



LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

INFORME PRELIMINAR

AGOSTO 2026

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Supuestos y metodologías utilizadas	4
3. Proyecciones de demanda	7
3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	7
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional	9
3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	11
3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	12
3.5. Generación Distribuida y Electromovilidad	14
3.6. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional	17
3.7. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados	19
3.8. Metodología de ajuste de previsión de demanda	21
3.9. Eficiencia Energética	23
3.10. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	25
3.11. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	30
3.12. Generación Distribuida	31
3.13. Electromovilidad	33
3.14. Proyecciones de demanda ajustadas	35
4. Nivel de contratación existente	38
5. Necesidades de suministro a contratar	45
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica	48
7. Condiciones especiales de licitación	52
Anexo	53

INFORME PRELIMINAR- LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico, que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, debe elaborar anualmente en cumplimiento de lo establecido en el artículo 131° ter del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”, y sus modificaciones posteriores, en especial las introducidas por la Ley N° 20.805, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 14° y siguientes del Decreto Supremo N°106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N°4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción”, y su modificación posterior, en adelante e indistintamente el “Reglamento de Licitaciones”. Lo anterior, en el marco de la preparación de antecedentes para dar inicio a los procesos licitatorios que correspondan, en caso de determinar la necesidad de realizarlos.

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

Para dichos efectos, y en conformidad a lo establecido en el inciso final del artículo 131° de la Ley, la Comisión solicitó a través de Oficio Ordinario CNE N°161, de fecha 11 de febrero de 2026, en adelante “Of. Ord. CNE N°161”, la información que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las “empresas distribuidoras”, semestralmente deben entregar respecto de las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados en sus respectivas proyecciones.

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

2. Supuestos y metodologías utilizadas

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°161, 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°161, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel del sistema de transmisión nacional, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, durante el mes de abril y correspondientes al mes de marzo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778, de 2016, modificada por la Resolución Exenta CNE N°203, de 2017, la Resolución Exenta CNE N°558, de 2017, y la Resolución Exenta CNE N°703 de 2018, en adelante “Resolución Exenta CNE N°778”. Adicionalmente, se solicitó acompañar la proyección de cada empresa con un informe que incluyera los antecedentes, la metodología y criterios utilizados en la proyección.

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

2.1. Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras

La descripción metodológica entregada por 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 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”; Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., en adelante “Codiner”; y Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., en adelante “Crell”— justifica las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, con base en los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Systep Ingeniería

y Diseños S.A., denominado “Proyección de demanda para clientes regulados 2026-2046”, en el que se realizaron proyecciones de consumo mensual desde enero de 2026 a diciembre de 2046. 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 los 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 distribuida, ni electromovilidad ni traspasos de clientes regulados al régimen libre, los que se incluyen con posterioridad según se describe en los numerales siguientes.

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

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

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

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°161, considerando los criterios señalados

precedentemente e incorporando los efectos extra tendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.7 del presente informe.

2.2. Cambios topológicos

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

2.3. Efectos extratendenciales por cambios en condición de clientes

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

3. Proyecciones de demanda

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

3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria

En conformidad con el punto anterior, las empresas distribuidoras enviaron a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2026 a 2046, considerando exclusivamente los clientes regulados, agrupados por subestación primaria, la que ha sido seleccionada de una lista de barras entregadas por la Comisión, debiéndose, en los casos en que la barra no estuviese en dicha lista, agregarla a la misma. Estas proyecciones no incluyen ventas de energía destinadas a clientes libres. Las proyecciones se presentaron diferenciando entre clientes regulados con potencia conectada mayor a 500 kW, y los demás divididos en 5 tramos: entre 0 y 10 kW, entre 11 y 100 kW, entre 101 y 200 kW, entre 201 y 300 kW, entre 301 y 400 kW y entre 401 y 500 kW.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias de distribución en respuesta al Of. Ord. CNE N°161, es la que se muestra a continuación¹:

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	2.419	2.442	2.456	2.466	2.474	2.482	2.490	2.499	2.507	2.516	2.525	2.534	2.543	2.552	2.562	2.572	2.582	2.592	2.602	2.613	2.624
EMELCA	23	24	24	25	25	26	27	27	28	29	29	30	31	32	32	33	34	35	36	37	37
LITORAL	161	165	169	173	177	182	186	191	196	201	205	211	216	221	226	232	237	243	249	255	261
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.920	9.956	10.046	10.142	10.242	10.344	10.448	10.555	10.663	10.774	10.887	11.002	11.120	11.240	11.363	11.488	11.616	11.746	11.879	12.014	12.153
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	222	225	227	230	232	235	238	241	243	246	249	252	255	258	262	265	268	272	275	279	282
CGE	13.255	13.422	13.607	13.811	14.021	14.237	14.456	14.680	14.908	15.141	15.379	15.621	15.869	16.122	16.380	16.643	16.911	17.185	17.465	17.750	18.042
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	147	151	156	160	165	169	174	178	183	187	192	196	201	206	210	215	220	224	229	234	239
FRONTEL	1.274	1.314	1.348	1.385	1.424	1.464	1.504	1.545	1.587	1.630	1.674	1.719	1.764	1.811	1.858	1.907	1.956	2.007	2.058	2.111	2.164
SAESA	2.041	2.107	2.156	2.208	2.263	2.319	2.377	2.435	2.495	2.556	2.618	2.682	2.747	2.814	2.881	2.951	3.021	3.094	3.167	3.243	3.320
CODINER	90	93	95	99	102	105	109	112	115	119	123	126	130	134	138	142	146	151	155	159	164
EDECSA	56	56	56	56	57	57	57	58	58	58	59	59	60	60	60	61	61	62	62	63	63
CEC	94	93	94	96	98	99	101	103	105	107	109	111	113	115	118	120	122	124	127	129	132
LUZLINARES	164	167	171	175	180	184	189	193	198	203	208	213	219	224	229	235	241	246	252	258	264
LUZPARRAL	152	156	162	168	173	179	185	191	197	203	209	215	221	228	234	240	246	253	259	265	272
COPELEC	332	346	366	391	422	443	456	469	483	496	509	523	536	550	563	577	591	604	618	632	687
COELCHA	76	81	85	89	94	98	103	107	111	116	120	125	129	134	138	143	148	152	157	161	166
SOCOEPA	46	48	50	52	54	56	57	59	61	63	65	67	68	70	72	74	76	77	79	81	83
COOPREL	56	57	58	60	61	62	64	65	66	68	69	70	71	72	73	74	76	77	77	78	79
LUZ OSORNO	188	193	198	203	208	213	218	222	227	232	237	242	247	252	257	262	268	273	278	283	288
CRELL	146	151	156	161	166	171	176	181	186	191	196	202	207	212	217	222	227	232	237	242	248
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	30.862	31.247	31.681	32.149	32.638	33.126	33.614	34.112	34.620	35.137	35.664	36.201	36.749	37.307	37.875	38.455	39.046	39.649	40.263	40.889	41.569

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

3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional

Las proyecciones de demanda de energía a nivel de subestaciones primarias han sido posteriormente referenciadas a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador durante el mes de marzo y correspondientes a los valores esperados para el Segundo Semestre 2026, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 23° de la Resolución Exenta CNE N°778.

