

REF.: Aprueba “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2024-2044 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de diciembre de 2024.

Santiago, 16 de diciembre de 2024

RESOLUCION EXENTA N° 675

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Ley”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, que Aprueba 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 2018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, modificado por el Decreto Supremo N°67, de 2017, del Ministerio de Energía, en adelante “Reglamento de Licitaciones”;
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N°641, de 30 de agosto de 2016, que Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, complementada y modificada por las Resoluciones CNE N°434 y N° 603, ambas de 2017, en adelante “Resolución CNE N°641”;
- e) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N°668, 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 Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos, en adelante “Resolución CNE N°668”;
- f) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión 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, en adelante “Resolución CNE N°581”;
- g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta de la Comisión N° 57 de 15 de febrero de 2024, que aprueba “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de febrero de 2024;
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta de la Comisión N° 329, de 26 de junio de 2024, que rectifica Resolución Exenta N° 57, de 15 de febrero de 2024, que aprueba Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de febrero de 2024, y fija su texto refundido;

- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta de la Comisión N° 16 de 12 de enero de 2024, que aprueba “Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarificación de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuatrienio 2022 – 2026.”, de enero de 2024;
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta de la Comisión N° 448 de 27 de agosto de 2024, que aprueba “Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, cuatrienio 2022 – 2026.”, de agosto de 2024;
- k) Lo dispuesto en la Resolución Exenta de la Comisión N° 449 de 27 de agosto de 2024, que aprueba “Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó, cuatrienio 2022 – 2026.”, de agosto de 2024;
- l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta de la Comisión N° 450 de 27 de agosto de 2024, que aprueba “Informe Técnico Final del Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, cuatrienio 2022 – 2026.”, de agosto de 2024;
- m) Lo dispuesto en el Decreto N° 12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- n) La Resolución N° 7, de 2019 de Contraloría General de la República

CONSIDERANDO:

- 1) Que, la Ley dispone en su artículo 160° que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente y se reajustarán en las oportunidades que la Ley determina;
- 2) Que, el artículo 6° de la Resolución CNE N°641, establece que para cada fijación tarifaria, la Comisión deberá elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica, la cual será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo;
- 3) Que, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 6° de la Resolución CNE N°641, la Comisión elaboró el “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2024-2044 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de diciembre de 2024, el que se basó en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión, los antecedentes del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, cuatrienio 2022-2026, y los antecedentes contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2024, aprobado por Resolución CNE N° 581; y,
- 4) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores, la Comisión procederá a aprobar el “Informe Preliminar de Previsión

de Demanda 2024-2044 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos” según se señala a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el siguiente informe denominado “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2024-2044 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de diciembre de 2024, cuyo texto íntegro se transcribe a continuación:



**INFORME PRELIMINAR DE PREVISIÓN
DE DEMANDA ELÉCTRICA
2024-2044**

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y
SISTEMAS MEDIANOS**

**DICIEMBRE 2024
SANTIAGO – CHILE**

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene por objeto realizar una previsión de demanda eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos para el período 2024-2044.

Atendido que, de conformidad con lo establecido en la Resolución Exenta N°668 de 21 de noviembre de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, a partir del 21 de noviembre de 2017 se encuentra conformado el Sistema Eléctrico Nacional, para todos los efectos legales, el presente informe considera que los dos sistemas eléctricos existentes hasta dicha fecha, esto es, el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande han pasado a conformar el Sistema Eléctrico Nacional. En virtud de lo anterior, el presente informe realiza una previsión de demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, sin perjuicio de las distinciones entre Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande que pueda realizar y que responden al nivel de desagregación de la información con que se elaboró este informe, la que en parte es anterior a la interconexión del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande que dio lugar al Sistema Eléctrico Nacional.

Asimismo, se hace presente que la previsión de demanda de los Sistemas Medianos contenida en este informe corresponde a aquella determinada en el proceso de planificación y tarificación de los mismos para el período 2022-2026, desarrollado por la Comisión Nacional de Energía durante el presente año, conforme lo dispuesto en el artículo 174 y siguientes del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y demás disposiciones aplicables¹.

La previsión de demanda eléctrica que se realiza en el presente informe distingue dos grupos de consumo: clientes regulados y clientes libres, cuyos antecedentes son entregados a nivel de subestación primaria y por punto de conexión correspondientemente. El informe se basa en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión Nacional de Energía. La previsión de demanda del Sistema Eléctrico Nacional se muestra en la Tabla 1. Asimismo, para los clientes regulados, la previsión presentada corresponde a la que se realizó para el proceso de Licitaciones 2024, contenida en el Informe de Licitaciones Final del año 2024, aprobado por Resolución Exenta N°581, de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de octubre de 2024.

¹ En el marco del proceso de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén, la empresa Sociedad Austral de Electricidad S.A. presentó ante el Honorable Panel de Expertos una discrepancia contra las Resoluciones Exentas N° 449 y N° 450, de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 27 de agosto de 2024, las que actualmente se tramita como Discrepancia N° 32-2024 y N°34-2024. La discrepancia formulada dice relación con la proyección de demanda contenida en los informes técnicos señalados. En este sentido, en el evento de que el Honorable Panel de Expertos emita un dictamen en que se acojan las discrepancias señaladas, la información de demanda de los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén tendrán una variación respecto de la considerada para la emisión del presente informe preliminar de previsión de demanda.

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN (GWh) (*)			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2024	31.518	48.729	80.247
2025	30.978	50.810	81.788
2026	31.019	52.450	83.469
2027	31.464	53.662	85.126
2028	32.036	55.873	87.909
2029	32.805	56.471	89.276
2030	33.443	60.939	94.382
2031	34.607	62.814	97.421
2032	35.842	67.721	103.563
2033	37.261	67.379	104.640
2034	38.729	66.566	105.295
2035	40.189	67.298	107.487
2036	41.635	70.023	111.658
2037	43.227	71.219	114.446
2038	44.847	71.976	116.823
2039	46.358	72.981	119.339
2040	47.865	74.100	121.965
2041	49.261	77.561	126.822
2042	50.887	80.176	131.063
2043	52.604	83.226	135.830
2044	54.343	85.743	140.086

(*) expresado a nivel de subestación primaria.

