.474	2.501	2.528	2.554	2.581	2.608	2.636	2.664	2.693	2.722	2.752	2.783	2.815	2.847	2.879	2.913	2.947	2.981	3.017	3.053
EMELCA	21	22	23	24	25	26	27	27	28	29	30	31	32	33	33	34	35	36	37	38	39
LITORAL	156	160	164	168	172	176	180	184	188	193	197	202	206	211	216	221	226	231	236	242	247
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.000	10.076	10.186	10.299	10.412	10.528	10.647	10.767	10.891	11.016	11.145	11.276	11.409	11.546	11.685	11.827	11.972	12.120	12.271	12.425	12.582
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	223	225	227	229	232	234	237	239	242	245	248	250	253	256	259	262	265	268	272	275	278
CGE	13.433	13.845	14.246	14.669	15.083	15.502	15.924	16.348	16.775	17.204	17.636	18.071	18.509	18.950	19.394	19.840	20.290	20.743	21.200	21.659	22.122
COOPERSOL	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5
COOPELAN	138	144	151	157	163	169	176	182	188	195	201	207	213	220	226	232	239	245	251	257	264
FRONTEL	1.233	1.275	1.317	1.360	1.402	1.445	1.488	1.532	1.576	1.620	1.664	1.709	1.754	1.800	1.845	1.891	1.938	1.985	2.032	2.079	2.127
SAESA	2.063	2.173	2.283	2.393	2.503	2.614	2.724	2.836	2.947	3.059	3.171	3.284	3.397	3.510	3.624	3.738	3.853	3.968	4.084	4.200	4.317
CODINER	81	83	84	86	88	90	91	92	94	96	97	99	86	88	104	106	107	93	94	95	38
EDECSA	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
CEC	93	94	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114	116	118	120	122	124	126	128	129	131
LUZLINARES	150	154	158	161	165	168	171	175	178	182	186	190	193	197	201	205	210	214	218	223	227
LUZPARRAL	134	139	143	146	150	154	158	162	166	170	174	178	183	187	192	196	201	206	211	216	221
COPELEC	309	332	353	375	404	432	456	479	503	519	536	553	569	586	603	620	637	653	670	687	704
COELCHA	69	73	77	81	85	89	93	98	102	106	110	115	119	124	129	133	138	143	147	152	157
SOCOEPA	61	63	65	67	70	72	75	77	80	82	85	88	90	93	96	99	102	106	109	112	115
COOPREL	59	63	67	71	75	78	82	86	89	93	97	100	104	107	110	114	117	121	124	127	130
LUZ OSORNO	175	185	195	205	215	225	234	244	254	264	274	283	293	303	312	322	331	341	350	360	369
CRELL	146	155	167	178	187	197	206	215	224	233	242	252	261	270	279	288	297	307	316	325	334
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	31.045	31.791	32.561	33.352	34.140	34.938	35.736	36.541	37.354	38.165	38.984	39.810	40.628	41.469	42.332	43.189	44.052	44.908	45.788	46.676	47.515

Tabla 3.1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras a nivel de subestación primaria. [GWh]

3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional

Las proyecciones de demanda de energía a nivel de subestaciones primarias han sido posteriormente referenciadas a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador durante el mes de marzo y correspondientes a los valores esperados para el Segundo Semestre 2024, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 23° de la Resolución Exenta CNE N°778.

Los factores esperados de pérdidas de energía totales resultantes, obtenidos a partir de los factores esperados de pérdidas de energía de cada sistema de transmisión zonal publicados en el sitio web del Coordinador[2], son los siguientes:

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,01158
Sistema B	1,02989
Sistema C	1,01617
Sistema D	1,01464
Sistema E	1,02923
Sistema F	1,01583

Tabla 3.2.- Factores de esperados de Pérdidas de Energía de cada sistema de transmisión zonal.

De esta forma, se ha referenciado sólo el monto agregado de energía a nivel del sistema de transmisión nacional, correspondiente a cada subestación primaria, es decir, sin utilizar los factores de referenciación “fi” establecidos en el artículo 23° de la Resolución Exenta CNE Nº 778, ni tampoco identificando las subestaciones del sistema de transmisión nacional que resultarían asignadas.

Con ello, la proyección de demanda de clientes regulados a nivel nacional de las empresas distribuidoras es la que se muestra a continuación:

[2] https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/2024-factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	2.488	2.517	2.545	2.572	2.599	2.626	2.654	2.682	2.711	2.740	2.770	2.801	2.832	2.864	2.897	2.930	2.964	2.999	3.034	3.070	3.107
EMELCA	22	23	23	24	25	26	27	28	29	30	30	31	32	33	34	35	36	37	37	38	39
LITORAL	159	163	167	171	175	179	183	187	192	196	201	205	210	215	220	225	230	235	240	246	251
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.194	10.271	10.383	10.498	10.613	10.732	10.852	10.976	11.101	11.229	11.360	11.494	11.630	11.769	11.911	12.056	12.204	12.354	12.508	12.665	12.825
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	228	229	231	234	236	239	241	244	247	250	252	255	258	261	264	267	270	274	277	280	284
CGE	13.856	14.283	14.698	15.136	15.565	15.999	16.436	16.875	17.317	17.762	18.209	18.660	19.113	19.570	20.029	20.492	20.958	21.427	21.899	22.375	22.855
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
COOPELAN	143	150	157	163	170	176	183	189	196	202	209	215	222	228	235	242	248	255	261	268	274
FRONTEL	1.282	1.325	1.370	1.414	1.458	1.503	1.548	1.593	1.639	1.685	1.731	1.777	1.824	1.871	1.919	1.967	2.015	2.064	2.113	2.162	2.212
SAESA	2.079	2.191	2.302	2.412	2.523	2.634	2.746	2.858	2.970	3.083	3.196	3.309	3.423	3.537	3.652	3.767	3.883	3.999	4.115	4.232	4.350
CODINER	84	86	86	89	91	93	94	95	97	99	100	102	89	91	107	109	110	96	97	98	39
EDECSA	53	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
CEC	97	98	100	102	104	106	108	110	112	114	116	118	120	122	124	127	129	131	133	135	137
LUZLINARES	156	160	164	168	171	175	178	182	186	189	193	197	201	205	209	214	218	222	227	231	236
LUZPARRAL	140	145	148	152	156	160	164	168	172	177	181	185	190	194	199	204	209	214	219	224	229
COPELEC	321	345	368	390	420	449	474	498	523	540	557	575	592	610	627	644	662	679	697	715	732
COELCHA	72	76	80	84	88	93	97	101	106	110	115	119	124	129	134	138	143	148	153	158	164
SOCOEPA	61	63	66	68	70	73	75	78	80	83	85	88	91	94	97	100	103	106	110	113	116
COOPREL	60	64	68	71	75	79	83	86	90	94	97	101	104	108	111	115	118	122	125	128	131
LUZ OSORNO	176	186	196	206	216	226	236	246	256	266	276	285	295	305	314	324	334	343	353	362	372
CRELL	147	157	169	180	189	198	207	216	226	235	244	253	263	272	281	290	300	309	318	327	337
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	31.820	32.587	33.378	34.192	35.002	35.822	36.643	37.471	38.305	39.140	39.982	40.831	41.672	42.537	43.423	44.304	45.191	46.071	46.975	47.888	48.750

Tabla 3.3.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras a nivel Nacional. [GWh]

3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

Las empresas distribuidoras CGE y Coopelan informaron traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios a régimen de tarifa regulada.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso desde clientes libres a clientes regulados, para las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	53	76	78	81	84	86	89	91	94	96	99	101	104	107	109	112	114	117	120	122	125
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAESA	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	57	77	79	82	84	87	89	92	95	97	100	102	105	108	110	113	115	118	121	123	126

Tabla 3.4.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados informada por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

De conformidad con lo dispuesto en el literal d) del inciso tercero del artículo 147° de la Ley, los clientes sometidos a regulación de precios podrán suscribir contratos a precios libres cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, debiendo permanecer un período mínimo de cuatro años en el régimen escogido. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Al respecto, Chilquinta y CGE han informado el potencial traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres. Dichos traspasos, en algunos casos, ya se materializaron en los años previos y, en otros casos, comenzarían a partir del año 2025. En este sentido, existe un grupo de clientes que ya realizó el traspaso efectivo de cliente regulado a cliente libre -los que no son considerados en la proyección de traspasos contenida en el presente informe-, otro grupo que ya ha solicitado el traspaso pero que aún no concreta el cambio de régimen por el cumplimiento de los plazos señalados en el párrafo anterior y, finalmente, hay proyecciones de traspaso de clientes en base a distintos supuestos.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso de clientes actualmente sometidos a regulación de precios a clientes libres, para las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	28	48	49	51	52	54	55	56	58	59	61	62	64	65	67	68	70	71	73	74	76
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	42	62	63	64	66	67	69	70	72	73	74	76	77	79	80	82	83	85	87	88	90

Tabla 3.5.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre informada por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.5. Generación Residencial

Mediante Of. Ord. CNE N° 69 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de generación residencial. Las empresas Chilquinta, Emelca, EEPA, CGE, Coopelan, Fontel, Saesa, Edecsa, CEC, LuzLinares, LuzParral, Copelec, Cooprel, y LuzOsorno proporcionaron información sobre generación residencial.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de generación residencial para las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
EMELCA	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1
CGE	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
FRONTEL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
SAESA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDECSA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CEC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZLINARES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZPARRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELEC	5	5	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11	11	11	12
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
LUZ OSORNO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	126	127	128	128	129	129	130	131	131	132	132	133	133	134	134	135	135	136	137	137	136

Tabla 3.6.- Proyección de generación residencial informado por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.6. Electromovilidad

Mediante Of. Ord. CNE N° 69 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de consumo asociado a electromovilidad referente a consumo regulado. Las empresas Chilquinta, CGE, Saesa, Copelec y Crell proporcionaron información sobre electromovilidad.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de electromovilidad para las distintas empresas distribuidoras:

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAESA	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	0	1	4	4	5	5	5	10	11	12	13	13	14	15	15	16	16	20	20	21	21
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	0	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	3	3	3	3
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	161	162	166	168	169	169	169	174	176	176	177	177	178	179	179	180	183	184	184	185	185

Tabla 3.7.- Proyección de consumo por Electromovilidad informado por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional

Considerando la información de proyección de demanda de energía de clientes actualmente regulados, generación residencial, electromovilidad y los traspasos de clientes regulados a libres y de libres a regulados, estimada por las empresas distribuidoras según lo señalado en el punto anterior, se obtiene la proyección total de demanda a nivel nacional y las respectivas tasas de crecimiento asociadas, según se presenta a continuación:

