



**INFORME PRELIMINAR DE PREVISIÓN  
DE DEMANDA ELÉCTRICA  
2023-2043**

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y  
SISTEMAS MEDIANOS**

**DICIEMBRE 2023  
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 2023-2043.

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. En consecuencia, 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 aplicables.

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 2023, contenida en el Informe de Licitaciones Final del año 2023, aprobado por Resolución Exenta N°485, de la Comisión Nacional de Energía, de 13 de octubre de 2023. Cabe precisar que dicho informe está siendo sujeto de discrepancia ante el Honorable Panel de Expertos, en particular la discrepancia N° 52-2023, por tanto, este informe se ajustará a los nuevos resultados una vez emitido el dictamen a la discrepancia ya mencionada.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA		
	SEN (GWh) (*)		
	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2023	29.952	47.123	<b>77.075</b>
2024	29.862	49.376	<b>79.237</b>
2025	30.247	51.342	<b>81.589</b>
2026	30.968	52.490	<b>83.458</b>
2027	31.800	52.721	<b>84.521</b>
2028	32.642	51.236	<b>83.878</b>
2029	33.604	52.153	<b>85.757</b>
2030	34.543	54.336	<b>88.879</b>
2031	35.740	55.627	<b>91.367</b>
2032	36.990	59.471	<b>96.462</b>
2033	38.382	60.612	<b>98.994</b>
2034	39.836	61.598	<b>101.434</b>
2035	41.322	64.407	<b>105.728</b>
2036	42.830	66.512	<b>109.342</b>
2037	44.442	67.867	<b>112.309</b>
2038	46.078	68.843	<b>114.921</b>
2039	47.719	70.288	<b>118.007</b>
2040	49.392	72.224	<b>121.617</b>
2041	51.087	76.129	<b>127.216</b>
2042	52.792	78.762	<b>131.554</b>
2043	53.350	81.149	<b>134.499</b>

(\*) expresado a nivel de subestación primaria.

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

De acuerdo a lo observado en la Tabla 1, el consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional aumentaría de 77.0[TWh] a 134.5 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 74.50% en el período 2023-2043, con una tasa promedio anual de 2.82%, donde los clientes regulados presentan un crecimiento promedio de 2,93% y los clientes libres 2.75%.

## 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.....	11
	3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	12
	3.5. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	16
	3.6. Generación Eléctrica Residencial .....	16
	3.7. Electromovilidad.....	19
	3.8. Previsión de demanda anual ajustada .....	21
	3.9. Modulación Mensual .....	24
	3.10. Desagregación Espacial.....	24
4.	Proyección de demanda de clientes libres.....	25
5.	PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE .....	28
	5.1 Previsión total anual por tipo de cliente.....	28
6.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS.....	30
	6.1 Antecedentes .....	30
	6.2 Previsión de Demanda.....	32
7.	PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS.....	34

# **ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2023-2043**

## **1. INTRODUCCIÓN**

De acuerdo a 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 a 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 2023-2043 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 a 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 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 N° 163 de fecha 14 de marzo de 2023, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2015 a 2022, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

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 2022, 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
EMELARI	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282	289
ELIQSA	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448	456
ELECD SING	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874	888
ELECD SIC	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14	15
EMELAT	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435	443	454
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
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
EMELCA	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17	18
LITORAL	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139	149
ENEL	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
EEC	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0	-
TIL-TIL	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18	17	17
EEPA	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210	193
LUZ ANDES	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-	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
COOPERSOL	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2
COOPELAN	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120	124
FRONTEL	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069	1.152
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
CODINER	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76	68
EDECSA	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56	53
CEC	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86	90
LUZLINARES	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141	152
LUZPARRAL	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117	130
COPELEC	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265	284
COELCHA	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51	56	49
SOCOPEA	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49	50
COOPREL	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53	51
LUZ OSORNO	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152	155
CRELL	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119	128
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>25.882</b>	<b>27.405</b>	<b>29.174</b>	<b>31.021</b>	<b>32.350</b>	<b>33.207</b>	<b>33.854</b>	<b>32.926</b>	<b>30.759</b>	<b>28.989</b>	<b>27.608</b>	<b>28.438</b>	<b>29.036</b>
<b>SEN SING</b>	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845	1.885	1.790	1.660	1.588	1.606	1.635
<b>SEN SIC</b>	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.387	32.009	31.041	28.968	27.329	26.020	26.832	27.401

**Tabla 2.1.- Evolución histórica 2010-2022 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 2022, 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

**Tabla 2.2.- Evolución histórica de retiros de clientes libres informado por el Coordinador, periodo 2010-2022 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 2023, contenida en el Informe de Licitaciones Final del año 2023, y aprobado por la Resolución Exenta N°485, de la Comisión Nacional de Energía, de 17 de octubre de 2022, en adelante “Resolución Exenta CNE N°485”. La metodología de cálculo se describe a continuación. Nuevamente se recalca que, dicho informe está siendo sujeto de discrepancia ante el Honorable Panel de Expertos, en particular la discrepancia N° 52-2023, por tanto, este informe se ajustará a los nuevos resultados una vez emitido el dictamen a la discrepancia ya mencionada.