Los factores esperados de pérdidas de energía totales resultantes, obtenidos a partir de los factores esperados de pérdidas de energía de cada sistema de transmisión zonal publicados en el sitio web del Coordinador², son los siguientes:

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,01114
Sistema B	1,07930
Sistema C	1,01630
Sistema D	1,01102
Sistema E	1,03256
Sistema F	1,02504

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

De esta forma, se ha referenciado sólo el monto agregado de energía a nivel del sistema de transmisión nacional, correspondiente a cada subestación primaria, es decir, sin utilizar los factores de referenciación “fi” establecidos en el artículo 23° de la Resolución Exenta CNE N° 778, ni tampoco identificando las subestaciones del sistema de transmisión nacional que resultarían asignadas.

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

²<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/2026-factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/>

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	2.468	2.492	2.506	2.516	2.524	2.532	2.541	2.549	2.558	2.567	2.576	2.585	2.595	2.604	2.614	2.624	2.634	2.645	2.655	2.666	2.677
EMELCA	24	24	25	25	26	27	27	28	29	29	30	31	32	32	33	34	35	36	36	37	38
LITORAL	164	168	172	176	181	185	190	195	200	205	210	215	220	225	231	237	242	248	254	260	266
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.364	10.402	10.496	10.596	10.700	10.807	10.916	11.027	11.140	11.256	11.374	11.495	11.618	11.743	11.871	12.002	12.136	12.272	12.411	12.552	12.697
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	232	235	237	240	243	246	248	251	254	257	260	264	267	270	273	277	280	284	288	291	295
CGE	13.539	13.711	13.899	14.108	14.322	14.542	14.766	14.995	15.228	15.466	15.709	15.956	16.209	16.467	16.731	16.999	17.274	17.554	17.839	18.131	18.428
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	150	155	159	164	168	173	178	182	187	192	196	201	206	210	215	220	225	230	234	239	244
FRONTEL	1.303	1.344	1.379	1.417	1.457	1.497	1.538	1.581	1.624	1.667	1.712	1.758	1.805	1.852	1.901	1.950	2.001	2.053	2.105	2.159	2.214
SAESA	2.056	2.122	2.172	2.224	2.279	2.336	2.393	2.452	2.512	2.574	2.637	2.701	2.766	2.833	2.901	2.971	3.042	3.115	3.189	3.265	3.342
CODINER	92	95	98	101	104	107	111	114	118	122	125	129	133	137	141	145	150	154	158	163	167
EDECSA	57	57	57	57	58	58	59	59	59	60	60	60	61	61	62	62	63	63	63	64	64
CEC	97	95	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114	116	118	120	123	125	127	130	132	135
LUZLINARES	167	171	175	179	184	188	193	198	203	208	213	218	224	229	235	240	246	252	258	264	270
LUZPARRAL	155	160	165	171	177	183	189	195	202	208	214	220	226	233	239	245	252	258	265	271	278
COPELEC	339	354	374	400	432	453	467	480	494	507	521	535	548	562	576	590	604	618	632	647	703
COELCHA	78	83	87	91	96	100	105	109	114	118	123	128	132	137	142	146	151	156	160	165	170
SOCOEPA	47	49	50	52	54	56	58	60	61	63	65	67	69	71	73	74	76	78	80	82	84
COOPREL	56	57	59	60	62	63	64	66	67	68	69	70	72	73	74	75	76	77	78	79	80
LUZ OSORNO	190	195	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254	259	264	269	275	280	285	290
CRELL	154	166	174	182	188	193	199	204	209	214	220	225	230	235	241	246	251	256	262	267	272
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	31.732	32.132	32.581	33.062	33.564	34.064	34.565	35.075	35.595	36.125	36.665	37.215	37.776	38.348	38.931	39.525	40.131	40.748	41.378	42.019	42.716

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

3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

Ninguna de las empresas informó traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios a régimen de tarifa regulada.

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

De conformidad con lo dispuesto en el literal d) del inciso tercero del artículo 147° de la Ley, los clientes sometidos a regulación de precios podrán suscribir contratos a precios libres cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 300 kW. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, debiendo permanecer un período mínimo de cuatro años en el régimen escogido. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Al respecto, las empresas para esta proyección asumieron para clientes entre 300 y 500 kW, una tasa de traspasos equivalente al 30% de la observada para clientes sobre 500 kW entre los años 2017 y 2023.

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	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	13	26	37	44	46	46	47	47	47	48	48	48	48	48	48	49	49	49	49	49	50
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	61	125	178	213	223	227	232	235	237	239	242	244	247	249	252	255	257	260	263	266	269
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	88	177	252	302	316	324	332	336	341	345	349	354	359	363	368	373	378	383	389	394	400
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
FRONTEL	5	11	16	20	21	22	23	23	24	25	25	26	27	27	28	29	30	30	31	32	33
SAESA	18	38	55	66	70	73	75	77	79	81	83	85	87	89	91	94	96	98	101	103	105
CODINER	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
LUZLINARES	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6
LUZPARRAL	2	5	7	9	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15	15	16
COPELEC	1	2	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
COELCHA	0	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZ OSORNO	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	193	393	560	673	706	724	743	753	763	773	784	795	806	817	829	841	853	865	878	890	903

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

3.5. Generación Distribuida y Electromovilidad

A cada empresa distribuidora se le solicitó incluir sus proyecciones de generación distribuida y electromovilidad. Junto a las proyecciones de consumo tendencial, las empresas incluyeron en el estudio System proyecciones de generación distribuida y electromovilidad. La metodología se detalla en el mismo estudio, incluido en los anexos del presente informe.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de generación distribuida y electromovilidad informado por las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	20	23	42	96	168	252	345	444	544	641	731	807	868	912	941	958	968	973	975	976	977
EMELCA	0	0	1	1	3	4	5	7	8	10	11	12	13	14	14	15	15	15	15	15	15
LITORAL	1	2	3	7	13	19	26	33	41	48	55	60	65	68	70	72	72	73	73	73	73
ENEL DISTRIBUCIÓN	165	218	309	463	661	894	1.144	1.414	1.691	1.964	2.215	2.426	2.590	2.710	2.790	2.837	2.865	2.878	2.884	2.887	2.888
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	2	2	3	8	13	20	27	34	42	50	57	63	68	71	73	74	75	76	76	76	76
CGE	68	98	245	513	855	1.257	1.698	2.169	2.651	3.118	3.548	3.910	4.196	4.404	4.543	4.626	4.672	4.695	4.706	4.711	4.713
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	4	5	6	9	12	16	20	24	28	32	36	40	42	44	45	46	46	47	47	47	47
FRONTEL	5	8	21	43	72	105	142	182	222	261	296	326	350	367	379	386	390	391	392	393	393
SAESA	9	11	11	17	52	102	157	215	274	332	386	432	467	494	512	522	528	531	532	533	533
CODINER	0	1	2	4	6	9	12	15	18	21	24	27	29	30	31	32	32	32	32	32	32
EDECSA	0	0	1	1	2	3	5	6	8	9	10	11	12	13	13	13	13	13	13	14	14
CEC	2	2	3	4	6	7	9	11	14	16	17	19	20	21	22	22	22	22	22	23	23
LUZLINARES	1	1	3	5	9	13	18	23	28	32	37	41	44	46	47	48	48	49	49	49	49
LUZPARRAL	0	1	2	4	7	10	13	17	21	24	28	31	33	34	36	36	37	37	37	37	37
COPELEC	5	7	13	21	32	44	57	71	85	99	112	122	131	137	141	143	144	145	145	146	146
COELCHA	0	0	1	2	4	5	7	9	11	13	15	17	18	19	19	20	20	20	20	20	20
SOCOEPA	0	0	0	0	1	2	3	4	5	7	8	9	9	10	10	10	11	11	11	11	11
COOPREL	0	0	0	0	1	2	3	4	6	7	8	9	10	10	10	11	11	11	11	11	11
LUZ OSORNO	1	1	1	1	3	7	10	14	18	22	25	28	31	33	34	34	35	35	35	35	35
CRELL	1	1	1	1	4	9	14	19	24	29	34	38	41	43	45	46	46	47	47	47	47
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	285	382	668	1.204	1.923	2.780	3.715	4.716	5.739	6.734	7.653	8.427	9.036	9.478	9.775	9.952	10.051	10.099	10.123	10.133	10.138