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	2.458	2.488	2.516	2.543	2.570	2.597	2.625	2.653	2.682	2.711	2.741	2.772	2.803	2.835	2.868	2.901	2.935	2.969	3.005	3.041	3.078
EMELCA	21	22	23	24	24	25	26	27	27	28	29	30	30	31	32	33	33	34	35	36	36
LITORAL	159	162	166	170	174	178	183	187	191	196	200	205	210	214	219	224	230	235	240	246	251
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.194	10.271	10.383	10.498	10.613	10.732	10.852	10.976	11.101	11.229	11.360	11.494	11.630	11.769	11.911	12.056	12.204	12.354	12.508	12.665	12.825
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	227	228	230	233	235	238	240	243	246	248	251	254	257	260	263	266	269	272	276	279	283
CGE	13.949	14.378	14.795	15.234	15.664	16.099	16.537	16.977	17.421	17.866	18.315	18.767	19.221	19.679	20.139	20.603	21.070	21.540	22.014	22.491	22.971
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
COOPELAN	141	148	154	161	167	174	180	187	193	200	207	213	220	226	233	239	246	252	259	266	272
FRONTEL	1.280	1.323	1.367	1.412	1.456	1.501	1.546	1.591	1.636	1.682	1.729	1.775	1.822	1.869	1.917	1.965	2.013	2.062	2.111	2.160	2.210
SAESA	2.085	2.193	2.304	2.415	2.526	2.637	2.748	2.860	2.972	3.085	3.198	3.311	3.425	3.540	3.654	3.770	3.885	4.001	4.118	4.235	4.352
CODINER	84	86	86	89	91	93	94	95	97	99	100	102	89	91	107	109	110	96	97	98	39
EDECSA	52	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
CEC	95	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114	116	118	120	122	124	126	128	130	132	134
LUZLINARES	155	159	163	167	170	173	177	181	184	188	192	196	200	204	208	212	217	221	226	230	235
LUZPARRAL	138	143	147	151	155	159	163	167	171	175	180	184	189	193	198	203	208	213	218	223	228
COPELEC	316	340	365	388	418	447	471	501	526	544	561	579	597	615	632	650	667	689	706	724	741
COELCHA	72	76	80	84	88	93	97	101	106	110	115	119	124	129	134	138	143	148	153	158	164
SOCOEPA	61	63	66	68	70	73	75	78	80	83	85	88	91	94	97	100	103	106	110	113	116
COOPREL	60	64	67	71	75	79	82	86	90	93	97	100	104	107	111	114	117	120	124	127	131
LUZ OSORNO	175	185	195	205	215	225	235	245	255	265	274	284	294	304	313	323	332	342	352	361	370
CRELL	147	157	170	183	192	201	210	219	229	238	247	256	266	275	284	293	306	312	321	330	340
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	31.870	32.637	33.432	34.249	35.060	35.881	36.703	37.536	38.373	39.208	40.051	40.902	41.744	42.610	43.498	44.379	45.271	46.152	47.057	47.971	48.835

Tabla 3.8A.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel Nacional. [GWh]

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	0,9%	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
EMELCA	0,2%	4,4%	4,1%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%
LITORAL	3,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
ENEL DISTRIBUCIÓN	2,2%	0,8%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%
TIL-TIL	-100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EEPA	1,7%	0,6%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
CGE	4,9%	3,1%	2,9%	3,0%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%
COOPERSOL	2,1%	9,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
COOPELAN	9,7%	4,7%	4,3%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%
FRONTEL	5,1%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%
SAESA	5,0%	5,4%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%
CODINER	7,1%	2,0%	0,9%	3,5%	1,4%	2,2%	1,4%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%	1,7%	-13,2%	2,4%	17,8%	2,3%	0,7%	-13,3%	1,1%	1,8%	-59,9%
EDECSA	0,4%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CEC	4,4%	1,0%	2,3%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%
LUZLINARES	2,6%	3,0%	2,4%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
LUZPARRAL	3,1%	3,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
COPELEC	6,2%	7,4%	6,6%	6,1%	7,6%	7,0%	5,5%	5,2%	4,9%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%
COELCHA	4,3%	5,1%	5,4%	5,2%	5,0%	4,8%	4,7%	4,5%	4,4%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%
SOCOEPA	16,6%	3,5%	3,5%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%
COOPREL	5,3%	6,4%	6,0%	5,6%	5,3%	5,0%	4,7%	4,5%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,7%	2,6%	2,5%
LUZ OSORNO	3,2%	5,8%	5,4%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
CRELL	5,9%	6,5%	7,7%	6,4%	5,1%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%
MATAQUITO	-100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
DESA	0,0%	-100%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	**3,6%**	**2,4%**	**2,4%**	**2,4%**	**2,4%**	**2,3%**	**2,3%**	**2,3%**	**2,2%**	**2,2%**	**2,2%**	**2,1%**	**2,1%**	**2,1%**	**2,1%**	**2,0%**	**2,0%**	**1,9%**	**2,0%**	**1,9%**	**1,8%**

Tabla 3.8B.- Tasas de crecimiento de demanda proyectada por empresas distribuidoras considerando traspaso de clientes y generación residencial, a nivel Nacional. [%]

3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados

De acuerdo a lo señalado en el artículo 15° del Decreto Supremo N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, en adelante "Reglamento de Precios de Nudo", la Comisión debe solicitar la información que le permita elaborar la previsión de demanda de acuerdo a los plazos y criterios que ésta establezca.

Respecto de la información de demanda histórica que sirve como antecedente para los análisis efectuados en el presente informe, se debe señalar que la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras a través del Oficio Ordinario CNE Nº 259 de fecha 12 de abril de 2024, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2023, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión. Adicionalmente, se revisaron los retiros históricos informados por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta al Oficio Ordinario CNE N°25 del año 2018.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "SEN", los datos de demanda históricos informados para el período 2010 a 2023, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Dx	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EMELARI	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282	289	0
ELIQSA	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448	456	0
ELECDA SING	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874	888	0
ELECDA SIC	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14	15	0
EMELAT	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435	443	454	0
CHILQUINTA	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599	2.479	2.373	2.305	2.263	2.355	2.435	2.398
CONAFE	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.774	1.826	1.765	1.722	1.646	1.568	1.633	1.694	0
EMELCA	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17	18	21
LITORAL	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139	149	151
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962	11.676	10.888	10.172	9.296	9.353	9.016	9.835
EEC	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0	0	0
TIL-TIL	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18	17	17	18
EEPA	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210	218	220
LUZ ANDES	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-	0	0	0
CGE	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.522	9.884	9.721	8.958	8.461	8.193	8.596	9.088	12.977
COOPERSOL	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2
COOPELAN	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120	124	125
FRONTEL	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069	1.152	1.183
SAESA	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2.057	1.796	1.656	1.584	1.694	1.835	1.953
CODINER	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76	68	76

Empresa Dx	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EDECSA	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56	53	51
CEC	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86	90	88
LUZLINARES	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141	152	146
LUZPARRAL	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117	130	130
COPELEC	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265	284	289
COELCHA	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51	56	49	67
SOCOEPA	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49	50	52
COOPREL	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53	51	56
LUZ OSORNO	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152	155	167
CRELL	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119	128	137
MATAQUITO	-	-	-	-	-		-	-	-		0	1	1	1
DESA													0	0
TOTAL	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.207	33.854	32.926	30.759	28.989	27.608	28.438	29.061	30.143

Tabla 3.9.-Demanda histórica 2010-2023 de clientes regulados por empresa distribuidora SEN a nivel de subestación primaria. [GWh]

En el Anexo 1 se presenta, a modo referencial, una distribución por punto de compra de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al año 2023. Asimismo, en el Anexo 2 se presenta, a modo referencial, una distribución mensual y horaria de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al mismo año.

3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, y teniendo en consideración otras fuentes de información que se detallan en los numerales siguientes, esta Comisión ha considerado los modelos de proyección de demanda resultantes del estudio realizado por la consultora Systep, para aquellas empresas que presentaron el estudio, en sus resultados tendenciales asociados al crecimiento vegetativo de la población y del Producto Interno Bruto (PIB) de la economía, pero sin incluir efectos extratendenciales como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad.

Para el caso de las empresas que no presentaron el estudio, se consideró como información base la información disponible por parte de esta Comisión.

Adicionalmente, para todas las distribuidoras se tuvo a la vista los consumos reales hasta septiembre 2024, informados en forma mensual por el Coordinador Eléctrico Nacional. En base a esto, se ajustaron las tasas para el primer año de proyección, es decir el año 2024, para que fuesen consistentes con dicha información. En particular, se calcularon las tasas de crecimiento de enero a septiembre, por distribuidora, respecto de los mismos meses del año 2023, utilizándolas para proyectar los meses faltantes del presente año.

Los modelos presentados por las empresas y que han sido considerados para la modelación del presente informe, han sido ajustados a las variables macroeconómicas más actuales disponibles a la fecha de elaboración de este informe[3]. Para el corto plazo (2024-2026) se utilizó la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de septiembre de 2024[4][5] y para el largo plazo (2027-2044) la proyección del Informe de Finanzas Públicas del tercer trimestre de 2024[6], según se muestra en la siguiente tabla:

Año	Tasa Crecimiento PIB
2024	2,50%
2025	2,00%
2026	2,00%
2027	2,20%
2028	2,20%
2029-2044	2,10%

Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección del PIB, período 2024-2044 [%].

3 Cabe mencionar que, para la elaboración del Informe Técnico Final, se ajustarán estas variables a las más actualizadas a la fecha de elaboración del mismo.

4 https://www.bcentral.cl/contenido/-/details/informe-de-politica-monetaria-septiembre-2024

5 Se considera el valor medio para cada año.

6 http://www.dipres.cl/598/articles-346715_doc1_pdf.pdf

Las respectivas tasas de crecimiento asociadas, se presenta a continuación:

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	6.4%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
EMELCA	16.5%	4,4%	4,1%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%
LITORAL	6.2%	2,1%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
ENEL DISTRIBUCIÓN	7.0%	0,7%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
TIL-TIL	2.9%	2,9%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%
EEPA	7.1%	0,5%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%
CGE	5.3%	3,0%	2,9%	3,0%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%
COOPERSOL	3.8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
COOPELAN	7.2%	4,7%	4,3%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%
FRONTEL	5.3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%
SAESA	4.8%	5,3%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%
CODINER	13.1%	1,9%	1,8%	1,8%	0,9%	3,2%	1,3%	2,0%	1,3%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	0,7%	0,8%	0,8%
EDECSA	4.8%	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CEC	0.9%	1,0%	2,3%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%
LUZLINARES	8.3%	2,8%	2,4%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
LUZPARRAL	1.8%	3,4%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%
COPELEC	9.2%	7,4%	6,6%	6,1%	7,6%	7,0%	5,5%	5,2%	4,9%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
COELCHA	-1.8%	5,0%	5,4%	5,2%	5,0%	4,8%	4,7%	4,5%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%
SOCOEPA	6.7%	3,6%	3,2%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%
COOPREL	4.9%	6,6%	6,0%	5,6%	5,2%	4,9%	4,7%	4,4%	4,2%	4,0%	3,8%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%
LUZ OSORNO	3.8%	5,9%	5,4%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
CRELL	10.6%	6,5%	7,7%	6,4%	5,1%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%
MATAQUITO	8.5%	1,3%	1,3%	1,4%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%
DESA	35.7%	80,9%	13,2%	6,4%	6,7%	6,7%	10,7%	13,8%	26,1%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%

Tabla 3.11- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora, período 2025-2044 [%].