#### **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°178, de fecha 16 de marzo de 2023, en adelante “Of. Ord. CNE N°178” 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°178, 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 marzo y correspondientes a los valores esperados para el Segundo Semestre 2023, 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 todas las empresas distribuidoras, Chilquinta Energía S.A., en adelante “Chilquinta”, Empresa Eléctrica De Casablanca S.A., en adelante “Emelca”, Compañía Eléctrica del Litoral S.A., en adelante “Litoral”, Enel Distribución Chile S.A., en adelante “Enel”, Empresa Eléctrica Municipal de TIL TIL, en adelante “Til-Til”, 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 2023-2043”, en el que realizaron proyecciones de consumo mensual desde enero 2023 a diciembre 2043. 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 Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., en adelante “Codiner”, y Distribuidora de Energía Eléctrica Mataquito S.A., en adelante “Mataquito”, realizaron sus propias proyecciones en base a la información que disponía al momento del envío de la respuesta al Of. Ord. CNE N°178.

Las proyecciones de las empresas Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante “Coopersol”, y, Distribuidora Eléctrica S.A., en adelante “DESA”, 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 “Enlsa”, 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 de 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-2023/>

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 System, 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 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, 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 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023, 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 asignaron las tasas de eficiencia energéticas entregadas por el Ministerio a cada distribuidora y por región, separando para clientes con potencia conectada menor a 500 kW asociándose a consumos Residenciales, y con potencia conectada mayor a 500 kW, asignándole los consumos Industriales a estos.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
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	-1	-2	-4	-6	-7	-9	-10	-12	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-12	-11	-11	-10	-9	-8
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	0	0	-1	-1	-2	-2	-3	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-3	0
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	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	-2	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	0	-1	-3	-5	-7	-10	-13	-15	-17	-18	-19	-19	-19	-18	-17	-16	-15	-13	-11	-13	-7

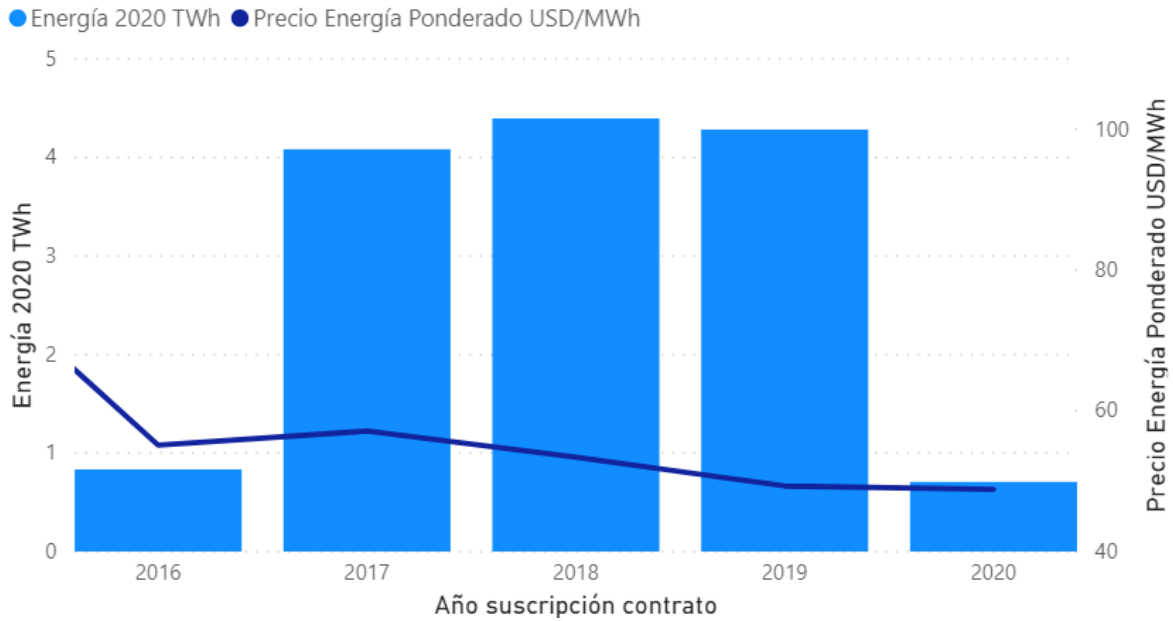
**Tabla 3.1.- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel de subestación Primaria [GWh]**