Tabla 1.- Previsión de demanda SEN de clientes regulados y libres.

De acuerdo con lo observado en la Tabla 1, se proyecta que el consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional aumentaría de 80.2[TWh] a 140.1 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 74.57% en el período 2024-2044, con una tasa promedio anual de 2,82%, presentando los clientes regulados un crecimiento promedio de 2,76% y los clientes libres de 2,87%.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	ANTECEDENTES.....	5
2.1	Evolución histórica de demanda de clientes regulados.....	5
2.2	Evolución histórica de demanda de clientes libres.....	7
3.	PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS.....	8
3.1.	Previsión ajustada de demanda anual de clientes regulados.....	8
3.2.	Análisis de los antecedentes.....	8
3.3.	Eficiencia energética	10
3.4.	Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	12
3.5.	Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	15
3.6.	Generación eléctrica residencial	15
3.7.	Electromovilidad.....	18
3.8.	Previsión de demanda anual ajustada	20
3.9.	Modulación mensual	23
3.10.	Desagregación espacial.....	23
4.	Proyección de demanda de clientes libres.....	24
5.	PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE	27
5.1	Previsión total anual por tipo de cliente.....	27
6.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS.....	29
6.1	Antecedentes	29
6.2	Previsión de Demanda.....	31
7.	PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS.....	33

ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2024-2044

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N°641, de la Comisión Nacional de Energía en adelante “la Comisión”, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por las Resoluciones Exentas CNE N°434 y N°603, ambas de 2017, en adelante “Resolución CNE N°641”, para cada fijación tarifaria, la Comisión debe elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica. De acuerdo con lo anterior, esta previsión será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo y, asimismo, podrá ser utilizado en los demás procesos que desarrolla la Comisión, entre los que se encuentran las medidas de equidad tarifaria y reconocimiento de generación local, las fijaciones de precio de nudo promedio, los procesos de tarificación de la transmisión, el plan de expansión de la transmisión, los cargos de transmisión, el cargo por servicio público, entre otros.

Asimismo, en cada proceso tarifario, la Comisión puede revisar y actualizar la previsión de demanda, basándose, entre otros aspectos, en la evolución del consumo observado, la información de otros procesos tarifarios, las encuestas a clientes, la eficiencia energética, la información estadística, la opinión de expertos, la integración energética regional, así como también cambios en las expectativas económicas.

Para dar cumplimiento a lo anteriormente señalado, en el presente informe se muestra la previsión de demanda para el período 2024-2044 y los antecedentes que han sido utilizados como fundamento para su determinación.

2. ANTECEDENTES

2.1 Evolución histórica de demanda de clientes regulados

De acuerdo con lo señalado en los artículos 6° y 7° de la Resolución CNE N°641, la Comisión está facultada para solicitar la información que le permita elaborar la previsión de demanda de acuerdo con 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 N° 259 de fecha 12 de abril de 2024, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2015 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, adicionales a los ya disponibles por parte de esta Comisión, 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
COPELAN	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
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
SOCOEPSA	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 2.1.- Evolución histórica 2010-2023 de la demanda de clientes regulados por empresa distribuidoras del SEN a nivel de subestación primaria (GWh).

2.2 Evolución histórica de demanda de clientes libres

Para la revisión de la previsión de demanda, la Comisión, a través de Oficio Ordinario N°151, de 03 de marzo de 2020, solicitó al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, los retiros históricos de clientes regulados y libres para el período 2000 a 2019, solicitándosele, además, su actualización mensual con posterioridad.

A partir de la solicitud anteriormente señalada, los datos de demanda históricos, para el período 2010 a 2023, a nivel de la barra más próxima a su punto de conexión al sistema, son los siguientes:

Año	Cientes Libres
2010	27.860
2011	30.046
2012	31.408
2013	31.429
2014	31.878
2015	32.623
2016	32.746
2017	35.010
2018	39.991
2019	42.221
2020	43.702
2021	45.946
2022	46.473
2023	47.140

Tabla 2.2.- Evolución histórica de retiros de clientes libres informado por el Coordinador, periodo 2010-2023 del SEN (GWh).

3. PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS

3.1. Previsión ajustada de demanda anual de clientes regulados

En consideración a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, que establece la obligación de la Comisión de elaborar anualmente un informe de licitaciones, el cual debe contener las previsiones de demanda de los clientes regulados, las que están sujetas a la eventual resolución de discrepancias por parte del Honorable Panel de Expertos, se ha determinado que, por razones de consistencia de procesos regulatorios, las metodologías y modelos de proyección de demanda para clientes regulados del presente informe corresponden a las que se realizaron para el proceso de Licitaciones 2024, contenida en el Informe de Licitaciones Final del año 2024, y aprobado por la Resolución Exenta N°581, de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de octubre de 2024, en adelante “Resolución Exenta CNE N°581”. La metodología de cálculo se describe a continuación.

3.2. Análisis de los antecedentes

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°69, de fecha 24 de enero de 2024, en adelante “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, durante el mes de marzo y correspondientes a los valores esperados para el Segundo Semestre 2024, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 23° 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.

La descripción metodológica entregada por las empresas distribuidoras, a saber, 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, se basan en 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.

Adicionalmente, en el modelamiento se incorporaron 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, electromovilidad ni traspasos de clientes regulados al régimen libre, efectos que se incluyen con posterioridad según se describe en los numerales siguientes.

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, de 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 correspondientes a estas empresas.

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, se hace presente que, para todos los efectos, actualmente Enel, es la continuadora legal de Chilectra S.A., y se agrupó la demanda de Empresa Eléctrica Colina Ltda y Luz Andes Ltda. en el total de demanda de Enel para todo el período de proyección.

Los antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2024/>

En referencia a cambios extra-tendenciales, 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, generación residencial y electromovilidad, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento.

Sobre la base de la información antes señalada, 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, en sus resultados tendenciales asociado a crecimiento vegetativo, pero sin incluir efectos extratendenciales

como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad.