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	7	7	8	11	19	32	51	83	139	225	333	463	606	759	924	1.088	1.218	1.294	1.332	1.355	1.372
EMELCA	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	9	12	14	17	19	20	20	21	21
LITORAL	0	1	1	1	1	2	4	6	10	17	25	35	45	57	69	81	91	97	100	101	103
ENEL DISTRIBUCIÓN	52	53	55	62	80	113	167	252	393	626	976	1.433	1.974	2.561	3.070	3.464	3.724	3.868	3.959	4.034	4.101
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	1	1	2	2	2	3	5	7	11	18	27	40	55	72	86	97	105	109	111	113	115
CGE	37	38	43	58	90	152	261	441	730	1.156	1.708	2.377	3.122	3.951	4.800	5.608	6.231	6.574	6.753	6.858	6.935
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	0	0	0	1	1	2	3	5	8	12	17	23	29	37	45	54	60	64	66	67	67
FRONTEL	3	3	3	4	7	13	23	39	64	98	141	193	251	317	388	461	518	549	565	573	579
SAESA	2	2	3	6	13	23	40	68	111	170	249	349	457	583	733	879	986	1.048	1.079	1.095	1.104
CODINER	0	0	0	0	1	1	2	3	5	8	12	16	20	26	32	38	42	45	46	47	47
EDECSA	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	6	8	11	13	15	17	18	18	19	19
CEC	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	10	13	17	20	24	27	29	30	30	30
LUZLINARES	0	0	0	1	1	2	3	5	8	12	18	24	31	39	48	57	64	68	70	71	72
LUZPARRAL	0	0	0	0	1	1	2	4	6	9	13	18	24	30	36	43	49	52	53	54	54
COPELEC	1	1	1	1	2	3	5	9	15	23	33	46	59	75	92	109	122	130	133	135	137
COELCHA	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	10	13	16	20	24	27	28	29	29	30
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	9	12	15	18	20	21	22	22	22
COOPREL	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5	7	9	12	15	18	20	22	22	22	23
LUZ OSORNO	0	0	0	0	1	2	3	5	7	11	17	23	30	39	49	58	65	70	72	73	73
CRELL	0	0	0	1	1	2	4	6	10	15	22	31	40	52	65	78	87	93	96	97	98
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	104	107	118	149	220	354	577	943	1.531	2.423	3.626	5.118	6.807	8.675	10.535	12.232	13.494	14.197	14.576	14.816	15.003

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

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

Considerando la información de proyección de demanda de energía presentada por las empresas distribuidoras de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.5, se obtiene la proyección total de demanda a nivel nacional y las respectivas tasas de crecimiento asociadas, según se presenta a continuación:

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	2.442	2.450	2.435	2.387	2.329	2.266	2.200	2.141	2.106	2.103	2.131	2.192	2.285	2.403	2.549	2.705	2.836	2.917	2.963	2.996	3.023
EMELCA	23	24	24	24	24	23	23	22	22	23	24	26	28	30	33	36	39	40	42	43	44
LITORAL	163	167	169	170	170	169	168	168	169	173	180	189	201	214	230	246	261	272	281	289	296
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.190	10.111	10.064	9.981	9.896	9.798	9.706	9.631	9.605	9.679	9.893	10.258	10.755	11.345	11.900	12.375	12.738	13.001	13.222	13.434	13.641
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	232	234	235	234	232	229	226	224	223	225	231	241	255	271	287	300	310	317	323	329	334
CGE	13.421	13.473	13.445	13.350	13.240	13.114	12.997	12.930	12.966	13.159	13.519	14.070	14.777	15.652	16.619	17.608	18.455	19.049	19.498	19.883	20.250
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	147	149	152	154	155	157	159	161	164	169	174	182	190	201	212	225	236	244	250	256	261
FRONTEL	1.295	1.328	1.345	1.358	1.371	1.383	1.396	1.415	1.441	1.480	1.532	1.599	1.679	1.774	1.882	1.997	2.100	2.180	2.247	2.307	2.367
SAESA	2.031	2.075	2.109	2.147	2.170	2.184	2.201	2.228	2.270	2.331	2.417	2.533	2.668	2.832	3.031	3.234	3.404	3.533	3.635	3.723	3.808
CODINER	91	93	94	95	96	97	99	100	102	106	110	115	122	130	139	148	157	163	169	174	179
EDECSA	56	57	57	56	56	55	54	54	54	54	55	56	57	59	61	64	66	67	68	69	70
CEC	94	91	90	90	91	91	91	92	93	95	97	100	104	109	114	120	125	128	132	134	137
LUZLINARES	166	168	170	171	172	173	174	176	179	183	189	197	206	218	231	245	257	266	274	281	288
LUZPARRAL	153	154	156	159	162	165	168	171	176	181	188	195	204	215	227	239	250	259	266	273	280
COPELEC	333	345	359	376	398	409	411	414	419	427	438	453	472	495	522	550	576	597	614	630	688
COELCHA	78	81	85	88	90	93	96	100	103	107	112	118	124	131	139	147	154	160	166	171	176
SOCOPEA	47	48	50	52	53	54	56	57	58	60	62	65	69	73	77	82	85	89	91	93	95
COOPREL	56	57	58	59	60	60	61	61	62	64	65	68	70	73	77	81	84	86	88	89	90
LUZ OSORNO	189	193	198	202	205	207	210	213	217	222	228	237	247	258	272	286	298	307	314	320	326
CRELL	153	165	174	181	185	187	188	191	195	200	208	218	229	243	261	278	292	303	310	317	323
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	31.359	31.463	31.470	31.335	31.155	30.914	30.684	30.549	30.624	31.041	31.854	33.111	34.741	36.727	38.862	40.964	42.722	43.981	44.953	45.812	46.678

Tabla 3.8A.- Proyección demanda informada por empresa considerando traspasos de clientes, generación distribuida y electromovilidad, a nivel Nacional. [GWh]

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
EMELCA	-10%	3%	2%	2%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LITORAL	5%	3%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
ENEL DISTRIBUCIÓN	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
TIL-TIL	-100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
EEPA	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
CGE	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
COOPERSOL	-100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
COOPELAN	27%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
FRONTEL	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SAESA	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CODINER	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
EDECSA	2%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
CEC	23%	-2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LUZLINARES	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
LUZPARRAL	4%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%
COPELEC	33%	4%	6%	7%	8%	5%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	9%
COELCHA	48%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SOCOPEA	7%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%
COOPREL	24%	2%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
LUZ OSORNO	2%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CRELL	17%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
MATAQUITO	-100%	0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
DESA	-100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	2%	1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Tabla 3.8B.- Tasas de crecimiento demanda proyectada por empresa considerando traspaso de clientes, generación distribuida y electromovilidad, a nivel Nacional. [%]