### 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.

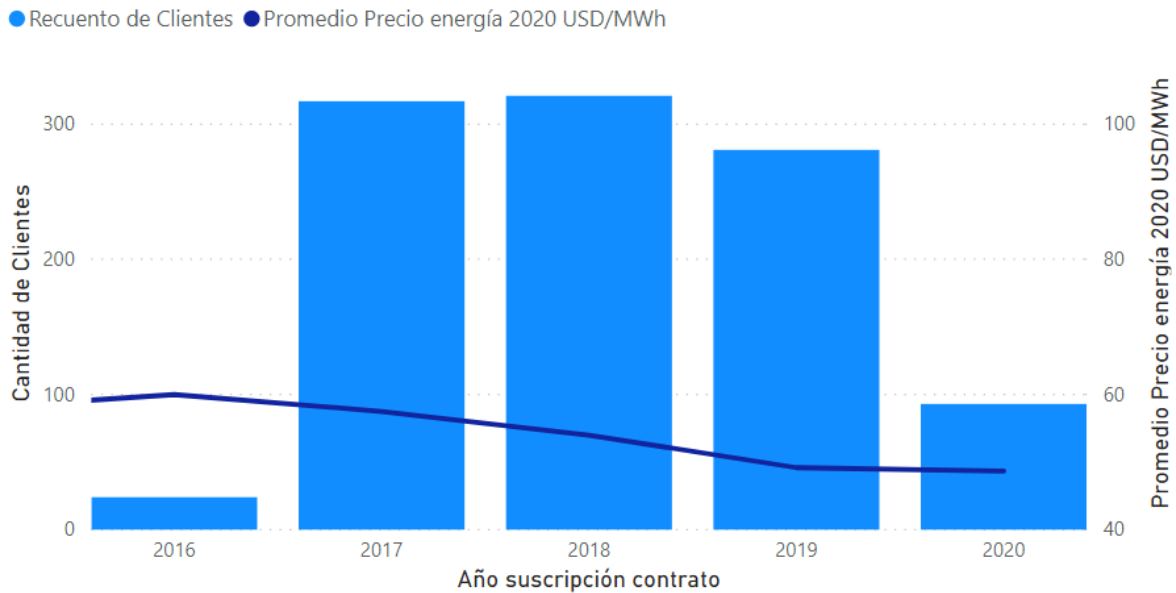
La figura 3.11.1 muestra la energía comprometida al año 2020, en nuevos contratos suscritos por generadores para el suministro de clientes libres con potencia conectada de hasta 5000 kW, ubicados en zona de concesión, y por empresas distribuidoras para el suministro de sus clientes libres, junto al precio medio ponderado de energía, según el año en que tales contratos fueron suscritos. La figura 3.11.2 muestra el número de clientes asociados a la energía comprometida en 2020 en los contratos señalados en la Figura 3.11.1.

### Energía 2020 TWh y Precio Energía Ponderado USD/MWh por Año suscripción contrato



**Figura 3.11.1: Energía comprometida por generadores y distribuidores en contratos con clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribución**

### Recuento de Clientes y Promedio Precio energía 2020 USD/MWh por Año suscripción contrato



**Figura 3.11.2: Número de clientes libres asociados a energía contratada**

Ambos gráficos permiten comprender la magnitud que ha tenido en estos últimos años el fenómeno del traspaso de clientes regulados a libres. Asimismo, se observa que a pesar de que el precio medio ponderado de los contratos ha tendido a la baja, el diferencial de energía comprometida con clientes

libres en zona de distribución también ha ido disminuyendo con los años, registrando el período 2017-2019 la mayoría de los traspasos de clientes regulados a cliente 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. La Tabla N°1 muestra, para el primer cuatrimestre de 2019 y 2020, la cantidad de nuevos clientes libres ubicados en zonas de concesión, con capacidad de hasta 5 MW, junto a la energía comprometida en sus contratos para 2020. Se observa una reducción de 32% en el número de nuevos clientes libres, y de 78% en la energía comprometida en sus contratos.

<b>Año</b>	<b>Cantidad de clientes</b>	<b>Energía 2020 TWh</b>
<b>2019</b>	105	2.51
<b>2020</b>	71	0.55

**Tabla 3.11.1: Nuevos contratos suscritos entre enero y abril 2019-2020.**

De esta manera, no solo se verifica una caída en el número de clientes regulados que se traspasan a cliente libre, sino que a su vez estos son de menor tamaño, reflejando que la gran mayoría de los clientes en capacidad de ejercer esta opción, ya lo ha realizado.

Dado lo anterior, para efectos de modelar el año 2023 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW. Para el año 2024 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, y un 75% para el año 2025 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	1	35	55	60	62	64	65	67	69	71	72	74	76	78	80	82	83	85	87	89	91
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	9	240	368	401	409	418	427	435	444	453	462	471	481	490	500	509	519	528	538	548	557
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	0	8	12	13	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	16	16
CGE DISTRIBUCIÓN	11	288	445	489	502	516	530	544	558	573	587	601	616	630	645	660	675	690	705	720	735
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	0	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6	6
FRONTEL	0	11	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	32	33	34	35	36	37	38
SAESA	1	23	35	39	40	42	43	45	46	48	49	51	52	54	55	57	59	60	62	63	65
CODINER	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	0	8	12	14	14	15	15	16	17	17	18	18	19	20	20	21	22	22	23	23	24
LUZLINARES	0	3	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8
LUZPARRAL	0	4	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	12
COPELEC	0	5	7	8	9	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16
COELCHA	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4
SOCOPEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
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	23	629	969	1.062	1.090	1.119	1.148	1.177	1.206	1.235	1.265	1.295	1.326	1.356	1.387	1.418	1.450	1.481	1.512	1.543	1.575

**Tabla 3.2.2.- 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

Sin perjuicio del incremento sostenido de clientes libres conectados en zona de distribución, las distribuidoras CGE, Frontel, Saesa y CEC han informado solicitudes de traspaso de clientes desde la modalidad 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE DISTRIBUCIÓN	22	95	108	112	115	118	121	124	128	131	134	137	141	144	147	151	154	158	161	164	168
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	10	10	10	11
SAESA	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	50	126	140	144	149	153	158	162	167	172	176	181	186	190	195	200	205	210	214	219	224

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 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, 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 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023, 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. Adicionalmente, para el año 2022 se consideró la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE4, siendo este dato el punto de inicio para la proyección, asignándose a cada distribuidora según las proporciones



regionales de cada una. Finalmente, y en base a esto, se construyeron las tasas de crecimiento para considerar el resultado de largo plazo del Ministerio.