3.3. 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 N° 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 el consumo de energía a cada distribuidora según su región, separando los clientes por sector económico según los datos recibidos en respuesta de las empresas 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	-11	-14	-15	-17	-20	-13	-17	-23	-28	-31	-35	-38	-40	-44	-45	-48	-49	-49	-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	-44	-94	-140	-180	-188	-208	-214	-205	-178	-143	-97	-47	14	74	137	278	353	427	503
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	-10	-11	-10	-9	-8	-6	-5	-3	-0	2	5	8	10	13
CGE	-121	-176	-251	-320	-388	-454	-551	-664	-780	-894	-998	-1.107	-1.206	-1.308	-1.406	-1.508	-1.607	-1.648	-1.718	-1.796	-1.873
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
COPELAN	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-7	-8	-10	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19	-19	-20	-21	-22
FRONTEL	-12	-16	-21	-26	-31	-36	-52	-64	-76	-88	-99	-110	-120	-131	-142	-153	-164	-173	-184	-194	-204
SAESA	-16	-19	-25	-30	-36	-43	-45	-59	-74	-89	-105	-124	-141	-159	-179	-197	-215	-229	-246	-263	-280
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	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
CEC	-2	-3	-3	-4	-4	-5	-2	-4	-5	-6	-8	-9	-10	-11	-12	-14	-15	-16	-17	-18	-19
LUZLINARES	-2	-3	-4	-4	-5	-6	-5	-6	-8	-9	-10	-11	-13	-14	-16	-17	-18	-20	-21	-22	-23
LUZPARRAL	-2	-3	-4	-4	-5	-6	-5	-6	-8	-9	-10	-11	-13	-14	-16	-17	-19	-20	-21	-23	-24
COPELEC	-0	-2	-5	-8	-12	-16	-19	-22	-25	-25	-24	-23	-21	-18	-15	-12	-8	-2	3	8	14
COELCHA	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4	-4	-5	-6	-6	-7	-7	-8	-8	-9	-9	-9	-9	-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	-3	-5	-6	-7	-9	-10	-12	-14	-15	-17	-17	-18	-19	-20
CRELL	1	2	3	4	6	7	11	11	11	12	12	11	12	13	13	14	14	18	20	22	24
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	-139	-242	-378	-517	-654	-784	-895	-1.069	-1.236	-1.381	-1.493	-1.605	-1.693	-1.778	-1.851	-1.925	-1.990	-1.907	-1.925	-1.946	-1.968

Tabla 3.1.- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel de subestación Primaria [GWh]

3.4. 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 base a lo informado en respuesta al Oficio CNE N°268 de 2024, en que se solicitó 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] . Estos datos corresponden a contratos de 1964 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 de clientes libres en zona de distribución a partir del año 2017, tanto en energía como en número de clientes. El mayor aumento de nuevos clientes libres corresponde al año 2023 con 398 suministros contratados.

En la figura anterior también se muestra que la mayor parte de energía contratada al año 2024 corresponde a contratos suscritos 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, que corresponde a 54,12 [USD/MWh], en moneda de enero 2024.

En el periodo que media a partir de enero 2017 y la actualidad, el número de clientes libres en zona de concesión se incrementó considerablemente. Asimismo, al considerar solo los contratos de 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 (considerando

clientes regulados, libres y libres conectados en 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 contratada 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 régimen 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 régimen 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.

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	26	40	43	43	44	44	45	45	46	46	47	47	48	48	49	49	50	51	51	52
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	15	241	365	394	398	403	408	412	417	422	427	432	438	443	449	454	460	466	472	478	484
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	0	4	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8
CGE DISTRIBUCIÓN	27	292	451	495	509	523	538	552	567	581	596	611	626	641	656	671	687	702	718	733	749
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	1	18	28	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
SAESA	3	55	86	96	101	105	109	114	118	123	127	132	137	141	146	150	155	160	164	169	174
CODINER	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	0	4	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8
LUZLINARES	0	3	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8
LUZPARRAL	0	5	7	8	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11	11	11	11	12
COPELEC	0	5	8	9	9	10	11	11	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16	17
COELCHA	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	0	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	61	655	1.006	1.099	1.125	1.151	1.177	1.204	1.230	1.257	1.284	1.312	1.339	1.367	1.395	1.423	1.452	1.481	1.510	1.539	1.569

Tabla 3.2- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.5. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

A pesar del incremento de clientes libres conectados en zona de distribución, las empresas CGE, Saesa y CEC, informaron solicitudes de traspaso de clientes desde régimen 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.

Empresa Dx	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EPPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE DISTRIBUCIÓN	52	74	76	78	80	83	85	87	89	92	94	96	99	101	103	106	108	111	113	116	118
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
FRONTEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	56	78	80	83	85	88	90	93	95	98	100	103	105	108	111	113	116	119	121	124	127

Tabla 3.3- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libre a regulado CNE, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.6. Generación eléctrica 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 N° 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 la información se ajustó promediando la información real y la información del Ministerio de Energía para empalmar al 2027 a la información PELP. Para el cálculo se consideraron 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	78	90	100	110	132	156	182	193	205	213	221	231	243	256	270	281	291	299	306	313	323
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	5	6	7	8	10	10	11	12	12	13	13	14	15	15	16	16	17	17	18
ENEL DISTRIBUCIÓN	137	549	886	1.223	1.551	1.841	2.208	2.391	2.593	2.703	2.778	2.900	3.008	3.071	3.118	3.169	3.219	3.269	3.324	3.377	3.432
TIL-TIL	0	1	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
EEPA	1	14	22	31	39	46	56	60	65	68	70	73	76	77	79	80	81	82	84	85	86
CGE DISTRIBUCIÓN	343	690	1.015	1.341	1.711	2.007	2.355	2.541	2.688	2.787	2.870	2.953	3.042	3.111	3.174	3.240	3.309	3.379	3.470	3.542	3.612
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	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11
FRONTEL	10	29	52	75	118	146	179	202	212	217	220	222	226	228	231	233	236	239	241	243	246
SAESA	25	138	222	305	334	353	377	389	400	408	415	425	436	443	453	458	464	472	487	503	508
CODINER	1	4	8	12	20	25	30	34	36	36	37	37	37	37	37	38	38	38	38	38	39
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	2	3	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
LUZLINARES	5	5	6	7	9	10	11	12	13	14	14	15	15	16	17	18	18	19	20	21	22
LUZPARRAL	5	6	7	8	10	11	13	14	15	16	17	17	18	19	20	21	21	22	23	24	25
COPELEC	10	14	19	23	29	35	47	53	57	61	63	65	69	70	72	74	78	80	81	83	84
COELCHA	1	1	2	2	3	3	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8
SOCOEPA	2	5	8	10	11	12	13	13	14	14	15	15	16	17	17	17	18	18	18	18	18
COOPREL	2	6	8	11	12	13	14	14	15	16	16	16	17	18	18	19	19	19	19	19	20
LUZ OSORNO	2	16	28	39	43	45	47	48	49	50	51	52	53	53	54	55	56	57	59	62	62
CRELL	2	13	23	32	35	37	39	40	41	41	42	43	43	44	44	45	46	46	48	50	51
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	633	1.594	2.421	3.248	4.078	4.766	5.607	6.043	6.443	6.687	6.871	7.110	7.348	7.511	7.655	7.799	7.949	8.094	8.277	8.437	8.590