3.10. Eficiencia Energética

Con fecha 22 de mayo de 2024, a través del Oficio Ordinario CNE N° 345, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 07 de junio de 2024, a través de su Oficio Ordinario Nº 713/2024, incluyéndose una planilla de cálculo, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el escenario de Carbono Neutralidad que corresponde al escenario que se alinea con los esfuerzos de política pública para el cumplimiento de los compromisos de cambio climático. Para el cálculo se asignó a cada distribuidora por región, separando los clientes por sector económico según los datos recibidos como respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 239 del año 2021 para el año 2023.

A continuación, se presenta la información de los potenciales ahorros por efectos de las políticas de eficiencia energética considerados por esta Comisión:

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	-9	-12	-14	-15	-17	-20	-13	-18	-24	-28	-31	-35	-39	-41	-44	-46	-49	-49	-50	-46	-46
EMELCA	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	0	0
LITORAL	-0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-4	-3	-3	-2	-2	-2	-1	-0	0	1	2	3
ENEL DISTRIBUCIÓN	28	-4	-45	-95	-142	-183	-191	-211	-217	-208	-181	-145	-99	-47	14	75	139	282	358	434	511
TIL-TIL	0	-0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	0	0	1	1	1	1
EEPA	1	-1	-3	-5	-7	-9	-10	-11	-11	-11	-10	-8	-7	-5	-3	-0	2	5	8	10	13
CGE	-124	-180	-257	-328	-397	-466	-565	-680	-799	-916	-1.023	-1.134	-1.236	-1.340	-1.441	-1.546	-1.647	-1.689	-1.761	-1.840	-1.920
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
COOPELAN	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-7	-9	-10	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19	-20	-21	-21	-22
FRONTEL	-12	-16	-21	-26	-32	-37	-53	-66	-78	-90	-101	-113	-124	-135	-146	-158	-169	-178	-189	-199	-210
SAESA	-16	-20	-25	-31	-37	-44	-46	-60	-75	-91	-107	-126	-143	-162	-182	-201	-219	-233	-250	-267	-285
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
EDECSA	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
CEC	-2	-3	-3	-4	-4	-5	-3	-4	-5	-6	-8	-9	-10	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
LUZLINARES	-2	-3	-4	-4	-5	-6	-6	-7	-8	-9	-10	-12	-13	-15	-16	-17	-19	-20	-21	-23	-24
LUZPARRAL	-2	-3	-4	-4	-5	-6	-5	-6	-8	-9	-10	-12	-13	-15	-16	-18	-19	-21	-22	-24	-25
COPELEC	-0	-2	-5	-9	-13	-17	-19	-23	-26	-26	-25	-23	-21	-19	-16	-12	-8	-2	3	9	15
COELCHA	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4	-5	-5	-6	-7	-7	-8	-8	-9	-9	-9	-10	-10	-10
SOCOEPA	-0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-1
LUZ OSORNO	-1	-2	-2	-2	-3	-3	-2	-4	-5	-6	-7	-9	-11	-12	-14	-15	-17	-17	-19	-20	-21
CRELL	1	2	3	4	6	7	11	11	11	12	12	12	12	13	13	14	15	18	20	22	25
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
TOTAL	**-143**	**-248**	**-386**	**-529**	**-668**	**-801**	**-915**	**-1.093**	**-1.264**	**-1.412**	**-1.528**	**-1.642**	**-1.734**	**-1.821**	**-1.896**	**-1.972**	**-2.040**	**-1.956**	**-1.975**	**-1.997**	**-2.021**

Tabla 3.12- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel Nacional. [GWh]

3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

A partir del año 2016, se dieron condiciones de mercado muy favorables para los clientes libres en general, y en particular para aquellos ubicados en zonas de concesión de distribución y con potencia conectada entre 500 y 5000 kW. La marcada diferencia entre el precio de la energía que podían enfrentar como cliente regulado, comparado con el ofrecido como cliente libre, llevó a una migración masiva de clientes regulados hacia clientes libres.

En este sentido, en base a lo informado en respuesta al Oficio CNE N°268 de 2024, que solicita a las empresas de generación información referente a niveles de contratación y características contractuales, a enero del 2024 el precio de energía ponderado de los contratos de suministro vigentes corresponde a 55,38 [USD/MWh][7]. Estos datos corresponden a contratos de 1.964 razones sociales de clientes libres conectados en distribución.

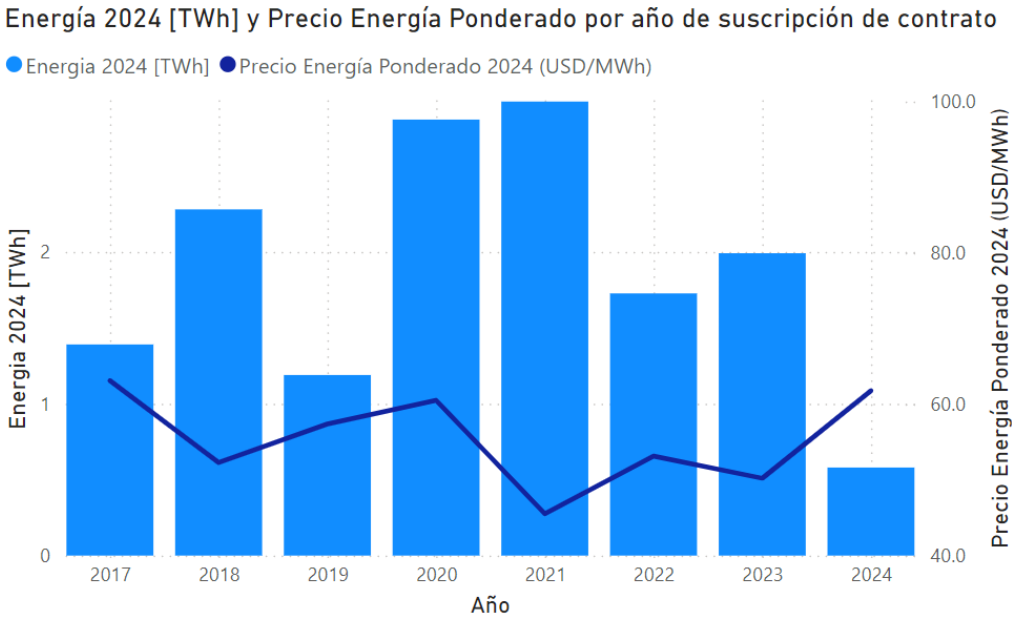

Figura 1: Precios de energía y energía contratada para el año 2024 de clientes libres en zonas de concesión de distribución.

En la Figura 1 se observa un fuerte incremento en la contratación por parte clientes libres en zona de distribución a partir del año 2017, tanto en energía como en número de clientes, donde el mayor aumento de nuevos clientes libres corresponde al año 2023 con 398 suministros contratados[8].

[7] Los precios de energía se encuentran indexados a enero 2024.

[8] Contabilizados de acuerdo a sus RUT de cliente.

En la figura anterior también se muestra que la mayor parte de energía contratada al año 2024 fue suscrita durante el año 2021, mientras que los menores precios fueron los asociados a los contratos suscritos en el año 2021, cuyo precio de energía ponderado a enero 2024 es de 45,52 [USD/MWh].

Los clientes libres en zona de distribución, a partir del 01 de enero de 2017, muestran precios promedio ponderados de energía de estos a enero 2024, que corresponde a 54,12 [USD/MWh].

En el periodo que media a partir de enero 2017, el número de clientes libres en zona de concesión se incrementó considerablemente. Asimismo, al relevar solo los contratos con suministro para clientes libres en zona de distribución, firmados a partir de enero 2017, el nivel de energía contratada representa el 31,01 % del total de energía contratada al año 2024 (regulados, libres y libres distribución). Por su parte, considerando el mismo periodo de tiempo, los clientes libres en zona de distribución representan un 38,7% del total de la energía a precio libre.

Con la información anterior, se desprende que en la actualidad ya se ha materializado el traspaso de la mayoría de los clientes regulados a libre, principalmente aquellos de mayor tamaño, para quienes los ahorros derivados del menor costo de la energía compensan los mayores costos de transacción asociados a la suscripción y administración de un contrato como cliente libre. Adicionalmente, el precio promedio de cliente libre permite asumir que seguiría siendo atractivo ese régimen por sobre el regulado, por lo tanto, el incentivo sería a cambiarse al mercado libre.

Según lo anterior, y dado que existen asimetrías de información, tiempos de cambio entre otros factores que pueden limitar un traspaso completo de potenciales clientes, para efectos de modelar el año 2024 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW. Para el año 2025 en este informe se incluyó como límite de traspasos un 50% del total de la energía estimada para los clientes con potencia conectada sobre 500 kW, para el año 2026 se consideró un traspaso equivalente al 75% del total de la energía estimada para los clientes con potencia conectada sobre 500 kW, y un 80% para el resto del horizonte de análisis.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia evacuar un informe que se pronuncie sobre la solicitud de rebajar el límite de potencia para que usuarios finales puedan optar a un régimen de tarifa regulada o de precio libre, desde los actuales 500 kilowatts a 300 kilowatts, de conformidad al artículo 147 letra d) del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”).

Luego de analizada la propuesta del Ministerio de Energía, consistente en la disminución desde 500 a 300 kW del umbral mínimo de potencia para que clientes opten al aprovisionamiento de energía eléctrica como clientes libres, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en su Informe N° 33/2024 de 27 de noviembre de 2024, concluye que la solicitud no genera riesgos sustanciales a competencia. En consecuencia, se informa favorablemente.

Finalmente, con fecha 5 de diciembre de 2024, el Ministerio de Energía emitió la Resolución Exenta N° 58 que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 147° literal d) de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con esta modificación, se analizó el nuevo grupo de clientes en condición de traspasarse desde el régimen regulado al libre. En este sentido, se realizó un análisis a través del modelo de difusión de Bass. El modelo consiste en una ecuación diferencial que describe el proceso de cómo nuevos productos son adoptados por la población, en este caso, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.