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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	56	66	80	89	99	109	118	128	131	135	138	140	143	147	150	154	157	160	162	164	202
EMELCA	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
LITORAL	3	4	4	5	5	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	9	9	11
ENEL DISTRIBUCIÓN	157	258	372	483	616	783	930	1.115	1.208	1.311	1.367	1.405	1.467	1.522	1.554	1.577	1.603	1.628	1.654	1.682	2.217
TIL-TIL	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4
EEPA	4	7	9	12	16	20	23	28	30	33	34	35	37	38	39	40	40	41	42	42	56
CGE DISTRIBUCIÓN	310	437	581	716	872	1.053	1.191	1.353	1.437	1.503	1.546	1.582	1.618	1.656	1.684	1.709	1.735	1.762	1.789	1.823	2.295
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	7
FRONTEL	11	17	24	32	46	68	81	97	107	111	113	115	116	117	118	119	120	122	123	124	173
SAESA	38	101	161	216	250	266	277	289	295	301	305	309	313	319	322	327	330	332	336	344	411
CODINER	1	2	3	5	7	11	13	15	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	28
EDECSA	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5
CEC	1	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5
LUZLINARES	4	4	5	6	6	7	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11	11	11	11	13
LUZPARRAL	4	5	5	6	7	8	8	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12	13	13	16
COPELEC	8	11	13	16	19	22	25	31	33	35	36	37	38	39	40	41	41	43	44	44	54
COELCHA	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5
SOCOEPA	2	5	7	8	8	8	9	9	10	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	14
COOPREL	2	5	7	8	9	9	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	15
LUZ OSORNO	4	11	18	27	33	35	36	37	38	38	39	39	40	40	40	41	41	42	42	43	51
CRELL	3	9	15	22	27	29	30	31	31	32	32	32	33	33	33	34	34	34	35	36	42
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
<b>TOTAL</b>	<b>612</b>	<b>946</b>	<b>1.312</b>	<b>1.660</b>	<b>2.031</b>	<b>2.446</b>	<b>2.779</b>	<b>3.185</b>	<b>3.391</b>	<b>3.582</b>	<b>3.696</b>	<b>3.781</b>	<b>3.894</b>	<b>4.002</b>	<b>4.074</b>	<b>4.135</b>	<b>4.197</b>	<b>4.261</b>	<b>4.324</b>	<b>4.401</b>	<b>5.627</b>

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

### **3.7. Electromovilidad**

Con fecha 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, 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 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023, 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 consideró el escenario de referencia, 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2	6	19	36	59	87	116	149	187	227	271	318	369	420	476	534	591	651	712	776	840
EMELCA	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	6	6	7	7
LITORAL	0	0	1	2	3	5	6	8	10	12	15	17	20	23	26	29	32	35	39	42	46
ENEL DISTRIBUCIÓN	7	22	69	134	220	320	429	553	690	838	1.002	1.175	1.363	1.554	1.762	1.973	2.184	2.406	2.633	2.868	3.104
TIL-TIL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6
EEPA	0	1	2	3	6	8	11	14	17	21	25	30	34	39	44	50	55	61	66	72	78
CGE DISTRIBUCIÓN	11	33	106	206	338	492	659	849	1.060	1.287	1.539	1.805	2.093	2.388	2.706	3.030	3.354	3.696	4.045	4.405	4.768
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
COPELAN	0	0	1	1	2	3	4	5	6	8	9	11	13	14	16	18	20	22	24	26	29
FRONTEL	1	2	7	13	22	32	43	55	68	83	99	117	135	154	175	196	217	239	261	285	308
SAESA	1	4	12	24	40	58	77	99	124	151	180	212	245	280	317	355	393	433	474	516	559
CODINER	0	0	1	1	2	3	5	6	7	9	11	13	15	17	19	21	23	26	28	31	33
EDECSA	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	9	10	11	12	14	15	17	18	20
CEC	0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	5	6	7	9	10	11	12	13	14	16	17
LUZLINARES	0	0	1	2	3	5	6	8	10	12	14	17	19	22	25	28	31	34	37	40	44
LUZPARRAL	0	0	1	2	3	5	7	9	11	13	16	18	21	24	28	31	34	38	41	45	49
COPELEC	0	1	4	7	12	18	24	31	38	46	55	65	75	86	97	109	121	133	145	158	171
COELCHA	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	16	17	18
SOCOEPA	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	6	7	9	10	11	13	14	15	17	18	20
COOPREL	0	0	0	1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	15	16	18	20	21
LUZ OSORNO	0	0	2	3	5	7	10	12	15	19	22	26	31	35	39	44	49	54	59	64	70
CRELL	0	0	1	2	4	6	8	10	13	15	18	22	25	29	32	36	40	44	48	53	57
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
<b>TOTAL</b>	<b>23</b>	<b>72</b>	<b>228</b>	<b>444</b>	<b>727</b>	<b>1.059</b>	<b>1.419</b>	<b>1.827</b>	<b>2.281</b>	<b>2.771</b>	<b>3.313</b>	<b>3.886</b>	<b>4.506</b>	<b>5.140</b>	<b>5.825</b>	<b>6.523</b>	<b>7.221</b>	<b>7.956</b>	<b>8.708</b>	<b>9.483</b>	<b>10.264</b>