Tabla 3.4.- Proyección de generación residencial, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.7. 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 N° 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 con 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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	6	19	44	78	117	160	207	258	312	370	429	491	554	621	690	749	809	870	944	1.024	1.103
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	23	27	30	34	38	41	44	47	51	56	60
ENEL DISTRIBUCIÓN	22	71	161	285	429	589	761	947	1.145	1.358	1.575	1.804	2.033	2.282	2.535	2.752	2.970	3.195	3.468	3.759	4.050
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	34	40	45	51	57	64	69	75	80	87	95	102
CGE DISTRIBUCIÓN	34	109	248	440	662	908	1.173	1.461	1.765	2.093	2.428	2.781	3.134	3.518	3.908	4.243	4.579	4.927	5.347	5.795	6.245
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELAN	0	1	1	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	30	32	35	37
FRONTEL	2	7	16	28	43	59	76	95	114	136	157	180	203	228	253	275	297	319	346	375	405
SAESA	4	13	29	52	79	108	139	173	210	248	288	330	372	418	464	504	543	585	635	688	741
CODINER	0	1	2	3	5	6	8	10	12	15	17	19	22	25	27	30	32	34	37	40	44
EDECSA	0	0	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	13	14	16	17	19	20	22	24	26
CEC	0	0	1	2	2	3	4	5	6	7	9	10	11	13	14	15	16	18	19	21	22
LUZLINARES	0	1	2	4	6	8	11	13	16	19	22	26	29	32	36	39	42	45	49	53	57
LUZPARRAL	0	1	3	4	7	9	12	15	18	21	25	28	32	36	40	43	47	50	55	59	64
COPELEC	1	4	9	16	24	33	42	53	64	75	87	100	113	127	141	153	165	178	193	209	225
COELCHA	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	14	15	16	18	19	21	22	24
SOCOEPA	0	0	1	2	3	4	5	6	7	9	10	12	13	15	16	18	19	21	22	24	26
COOPREL	0	0	1	2	3	4	5	7	8	9	11	13	14	16	18	19	21	22	24	26	28
LUZ OSORNO	1	2	4	6	10	13	17	22	26	31	36	41	46	52	58	63	68	73	79	86	92
CRELL	0	1	3	5	8	11	14	18	21	25	29	34	38	43	47	51	56	60	65	70	76
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	73	236	535	947	1.426	1.954	2.525	3.145	3.801	4.507	5.227	5.988	6.748	7.574	8.415	9.136	9.859	10.608	11.513	12.478	13.445

Tabla 3.5.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.8. Previsión de demanda anual ajustada

Las demandas anuales de clientes regulados proyectadas por esta Comisión de acuerdo con lo indicado en los numerales anteriores, por empresa distribuidora y a nivel de subestación primaria, para el horizonte 2024 a 2044, 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	2.477	2.492	2.524	2.574	2.621	2.671	2.712	2.786	2.863	2.947	3.032	3.120	3.205	3.295	3.387	3.470	3.557	3.646	3.750	3.856	3.963
EMELCA	24	25	26	27	28	30	31	32	34	35	36	38	39	41	42	43	45	46	47	49	50
LITORAL	157	161	166	172	177	183	189	196	203	210	217	225	232	240	247	255	262	270	278	287	296
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.361	9.874	9.657	9.586	9.566	9.596	9.532	9.682	9.812	10.037	10.286	10.494	10.709	10.987	11.278	11.534	11.789	11.979	12.280	12.605	12.930
TIL-TIL	18	18	18	18	18	19	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26
EEPA	234	221	217	216	216	217	216	220	223	228	233	238	242	248	254	259	265	270	276	283	290
CGE DISTRIBUCIÓN	13.502	13.450	13.588	13.914	14.246	14.680	15.114	15.751	16.450	17.221	18.008	18.820	19.621	20.478	21.347	22.164	22.979	23.751	24.607	25.521	26.441
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5
COOPELAN	136	142	150	157	165	173	178	187	196	206	215	224	233	242	251	260	268	277	286	295	305
FRONTEL	1.248	1.261	1.285	1.320	1.339	1.376	1.418	1.469	1.535	1.607	1.680	1.756	1.832	1.910	1.990	2.066	2.142	2.218	2.301	2.385	2.469
SAESA	2.042	1.999	2.015	2.059	2.169	2.291	2.407	2.550	2.696	2.849	3.006	3.165	3.321	3.486	3.652	3.815	3.977	4.135	4.297	4.463	4.641
CODINER	85	83	81	80	74	74	72	72	74	77	81	85	89	93	99	103	108	113	116	120	124
EDECSA	52	53	54	54	55	55	56	57	58	59	61	62	63	65	66	67	68	70	71	73	75
CEC	89	87	88	90	93	95	95	99	103	106	111	115	118	122	127	131	134	138	142	146	150
LUZLINARES	156	158	161	166	170	176	180	186	194	201	209	216	224	232	241	249	257	266	274	284	293
LUZPARRAL	130	131	133	137	142	148	152	158	166	173	182	190	198	207	216	225	233	242	252	262	272
COPELEC	307	327	349	376	411	446	470	501	534	559	585	610	635	661	687	710	731	753	779	805	831
COELCHA	66	69	73	78	82	87	90	96	102	107	113	119	125	131	137	143	149	155	161	168	174
SOCOPEA	54	52	52	52	54	57	58	61	65	68	72	76	79	83	87	92	96	100	105	110	114
COOPREL	57	55	56	58	62	66	69	73	78	83	88	92	96	101	106	110	115	119	124	128	133
LUZ OSORNO	173	170	171	172	182	194	204	219	233	248	263	278	294	310	326	341	356	370	385	399	415
CRELL	149	146	150	153	161	170	177	189	202	214	226	240	253	266	279	291	303	313	324	334	347
MATAQUITO	1	1	1	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	31.518	30.978	31.019	31.464	32.036	32.805	33.443	34.607	35.842	37.261	38.729	40.189	41.635	43.227	44.847	46.358	47.865	49.261	50.887	52.604	54.343