La probabilidad de adopción de la tecnología por un individuo en el tiempo t está definido por:

$$\frac{f(t)}{1-F(t)} = p + \frac{q}{m} mF(t), \text{ con } F(t) = \frac{1-e^{-(p+q)t}}{1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}$$

Donde p es el coeficiente de innovación y q el de imitación. $F(t)$ es la proporción de adoptantes acumulada al tiempo t, mientras que m es el mercado potencial final. De esta manera $mF(t)$ define el número acumulado de adoptantes. Dado que este grupo de clientes es nuevo en su capacidad de cambiarse de régimen, se utilizaron valores teóricos.

Por otro lado, respecto a las comunas en transición del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667, se descontaron del potencial de traspasos total la energía consumida en esas comunas por aquellos clientes con potencia conectada de hasta 5000 kW, toda vez que el incentivo a permanecer o cambiarse a régimen regulado, es mayor que permanecer o cambiar a cliente libre.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso de clientes actualmente sometidos a regulación de precios a clientes libres, para las distintas empresas distribuidoras:

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	13	27	95	103	116	126	133	135	137	138	140	141	143	145	146	148	150	151	153	155	157
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	15	244	597	645	702	746	780	792	801	810	820	830	840	850	861	872	883	894	905	917	929
TIL-TIL	-	-	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	0	4	9	10	10	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	13	13	13	13	13	13
CGE	28	299	667	733	811	875	929	956	981	1.006	1.031	1.056	1.082	1.108	1.134	1.160	1.186	1.212	1.239	1.266	1.293
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
FRONTEL	1	19	39	42	46	49	52	54	55	57	59	60	62	63	65	67	68	70	72	73	75
SAESA	3	55	127	142	158	172	185	193	200	208	215	223	231	239	246	254	262	270	278	286	294
CODINER	0	1	5	5	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9
EDECSA	-	-	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CEC	0	4	9	9	10	11	11	12	12	12	12	12	13	13	13	13	13	14	14	14	14
LUZLINARES	0	4	8	9	10	10	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	15
LUZPARRAL	0	5	15	17	19	21	23	23	24	25	25	26	26	27	28	28	29	30	31	31	32
COPELEC	0	5	13	15	17	19	21	22	23	24	24	25	26	27	27	28	29	30	31	31	32
COELCHA	0	1	3	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8
SOCOEPA	-	-	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
COOPREL	0	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7
LUZ OSORNO	0	0	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
CRELL	-	-	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	62	669	1.597	1.744	1.922	2.067	2.184	2.238	2.286	2.334	2.383	2.432	2.481	2.531	2.581	2.633	2.684	2.736	2.789	2.842	2.896

Tabla 3.13.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel Nacional. [GWh]

3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

A pesar del incremento de clientes libres conectados en zona de distribución, las CGE,Saesa y CEC, informaron solicitudes de traspaso de clientes desde libre a regulado. Por lo mismo, para ser consistente, se considera la información entregada por las empresas distribuidoras, tomando en consideración la tasa de crecimiento de clientes regulados para el horizonte de proyección.

Por otro lado, respecto a las comunas en transición del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667, se sumaron aquellos consumos libres de esas comunas a medida que fueran venciéndose los contratos vigentes toda vez que el incentivo a traspasarse al régimen regulado es mayor a permanecer en el régimen libre.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	-	-	71	87	89	89	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	53	76	187	215	271	325	342	383	385	393	458	460	463	465	467	470	472	475	477	480	483
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
FRONTEL	-	-	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
SAESA	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	57	80	295	339	398	452	472	513	516	524	589	592	594	597	599	602	605	608	610	613	616

Tabla 3.14.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados CNE, a nivel Nacional. [GWh]

3.13. Generación Residencial

Con fecha 22 de mayo de 2024, a través del Oficio Ordinario CNE N° 345, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118, para el período de planificación del presente informe. En el señalado Oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 07 de junio de 2024, a través de su Oficio Ordinario Nº 713/2024, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el escenario de Carbono Neutralidad que corresponde al escenario que se alinea con los esfuerzos de política pública para el cumplimiento de los compromisos de cambio climático y que es el que más se asemeja en el consumo para el año base con la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE4. En este sentido, para el año 2024 se consideró la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE4, hasta la fecha de elaboración de este informe, ajustándose por la cantidad de meses faltantes para completar el año inicial, siendo este dato el punto de inicio para la proyección. Para el año 2025 y 2026 se ajustó promediando la información real y lo contenido en la información del Ministerio para llegar al 2027 a la información PELP. Para el cálculo se consideró únicamente las proyecciones de generación distribuida residencial, las que fueron asignadas a cada distribuidora por región en base a sus consumos proyectados para cada año.

A continuación, se presenta la información de los potenciales efectos de la Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118 para cada distribuidora:

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	79	91	102	112	134	159	185	196	209	217	224	234	247	260	274	285	296	303	311	318	328
EMELCA	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
LITORAL	4	5	6	6	7	9	10	11	11	12	12	13	13	14	15	16	16	16	17	17	18
ENEL DISTRIBUCIÓN	139	557	899	1.241	1.574	1.868	2.240	2.426	2.631	2.742	2.819	2.943	3.053	3.116	3.164	3.215	3.266	3.317	3.373	3.426	3.483
TIL-TIL	0	1	2	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
EEPA	1	14	23	31	40	47	56	61	66	69	71	74	77	78	80	81	82	84	85	86	88
CGE	351	707	1.041	1.374	1.753	2.057	2.413	2.603	2.754	2.855	2.941	3.026	3.117	3.188	3.252	3.320	3.391	3.462	3.556	3.629	3.702
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	1	2	2	3	4	5	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11
FRONTEL	11	30	54	77	122	150	185	208	218	223	226	229	232	235	237	240	243	246	248	250	253
SAESA	25	140	225	310	339	359	383	395	407	415	422	432	443	451	460	466	472	479	495	511	516
CODINER	1	4	8	13	21	26	31	35	37	37	38	38	38	38	38	39	39	39	39	39	40
EDECSA	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	8
CEC	2	2	3	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	9
LUZLINARES	5	5	6	8	9	10	12	13	13	14	14	15	16	17	17	18	19	19	20	21	22
LUZPARRAL	5	6	7	8	10	11	14	15	16	17	17	18	19	20	20	21	22	23	24	24	26
COPELEC	11	14	19	24	30	36	48	55	58	63	65	67	71	72	74	76	81	82	84	85	87
COELCHA	1	1	2	2	3	4	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	8
SOCOEPA	2	6	8	10	11	12	13	14	14	15	15	15	16	17	17	18	18	18	18	19	19
COOPREL	2	6	8	11	12	13	14	15	15	16	16	17	18	18	19	19	19	19	20	20	20
LUZ OSORNO	2	17	28	40	44	46	48	49	50	51	52	53	54	54	55	56	57	57	60	63	63
CRELL	2	14	23	33	36	38	40	40	41	42	43	43	44	44	45	46	46	47	49	51	52
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	646	1.626	2.469	3.312	4.159	4.860	5.718	6.163	6.571	6.819	7.007	7.251	7.493	7.659	7.806	7.953	8.106	8.255	8.441	8.605	8.761

Tabla 3.15.- Proyección de generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

3.14. Electromovilidad

Con fecha 22 de mayo de 2024, a través del Oficio Ordinario CNE N° 345, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país para el horizonte de proyección del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y las desagregaciones que permitan incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 07 de junio de 2024, a través de su Oficio Ordinario Nº 713/2024, incluyéndose una planilla de cálculo, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el escenario de Carbono Neutralidad que corresponde al escenario que se alinea con los esfuerzos de política pública para el cumplimiento de los compromisos de cambio climático, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. La información se desagregó para cada distribuidora de acuerdo a la proporción de vehículos existente en cada región según la Encuesta Anual de Parque Vehicular 2020 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

A continuación, se presenta la información de los potenciales efectos de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, desagregados por distribuidora según la metodología descrita en el párrafo anterior:

Empresa Dx	2024	202	202	202	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	6	20	45	79	119	163	210	262	317	376	436	499	562	631	701	762	822	884	960	1.040	1.121
EMELCA	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6	7	7	8	8	9	10
LITORAL	0	1	2	4	6	9	11	14	17	20	24	27	31	34	38	41	45	48	52	57	61
ENEL DISTRIBUCIÓN	22	72	163	289	436	597	772	961	1.162	1.378	1.598	1.830	2.062	2.315	2.572	2.792	3.013	3.242	3.519	3.814	4.109
TIL-TIL	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6	7	7
EEPA	1	2	4	7	11	15	19	24	29	35	40	46	52	58	65	70	76	82	89	96	103
CGE	35	112	254	451	679	930	1.202	1.497	1.809	2.145	2.488	2.850	3.212	3.605	4.005	4.348	4.692	5.049	5.479	5.939	6.399
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COOPELAN	0	1	2	3	4	6	7	9	11	13	15	17	19	22	24	26	28	30	33	36	39
FRONTEL	2	7	17	29	44	61	78	97	118	140	162	185	209	235	261	283	305	328	357	386	416
SAESA	4	13	30	53	80	109	141	176	213	253	293	335	378	424	471	512	552	594	645	699	753
CODINER	0	1	2	3	5	7	8	10	13	15	17	20	23	25	28	30	33	35	38	42	45
EDECSA	0	0	1	2	3	4	5	6	7	9	10	12	13	15	16	18	19	21	22	24	26
CEC	0	0	1	2	2	3	4	5	6	8	9	10	12	13	14	16	17	18	20	21	23
LUZLINARES	0	1	2	4	6	9	11	14	17	20	23	26	30	33	37	40	43	47	50	55	59
LUZPARRAL	0	1	3	5	7	10	12	15	19	22	26	29	33	37	41	45	48	52	56	61	66
COPELEC	1	4	9	16	25	34	43	54	65	78	90	103	116	130	145	157	170	183	198	215	232
COELCHA	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	14	16	17	18	20	21	23	25
SOCOEPA	0	0	1	2	3	4	5	6	8	9	10	12	13	15	17	18	19	21	23	25	27
COOPREL	0	1	1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	14	16	18	19	21	23	25	27	29
LUZ OSORNO	1	2	4	7	10	14	18	22	26	31	36	42	47	53	59	64	69	74	80	87	94
CRELL	0	1	3	5	8	11	14	18	22	26	30	34	39	43	48	52	56	61	66	71	77
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	75	240	546	966	1.455	1.994	2.577	3.210	3.879	4.600	5.335	6.111	6.886	7.730	8.588	9.323	10.061	10.826	11.749	12.734	13.722

Tabla 3.16.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel Nacional. [GWh]