**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 a lo indicado en los numerales anteriores, por Empresa Distribuidora y a nivel de Subestación Primaria, para el horizonte 2023 a 2043, son las que se presentan a continuación:

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2.432	2.469	2.525	2.605	2.694	2.788	2.886	2.987	3.099	3.214	3.335	3.460	3.588	3.717	3.851	3.986	4.122	4.262	4.403	4.547	4.654
EMELCA	19	19	20	20	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
LITORAL	154	158	165	172	180	188	196	205	214	223	233	242	252	263	273	283	294	305	316	327	336
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.228	9.028	9.032	9.163	9.316	9.454	9.622	9.768	10.023	10.281	10.604	10.957	11.302	11.661	12.063	12.477	12.890	13.314	13.743	14.177	14.105
TIL-TIL	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	21	21	21	22	22	23	23	24	25	24
EEPA	196	191	189	190	192	193	194	195	198	202	207	213	219	225	232	240	247	255	263	270	266
CGE DISTRIBUCIÓN	13.353	13.385	13.584	13.930	14.314	14.700	15.142	15.585	16.130	16.712	17.344	17.999	18.678	19.366	20.092	20.829	21.566	22.320	23.084	23.854	24.186
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5
COPELAN	132	137	143	151	159	167	175	183	192	201	210	220	230	239	249	259	270	280	290	300	310
FRONTEL	1.235	1.285	1.349	1.419	1.486	1.548	1.619	1.690	1.768	1.853	1.942	2.033	2.126	2.220	2.315	2.412	2.508	2.606	2.704	2.805	2.854
SAESA	1.951	1.921	1.932	1.964	2.023	2.104	2.193	2.284	2.385	2.488	2.598	2.711	2.826	2.942	3.065	3.188	3.312	3.439	3.566	3.689	3.754
CODINER	70	70	70	71	70	70	69	70	71	73	76	79	82	86	90	94	98	102	105	109	103
EDECSA	51	52	53	54	56	58	59	61	63	66	68	71	73	76	79	82	85	88	91	94	97
CEC	88	83	82	85	89	92	96	100	105	109	114	118	123	128	133	138	143	148	153	158	163
LUZLINARES	152	153	155	160	165	171	177	183	190	197	205	212	221	229	237	246	255	264	273	282	289
LUZPARRAL	137	141	147	154	162	171	180	189	199	209	219	230	242	253	264	276	288	300	312	324	334
COPELEC	285	296	312	331	351	372	393	413	436	462	488	516	545	574	604	635	665	695	727	759	782
COELCHA	49	51	54	58	62	66	70	73	78	82	87	91	96	101	106	111	116	121	126	131	135
SOCOEPA	52	57	58	62	65	69	73	77	82	86	91	95	100	104	109	114	119	124	129	134	137
COOPREL	52	52	53	56	60	64	67	71	75	80	84	89	93	98	102	107	112	117	122	127	129
LUZ OSORNO	165	162	166	163	170	174	186	192	205	213	226	234	248	257	271	281	295	306	320	330	336
CRELL	129	131	134	136	142	150	159	169	179	190	201	213	224	236	248	260	272	284	296	308	314
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
DESA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
TOTAL	29.952	29.862	30.247	30.968	31.800	32.642	33.604	34.543	35.740	36.990	38.382	39.836	41.322	42.830	44.442	46.078	47.719	49.392	51.087	52.792	53.350

**Tabla 3.6.A.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2023-2043, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de Subestación Primaria de distribución (GWh).**