Tabla 3.6.A.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de empresas distribuidoras del SEN en el período 2024-2044, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de subestación primaria de distribución (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	3,3%	0,6%	1,3%	2,0%	1,8%	1,9%	1,6%	2,7%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,7%	2,8%	2,8%	2,5%	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%	3,2%	3,5%	3,3%	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%	-2,2%	-0,7%	-0,2%	0,3%	-0,7%	1,6%	1,3%	2,3%	2,5%	2,0%	2,0%	2,6%	2,7%	2,3%	2,2%	1,6%	2,5%	2,6%	2,6%
TIL-TIL	1,2%	0,1%	0,6%	1,2%	1,4%	1,7%	0,7%	2,6%	2,2%	2,8%	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%	-1,9%	-0,5%	0,0%	0,5%	-0,6%	1,7%	1,3%	2,3%	2,4%	1,9%	1,9%	2,5%	2,5%	2,1%	2,0%	1,8%	2,3%	2,5%	2,4%
CGE DISTRIBUCIÓN	4,0%	-0,4%	1,0%	2,4%	2,4%	3,0%	3,0%	4,2%	4,4%	4,7%	4,6%	4,5%	4,3%	4,4%	4,2%	3,8%	3,7%	3,4%	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%	5,0%	5,1%	4,8%	4,8%	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%	1,9%	2,7%	1,4%	2,7%	3,1%	3,6%	4,5%	4,7%	4,6%	4,5%	4,3%	4,3%	4,2%	3,8%	3,7%	3,6%	3,7%	3,7%	3,5%
SAESA	4,6%	-2,1%	0,8%	2,2%	5,3%	5,6%	5,1%	5,9%	5,7%	5,7%	5,5%	5,3%	4,9%	5,0%	4,8%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,9%	4,0%
CODINER	11,8%	-2,4%	-2,3%	-1,5%	-7,2%	-0,2%	-2,5%	0,0%	2,6%	4,6%	4,7%	4,9%	4,7%	4,8%	5,5%	4,8%	4,6%	4,5%	3,2%	3,3%	3,0%
EDECSA	2,2%	2,0%	0,8%	1,2%	0,9%	1,0%	1,0%	1,8%	1,9%	2,2%	2,2%	2,2%	2,0%	2,2%	2,1%	1,8%	1,8%	2,0%	2,4%	2,5%	2,3%
CEC	1,1%	-2,3%	0,8%	2,5%	2,8%	2,7%	-0,1%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,6%	3,4%	3,4%	3,4%	3,1%	3,0%	2,8%	2,8%	2,9%	2,6%
LUZLINARES	6,8%	1,2%	1,9%	2,9%	2,9%	3,2%	2,3%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,6%	3,6%	3,7%	3,4%	3,3%	3,2%	3,3%	3,4%	3,2%
LUZPARRAL	-0,2%	0,6%	1,5%	3,4%	3,5%	3,9%	2,6%	4,4%	4,6%	4,6%	4,7%	4,6%	4,3%	4,4%	4,4%	4,0%	3,8%	3,8%	4,0%	4,0%	3,8%
COPELEC	6,2%	6,4%	6,9%	7,7%	9,2%	8,5%	5,3%	6,7%	6,7%	4,6%	4,6%	4,4%	4,0%	4,2%	4,0%	3,4%	2,9%	3,1%	3,4%	3,3%	3,2%
COELCHA	-1,7%	4,7%	5,7%	6,1%	5,9%	5,8%	3,8%	6,1%	6,0%	5,7%	5,5%	5,2%	4,9%	4,9%	4,7%	4,3%	4,1%	4,0%	4,1%	4,0%	3,9%
SOCOEPA	3,7%	-3,1%	0,0%	0,9%	4,0%	4,0%	3,0%	5,3%	5,1%	5,8%	5,7%	5,2%	4,5%	5,2%	4,8%	4,9%	4,6%	4,5%	4,6%	4,6%	4,5%
COOPREL	1,5%	-2,4%	1,8%	3,2%	6,3%	6,1%	5,5%	6,1%	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%	0,5%	0,9%	5,7%	6,4%	5,5%	6,9%	6,6%	6,3%	6,1%	5,9%	5,5%	5,4%	5,2%	4,6%	4,4%	3,9%	3,9%	3,7%	4,1%
CRELL	8,7%	-1,4%	2,7%	1,9%	5,2%	5,8%	4,0%	6,9%	6,5%	6,0%	5,9%	6,0%	5,2%	5,1%	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%	0,1%	1,4%	1,8%	2,4%	1,9%	3,5%	3,6%	4,0%	3,9%	3,8%	3,6%	3,8%	3,7%	3,4%	3,3%	2,9%	3,3%	3,4%	3,3%

Tabla 3.6.B.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de empresas distribuidoras del SEN en el período 2024-2044, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de subestación primaria de distribución. [%]

3.9. Modulación mensual

La modulación mensual corresponde a la participación porcentual de energía de cada mes dentro de la energía anual total, es decir, de la previsión anual de demanda anteriormente descrita. Estos valores se calculan considerando las modulaciones mensuales informadas por las empresas distribuidoras en las respuestas al Oficio Ordinario CNE N°69.

3.10. Desagregación espacial

La desagregación geográfica de la demanda de clientes regulados, esto es, la desagregación por barra de la previsión anual de demanda se realiza en consistencia con las cantidades informadas por las propias empresas distribuidoras en sus respuestas al Oficio Ordinario CNE N°69.