3.15. Proyecciones de demanda ajustadas

Las demandas anuales de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectadas de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.14 anteriores para el horizonte 2024 a 2044, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	2.517	2.532	2.582	2.643	2.681	2.722	2.760	2.833	2.910	2.995	3.080	3.168	3.254	3.344	3.436	3.520	3.606	3.697	3.800	3.907	4.014
EMELCA	24	25	26	28	29	30	31	33	34	36	37	38	40	41	43	44	45	47	48	50	51
LITORAL	159	163	168	174	180	186	192	199	206	213	221	228	235	243	251	258	266	274	282	291	300
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.513	10.018	9.572	9.481	9.408	9.399	9.305	9.450	9.578	9.802	10.050	10.256	10.470	10.747	11.038	11.291	11.545	11.733	12.033	12.357	12.681
TIL-TIL	18	18	18	18	18	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25
EEPA	237	225	218	216	216	216	215	218	221	226	232	236	241	247	253	258	263	268	275	282	288
CGE	13.836	13.783	13.828	14.167	14.498	14.944	15.365	16.043	16.750	17.536	18.394	19.217	20.027	20.895	21.775	22.602	23.427	24.207	25.073	25.999	26.931
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5
COOPELAN	140	147	154	161	169	177	182	192	201	211	220	229	239	248	257	266	275	284	293	303	312
FRONTEL	1.284	1.298	1.346	1.381	1.398	1.433	1.475	1.527	1.594	1.668	1.743	1.820	1.897	1.978	2.059	2.137	2.214	2.292	2.377	2.463	2.549
SAESA	2.075	2.032	2.009	2.049	2.148	2.263	2.373	2.515	2.660	2.813	2.969	3.128	3.283	3.448	3.614	3.776	3.937	4.095	4.257	4.422	4.600
CODINER	88	86	80	79	72	71	69	69	71	74	78	82	86	90	95	100	105	110	113	117	121
EDECSA	53	54	53	54	54	54	55	56	57	58	59	61	62	63	65	66	67	68	70	72	74
CEC	92	90	88	90	92	94	93	97	101	105	109	113	117	121	125	129	133	137	141	145	149
LUZLINARES	161	163	163	168	172	177	180	187	194	202	210	218	226	234	243	251	259	268	277	286	295
LUZPARRAL	134	135	129	132	135	139	142	148	156	163	171	179	187	196	205	213	222	231	240	250	260
COPELEC	316	336	355	382	416	450	474	505	539	564	590	616	641	668	694	718	739	761	788	814	840
COELCHA	68	71	73	78	82	86	89	95	101	106	112	118	124	130	136	142	148	154	160	167	173
SOCOEPA	54	53	51	51	53	54	56	59	62	65	69	73	76	80	84	88	92	97	101	106	111
COOPREL	58	56	57	58	62	65	69	73	78	82	87	92	96	101	105	110	115	119	123	128	133
LUZ OSORNO	176	173	172	173	183	194	205	219	234	249	264	280	295	311	328	343	358	372	387	401	417
CRELL	151	149	152	155	163	172	179	191	203	216	228	242	255	268	282	294	306	316	327	338	350
MATAQUITO	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	32.156	31.609	31.295	31.741	32.230	32.950	33.530	34.731	35.973	37.408	38.949	40.421	41.877	43.481	45.115	46.636	48.154	49.559	51.196	52.928	54.681

Tabla 3.17A- Proyección de demanda de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2024-2044. [GWh]

Empresa Dx/Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	3,3%	0,6%	2,0%	2,4%	1,4%	1,5%	1,4%	2,7%	2,7%	2,9%	2,8%	2,9%	2,7%	2,8%	2,7%	2,4%	2,5%	2,5%	2,8%	2,8%	2,8%
EMELCA	13,7%	4,8%	5,0%	4,9%	4,5%	4,3%	4,1%	4,5%	4,3%	4,3%	3,9%	3,8%	3,6%	3,6%	3,4%	3,1%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,0%
LITORAL	3,8%	2,5%	3,1%	3,5%	3,2%	3,2%	3,2%	3,6%	3,6%	3,7%	3,4%	3,4%	3,2%	3,3%	3,2%	3,0%	2,9%	3,0%	3,2%	3,2%	3,1%
ENEL DISTRIBUCIÓN	5,3%	-4,7%	-4,5%	-0,9%	-0,8%	-0,1%	-1,0%	1,6%	1,4%	2,3%	2,5%	2,1%	2,1%	2,6%	2,7%	2,3%	2,2%	1,6%	2,6%	2,7%	2,6%
TIL-TIL	1,2%	0,1%	-1,8%	1,0%	0,8%	1,3%	0,4%	2,6%	2,2%	2,9%	2,8%	2,3%	2,2%	2,6%	2,5%	2,1%	2,0%	1,8%	2,2%	2,3%	2,2%
EEPA	6,3%	-5,2%	-3,2%	-0,6%	-0,3%	0,3%	-0,8%	1,7%	1,3%	2,3%	2,5%	1,9%	1,9%	2,5%	2,5%	2,1%	2,0%	1,8%	2,4%	2,5%	2,5%
CGE	4,0%	-0,4%	0,3%	2,5%	2,3%	3,1%	2,8%	4,4%	4,4%	4,7%	4,9%	4,5%	4,2%	4,3%	4,2%	3,8%	3,6%	3,3%	3,6%	3,7%	3,6%
COOPERSOL	1,6%	4,1%	4,5%	5,0%	4,5%	5,0%	5,0%	6,1%	6,0%	5,9%	5,5%	5,6%	5,3%	5,1%	5,0%	4,8%	4,6%	4,5%	4,8%	4,6%	4,4%
COOPELAN	8,8%	5,1%	4,7%	5,0%	4,7%	4,7%	3,1%	5,1%	4,9%	4,8%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,5%	3,4%	3,2%	3,3%	3,2%	3,1%
FRONTEL	5,5%	1,1%	3,7%	2,6%	1,2%	2,5%	2,9%	3,6%	4,4%	4,6%	4,5%	4,5%	4,2%	4,2%	4,1%	3,8%	3,6%	3,5%	3,7%	3,6%	3,5%
SAESA	4,6%	-2,1%	-1,1%	2,0%	4,9%	5,3%	4,9%	6,0%	5,8%	5,7%	5,5%	5,3%	5,0%	5,0%	4,8%	4,5%	4,3%	4,0%	4,0%	3,9%	4,0%
CODINER	11,8%	-2,4%	-6,1%	-1,9%	-8,5%	-1,2%	-3,3%	-0,2%	2,7%	4,9%	4,9%	5,1%	5,0%	5,0%	5,7%	5,0%	4,7%	4,6%	3,3%	3,4%	3,1%
EDECSA	2,2%	2,0%	-1,9%	1,1%	0,4%	0,6%	0,8%	1,9%	1,9%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,3%	2,2%	1,9%	1,9%	2,0%	2,4%	2,6%	2,4%
CEC	1,1%	-2,3%	-2,1%	2,3%	2,1%	2,3%	-0,5%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,7%	3,5%	3,4%	3,4%	3,2%	3,0%	2,8%	2,9%	2,9%	2,7%
LUZLINARES	6,8%	1,2%	0,2%	2,8%	2,5%	2,9%	2,1%	3,7%	3,8%	3,9%	3,9%	3,8%	3,6%	3,7%	3,7%	3,4%	3,3%	3,2%	3,4%	3,4%	3,3%
LUZPARRAL	-0,2%	0,6%	-4,6%	3,0%	2,2%	2,9%	1,9%	4,5%	4,9%	4,8%	4,9%	4,8%	4,5%	4,6%	4,6%	4,1%	3,9%	3,9%	4,1%	4,1%	3,9%
COPELEC	6,2%	6,4%	5,5%	7,6%	8,9%	8,3%	5,2%	6,7%	6,8%	4,6%	4,6%	4,4%	4,0%	4,2%	4,0%	3,4%	2,9%	3,1%	3,4%	3,4%	3,2%
COELCHA	-1,7%	4,7%	3,0%	5,9%	5,3%	5,4%	3,5%	6,1%	6,0%	5,8%	5,5%	5,3%	4,9%	4,9%	4,7%	4,3%	4,1%	4,0%	4,1%	4,0%	3,9%
SOCOEPA	3,7%	-3,1%	-3,9%	0,5%	3,1%	3,4%	2,5%	5,3%	5,3%	5,9%	5,8%	5,3%	4,6%	5,3%	4,9%	5,0%	4,7%	4,5%	4,6%	4,7%	4,6%
COOPREL	1,5%	-2,4%	0,5%	3,1%	6,1%	5,9%	5,4%	6,2%	5,9%	6,3%	5,9%	5,3%	4,6%	5,0%	4,5%	4,4%	4,0%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%
LUZ OSORNO	3,7%	-1,7%	-0,3%	0,8%	5,5%	6,3%	5,4%	7,0%	6,7%	6,3%	6,1%	6,0%	5,5%	5,5%	5,2%	4,7%	4,4%	3,9%	3,9%	3,7%	4,1%
CRELL	8,7%	-1,4%	2,2%	1,8%	5,1%	5,7%	4,0%	6,9%	6,5%	6,0%	6,0%	6,0%	5,2%	5,2%	5,1%	4,4%	4,2%	3,2%	3,4%	3,3%	3,7%
MATAQUITO	8,2%	1,2%	1,2%	1,4%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%
DESA		115,5%	21,6%	16,6%	11,5%	14,6%	16,8%	23,7%	30,2%	11,2%	9,9%	10,1%	8,8%	8,0%	7,7%	7,0%	6,6%	6,4%	7,0%	6,6%	6,1%
TOTAL	**4,6%**	**-1,7%**	**-1,0%**	**1,4%**	**1,5%**	**2,2%**	**1,8%**	**3,6%**	**3,6%**	**4,0%**	**4,1%**	**3,8%**	**3,6%**	**3,8%**	**3,8%**	**3,4%**	**3,3%**	**2,9%**	**3,3%**	**3,4%**	**3,3%**

Tabla 3.17B- Tasas de crecimiento de demanda proyectada de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2024-2044 [%].

4. Nivel de contratación existente

De conformidad a lo establecido en la Ley y en las normas reglamentarias correspondientes, las empresas concesionarias de distribución, en forma individual o colectiva, han llevado a cabo licitaciones de suministro para contratar el abastecimiento de suministro de energía de sus clientes sometidos a regulación de precios.

En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos se encuentran vigentes, para efectos de considerar las respectivas energías adjudicadas en el presente análisis.

PROCESO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
	CHL 2006/02-2	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
	CHL 2010/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til–Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	
	SIC 2013/03-2	
2015/01	2015/01	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til–Til, Edecsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	
2017/01	2017/01	
2021/01	2021/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2022/01	2022/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2023/01	2023/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel, Coelcha, Mataquito y DESA.

Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

El cómputo del nivel de contratación que se presenta a continuación considera los contratos pactados en forma previa a la publicación de la Ley Nº 20.018, o contratos a precios de nudo de corto plazo que aún se encuentren vigentes.

Por otro lado, dicho cómputo no considera la energía de los siguientes contratos, por las razones que a continuación se explica:

Contrato con Huemul Energía SpA, por 374 GWh/año, respaldado por el proyecto Ckani, correspondiente a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N° 292, de fecha 14 de julio de 2023.