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	-0,1%	1,5%	2,3%	3,2%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,7%	3,7%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	2,4%
EMELCA	1,3%	3,1%	3,0%	3,2%	3,3%	3,4%	3,3%	3,4%	3,6%	3,6%	3,7%	3,6%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	2,3%
LITORAL	2,9%	2,7%	4,3%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	2,8%
ENEL DISTRIBUCIÓN	2,4%	-2,2%	0,0%	1,4%	1,7%	1,5%	1,8%	1,5%	2,6%	2,6%	3,1%	3,3%	3,2%	3,2%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	-0,5%
TIL-TIL	7,0%	1,2%	1,3%	1,7%	1,1%	0,8%	1,0%	0,8%	1,7%	1,6%	2,1%	2,2%	2,0%	2,0%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,2%	2,2%	-1,4%
EEPA	1,5%	-2,4%	-0,9%	0,6%	0,8%	0,4%	0,7%	0,4%	1,8%	1,8%	2,6%	2,9%	2,7%	2,8%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	-1,8%
CGE DISTRIBUCIÓN	3,6%	0,2%	1,5%	2,5%	2,8%	2,7%	3,0%	2,9%	3,5%	3,6%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	1,4%
COOPERSOL	2,2%	3,8%	4,3%	4,5%	4,7%	4,6%	5,0%	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,5%	5,3%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%	4,1%
COPELAN	6,6%	3,6%	4,9%	5,3%	5,3%	5,0%	4,9%	4,5%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,1%
FRONTEL	7,2%	4,0%	5,0%	5,2%	4,7%	4,1%	4,6%	4,4%	4,6%	4,8%	4,8%	4,7%	4,6%	4,4%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	1,7%
SAESA	6,3%	-1,6%	0,6%	1,7%	3,0%	4,0%	4,2%	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	1,7%
CODINER	3,2%	-0,2%	0,6%	0,8%	-1,3%	-0,8%	-0,1%	1,0%	1,0%	3,1%	3,8%	4,0%	4,2%	4,0%	4,7%	4,6%	4,5%	4,4%	2,9%	3,2%	-5,3%
EDECSA	-4,2%	2,3%	1,9%	2,5%	2,7%	2,9%	3,0%	3,2%	3,5%	3,6%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	2,5%
CEC	-1,4%	-5,8%	-1,1%	3,3%	4,3%	4,2%	4,3%	4,2%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,2%	3,5%	3,4%	2,8%
LUZLINARES	0,0%	0,2%	1,5%	3,0%	3,4%	3,4%	3,6%	3,5%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	2,5%
LUZPARRAL	5,9%	2,9%	3,9%	5,0%	5,4%	5,3%	5,3%	5,0%	5,2%	5,1%	5,0%	5,0%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	3,0%
COPELEC	0,6%	3,7%	5,5%	6,1%	6,1%	5,9%	5,7%	5,0%	5,7%	5,8%	5,7%	5,7%	5,6%	5,3%	5,3%	5,1%	4,8%	4,6%	4,5%	4,4%	3,0%
COELCHA	0,1%	4,7%	6,1%	6,7%	6,6%	6,3%	6,0%	5,4%	5,8%	5,7%	5,5%	5,4%	5,2%	5,0%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%	3,3%
SOCOPEA	3,3%	8,8%	2,5%	6,1%	6,3%	6,0%	5,8%	5,4%	5,6%	5,3%	5,4%	5,2%	4,9%	4,5%	4,6%	4,4%	4,4%	4,2%	4,1%	4,0%	2,1%
COOPREL	1,1%	0,0%	2,2%	6,1%	6,6%	6,3%	6,0%	5,6%	5,8%	5,6%	5,6%	5,5%	5,1%	4,7%	4,9%	4,6%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	2,1%
LUZ OSORNO	6,4%	-2,1%	2,7%	-2,1%	4,4%	2,7%	6,7%	3,3%	6,6%	3,9%	6,1%	3,9%	5,7%	3,9%	5,3%	3,8%	4,8%	3,6%	4,5%	3,2%	1,8%
CRELL	0,8%	2,1%	2,2%	1,5%	4,0%	6,0%	6,3%	6,0%	6,2%	6,0%	5,8%	5,6%	5,4%	5,2%	5,1%	4,9%	4,6%	4,5%	4,3%	4,0%	2,0%
MATAQUITO	5,8%	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	3,7%	3,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,9%
TOTAL	3,2%	-0,3%	1,3%	2,4%	2,7%	2,6%	2,9%	2,8%	3,5%	3,5%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	1,1%

Tabla 3.6.B.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2023-2043, 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°178.

### **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°178.



#### 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.

En razón de lo anterior, la Comisión solicitó al Coordinador, mediante el Oficio Ordinario CNE N° 400, de 15 de junio de 2023, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2023-2043 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, 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. 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 2022-2042 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de febrero de 2023.

Adicionalmente, con fecha 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, 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 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023. 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 recuperación económica.

En cuanto a electromovilidad para terminales<sup>1</sup> se incluye los consumos informados por el Ministerio de Transporte a través del Oficio DTPM N° 26.878/2021, en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 724 de 2021, que incluyen los resultados de la última licitación de buses para el transporte público de la Región Metropolitana.

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.

---

<sup>1</sup> La electromovilidad por consumo de vehículos privados se incluye en los consumos regulados.

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

<b>Año</b>	<b>Recuperación Lenta</b>
2023	0
2024	5
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

**Tabla 4.1.- Proyecciones de demanda eléctrica por conceto de producción de Hidrógeno Verde, periodo 2023-2043 [GWh].**

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

<b>Año</b>	<b>Cliente Libre</b>
2023	47.123
2024	49.376
2025	51.342
2026	52.490
2027	52.721
2028	51.236
2029	52.153
2030	54.336
2031	55.627
2032	59.471
2033	60.612
2034	61.598
2035	64.407
2036	66.512
2037	67.867
2038	68.843
2039	70.288
2040	72.224
2041	76.129
2042	78.762
2043	81.149