4. Proyección de demanda de clientes libres

En conformidad a lo establecido en los artículos 6° y 7° de la Resolución CNE N°641, y en el marco de la preparación de antecedentes para el cálculo de la previsión de la demanda eléctrica, corresponde actualizar la información y proyección de demanda del SEN.

Debido a lo anterior, la Comisión solicitó al Coordinador, mediante el Oficio Ordinario CNE N° 511, de 24 de julio de 2024, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2024-2044 de cada cliente libre del sistema, indicando si corresponde a un cliente suministrado por empresas distribuidoras o empresas generadoras. La respuesta del Coordinador comprende dos fuentes de información:

- i. Encuestas a grandes clientes libres, en las que se les solicita a las empresas que envíen sus proyecciones de energía y potencia con resolución mensual para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos.
- ii. Para el resto de los clientes libres se realiza un modelo econométrico que utiliza como variable de entrada las proyecciones económicas de IMACEC, precio de energía de cliente regulados, población, vivienda, entre otros y como salida entrega la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN.

En cuanto a la metodología de proyección se consideró como base lo presentado por el Coordinador en cuanto a las encuestas de grandes clientes y tasas de crecimientos resultantes de sus modelos econométricos, y la información proporcionada tanto por las empresas distribuidoras y generadoras. Adicionalmente, se consideró la información disponible de los resultados del “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2023-2043 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de febrero de 2024.

Adicionalmente, 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 N° 713/2024. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario de carbono neutralidad.

Finalmente, con fecha 05 de diciembre de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 825, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de demanda eléctrica por concepto de producción de Hidrógeno Verde, para el período de planificación del presente informe. Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 12 de diciembre de 2023, a través de Oficio Ordinario N° 1610. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario más conservador, que corresponde a Recuperación lenta.

A continuación, se presentan las proyecciones de demanda eléctrica por conceto de producción de Hidrógeno Verde:

Año	Recuperación Lenta
2024	0
2025	28
2026	42
2027	139
2028	309
2029	526
2030	901
2031	1.094
2032	1.758
2033	2.471
2034	3.203
2035	4.115
2036	5.114
2037	6.182
2038	7.287
2039	8.422
2040	9.617
2041	13.152
2042	16.732
2043	20.415
2044	24.266

Tabla 4.1.- Proyecciones de demanda eléctrica por conceto de producción de Hidrógeno Verde, periodo 2024-2044 [GWh].

A partir de estos antecedentes, la proyección de demanda agregada de clientes libres en el SEN es la que se muestra a continuación:

Año	Cliente Libre
2024	48.729
2025	50.810
2026	52.450
2027	53.662
2028	55.873
2029	56.471
2030	60.939
2031	62.814
2032	67.721
2033	67.379
2034	66.566
2035	67.298
2036	70.023
2037	71.219
2038	71.976
2039	72.981
2040	74.100
2041	77.561
2042	80.176
2043	83.226
2044	85.743

Tabla 4.2- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2024-2044 (GWh).

5. PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE

5.1 Previsión total anual por tipo de cliente

A continuación, se presenta la previsión de demanda determinada por esta Comisión para el SEN, en el período 2024-2044, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA SEN		
	Cliente Regulado (*)	Cliente Libre	Sistema
2024	31.518	48.729	80.247
2025	30.978	50.810	81.788
2026	31.019	52.450	83.469
2027	31.464	53.662	85.126
2028	32.036	55.873	87.909
2029	32.805	56.471	89.276
2030	33.443	60.939	94.382
2031	34.607	62.814	97.421
2032	35.842	67.721	103.563
2033	37.261	67.379	104.640
2034	38.729	66.566	105.295
2035	40.189	67.298	107.487
2036	41.635	70.023	111.658
2037	43.227	71.219	114.446
2038	44.847	71.976	116.823
2039	46.358	72.981	119.339
2040	47.865	74.100	121.965
2041	49.261	77.561	126.822
2042	50.887	80.176	131.063
2043	52.604	83.226	135.830
2044	54.343	85.743	140.086

(*) Previsión de demanda de clientes regulados a nivel de subestación primaria.

Tabla 5.1.- Previsión de demanda SEN de clientes regulados y libres (GWh).

TASAS DE CRECIMIENTO SEN [%]			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2025	-1,71%	4,27%	1,92%
2026	0,13%	3,23%	2,05%
2027	1,43%	2,31%	1,99%
2028	1,82%	4,12%	3,27%
2029	2,40%	1,07%	1,55%
2030	1,94%	7,91%	5,72%
2031	3,48%	3,08%	3,22%
2032	3,57%	7,81%	6,30%
2033	3,96%	-0,50%	1,04%
2034	3,94%	-1,21%	0,63%
2035	3,77%	1,10%	2,08%
2036	3,60%	4,05%	3,88%
2037	3,82%	1,71%	2,50%
2038	3,75%	1,06%	2,08%
2039	3,37%	1,40%	2,15%
2040	3,25%	1,53%	2,20%
2041	2,92%	4,67%	3,98%
2042	3,30%	3,37%	3,34%
2043	3,37%	3,80%	3,64%
2044	3,31%	3,02%	3,13%

Tabla 5.2.- Tasas de crecimiento de demanda SEN de clientes regulados y libres.

6. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS

6.1 Antecedentes

Las proyecciones de demanda presentadas en este informe corresponden a aquellas resultantes de los procesos de tarificación de los Sistemas Medianos actual, en los cuales se llevaron a cabo los procesos de Planificación y Tarificación de todos los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuatrienio 2022-2026. Los referidos procesos incluyen una proyección de demanda para todo el horizonte de planificación, el que comprende hasta el año 2035.

Las bases técnicas definitivas del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuatrienio 2022-2026 establecen lo siguiente:

“La proyección de demanda se debe realizar a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano correspondiente. Para ello, el Consultor debe realizar un análisis de consistencia de las series entregadas por las Empresas para luego estimar la demanda considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil, en adelante “Modelo ARIMA” y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R^2 , R^2 ajustado, t , F y d .”

El metodología realiza, en cada barra del sistema, la evaluación de dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena, PIB nacional. En todos los casos analizados, el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

Adicional a la proyección histórica, se consideraron las demandas asociadas a nuevos consumos relevantes, de acuerdo con las solicitudes de factibilidad recibidas por Edelmag y que escapan a lo que se puede considerar como crecimiento vegetativo o histórico.