Contrato con María Elena Solar S.A., por 280 GWh/año, correspondiente a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado del contrato se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N° 623 y N°22, de fecha 18 de diciembre de 2023 y 16 de enero de 2024, respectivamente.

Contrato con Parque Eólico San Andrés SpA, por 273 GWh/año, correspondiente a la licitación 2021/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N°437, de fecha 23 de agosto de 2024, acogiéndose la solicitud presentada por la empresa en función de lo dispuesto en la cláusula vigésimo quinto del contrato, correspondiente al mecanismo de postergación de inicio de suministro o término anticipado del contrato.

Contrato con Copihue Energía SpA, por 286 GWh/año, correspondiente a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N°604 y N°665, de fecha 14 de noviembre y 13 de diciembre de 2024, respectivamente.

Contrato con Cox Energía SpA, por 140 GWh/año, correspondiente a la licitación 2017/01. A contar de la fecha de inicio de suministro, 1 de enero de 2024, el suministrador se encuentra incumpliendo su obligación de suministro. Considerando el pronunciamiento[9] de esta Comisión de fecha 12 de septiembre de 2024 ante solicitud formulada por Empresas Eléctricas A.G., y al rechazo al recurso de reposición interpuesto por el suministrador[10], existiría mérito suficiente para que las distribuidoras procedan al cobro de la garantía de fiel cumplimiento del contrato y posteriormente soliciten el término anticipado de los contratos. En consideración de lo anterior, para efectos de estimar las necesidades de contratación de suministro futuro, se ha descartado la contabilización del suministro contratado asociado al señalado contrato, aun cuando su término anticipado no ha sido aún materializado.

Contrato con Energía Renovable Verano Tres SpA, por 540 GWh/año, correspondiente a la licitación 2017/01. A contar de la fecha de inicio de suministro, 1 de enero de 2024, el suministrador se encuentra incumpliendo su obligación de suministro. Considerando el pronunciamiento[11] de esta Comisión de fecha 12 de septiembre de 2024 ante solicitud formulada por Empresas Eléctricas A.G., existiría mérito suficiente para que las distribuidoras soliciten el término anticipado de los contratos. En consideración de lo anterior, para efectos de estimar las necesidades de contratación de suministro futuro, se ha descartado la contabilización del

[9] Oficio CNE N° 673/2024.

[10] Resolución Exenta CNE N°576, de 30 de octubre de 2024.

[11] Oficio CNE N° 670/2024.

suministro contratado asociado al señalado contrato, aun cuando su término anticipado no ha sido aún materializado.

Cabe señalar que el nivel de contratación correspondiente a la empresa distribuidora Til-Til, se encuentra contenido dentro de la contratación de la empresa Enel Distribución, en virtud del mandato de suministro que dichas empresas han sostenido para ser representada por esta última en las distintas licitaciones de suministro, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6° del Reglamento de Licitaciones.

En conformidad con lo anterior, la evolución del nivel de contratación agregado de las empresas distribuidoras para el período 2024-2043, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y los contratos que se encuentran vigentes, considerando tanto las componentes base como variable de los bloques de suministro, y descartados los contratos señalados en el presente capítulo, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

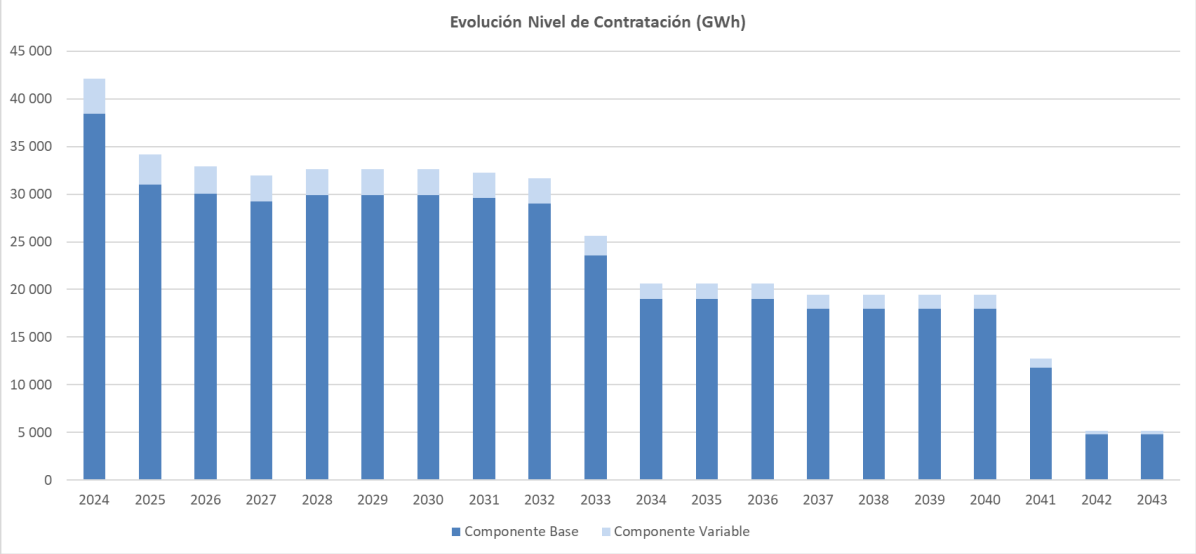

Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

A continuación, se presenta el detalle de la proyección de contratación de energía de cada empresa distribuidora para dicho período, considerando únicamente las componentes base de los bloques de suministro:

Empresa Dx/Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	3 033	2 412	2 538	2 392	2 570	2 552	2 552	2 474	2 372	1 859	1 494	1 493	1 493	1 405	1 405	1 405	1 405	895	336	336
EMELCA	18	15	20	19	20	20	20	20	19	14	10	10	10	10	10	10	10	6	2	2
LITORAL	121	88	143	143	170	157	154	143	132	95	75	75	75	72	72	72	72	47	25	25
ENEL DISTRIBUCIÓN	12 721	11 147	9 620	9 611	8 900	8 900	8 896	8 907	8 835	7 210	5 720	5 719	5 719	5 338	5 338	5 338	5 338	3 276	872	872
EEPA	296	264	215	209	206	206	207	205	201	160	126	126	126	117	117	117	117	70	16	16
CGE	17 145	13 195	13 383	12 558	13 216	13 293	13 302	13 141	12 867	10 512	8 602	8 602	8 602	8 125	8 125	8 125	8 125	5 414	2 367	2 367
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5
COOPELAN	119	85	131	129	152	146	145	141	136	109	90	90	90	87	87	87	87	63	41	41
FRONTEL	1 201	924	992	1 171	1 389	1 325	1 308	1 273	1 233	994	815	815	816	782	782	782	782	591	367	367
SAESA	2 479	1 932	1 772	1 827	1 935	1 985	2 003	2 001	1 979	1 629	1 313	1 316	1 316	1 248	1 248	1 248	1 248	888	450	450
CODINER	98	71	86	75	72	72	73	72	71	55	43	43	43	41	41	41	41	26	11	11
EDECSA	68	50	74	59	56	57	57	57	56	45	36	36	36	34	34	34	34	20	7	7
CEC	135	105	96	94	93	95	97	98	98	78	57	57	57	55	55	55	55	38	20	20
LUZLINARES	161	109	148	139	156	152	150	147	142	115	94	94	94	91	91	91	91	64	39	39
LUZPARRAL	132	94	116	129	156	148	147	143	139	112	92	92	92	88	88	88	88	66	42	42
COPELEC	232	171	266	272	336	318	314	306	295	230	183	183	183	178	178	178	178	136	97	97
COELCHA	83	66	59	58	62	64	65	64	64	52	42	43	43	41	41	41	41	29	17	17
SOCOEPA	38	29	49	51	62	59	59	57	55	41	31	31	31	31	31	31	31	24	17	17
COOPREL	53	41	47	50	57	57	58	58	57	43	31	31	31	30	30	30	30	23	17	17
LUZ OSORNO	174	131	149	145	157	159	158	158	154	126	102	102	102	98	98	98	98	69	40	40
CRELL	116	94	124	118	135	133	134	132	129	101	78	79	79	76	76	76	76	56	37	37
MATAQUITO	0.0	0.0	2.3	1.1	1.3	0.9	1.0	1.0	1.0	0.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0
DESA	0.0	0.0	0.0	0.4	1.0	0.7	0.7	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
TOTAL	38 424	31 025	30 034	29 253	29 903	29 904	29 904	29 601	29 038	23 584	19 039	19 040	19 041	17 950	17 951	17 951	17 951	11 806	4 826	4 826

Tabla 4.2.A- Nivel de contratación en componente base de empresas distribuidoras [GWh]

El nivel de contratación total de energía de cada empresa distribuidora para el período 2024-2043, incluyendo tanto las componentes base como las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Empresa Dx/Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	3 266	2 653	2 780	2 605	2 790	2 771	2 770	2 687	2 578	2 020	1 620	1 619	1 619	1 523	1 523	1 523	1 523	970	358	358
EMELCA	20	16	22	20	22	22	22	21	21	15	11	11	11	10	10	10	10	7	3	3
LITORAL	130	97	155	154	181	168	165	154	141	103	81	81	81	77	77	77	77	51	26	26
ENEL DISTRIBUCIÓN	14 017	12 286	10 579	10 552	9 757	9 756	9 752	9 757	9 672	7 869	6 225	6 225	6 225	5 806	5 806	5 806	5 806	3 567	934	934
EEPA	326	292	236	230	225	226	227	225	220	175	137	137	137	128	128	128	128	76	17	17
CGE	18 755	14 515	14 669	13 704	14 382	14 464	14 475	14 299	14 001	11 417	9 318	9 317	9 317	8 793	8 793	8 793	8 793	5 854	2 519	2 519
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5
COOPELAN	131	94	141	140	164	157	156	152	146	117	97	96	96	93	93	93	93	68	44	44
FRONTEL	1 321	1 016	1 084	1 270	1 497	1 431	1 413	1 375	1 332	1 072	876	876	877	839	839	839	839	632	387	387
SAESA	2 727	2 125	1 949	2 002	2 114	2 167	2 185	2 182	2 158	1 769	1 420	1 423	1 423	1 348	1 348	1 348	1 348	957	478	478
CODINER	107	78	93	81	79	79	79	79	77	60	47	47	47	44	44	44	44	28	12	12
EDECSA	73	55	81	64	61	62	62	62	61	49	39	39	39	37	37	37	37	22	8	8
CEC	148	116	106	103	102	104	107	108	107	85	62	62	62	59	59	59	59	41	21	21
LUZLINARES	174	120	161	151	169	164	162	159	154	124	101	101	101	97	97	97	97	69	41	41
LUZPARRAL	142	104	126	139	167	160	159	154	150	120	99	99	99	95	95	95	95	71	45	45
COPELEC	255	188	287	294	360	341	338	328	317	247	195	196	196	190	190	190	190	145	102	102
COELCHA	92	73	65	64	67	70	71	70	69	57	46	46	46	44	44	44	44	32	18	18
SOCOEPA	42	32	53	55	67	64	63	61	59	44	33	33	33	33	33	33	33	25	18	18
COOPREL	58	45	51	54	62	62	62	62	62	47	33	33	33	32	32	32	32	24	18	18
LUZ OSORNO	191	144	162	158	170	172	171	171	167	136	109	110	110	105	105	105	105	75	42	42
CRELL	128	103	135	128	146	144	145	143	139	109	84	84	84	81	81	81	81	59	39	39
MATAQUITO	0.0	0.0	2.4	1.1	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0
DESA	0.0	0.0	0.0	0.4	1.1	0.7	0.7	0.8	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
TOTAL	42 105	34 152	32 939	31 972	32 587	32 588	32 588	32 254	31 635	25 636	20 637	20 637	20 638	19 439	19 439	19 439	19 439	12 776	5 135	5 136