3.7. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados

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

Respecto de la información de demanda histórica que sirve como antecedente para los análisis efectuados en el presente informe, a través del Oficio Ordinario CNE N° 297 de fecha 17 de abril de 2025, la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2020 a 2024, 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, y los consumos reales informados como respuesta al Of. Ord. CNE N°161.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, los datos de demanda históricos informados para el período 2010 a 2025, 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	2024	2025
EMELARI	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282	289	0	0	0
ELIQSA	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448	456	0	0	0
ELECDA SING	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874	888	0	0	0
ELECDA SIC	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14	15	0	0	0
EMELAT	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435	443	454	0	0	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	2.397	2.438	2.412
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	0	0
EMELCA	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17	18	24	23	26
LITORAL	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139	149	151	154	152
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	9.664	10.110	9.803
EEC	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0	0	0	0	0
TIL-TIL	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18	17	17	18	18	17
EEPA	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210	218	220	228	219
LUZ ANDES	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-	0	0	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	12.946	13.298	13.114
COOPERSOL	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	0
COOPELAN	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120	124	126	134	116
FRONTEL	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069	1.152	1.187	1.230	1.236
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	1.947	2.008	1.987
CODINER	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76	68	77	84	88
EDECSA	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56	53	51	53	54

Empresa Dx	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CEC	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86	90	88	93	77
LUZLINARES	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141	152	147	156	160
LUZPARRAL	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117	130	130	136	147
COPELEC	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265	284	573	308	250
COELCHA	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51	56	49	66	68	52
SOCOEPA	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49	50	53	53	43
COOPREL	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53	51	56	55	45
LUZ OSORNO	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152	155	166	173	184
CRELL	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119	128	136	145	124
MATAQUITO	-	-	-	-	-		-	-	-		0	1	1	1	1	1
DESA													0	0	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	30.225	30.968	30.307

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

En el Anexo 1 se presenta, a modo referencial, una distribución por punto de compra de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al año 2024. Asimismo, en el Anexo 2 se presenta, a modo referencial, una distribución mensual y horaria de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al mismo año.

3.8. Metodología de ajuste de previsión de demanda

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

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

Adicionalmente, para todas las distribuidoras se tuvo a la vista los consumos reales hasta mayo 2026, informados en forma mensual por el Coordinador Eléctrico Nacional. En base a esto, se ajustaron las tasas para el primer año de proyección, es decir el año 2026, para que fuesen consistentes con dicha información.

Los modelos presentados por las empresas y que han sido considerados para la modelación del presente informe, han sido ajustados a las variables macroeconómicas más actuales disponibles a la fecha de elaboración de este informe³. Para el corto plazo (2026-2028) se utilizó la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de junio de 2026⁴⁵ y para el largo plazo (2029-2046) la proyección del Informe de Finanzas Públicas del primer trimestre de 2026⁶, según se muestra en la siguiente tabla:

Año	Tasa Crecimiento PIB
2026	1,38%
2027	2,50%
2028	2,25%
2029	2,20%
2030-2046	2,30%

Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección del PIB [%].

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

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

4 <https://www.bcentral.cl/es/web/banco-central/contenido/-/details/informe-de-politica-monetaria-junio-2026>

5 Se considera el valor medio para cada año.

6 https://www.dipres.gob.cl/598/articles-366431_Informe_PDF.pdf

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	1,3%	1,8%	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%
EMELCA	1,6%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
LITORAL	2,8%	2,9%	2,7%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%
ENEL DISTRIBUCIÓN	1,0%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
TIL-TIL	0,7%	1,9%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%
EEPA	0,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
CGE	1,0%	2,2%	1,7%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
COOPERSOL	1,2%	1,9%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%
COOPELAN	3,0%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
FRONTEL	1,2%	3,5%	3,1%	3,2%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
SAESA	3,5%	3,6%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
CODINER	3,7%	3,5%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
EDECSA	0,0%	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
CEC	0,3%	2,2%	1,5%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
LUZLINARES	0,2%	2,9%	2,9%	2,9%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
LUZPARRAL	1,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%
COPELEC	0,8%	4,3%	5,8%	6,8%	7,7%	5,2%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%
COELCHA	1,8%	5,9%	5,6%	5,4%	5,2%	5,0%	4,8%	4,6%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%
SOCOEPA	0,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%
COOPREL	1,4%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%	1,7%	1,6%
LUZ OSORNO	0,2%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
CRELL	2,4%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%
MATAQUITO	1,3%	1,6%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
DESA	1,2%	1,9%	1,4%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%

Tabla 3.11- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora. [%].

3.9. Eficiencia Energética

Con fecha 19 de mayo de 2026, a través del Oficio Ordinario CNE N° 514, 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.

A través del Oficio Ordinario N° 1085/2026 del 21 de julio de 2026, el Ministerio de Energía respondió que no cuenta con antecedentes nuevos respecto de lo mencionado a continuación, que describe la información utilizada.

Sin embargo, el día 18 de agosto de 2026, mediante correo electrónico desde la Unidad de Planificación y Cambio Climático División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible del Ministerio de Energía, se compartió con esta Comisión, los resultados del Informe Preliminar PELP 2028-2032.

Las metodologías, supuestos y resultados remitidos por el Ministerio de Energía, incluyéndose una planilla de cálculo, fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el resultado “Grand Total” del escenario Dif % que contiene la diferencia porcentual anual de demanda eléctrica entre los escenarios N2 y E2, siendo el escenario E2 el “Exploratorio Tendencial” y el escenario N2 el “Normativo Tendencial Mitigado”.

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	-18	-22	-22	-14	-14	-15	-5	6	19	34	47	65	87	114	144	172	205	244	290	344	402
EMELCA	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	4	4	5	6
LITORAL	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	3	4	6	8	10	13	16	19	23	27	33	39
ENEL DISTRIBUCIÓN	-78	-91	-90	-58	-59	-63	-21	27	83	149	218	302	407	533	677	811	969	1.153	1.373	1.626	1.903
TIL-TIL	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3
EEPA	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-0	1	2	3	5	7	9	12	16	19	23	27	32	38	45
CGE	-104	-122	-120	-78	-80	-85	-28	37	114	207	297	415	567	752	970	1.182	1.439	1.747	2.145	2.604	3.129
COOPERSOL	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
COOPELAN	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	3	4	5	7	10	12	15	18	22	27	33	39
FRONTEL	-10	-12	-12	-8	-8	-9	-3	4	13	23	34	47	65	86	112	137	166	202	246	298	358
SAESA	-16	-19	-19	-12	-13	-13	-4	6	18	33	49	69	95	126	163	198	241	292	351	424	506
CODINER	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	2	2	4	5	6	8	10	13	15	19	23	27
EDECSA	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	1	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	9
CEC	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	1	2	3	4	5	6	7	9	11	13	15	18
LUZLINARES	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	3	4	5	7	9	12	15	18	21	26	31	37
LUZPARRAL	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	2	3	5	7	9	11	14	17	20	25	30	35
COPELEC	-3	-3	-3	-2	-2	-3	-1	1	4	7	10	15	20	27	36	44	54	67	83	102	125
COELCHA	-1	-1	-1	-0	-1	-1	-0	0	1	1	2	3	4	6	8	9	11	14	17	21	25
SOCOEPA	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	1	1	1	2	3	3	4	5	7	8	10	12	14
COOPREL	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	10	11
LUZ OSORNO	-1	-2	-2	-1	-1	-1	-0	1	2	3	5	7	9	12	15	19	23	28	33	40	48
CRELL	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	0	1	3	4	6	8	11	14	17	21	25	30	37	44
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	-242	-285	-281	-182	-187	-198	-65	85	264	480	695	969	1.318	1.740	2.232	2.703	3.267	3.937	4.769	5.736	6.825

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

3.10. 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.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia evacuar un informe que se pronuncie sobre la solicitud de rebajar el límite de potencia para que usuarios finales puedan optar a un régimen de tarifa regulada o de precio libre, desde los actuales 500 kilowatts a 300 kilowatts, de conformidad al artículo 147 letra d) la Ley.