De igual forma, se hace uso del registro histórico disponible de las ventas mensuales de energía de distribución informada para el respectivo sistema, el cual considera información correspondiente al período comprendido entre enero de 2012 a diciembre de 2022. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre de 2035, manteniéndose la tasa de largo plazo para el resto del horizonte de este informe.

La información utilizada se muestra a continuación:

Región ²	AYSEN	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	Pto Cisnes	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2010	114.690		7.641	5.721	16.098	23.922	3.253	216.864	3.305	8.340
2011	124.662		8.140	6.783	17.127	25.470	3.371	221.332	4.047	9.986
2012	127.282		8.799	7.482	21.179	28.104	3.576	224.906	4.453	11.730
2013	131.503		9.231	8.361	21.945	29.230	3.759	227.051	4.807	13.717
2014	130.588		9.786	9.525	19.465	32.695	4.025	232.277	4.925	13.307
2015	130.906		10.375	10.279	21.638	33.462	4.478	237.715	5.478	11.451
2016	128.789		10.790	10.906	23.730	35.245	4.827	244.429	5.770	13.253
2017	130.854		11.470	12.044	26.764	39.846	5.047	248.257	7.490	12.528
2018	142.146		12.020	12.221	26.432	41.105	5.253	256.733	8.199	13.037
2019	145.611		12.419	12.303	28.201	44.562	5.301	260.975	7.802	13.686
2020	146.840	3.743	12.574	13.046	30.085	45.889	5.210	261.494	7.983	12.954
2021	155.900	4.011	13.640	14.093	29.306	47.880	5.221	273.551	10.376	14.869
2022	167.125	4.074	15.104	15.535	28.701	52.526	5.175	289.389	16.363	15.858

Tabla 6.1.- Evolución histórica 2010-2022 de la demanda de clientes regulados y libres por SSMM [MWh].

² Se utilizan las abreviaturas establecidas en el Decreto N° 1.115, de 2018, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, que establece abreviaturas para identificar las regiones del país y sistematiza codificación única para las regiones, provincias y comunas del país dejando sin efecto el decreto N° 1.439, del año 2000, del Ministerio del Interior y sus modificaciones.

6.2 Previsión de Demanda

A continuación, se presenta la previsión de demanda de los SSMM determinada por esta Comisión, para el período 2023-2044, a nivel de la barra de su punto de conexión:

Región ³	AYSEN	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	Pto Cisnes	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2023	171.218	4.263	15.691	16.245	30.566	54.020	5.281	298.537	18.058	15.509
2024	175.521	4.442	16.411	17.059	31.542	57.196	5.858	320.628	18.607	15.777
2025	179.906	4.611	17.130	17.862	32.881	59.943	6.367	334.665	19.233	16.094
2026	184.353	4.777	17.868	18.678	34.192	62.696	6.557	342.638	19.906	16.296
2027	188.817	4.941	18.617	19.500	35.535	65.490	6.752	349.282	20.595	16.479
2028	193.279	5.106	19.376	20.329	36.894	68.309	6.952	355.980	21.297	16.659
2029	197.732	5.270	20.145	21.164	38.273	71.157	7.157	362.736	22.011	16.838
2030	202.171	5.436	20.925	22.006	39.672	74.036	7.369	369.551	22.737	17.017
2031	206.594	5.602	21.716	22.855	41.092	76.945	7.586	376.430	23.475	17.196
2032	211.001	5.769	22.518	23.711	42.533	79.886	7.810	383.373	24.226	17.375
2033	215.389	5.937	23.332	24.575	43.995	82.859	8.040	390.382	24.990	17.554
2034	219.759	6.106	24.157	25.446	45.480	85.866	8.277	397.460	25.768	17.733
2035	224.109	6.277	24.995	26.325	46.988	88.907	8.521	404.608	26.559	17.912
2036	228.561	6.451	25.862	27.235	48.546	92.056	8.771	411.885	27.375	18.092
2037	233.117	6.631	26.759	28.176	50.156	95.316	9.029	419.293	28.216	18.275
2038	237.781	6.816	27.687	29.149	51.818	98.692	9.295	426.833	29.083	18.460
2039	242.554	7.005	28.647	30.157	53.537	102.188	9.568	434.510	29.976	18.646
2040	247.440	7.200	29.641	31.198	55.312	105.807	9.850	442.324	30.897	18.834
2041	252.441	7.401	30.669	32.276	57.145	109.554	10.140	450.279	31.846	19.024
2042	257.561	7.607	31.732	33.392	59.040	113.435	10.438	458.378	32.824	19.216
2043	262.801	7.819	32.833	34.545	60.997	117.452	10.745	466.621	33.832	19.410
2044	268.166	8.037	33.972	35.739	63.020	121.612	11.061	475.013	34.872	19.606

Tabla 6.2.- Previsión de Demanda SSMM 2023-2044 [MWh].

³ Se utilizan las abreviaturas establecidas en el Decreto N° 1.115, de 2018, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, que establece abreviaturas para identificar las regiones del país y sistematiza codificación única para las regiones, provincias y comunas del país dejando sin efecto el decreto N° 1.439, del año 2000, del Ministerio del Interior y sus modificaciones.

Como resultado de las modelaciones antes mencionadas, se obtienen las tasas de proyecciones que se presentan a continuación.