Tabla 4.2.B- Nivel de contratación total (componentes base y variable) de empresas distribuidoras [GWh]

5. Necesidades de suministro a contratar

A partir de la información de proyecciones de demanda a nivel nacional presentada en el numeral 3, y los niveles de contratación presentados en el numeral 4 anterior, se proyectan las necesidades de suministro de cada empresa distribuidora para el período 2024 a 2043, resultante de la diferencia de ambos términos, donde un valor positivo representa un superávit de contratación y un valor negativo representa un déficit de contratación o necesidad de suministro.

Para efectos de determinar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras, en términos generales se considera que para licitaciones de largo plazo, es decir a partir del año 2030 en adelante, las empresas distribuidoras deben satisfacer su demanda con las componentes base de contratos propios, sin necesariamente considerar las componentes variables en el nivel de contratación de dicho período ni el uso del mecanismo de traspaso de excedentes establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, de modo de mantener individualmente una holgura de contratación que permita absorber variaciones no esperadas de demanda. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que en algún año del período se observen altos niveles de excedentes globales en comparación a un déficit neto relativamente menor, se podrá evaluar que dicho déficit pueda ser cubierto con las componentes variables de los contratos, así como con el mecanismo de traspaso de excedentes.

En el corto plazo, correspondiente al período comprendido entre los años 2024 al 2029, ambos inclusive, se considera el eventual uso de las componentes variables de las empresas distribuidoras, así como el mecanismo de traspaso de excedentes para aportar a satisfacer las necesidades de suministro a corto plazo. Lo anterior sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, y que permitan mantener un grado de holgura suficiente para absorber variaciones no esperadas de demanda, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del presente informe.

De acuerdo a lo señalado, y considerando los niveles de contratación señalados en la tabla 4.2.B del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a corto plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes y déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2024 a 2029:

Cod Dx	Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029
6	CHILQUINTA	749	121	198	-38	110	49
8	EMELCA	-4	-9	-5	-7	-7	-8
9	LITORAL	-29	-66	-14	-20	2	-18
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	3 487	2 250	990	1 053	331	339
14	EEPA	89	67	18	13	10	10
18	CGE	4 919	732	842	-464	-116	-480
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0
21	COOPELAN	-9	-53	-12	-22	-5	-20
22	FRONTEL	36	-283	-262	-111	100	-2
23	SAESA	651	93	-60	-46	-35	-96
26	CODINER	20	-7	13	3	7	8
28	EDECSA	20	1	28	10	7	7
29	CEC	56	26	18	13	10	11
31	LUZLINARES	13	-43	-2	-16	-3	-13
32	LUZPARRAL	8	-31	-2	7	32	20
33	COPELEC	-61	-148	-68	-88	-56	-109
34	COELCHA	24	1	-8	-14	-15	-17
35	SOCOEPA	-12	-20	3	4	14	9
36	COOPREL	1	-11	-5	-4	0	-4
39	LUZ OSORNO	15	-29	-10	-15	-13	-22
40	CRELL	-23	-46	-17	-27	-17	-28
45	MATAQUITO	-1.50	-1.52	0.90	-0.46	-0.23	-0.61
46	DESA	-0.01	-0.01	-0.02	0.41	1.05	0.70
Total Excedentes		**10 089**	**3 291**	**2 110**	**1 105**	**622**	**454**
Total Déficit		**-140**	**-748**	**-466**	**-874**	**-266**	**-816**

Tabla 5.1- Necesidades de suministro de corto plazo de empresas distribuidoras [GWh]

De la misma forma, y considerando sólo los niveles de contratación en componente base señalados en la tabla 4.2.A del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a largo plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión,

así como el total de excedentes y de déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2030 a 2043:

Cod Dx	Empresa Dx	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
6	CHILQUINTA	-208	-359	-538	-1 136	-1 586	-1 676	-1 761	-1 938	-2 030	-2 114	-2 201	-2 801	-3 465	-3 571
8	EMELCA	-11	-13	-15	-22	-27	-28	-30	-32	-33	-34	-36	-41	-46	-47
9	LITORAL	-38	-55	-74	-118	-145	-153	-160	-171	-179	-187	-194	-227	-258	-267
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	-427	-562	-762	-2 612	-4 351	-4 558	-4 772	-5 431	-5 722	-5 976	-6 231	-8 481	-11 185	-11 510
14	EEPA	-7	-13	-20	-66	-106	-110	-115	-129	-135	-141	-146	-198	-258	-265
18	CGE	-2 063	-2 903	-3 882	-7 023	-9 792	-10 615	-11 426	-12 770	-13 649	-14 477	-15 302	-18 794	-22 706	-23 632
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	COOPELAN	-37	-51	-65	-102	-130	-140	-149	-161	-171	-180	-189	-221	-252	-261
22	FRONTEL	-166	-254	-361	-674	-928	-1 005	-1 081	-1 196	-1 277	-1 355	-1 432	-1 702	-2 010	-2 096
23	SAESA	-370	-514	-681	-1 184	-1 656	-1 812	-1 967	-2 200	-2 366	-2 528	-2 690	-3 207	-3 807	-3 972
26	CODINER	4	3	0	-19	-35	-39	-43	-49	-54	-59	-64	-84	-102	-106
28	EDECSA	3	2	-1	-13	-24	-25	-26	-29	-31	-32	-33	-48	-63	-65
29	CEC	4	1	-3	-27	-52	-56	-60	-66	-70	-74	-78	-99	-121	-125
31	LUZLINARES	-30	-40	-52	-87	-115	-123	-131	-143	-152	-160	-169	-204	-238	-247
32	LUZPARRAL	5	-5	-17	-51	-79	-87	-96	-108	-117	-125	-134	-164	-198	-207
33	COPELEC	-159	-200	-244	-334	-407	-433	-458	-490	-516	-540	-561	-625	-691	-717
34	COELCHA	-25	-30	-37	-54	-70	-75	-81	-89	-95	-101	-107	-125	-143	-150
35	SOCOEPA	3	-2	-7	-24	-38	-41	-45	-49	-53	-58	-62	-73	-84	-88
36	COOPREL	-11	-16	-21	-39	-57	-61	-65	-71	-75	-80	-85	-96	-107	-111
39	LUZ OSORNO	-47	-61	-80	-123	-162	-178	-193	-214	-230	-245	-261	-303	-347	-361
40	CRELL	-45	-59	-74	-115	-150	-164	-176	-192	-206	-218	-230	-260	-289	-300
45	MATAQUITO	-0.7	-0.7	-0.7	-0.9	-1.3	-1.3	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.9	-1.9	-1.9
46	DESA	0.7	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
Total Excedentes		**19**	**7**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Total Déficit		**-3 645**	**-5 138**	**-6 935**	**-13 824**	**-19 910**	**-21 381**	**-22 836**	**-25 531**	**-27 165**	**-28 686**	**-30 203**	**-37 753**	**-46 371**	**-48 102**

Tabla 5.2- Necesidades de suministro de largo plazo de empresas distribuidoras [GWh]

De acuerdo a los resultados presentados en las tablas anteriores, se concluye lo siguiente para cada horizonte de planificación:

• **Corto Plazo:** Se aprecia que en el período 2024-2029, las necesidades de suministro para el período 2024-2026 se encuentran cubiertas, dado que los excedentes de energía superan a los déficits que se estiman para dicho período. Sin embargo, para el período 2027-2028 existen requerimientos de energía, necesarios para contar con un nivel de holgura mínimo requerido. Asimismo, para el año 2029 el excedente proyectado no es capaz de cubrir el déficit que se estima para dicho año. En consecuencia, resulta necesario licitar las necesidades de suministro a corto plazo, dotando al conjunto de contratos de vigentes de una holgura de contratación, que permita cubrir incrementos no esperados de la demanda.

• **Largo Plazo:** Para los años 2030 en adelante, se aprecia un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, por lo tanto, se requiere de procesos licitatorios que solventen esas necesidades de suministro.

6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica

Los compromisos de suministro de energía eléctrica hacia clientes finales (tanto regulados como libres), adquiridos por las empresas generadoras participantes del mercado eléctrico en aquellos sistemas con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, son cumplidos mediante la adquisición de energía y potencia en el mercado mayorista, independientemente del nivel de generación de sus unidades, de acuerdo a lo dispuesto en sus respectivos contratos bilaterales y en conformidad a lo establecido en la normativa eléctrica.

En el contexto señalado anteriormente, es posible estimar una cantidad de energía que cada empresa generadora podría considerar como disponible para efectos de contratación con usuarios finales en el horizonte de análisis, como ejercicio referencial y bajo determinados supuestos, que se ha denominado en el presente informe como “Energía Disponible Estimada”. Cabe señalar, que esta energía no corresponde necesariamente a la energía esperada que inyectará cada central, ni tampoco, dada las características del mercado mayorista, debe tener necesariamente un correlato con los contratos que cada empresa generadora pueda suscribir con sus clientes.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador en operación a junio de 2024, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°340, de la Comisión, de fecha 28 de junio de 2024, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, y aquellos proyectos que fueron presentados por los adjudicatarios de licitaciones de suministro a clientes regulados como respaldo de los compromisos adquiridos en dichas licitaciones, utilizándose diversos criterios dependiendo de la tecnología de cada una de las unidades generadoras para determinar su aporte de energía.

De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2035, considerando la variabilidad natural y los efectos del cambio climático. En el caso de las centrales térmicas, se consideró la potencia máxima de las unidades, afectada por la indisponibilidad programada y forzada de la estadística de los últimos 5 años para cada unidad, publicada por el Coordinador, junto al cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el día 4 de junio de 2019, actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía, y todas las comunicaciones presentadas de acuerdo a lo que se indica en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de julio 2024 en su numeral 1.6.