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

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

En este sentido, en base a lo informado en respuesta al Oficio CNE N°561 de 2026, que solicita a las empresas de generación información referente a niveles de contratación y características contractuales, a enero del 2026 el precio de energía ponderado de los contratos de suministro vigentes corresponde a 62,54 [USD/MWh]⁷. Estos datos corresponden a contratos de 2.243 razones sociales de clientes libres conectados en distribución.

⁷ Los precios de energía se encuentran indexados a enero 2026.

Energía 2026 [TWh] y Precio Ponderado de Energía por año de suscripción de contrato

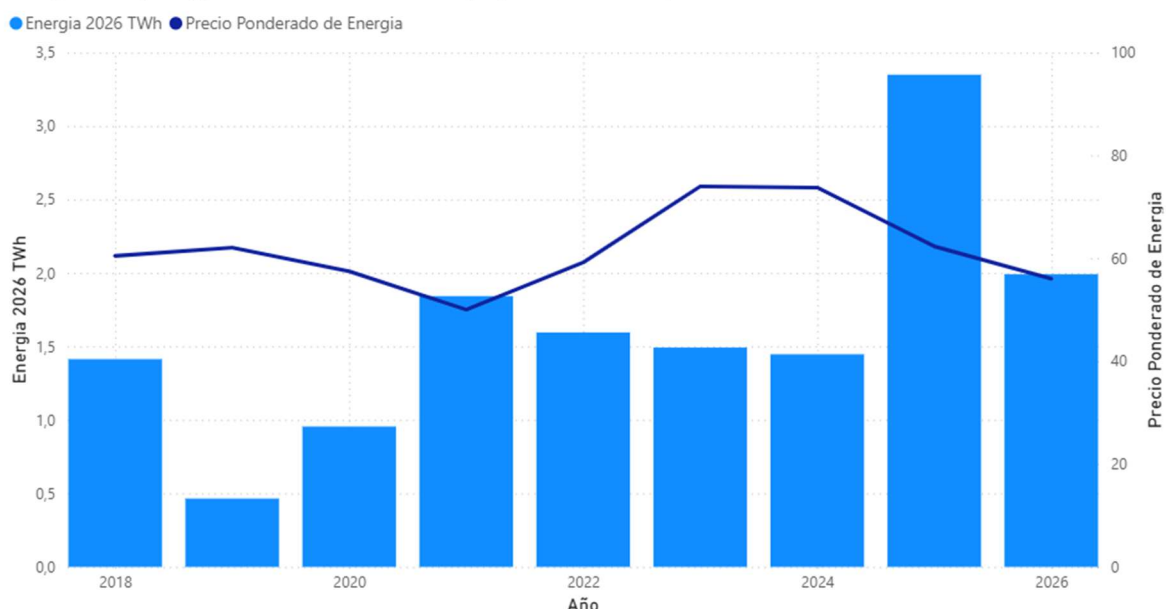


Figura 1: Precios de energía y energía contratada para el año 2026 de clientes libres en zonas de concesión de distribución.

En la Figura 1 se observa el nivel de contratación por parte clientes libres en zona de distribución a partir del año 2018⁸. Al respecto, el año 2025 contempla la mayor cantidad de clientes únicos que suscriben contratos con 598 clientes contratados⁹, equivalentes a 3,35 [TWh-año].

En la figura anterior también se muestra que la mayor parte de energía contratada al año 2026 fue suscrita durante el año 2025. Sin embargo, el año que presenta los menores precios pactados corresponde a los contratos celebrados en 2021, cuyo precio de energía ponderado a enero 2026 es de 50 [USD/MWh].

En el periodo que inicia en enero 2017 el número de clientes libres en zona de concesión se incrementó considerablemente. Asimismo, al relevar solo los contratos con suministro para clientes libres en zona de distribución, firmados a partir de enero 2017, el nivel de energía contratada representa el 28,13 % del total de energía contratada al año 2026 (regulados, libres y libres distribución). Por su parte, considerando el mismo periodo de tiempo, los clientes libres en zona de distribución representan un 31,69% del total de la energía a precio libre.

Con la información anterior, se desprende que en la actualidad ya se ha materializado el traspaso de la mayoría de los clientes regulados a libre, principalmente aquellos de mayor

⁸ Con el objetivo de resguardar información, el año 2017 ha sido omitido en la Figura 1, sin perjuicio de que posteriormente se pueda hacer referencia a dicho año de forma agregada.

⁹ Contabilizados de acuerdo a sus RUT de cliente.

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 cual sigue vigente el incentivo a cambiarse al mercado libre.

De acuerdo a 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 2025 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW. Para el año 2026 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 2027 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.

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

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

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

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

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

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

Para el ejercicio realizado en este informe, y dada la información disponible, se consideraron los siguientes valores para las variables necesarias para construir el modelo, $P=0,04$, $Q=0,45$ y un límite de traspaso del 65% de la energía consumida para clientes entre 300 y 500 kW de potencia conectada. La lógica de estos valores se explica en que se espera que la cantidad de clientes innovadores en este caso no sea tan alta, y la cantidad de imitadores un poco mayor, esto, consistente con valores teóricos de la literatura y la realidad de solicitudes de traspasos a la fecha desde el cambio que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre.

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	13	40	60	73	86	99	111	122	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	0	0	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
ENEL DISTRIBUCIÓN	95	182	274	329	378	431	484	531	543	552	560	569	577	586	596	605	615	624	634	645	655
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	1	3	4	4	5	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8
CGE	53	413	625	730	812	903	994	1.076	1.104	1.126	1.148	1.170	1.193	1.216	1.240	1.265	1.290	1.316	1.342	1.369	1.397
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	0	3	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	9	9	9	9
FRONTEL	6	23	35	42	47	53	59	65	67	69	72	74	76	78	81	83	86	88	91	94	97
SAESA	19	79	121	141	157	174	192	209	216	223	229	236	242	249	256	264	271	279	287	295	303
CODINER	0	3	5	5	6	7	7	8	8	9	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12
EDECSA	1	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6
CEC	1	4	6	7	8	9	10	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15	15	15
LUZLINARES	0	4	6	7	8	9	10	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16
LUZPARRAL	2	7	11	14	17	21	24	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	40	41
COPELEC	2	6	10	13	15	18	20	22	23	24	24	25	26	27	27	28	29	30	31	31	32
COELCHA	0	1	2	3	4	4	5	6	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	10	10	10
SOCOPEA	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
COOPREL	0	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
LUZ OSORNO	0	1	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
CRELL	1	0	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	197	774	1.172	1.384	1.560	1.754	1.948	2.123	2.180	2.222	2.266	2.310	2.356	2.403	2.451	2.499	2.549	2.601	2.653	2.707	2.761

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

3.11. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

En este caso, ninguna empresa distribuidora presento información respecto de migración al régimen regulado. Por consistencia, no se modelaron traspasos en este sentido.

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	-	71	87	89	89	92	92	92	92	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	-	110	136	190	242	257	296	301	364	364	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	-	33	33	33	33	33	33	33	33	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	214	256	312	364	382	421	426	489	489	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

3.12. Generación Distribuida

Con fecha 19 de mayo de 2026, a través del Oficio Ordinario CNE N° 514, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación distribuida 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.

A través del Oficio Ordinario N° 1085/2026 del 21 de julio de 2026, el Ministerio de Energía respondió que no cuenta con antecedentes nuevos respecto de lo mencionado a continuación, que describe la información utilizada.