**Tabla 4.2- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2023-2043 (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 2023-2043, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA SEN		
	Cliente Regulado (*)	Cliente Libre	Sistema
2023	29.952	47.123	<b>77.075</b>
2024	29.862	49.376	<b>79.237</b>
2025	30.247	51.342	<b>81.589</b>
2026	30.968	52.490	<b>83.458</b>
2027	31.800	52.721	<b>84.521</b>
2028	32.642	51.236	<b>83.878</b>
2029	33.604	52.153	<b>85.757</b>
2030	34.543	54.336	<b>88.879</b>
2031	35.740	55.627	<b>91.367</b>
2032	36.990	59.471	<b>96.462</b>
2033	38.382	60.612	<b>98.994</b>
2034	39.836	61.598	<b>101.434</b>
2035	41.322	64.407	<b>105.728</b>
2036	42.830	66.512	<b>109.342</b>
2037	44.442	67.867	<b>112.309</b>
2038	46.078	68.843	<b>114.921</b>
2039	47.719	70.288	<b>118.007</b>
2040	49.392	72.224	<b>121.617</b>
2041	51.087	76.129	<b>127.216</b>
2042	52.792	78.762	<b>131.554</b>
2043	53.350	81.149	<b>134.499</b>

(\*) 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
2024	-0,30%	4,78%	2,81%
2025	1,29%	3,98%	2,97%
2026	2,38%	2,24%	2,29%
2027	2,69%	0,44%	1,27%
2028	2,65%	-2,82%	-0,76%
2029	2,95%	1,79%	2,24%
2030	2,79%	4,19%	3,64%
2031	3,47%	2,38%	2,80%
2032	3,50%	6,91%	5,58%
2033	3,76%	1,92%	2,63%
2034	3,79%	1,63%	2,46%
2035	3,73%	4,56%	4,23%
2036	3,65%	3,27%	3,42%
2037	3,76%	2,04%	2,71%
2038	3,68%	1,44%	2,33%
2039	3,56%	2,10%	2,69%
2040	3,51%	2,75%	3,06%
2041	3,43%	5,41%	4,60%
2042	3,34%	3,46%	3,41%
2043	1,06%	3,03%	2,24%

**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 año 2022, 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 modelo 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 2021. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre de 2035.

La información utilizada se muestra a continuación:

Región <sup>2</sup>	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
<b>2010</b>	114.690		7.641	5.721	16.098	23.922	3.253	216.864	3.305	8.340
<b>2011</b>	124.662		8.140	6.783	17.127	25.470	3.371	221.332	4.047	9.986
<b>2012</b>	127.282		8.799	7.482	21.179	28.104	3.576	224.906	4.453	11.730
<b>2013</b>	131.503		9.231	8.361	21.945	29.230	3.759	227.051	4.807	13.717
<b>2014</b>	130.588		9.786	9.525	19.465	32.695	4.025	232.277	4.925	13.307
<b>2015</b>	130.906		10.375	10.279	21.638	33.462	4.478	237.715	5.478	11.451
<b>2016</b>	128.789		10.790	10.906	23.730	35.245	4.827	244.429	5.770	13.253
<b>2017</b>	130.854		11.470	12.044	26.764	39.846	5.047	248.257	7.490	12.528
<b>2018</b>	142.146		12.020	12.221	26.432	41.105	5.253	256.733	8.199	13.037
<b>2019</b>	145.611		12.419	12.303	28.201	44.562	5.301	260.975	7.802	13.686
<b>2020</b>	146.861	3.743	12.574	13.046	30.085	45.889	5.210	261.494	7.983	12.954
<b>2021</b>	155.900	4.011	13.640	14.093	29.307	47.886	5.222	273.551	9.729	14.869
<b>2022</b>	160.114	4.305	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].**

<sup>2</sup> 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 2023-2043, a nivel de la barra de su punto de conexión:

Región <sup>3</sup>	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	164.051	4.504	15.691	16.245	30.566	54.020	5.281	298.537	18.058	15.509
2024	168.177	4.693	16.411	17.059	31.542	57.196	5.858	320.628	18.607	15.777
2025	172.381	4.871	17.130	17.862	32.881	59.943	6.367	334.665	19.233	16.094
2026	176.644	5.046	17.868	18.678	34.192	62.696	6.557	342.638	19.906	16.296
2027	180.924	5.219	18.617	19.500	35.535	65.490	6.752	349.282	20.595	16.479
2028	185.203	5.392	19.376	20.329	36.894	68.309	6.952	355.980	21.297	16.659
2029	189.473	5.566	20.145	21.164	38.273	71.157	7.157	362.736	22.011	16.838
2030	193.730	5.741	20.925	22.006	39.672	74.036	7.369	369.551	22.737	17.017
2031	197.972	5.916	21.716	22.855	41.092	76.945	7.586	376.430	23.475	17.196
2032	202.197	6.092	22.518	23.711	42.533	79.886	7.810	383.373	24.226	17.375
2033	206.406	6.269	23.332	24.575	43.995	82.859	8.040	390.382	24.990	17.554
2034	210.596	6.448	24.157	25.446	45.480	85.866	8.277	397.460	25.768	17.733
2035	214.768	6.627	24.995	26.325	46.988	88.907	8.521	404.608	26.559	17.912
2036	219.022	6.857	25.690	27.235	48.546	92.056	8.771	411.885	27.375	18.092
2037	223.361	7.094	26.404	28.176	50.156	95.316	9.029	419.293	28.216	18.275
2038	227.785	7.341	27.138	29.149	51.818	98.692	9.295	426.833	29.083	18.460
2039	232.298	7.595	27.893	30.156	53.537	102.188	9.568	434.510	29.976	18.646
2040	236.899	7.859	28.668	31.198	55.312	105.807	9.850	442.324	30.897	18.834
2041	241.592	8.131	29.465	32.276	57.145	109.554	10.140	450.279	31.846	19.024
2042	246.378	8.413	30.285	33.391	59.040	113.435	10.438	458.378	32.824	19.216
2043	251.258	8.705	31.127	34.545	60.997	117.452	10.745	466.621	33.832	19.410