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó el perfil de generación promedio esperado hasta el año 2035[12]. Cabe señalar que para el caso de las centrales cuya información estadística resultaba insuficiente para efectuar una estimación adecuada, se aproximó su disponibilidad o hidrología, según corresponda, con centrales similares en términos de tecnología, ubicación y/o tamaño. En el caso de centrales térmicas cuyo combustible principal corresponde a diésel o alguno de sus derivados, y que no cuentan con la posibilidad de operar con combustible alternativo (como por ejemplo GNL), no se consideró la generación proveniente de éstas para efectos de la estimación de la Energía Disponible Estimada, bajo el criterio que por su finalidad de operar principalmente en períodos de punta y sus altos costos de operación, la producción de estas instalaciones no se destina a suministrar contratos de largo plazo. Asimismo, no se consideraron en el cálculo las unidades de generación cuyos propietarios han expresado formalmente su intención de retirarlas del Sistema Eléctrico Nacional a través de acuerdos firmados con el Ministerio de Energía. El resultado de este cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla para el total del parque generador considerado.

Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Energía disponible estimada anual [GWh]	152.094	159.741	161.305	162.966	163.021	157.763	154.473	154.145	154.218	154.330	154.330	154.330

Tabla 6.1: Energía Disponible Anual Total [GWh]

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó una sensibilidad con respecto a la disponibilidad de GNL. En este sentido, se consideró que del parque completo de centrales que basan su funcionamiento con gas natural, sólo las centrales San Isidro y Nehuenco (disponibilidad parcial) cuentan con gas para su operación, según el comportamiento

[12] En consistencia con el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de julio 2024.

histórico observado. El resultado de este cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla para el total del parque generador considerado.

Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Energía disponible estimada anual [GWh]	132.573	140.220	141.784	143.446	143.501	138.243	134.952	134.625	134.698	134.810	134.810	134.810

Tabla 6.2: Energía Disponible Anual Ajustada [GWh]

Por otra parte, es posible determinar el nivel de contratación que actualmente tiene cada una de las empresas participantes del mercado mayorista, en virtud de los contratos suscritos con sus clientes. Para ello, y con el objeto de disponer de antecedentes actualizados, la Comisión solicitó, a las empresas generadoras, mediante el Oficio CNE N°268 de fecha 17 de abril de 2024 "*Informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2024 hasta 2054, inclusive. Asimismo, se solicita a Ud. indicar las principales características de dichos contratos, considerando para lo anterior aquellos contratos destinados a abastecer a clientes libres y clientes sometidos a regulación de precios que hayan iniciado o inicien suministro en el período previamente indicado, conforme al formato digital y contenido que se adjunta a la presente comunicación*".

Adicionalmente, esta información fue contrastada y analizada con otros antecedentes que la Comisión dispone, como la información entregada por las empresas generadoras en relación a procesos de solicitud de antecedentes relativa a contratos de suministro efectuada con anterioridad, y con la información que el Coordinador debe disponer, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-8 numeral f) de la Ley, que establece que el Coordinador debe mantener en el Sistema Público de Información, *"Información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos".*

Además, para clientes sometidos a regulación de precios, se considera la energía contratada en base a los procesos de licitación ya adjudicados[13], tanto en su componente base como variable.

[13] Considera el resultado del proceso de licitación 2023/01, así como también el término del contrato asociado a la licitación 2021/01, para el suministrador Parque Eólico San Andrés SpA, por 273 GWh anuales.

Año	Clientes Regulados [GWh]	Clientes Libres Distribuidora [GWh]	Clientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2024	43.071	948	66.843	110.862
2025	35.118	736	64.725	100.579
2026	33.905	526	63.461	97.893
2027	32.938	347	59.899	93.185
2028	33.553	232	55.088	88.874
2029	33.554	151	51.237	84.942
2030	33.554	113	47.309	80.976
2031	33.220	-	38.061	71.281
2032	32.601	-	29.615	62.215
2033	26.602	-	27.410	54.012
2034	21.603	-	24.578	46.180
2035	21.603	-	22.291	43.895

Tablas 6.3: Energía contratada anual [GWh]

Sobre la base de lo señalado, el nivel de contratación anual y el margen de energía disponible en el horizonte de análisis es el siguiente:

Año	Total Energía contratada [GWh]	Energía Disponible Estimada anual [GWh]	% Contratación Referencial	Margen [GWh]
2024	110.862	152.094	73%	41.232
2025	100.579	159.741	63%	59.162
2026	97.893	161.305	61%	63.412
2027	93.185	162.966	57%	69.782
2028	88.874	163.021	55%	74.148
2029	84.942	157.763	54%	72.822
2030	80.976	154.473	52%	73.497
2031	71.281	154.145	46%	82.864
2032	62.215	154.218	40%	92.003
2033	54.012	154.330	35%	100.319
2034	46.180	154.330	30%	108.150
2035	43.895	154.330	28%	110.436

Tablas 6.4: Margen de energía disponible [GWh]

Cabe señalar que la energía contratada que se muestra en las tablas no corresponde a una proyección de demanda propiamente tal, sino que a la energía máxima que de acuerdo a la información disponible, las empresas suministradoras tienen comprometida con sus clientes en caso que éstos lo requieran, del mismo modo que se considera la energía disponible sin limitar la factibilidad de disposición de GNL por parte de las empresas generadoras, en el entendido que en la medida que sea requerido, el suministro de este insumo podría ser considerado por parte de las empresas correspondientes.

Del análisis de las tablas anteriores, es posible observar, comparando la Energía Disponible Estimada con la Energía Contratada, que de manera agregada existe un margen razonable de energía disponible por parte del Sistema Eléctrico Nacional para abastecer a sus compromisos de suministro y a la demanda que pudiera necesitar futuros contratos de suministro. El resultado positivo de este margen refleja la suficiencia del sistema frente a la energía contratada.

Se debe tener en cuenta que este ejercicio es referencial, debido a que no incluye las consideraciones sobre la estrategia de contratación de las empresas generadoras distintas a las asociadas a la diferenciación para centrales diésel, ni tampoco refleja necesariamente el margen individual de energía que cada empresa generadora tendría disponible en forma efectiva, ya que para ello se deben tener en consideración criterios que definan los agentes privados en términos de riesgo, disponibilidad, generación esperada y condiciones especiales de generación, entre otros.

7. Condiciones especiales de licitación

I.

En consideración de las necesidades de suministro resultantes, de acuerdo a lo expuesto en el numeral 5 del presente informe, resulta necesario realizar una licitación de corto plazo para cubrir las necesidades de suministro de los años 2027, 2028 y 2029, en conformidad a las disposiciones establecidas en el artículo 135° bis de la Ley.

Cabe señalar que, en virtud de los objetivos de eficiencia económica y competencia, las licitaciones deben ser capaces de promover la participación de distintos medios de generación eficientes. A su vez, sobre la base del objetivo de seguridad del sistema, las licitaciones podrán generar condiciones para promover la incorporación de mayor capacidad de generación y flexibilidad al mismo.

En consideración a lo anterior, adicionalmente podrán contemplarse mecanismos de evaluación que permitan valorar los distintos niveles de riesgo que enfrentan ofertas de nuevos proyectos de generación respecto de aquellas ofertas en base a generación

existente, como también la de aquellos proyectos que contribuyan a la eficiencia del sistema. Asimismo, se podrán considerar elementos que contribuyan tanto con el logro del objetivo de diversificación del sistema, facilitando la participación de proyectos nuevos de generación en base a medios ERNC, como de seguridad, facilitando la participación de proyectos nuevos que contribuyan con la flexibilidad del sistema.

Las disposiciones específicas que permitan alcanzar los objetivos señalados, si las hubiere, estarán contenidas en las bases de licitación del proceso correspondiente.

8. Proyección de los procesos de licitación de suministro

De acuerdo a lo establecido en el artículo 131° ter de la Ley, a continuación, se informa la proyección indicativa de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años, en concordancia con las necesidades de suministro determinadas en el numeral 5 de presente informe.

Año de Adjudicación	Inicio de Suministro	Volumen CB a licitar (GWh/año)
2025	2027	1 600
2026	2029	1 200
2026	2030	900
2026	2031	3 000
2027	2032	1 800
2027	2033	6 900
2028	2034	6 000

Tabla 8.1: Proyección referencial de próximos procesos de licitación (CB)

Los montos de energía señalados en la tabla anterior corresponden a la componente base (CB) del bloque de suministro licitado, sin considerar la componente variable (CV) que se adicione para conformar el Bloque de Suministro total, en conformidad a lo señalado en el artículo 32 del Reglamento de Licitaciones.

Para el año 2025 se proyecta licitar las necesidades de suministro de corto plazo, requeridas a partir del año 2027. Para la presente proyección se ha supuesto que este proceso de corto plazo cuente con un período de suministro de 4 años, lo cual será en definitiva determinado en las correspondientes bases de licitación. Respecto a las necesidades de suministro requeridas a partir de 2029, las mismas podrían ser licitadas en un mismo proceso en el cual se incluyan necesidades de suministro de largo plazo,

de forma tal que el volumen a licitar como la antelación respecto al inicio de suministro, contribuyan a generar condiciones de competencia requeridas para estos procesos.

Cabe señalar que el detalle respecto del diseño de los bloques de suministro, las condiciones específicas de cada uno de estos procesos, así como el volumen definitivo a licitar, corresponden a materias propias de bases de licitación, y se establecerán en las mismas una vez se realicen los llamados a licitación respectivos.

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución exenta mediante su envío a las respectivas casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y las instituciones y usuarios interesados, a fin de que remitan las observaciones que estimen pertinentes, respecto de los apartados modificados.

ARTÍCULO TERCERO: Déjese establecido que el correo electrónico al cual se deberán remitir las observaciones corresponde al correo licitacionsuministros@cne.cl, debiendo adjuntar el formulario contenido en el anexo de la presente resolución y todos los antecedentes que sirvan de sustento a más tardar el día martes 14 de enero de 2025.

ARTICULO CUARTO: Publíquese la presente resolución exenta en forma íntegra en el sitio web de la Comisión.

Anótese, notifíquese y archívese.

MARCO ANTONIO MANCILLA AYANCAN

Firmado digitalmente por MARCO ANTONIO MANCILLA AYANCAN
Nombre de reconocimiento (DN): c=CL, title=ING CIVIL INDUSTRIAL, cn=MARCO ANTONIO MANCILLA AYANCAN, email=MMANCILLA@CNE.CL, serialNumber=10213184-3
Fecha: 2024.12.20 15:59:15 -03'00'

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

RGF/MFH/JMS/JCA/SCT

Distribución:
1. Secretaría Ejecutiva CNE.
2. Departamento de Regulación Económica CNE.
3. Departamento Jurídico CNE.
4. Oficina de Partes CNE.