Sin embargo, el día 18 de agosto de 2026, mediante correo electrónico desde la Unidad de Planificación y Cambio Climático División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible del Ministerio de Energía, se compartió con esta Comisión, los resultados del Informe Preliminar PELP 2028-2032.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, para el año 2026 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. Finalmente, y en base a esto, se construyeron las tasas de crecimiento para considerar el resultado de largo plazo de la PELP 2028-2032 utilizando el único escenario para Generación Distribuida, desagregado por región.

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

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	149	166	184	202	220	236	252	268	283	298	313	327	342	356	370	383	397	410	423	436	449
EMELCA	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
LITORAL	8	9	10	11	12	13	14	15	15	16	17	18	19	19	20	21	22	22	23	24	24
ENEL DISTRIBUCIÓN	292	334	378	425	471	513	556	599	642	685	726	768	810	851	892	933	974	1.014	1.054	1.095	1.135
TIL-TIL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EEPA	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	25	26	27	28	29
CGE	671	753	840	929	1.018	1.097	1.178	1.258	1.338	1.417	1.494	1.570	1.646	1.722	1.796	1.870	1.943	2.016	2.089	2.161	2.232
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7
FRONTEL	28	30	32	33	35	37	38	40	41	42	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
SAESA	72	81	89	98	107	115	123	131	139	147	154	162	169	176	183	190	197	204	210	217	224
CODINER	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
EDECSA	3	4	4	5	5	6	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10	10
CEC	4	4	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10	11	11	12	12	13	13	14	14
LUZLINARES	9	10	12	13	15	16	17	19	20	22	23	24	26	27	28	30	31	32	34	35	36
LUZPARRAL	8	9	11	12	13	15	16	17	18	20	21	22	23	24	26	27	28	29	30	32	33
COPELEC	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16	16	17	17	17	18	18	18	18
COELCHA	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
SOCOEP	3	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10	11
COOPREL	4	4	4	5	5	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11
LUZ OSORNO	8	9	10	11	12	13	14	14	15	16	17	18	18	19	20	21	21	22	23	24	24
CRELL	6	7	8	9	10	10	11	12	12	13	14	14	15	16	16	17	17	18	19	19	20
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	1.293	1.454	1.623	1.798	1.972	2.127	2.285	2.443	2.599	2.753	2.903	3.053	3.202	3.349	3.495	3.639	3.783	3.925	4.066	4.207	4.346

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

3.13. Electromovilidad

Con fecha 19 de mayo de 2026, a través del Oficio Ordinario CNE N° 514, 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.

A través del Oficio Ordinario N° 1085/2026 del 21 de julio de 2026, el Ministerio de Energía respondió que no cuenta con antecedentes nuevos respecto de lo mencionado a continuación, que describe la información utilizada.

Sin embargo, el día 18 de agosto de 2026, mediante correo electrónico desde la Unidad de Planificación y Cambio Climático División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible del Ministerio de Energía, se compartió con esta Comisión, los resultados del Informe Preliminar PELP 2028-2032.

Las metodologías, supuestos y resultados remitidos por el Ministerio de Energía, incluyéndose una planilla de cálculo, fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizaron los resultados del escenario N2: “Normativo Tendencial Mitigado” filtrando para uso “Terrestre”, “Carga” y “Pasajeros”, “interurbano” y “urbano” y, “taxis”, “vehículos livianos”, “vehículos medianos”, “motocicletas”, “electricidad” y “liviano” y “mediano”, dejando el resto de los consumos como asociados a régimen de tarifas libres.

Para el año 2026 se consideró la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE6 hasta la fecha de elaboración de este informe, Adicionalmente, se consideró la cantidad de vehículos eléctricos vendidos a la fecha¹⁰ ajustándose por la cantidad de meses faltantes para completar el año inicial, se estimó el consumo promedio según los antecedentes del portal de consumo vehicular¹¹, y para cada tipo de vehículo se utilizó un promedio de kilómetros recorridos anuales.

Finalmente, y en base a esto, se construyeron las tasas de crecimiento para considerar el resultado de largo plazo de la PELP 2028-2032 utilizando el escenario N2: “Normativo Tendencial Mitigado” desagregado por región.

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:

¹⁰ Estadística de la Asociación Nacional Automotriz de Chile A.G.

¹¹ <https://www.consumovehicular.cl/>

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	11	17	27	41	66	81	98	117	141	168	197	230	267	307	350	398	451	508	571	633	698
EMELCA	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	5	6	6
LITORAL	1	1	1	2	4	4	5	6	8	9	11	12	15	17	19	22	24	28	31	34	38
ENEL DISTRIBUCIÓN	92	130	190	277	413	479	551	633	727	827	936	1.052	1.182	1.314	1.456	1.607	1.768	1.940	2.123	2.304	2.488
TIL-TIL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	5
EEPA	2	3	5	7	10	12	14	16	18	21	24	27	30	33	37	40	45	49	53	58	63
CGE	63	97	155	247	408	506	615	750	916	1.110	1.340	1.606	1.925	2.280	2.691	3.164	3.709	4.330	5.194	5.985	6.852
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2
COPELAN	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	8	10	12	15	18	22	27	32	38	45	53
FRONTEL	2	4	6	11	19	24	30	38	47	58	72	88	108	131	157	189	226	269	319	375	439
SAESA	4	6	10	18	31	38	48	59	73	89	109	132	161	194	233	279	332	393	431	501	579
CODINER	0	0	1	1	2	2	3	3	4	5	6	8	10	11	14	16	19	22	26	30	35
EDECSA	0	0	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	6	7	8	9	11	12	13	15	16
CEC	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3	3	4	5	5	6	7	9	10	12	13
LUZLINARES	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	10	12	14	16	19	22	26	30	34
LUZPARRAL	0	1	1	1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	15	17	21	24	29	34	39	45
COPELEC	1	2	4	6	11	15	18	23	28	35	44	54	67	82	99	120	145	174	208	247	291
COELCHA	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	5	6	8	9	11	14	16	20	23	28	33
SOCOPEA	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	4	4	5	6	8	9	11	13	15	17
COOPREL	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	4	5	6	7	8	10	11	14	16	18
LUZ OSORNO	1	1	1	2	4	5	7	8	10	12	15	18	22	27	32	38	45	54	57	67	77
CRELL	1	1	1	2	4	5	7	8	10	12	15	18	22	27	32	38	45	54	57	67	77
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	179	265	407	623	986	1.190	1.414	1.686	2.014	2.384	2.813	3.301	3.874	4.500	5.213	6.021	6.940	7.975	9.252	10.512	11.879