**Tabla 6.2.- Previsión de Demanda SSMM 2023-2043 [MWh].**

<sup>3</sup> 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
2023										
2024	2,52%	4,59%	4,21%	5,01%	3,19%	5,88%	10,94%	7,40%	3,04%	1,73%
2025	2,50%	4,38%	3,79%	4,71%	4,25%	4,80%	8,67%	4,38%	3,37%	2,01%
2026	2,47%	4,31%	3,59%	4,57%	3,99%	4,59%	2,99%	2,38%	3,50%	1,26%
2027	2,42%	4,19%	3,44%	4,40%	3,93%	4,46%	2,96%	1,94%	3,46%	1,12%
2028	2,36%	4,08%	3,32%	4,25%	3,82%	4,30%	2,96%	1,92%	3,41%	1,09%
2029	2,31%	3,97%	3,22%	4,11%	3,74%	4,17%	2,96%	1,90%	3,35%	1,08%
2030	2,25%	3,87%	3,13%	3,98%	3,66%	4,05%	2,96%	1,88%	3,30%	1,06%
2031	2,19%	3,78%	3,05%	3,86%	3,58%	3,93%	2,95%	1,86%	3,25%	1,05%
2032	2,13%	3,69%	2,98%	3,75%	3,51%	3,82%	2,95%	1,84%	3,20%	1,04%
2033	2,08%	3,61%	2,91%	3,64%	3,44%	3,72%	2,95%	1,83%	3,15%	1,03%
2034	2,03%	3,54%	2,84%	3,55%	3,38%	3,63%	2,94%	1,81%	3,11%	1,02%
2035	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2036	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2037	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2038	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2039	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2040	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2041	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2042	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%
2043	1,98%	3,47%	2,78%	3,45%	3,32%	3,54%	2,94%	1,80%	3,07%	1,01%

**Tabla 6.3.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2023-2043 [%].**

## 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:

<b>Empresa Dx</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
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
SOCOPEA	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	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL SEN</b>	<b>30.502</b>	<b>30.996</b>	<b>30.011</b>	<b>27.711</b>	<b>25.299</b>	<b>25.293</b>

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:

<b>Empresa Dx</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
CEC	74	73
CGE	11.660	11.834
CHILQUINTA	2.173	2.223
CODINER	55	55
COELCHA	41	43
COPELAN	115	121
COOPERSOL	42	43
COOPREL	236	248
COPELEC	108	111
CRELL	47	47
DESA	177	176
EDECSA	17	18
EEPA	8.602	8.606
EMELCA	1.082	1.136
ENEL DISTRIBUCIÓN	137	143
FRONTEL	142	146
LITORAL	132	134
LUZ OSORNO	112	117
LUZLINARES	0	0
LUZPARRAL	1.767	1.778
MATAQUITO	47	49
SAESA	17	17
SOCOEPA	2	2
TIL-TIL	1	1
<b>Total general</b>	<b>26.789</b>	<b>27.122</b>

**Tabla 7.2.- Proyección de Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2024-2025 [GWh].**

## **ANEXO 1: Glosario**

### **Comisión Nacional de Energía (CNE)**

Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Entre sus funciones se encuentran:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

### **Ministerio de Energía**

Órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía cuyo objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

El sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

### **Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Coordinador)**

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de que pueda establecer oficinas o sedes a lo largo del país. El Coordinador podrá celebrar todo tipo de actos y contratos con sujeción al derecho común.

El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Su organización, composición, funciones y atribuciones se regirán por la Ley y su reglamento.

De acuerdo a las modificaciones a la Ley, introducidas por la Ley N° 20.936, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional corresponde al organismo que reemplaza a los Centros Económicos de Despacho de Carga a partir del año 2017.

### **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**

El Sistema Eléctrico Nacional es el sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts. Se encuentra conformado por la interconexión del SIC y el SING, a partir del 21 de noviembre de 2017.

### **Cliente Regulado**

Es aquel que paga una tarifa fijada por la autoridad, de conformidad con lo establecido en la normativa vigente. Este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW de ser cliente libre.

**Cliente Libre**

Es aquel cuyos precios no están sujetos a regulación de precios, por lo que negocian libremente los precios y condiciones del suministro eléctrico con las Empresas Generadoras o Empresas Distribuidoras. Este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada superior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW de ser cliente regulado.