Región	AYSEN	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	Pto Cisnes	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2024	2,51%	4,20%	4,59%	5,01%	3,19%	5,88%	10,93%	7,40%	3,04%	1,73%
2025	2,50%	3,80%	4,38%	4,71%	4,25%	4,80%	8,69%	4,38%	3,36%	2,01%
2026	2,47%	3,60%	4,31%	4,57%	3,99%	4,59%	2,98%	2,38%	3,50%	1,26%
2027	2,42%	3,43%	4,19%	4,40%	3,93%	4,46%	2,97%	1,94%	3,46%	1,12%
2028	2,36%	3,34%	4,08%	4,25%	3,82%	4,30%	2,96%	1,92%	3,41%	1,09%
2029	2,30%	3,21%	3,97%	4,11%	3,74%	4,17%	2,95%	1,90%	3,35%	1,07%
2030	2,24%	3,15%	3,87%	3,98%	3,66%	4,05%	2,96%	1,88%	3,30%	1,06%
2031	2,19%	3,05%	3,78%	3,86%	3,58%	3,93%	2,94%	1,86%	3,25%	1,05%
2032	2,13%	2,98%	3,69%	3,75%	3,51%	3,82%	2,95%	1,84%	3,20%	1,04%
2033	2,08%	2,91%	3,61%	3,64%	3,44%	3,72%	2,94%	1,83%	3,15%	1,03%
2034	2,03%	2,85%	3,54%	3,54%	3,38%	3,63%	2,95%	1,81%	3,11%	1,02%
2035	1,98%	2,80%	3,47%	3,45%	3,32%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	1,01%
2036	1,99%	2,77%	3,47%	3,46%	3,32%	3,54%	2,93%	1,80%	3,07%	1,00%
2037	1,99%	2,79%	3,47%	3,46%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2038	2,00%	2,79%	3,47%	3,45%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	1,01%
2039	2,01%	2,77%	3,47%	3,46%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2040	2,01%	2,78%	3,47%	3,45%	3,32%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	1,01%
2041	2,02%	2,79%	3,47%	3,46%	3,31%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2042	2,03%	2,78%	3,47%	3,46%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2043	2,03%	2,79%	3,47%	3,45%	3,31%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2044	2,04%	2,79%	3,47%	3,46%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%

Tabla 6.3.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2024-2044 [%].

7. PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS

Con fecha 2 de agosto de 2016 esta Comisión envió la carta CNE N° 467 a las Empresas Distribuidoras, solicitando información mensual de la facturación a clientes sometidos a regulación de precios. En respuesta a esta carta, las Empresas Distribuidoras informan respecto facturación de clientes sometidos a regulación de precios que cada una abastece, con la siguiente desagregación:

1. Comuna: Nombre de la comuna en la cual se encuentra el punto de retiro.
2. Subestación primaria: Nombre de la subestación primaria en el punto de ingreso de la empresa concesionaria de servicio público de distribución.
3. Tarifa: Opción tarifaria.

La información antes mencionada está disponible para los años 2015-2020, la cual se agrupa por Empresa Distribuidora para obtener una relación entre las compras de energía a nivel de subestación primaria y las ventas a nivel de cliente final en distribución (facturación a cliente regulado).

A continuación, se presentan las ventas de energía por Empresa Distribuidora:

Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EMELARI	300	305	309	285	254	247
ELIQSA	490	480	483	448	392	370
ELECDA SING	902	887	899	875	789	754
ELECDA SIC	20	20	20	15	11	12
EMELAT	646	635	596	462	403	362
CHILQUINTA	2.300	2.355	2.205	2.068	2.009	1.924
CONAFE	1.682	1.692	1.635	1.582	1.469	1.398
EMELCA	14	15	15	16	17	15
LITORAL	85	90	95	100	104	103
ENEL	11.110	11.242	11.035	10.203	9.195	9.803
EEC	81	84	88	92	96	101
TIL-TIL	14	13	14	15	15	21
EEPA	273	274	237	199	194	184
LUZ ANDES	8	9	10	10	8	5
CGE	8.560	8.843	8.592	7.885	7.087	6.814
COOPERSOL	2	2	2	2	1	1
COPELAN	79	84	82	86	92	95
FRONTEL	920	919	850	825	796	796
SAESA	2.121	2.106	1.940	1.661	1.486	1.394
CODINER	63	70	71	68	58	55
EDECSA	54	55	47	47	51	49
CEC	110	111	98	73	72	74
LUZLINARES	118	123	115	113	112	109
LUZPARRAL	81	92	90	93	85	93
COPELEC	137	149	156	164	178	192
COELCHA	52	54	36	37	38	34
SOCOEPA	30	32	33	34	35	36
COOPREL	33	35	37	34	37	39
LUZ OSORNO	145	148	141	138	132	125
CRELL	72	72	81	83	84	88
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-
TOTAL SEN	30.502	30.996	30.011	27.711	25.299	25.293

Tabla 7.1.- Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2015-2020 [GWh].

Según la relación promedio entre las ventas y compras de energía antes mencionadas, se realizó una proyección de ventas de energía a nivel de subestación primaria por Empresa Distribuidora. Este ejercicio se realizó para un horizonte de corto plazo (2 años) dado que mantener el patrón de comportamiento entre ventas y compras a mayor plazo podría no ser representativo. Asimismo, se hace presente que no se requiere una proyección con un horizonte mayor, pues las ventas de energía señaladas son utilizadas por esta Comisión para los procesos de cálculo de los cargos de transmisión (semestral) y de cargo por servicio público (anual). Los resultados se muestran a continuación:

Empresa Distribuidora	2025	2026
CEC	77	78
CGE	11.717	11.838
CHILQUINTA	2.194	2.223
CODINER	65	64
COELCHA	55	59
COPELAN	120	126
COOPREL	45	46
COPELEC	260	278
CRELL	121	124
EDECSA	47	48
EEPA	206	202
EMELCA	23	24
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.407	9.201
FRONTEL	1.061	1.082
LITORAL	140	144
LUZ OSORNO	150	151
LUZLINARES	137	139
LUZPARRAL	104	106
MATAQUITO	0	0
SAESA	1.839	1.854
SOCOEPA	44	44
TIL-TIL	17	17
COOPERSOL	2	2
DESA	0	0
Total	27.832	27.848

Tabla 7.2.- Proyección de Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2025-2026 [GWh].

Artículo Segundo: Téngase presente que las observaciones al Informe Preliminar de Previsión de Demanda deberán ser enviadas a la dirección de correo electrónico consumos@cne.cl, de acuerdo al formato adjunto, a más tardar el día miércoles 08 de enero de 2025.

Artículo Tercero: Comuníquese al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y a Empresas Distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, que el Informe Preliminar de Previsión de Demanda y sus respaldos se encuentran disponibles en la página web de la Comisión

Artículo Cuarto: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y archívese

**SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

RGF/MFH/FCP/SCT/JCA

DISTRIBUCIÓN:

- Destinatarios
- Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrica CNE
- Depto. Regulación Económica CNE
- Oficina de Partes CNE