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

3.14. Proyecciones de demanda ajustadas

La demanda anual de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectada de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.13 anteriores para el horizonte 2026 a 2046, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	2.442	2.518	2.533	2.548	2.565	2.574	2.593	2.618	2.659	2.707	2.665	2.723	2.790	2.865	2.948	3.033	3.129	3.236	3.356	3.485	3.620
EMELCA	25	25	26	27	28	28	29	30	32	33	34	35	37	39	40	42	44	46	48	51	54
LITORAL	159	163	167	172	178	183	189	195	203	211	219	228	238	249	260	272	285	298	313	329	346
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.013	10.063	10.132	10.304	10.503	10.633	10.816	11.025	11.293	11.586	11.894	12.229	12.603	13.003	13.437	13.874	14.349	14.865	15.434	16.038	16.674
TIL-TIL	17	17	18	18	18	18	19	19	19	20	21	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29
EEPA	223	225	228	232	238	241	247	252	259	266	273	281	291	300	311	321	333	346	359	374	390
CGE	13.733	13.733	13.780	14.058	14.388	14.625	14.963	15.318	15.837	16.351	16.543	17.172	17.894	18.694	19.592	20.555	21.643	22.867	24.434	25.997	27.712
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	5
COOPELAN	146	148	151	156	162	167	174	180	187	195	203	212	221	232	243	255	269	284	300	319	340
FRONTEL	1.292	1.353	1.383	1.429	1.478	1.524	1.579	1.638	1.705	1.777	1.820	1.904	1.996	2.097	2.207	2.323	2.452	2.593	2.752	2.927	3.118
SAESA	2.109	2.120	2.138	2.190	2.249	2.304	2.371	2.445	2.535	2.634	2.739	2.854	2.982	3.122	3.275	3.437	3.615	3.813	3.998	4.231	4.483
CODINER	94	95	97	101	105	108	113	117	123	129	135	142	149	157	166	175	185	196	209	223	237
EDECSA	55	55	55	55	55	55	55	56	57	58	60	61	63	65	67	69	71	74	77	80	84
CEC	96	94	93	94	95	97	98	100	103	106	109	112	116	120	125	129	135	140	146	153	160
LUZLINARES	166	166	168	172	176	180	185	190	196	203	211	219	227	237	247	258	270	283	297	313	330
LUZPARRAL	154	154	156	160	163	166	170	174	180	188	196	204	213	223	234	246	258	272	288	305	323
COPELEC	335	345	363	390	423	447	465	485	508	533	560	591	625	662	705	750	802	861	928	1.003	1.088
COELCHA	73	77	81	85	89	93	98	102	108	114	120	127	134	142	151	160	170	181	193	206	221
SOCOEPA	54	56	58	60	62	64	66	68	71	74	77	80	84	87	92	96	101	106	112	119	126
COOPREL	56	55	56	57	58	59	61	62	64	66	68	70	72	75	78	81	84	88	93	98	103
LUZ OSORNO	189	193	198	204	211	216	223	230	238	247	257	267	279	292	307	322	339	358	374	396	420
CRELL	151	157	163	170	177	183	190	198	206	216	226	237	249	262	277	293	310	330	345	367	392
MATAQUITO	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	31.585	31.816	32.047	32.686	33.425	33.969	34.705	35.507	36.587	37.716	38.432	39.773	41.290	42.952	44.790	46.721	48.876	51.271	54.091	57.049	60.258

Tabla 3.17A- Proyección demanda considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación distribuida y electromovilidad a nivel Nacional. [GWh]

Empresa Dx/Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CHILQUINTA	1,3%	3,1%	0,6%	0,6%	0,6%	0,4%	0,7%	1,0%	1,6%	1,8%	-1,5%	2,2%	2,5%	2,7%	2,9%	2,9%	3,2%	3,4%	3,7%	3,8%	3,9%
EMELCA	1,6%	2,5%	2,8%	3,3%	3,3%	3,0%	3,4%	3,6%	3,7%	3,8%	3,9%	4,1%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%	4,8%	5,0%	5,1%	5,1%
LITORAL	2,8%	2,5%	2,5%	3,1%	3,1%	2,8%	3,3%	3,4%	3,8%	3,9%	4,0%	4,1%	4,3%	4,5%	4,6%	4,5%	4,7%	4,8%	5,1%	5,1%	5,2%
ENEL DISTRIBUCIÓN	1,0%	0,5%	0,7%	1,7%	1,9%	1,2%	1,7%	1,9%	2,4%	2,6%	2,7%	2,8%	3,1%	3,2%	3,3%	3,3%	3,4%	3,6%	3,8%	3,9%	4,0%
TIL-TIL	0,7%	1,5%	1,3%	1,7%	1,8%	1,1%	1,6%	1,8%	2,4%	2,6%	2,6%	2,8%	3,0%	3,2%	3,3%	3,3%	3,4%	3,6%	3,8%	3,9%	4,0%
EEPA	0,7%	0,7%	1,1%	2,1%	2,4%	1,6%	2,1%	2,3%	2,6%	2,8%	2,8%	3,0%	3,2%	3,4%	3,5%	3,4%	3,6%	3,8%	4,0%	4,1%	4,1%
CGE	1,0%	0,0%	0,3%	2,0%	2,4%	1,6%	2,3%	2,4%	3,4%	3,2%	1,2%	3,8%	4,2%	4,5%	4,8%	4,9%	5,3%	5,7%	6,9%	6,4%	6,6%
COOPERSOL	1,2%	1,8%	1,6%	2,3%	2,8%	2,2%	2,8%	3,2%	3,6%	4,0%	4,3%	4,8%	5,4%	5,8%	6,3%	6,6%	7,2%	7,7%	8,3%	8,5%	8,7%
COOPELAN	3,0%	1,1%	2,3%	3,5%	3,6%	3,3%	3,7%	3,8%	3,9%	4,1%	4,1%	4,3%	4,6%	4,7%	5,0%	5,0%	5,3%	5,6%	5,9%	6,2%	6,5%
FRONTEL	1,2%	4,7%	2,3%	3,3%	3,4%	3,1%	3,6%	3,7%	4,1%	4,3%	2,4%	4,6%	4,9%	5,0%	5,3%	5,3%	5,5%	5,8%	6,1%	6,3%	6,5%
SAESA	3,5%	0,6%	0,8%	2,4%	2,7%	2,4%	2,9%	3,1%	3,7%	3,9%	4,0%	4,2%	4,5%	4,7%	4,9%	4,9%	5,2%	5,5%	4,8%	5,8%	6,0%
CODINER	3,7%	0,5%	2,2%	3,7%	3,9%	3,6%	4,0%	4,2%	4,6%	4,8%	4,8%	5,0%	5,3%	5,4%	5,6%	5,6%	5,8%	6,0%	6,3%	6,5%	6,6%
EDECSA	0,0%	-0,6%	-0,2%	0,3%	0,4%	0,0%	0,5%	0,8%	1,9%	2,2%	2,3%	2,6%	2,9%	3,1%	3,3%	3,3%	3,5%	3,8%	4,1%	4,2%	4,2%
CEC	0,3%	-1,9%	-1,0%	1,2%	1,4%	1,2%	1,7%	1,9%	2,7%	2,9%	3,0%	3,2%	3,4%	3,6%	3,8%	3,7%	4,0%	4,2%	4,4%	4,6%	4,7%
LUZLINARES	0,2%	0,1%	1,3%	2,3%	2,4%	2,3%	2,7%	2,9%	3,3%	3,5%	3,6%	3,8%	4,0%	4,2%	4,4%	4,4%	4,6%	4,8%	5,1%	5,3%	5,4%
LUZPARRAL	1,9%	0,1%	1,1%	2,2%	2,1%	1,8%	2,2%	2,5%	3,8%	4,1%	4,1%	4,3%	4,5%	4,7%	4,9%	4,9%	5,2%	5,4%	5,7%	5,9%	6,0%
COPELEC	0,8%	3,0%	5,3%	7,4%	8,6%	5,5%	4,1%	4,3%	4,7%	5,0%	5,1%	5,4%	5,8%	6,0%	6,4%	6,5%	6,9%	7,3%	7,8%	8,1%	8,4%
COELCHA	1,8%	4,6%	4,9%	5,3%	5,0%	4,5%	4,8%	4,9%	5,5%	5,6%	5,5%	5,6%	5,8%	5,9%	6,1%	6,0%	6,2%	6,4%	6,7%	6,9%	7,1%
SOCOPEA	0,9%	3,2%	3,3%	3,5%	3,3%	2,9%	3,4%	3,5%	3,9%	4,0%	4,1%	4,2%	4,4%	4,6%	4,9%	4,9%	5,1%	5,3%	5,6%	5,9%	6,0%
COOPREL	1,4%	-0,6%	0,8%	2,1%	2,3%	2,0%	2,4%	2,5%	2,7%	2,9%	3,0%	3,2%	3,4%	3,6%	3,9%	4,0%	4,3%	4,6%	5,0%	5,3%	5,5%
LUZ OSORNO	0,2%	2,3%	2,6%	3,0%	3,0%	2,6%	3,1%	3,2%	3,6%	3,8%	3,9%	4,1%	4,5%	4,7%	4,9%	5,0%	5,3%	5,7%	4,2%	6,0%	6,1%
CRELL	2,4%	4,4%	3,7%	4,1%	4,1%	3,5%	4,0%	4,1%	4,4%	4,6%	4,6%	4,8%	5,2%	5,4%	5,6%	5,7%	6,0%	6,3%	4,6%	6,5%	6,6%
MATAQUITO	1,3%	1,5%	1,4%	1,8%	1,5%	1,4%	1,9%	1,9%	2,0%	2,1%	2,1%	2,2%	2,3%	2,5%	2,6%	2,4%	2,6%	2,7%	2,9%	3,0%	3,1%
DESA		1,8%	1,6%	2,3%	2,8%	2,3%	2,9%	3,2%	3,7%	4,1%	4,4%	4,9%	5,6%	6,0%	6,5%	6,8%	7,4%	7,9%	8,6%	8,7%	8,9%
TOTAL	1,2%	0,7%	0,7%	2,0%	2,3%	1,6%	2,2%	2,3%	3,0%	3,1%	1,9%	3,5%	3,8%	4,0%	4,3%	4,3%	4,6%	4,9%	5,5%	5,5%	5,6%

Tabla 3.17B- Tasas de crecimiento proyectada considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación distribuida y electromovilidad a nivel Nacional. [%].

4. Nivel de contratación existente

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

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

PROCESO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2008/01	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
	CHL 2010/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes
2013/03	SIC 2013/03-2	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til-Til, Edesca, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/01	2015/01	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til-Til, Edesca, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	
2017/01	2017/01	
2021/01	2021/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edesca, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2022/01	2022/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edesca, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2023/01	2023/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edesca, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel, Coelcha, Mataquito y DESA.
2025/01	2025/01	CGE, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelca, Frontel, EEPA, Luzlinares, SAESA, Mataquito, Copelec, Coopelan, Crell, Cooprel, Coelcha
2025/02	2025/02	CGE, Litoral, Emelca, Frontel, Luzlinares, Luzparral, Copelec, Coopelan, Coelcha, Socoepe

Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

Adicionalmente, el cómputo del nivel de contratación que se presenta a continuación considera los contratos pactados en forma previa a la publicación de la Ley N° 20.018, o contratos a precios de nudo de corto plazo que aún se encuentren vigentes, y por el tiempo en que éstos lo estén.

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

- Contratos con Huemul Energía SpA, por 374 GWh/año, respaldado por el proyecto Ckani, correspondientes a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N° 292, de fecha 14 de julio de 2023.
- Contratos con María Elena Solar S.A., por 280 GWh/año, correspondientes a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado del contrato se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N° 623 y N°22, de fecha 18 de diciembre de 2023 y 16 de enero de 2024, respectivamente.
- Contratos con Parque Eólico San Andrés SpA, por 273 GWh/año, correspondientes a la licitación 2021/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N°437, de fecha 23 de agosto de 2024, acogiendo la solicitud presentada por la empresa en función de lo dispuesto en la cláusula vigésimo quinto del contrato, correspondiente al mecanismo de postergación de inicio de suministro o término anticipado del contrato.
- Contratos con Copihue Energía SpA, por 286 GWh/año, correspondientes a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N°604 y N°665, de fecha 14 de noviembre y 13 de diciembre de 2024, respectivamente.
- Contratos con FRV Development Chile I SpA, por 651 GWh/año, correspondientes a la licitación 2022/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N°751, de fecha 03 de diciembre de 2025.
- Contratos con Cox Energía SpA, por 140 GWh/año, correspondientes a la licitación 2017/01, cuyo término anticipado correspondiente a las Distribuidoras licitantes de dicho proceso se aprobó de acuerdo a lo indicado en el Anexo de este informe. Sin perjuicio de las solicitudes de término anticipado pendientes de tramitación, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los demás contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, dada su condición de incumplimiento contractual y su inminente término anticipado.
- Contratos con Energía Renovable Verano Tres SpA, por 540 GWh/año, correspondientes a la licitación 2017/01, cuyo término anticipado correspondiente a las Distribuidoras licitantes de dicho proceso se aprobó de acuerdo a lo indicado en el Anexo de este informe. Sin perjuicio de las solicitudes de término anticipado pendientes de tramitación, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los demás contratos suscritos por este suministrador no

forman parte del nivel de contratación existente, dada su condición de incumplimiento contractual y su inminente término anticipado.

- Contratos con OPDE Chile SpA., por 819 GWh/año, correspondientes a la licitación 2021/01, cuyo término anticipado correspondiente a las Distribuidoras licitantes de dicho proceso se aprobó de acuerdo a lo indicado en el Anexo de este informe. Sin perjuicio de las solicitudes de término anticipado pendientes de tramitación, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los demás contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, dada su condición de incumplimiento contractual y su inminente término anticipado.
- Contratos con Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA., por 209 GWh/año, correspondientes a la licitación 2021/01, cuyo término anticipado correspondiente a las Distribuidoras licitantes de dicho proceso se aprobó de acuerdo a lo indicado en el Anexo de este informe. Sin perjuicio de las solicitudes de término anticipado pendientes de tramitación, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los demás contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, dada su condición de incumplimiento contractual y su inminente término anticipado.
- Contratos con Racó Energía SpA, por 106 GWh/año, correspondientes a la licitación 2021/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N°14, N°27 y N°138 de fecha 12 de enero, 20 de enero y 18 de marzo de 2026, respectivamente.
- Contratos con Sonnedix PPA Holding SpA. por 903 GWh/año, correspondientes a la licitación 2021/01. El suministrador presentó una solicitud de fuerza mayor en 2025, la cual fue rechazada por la Comisión, ante lo cual interpuso una reposición que resultó igualmente rechazada. Posteriormente, durante septiembre de 2025 inició el proceso de conciliación y arbitraje contemplado en los contratos. Sin perjuicio de lo que finalmente se resuelva una vez concluido el proceso de conciliación y arbitraje, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, debido a que el suministrador se encuentran en situación de incumplimiento contractual, no habiendo iniciado el suministro comprometido a contar de enero de 2026, ni tampoco cumplido con los hitos de construcción de los proyectos nuevos comprometidos.
- Contratos con Zapaleri SpA. por 126 GWh/año, correspondientes a la licitación 2022/01, se encuentran en situación de incumplimiento contractual, no habiendo cumplido con los hitos de construcción de los proyectos nuevos comprometidos. El suministrador presentó una solicitud de fuerza mayor en 2025, la cual fue rechazada por la Comisión, y cuya

reposición resultó igualmente rechazada. Consecuentemente, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, debido a que el suministrador se encuentra en situación de incumplimiento contractual, habiendo manifestado la imposibilidad de dar cumplimiento con la obligación de suministro de sus contratos.

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

En conformidad con lo anterior, la evolución del nivel de contratación agregado de las empresas distribuidoras para el período 2026-2045, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y los contratos que se encuentran vigentes, considerando tanto las componentes base como variable de los bloques de suministro, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

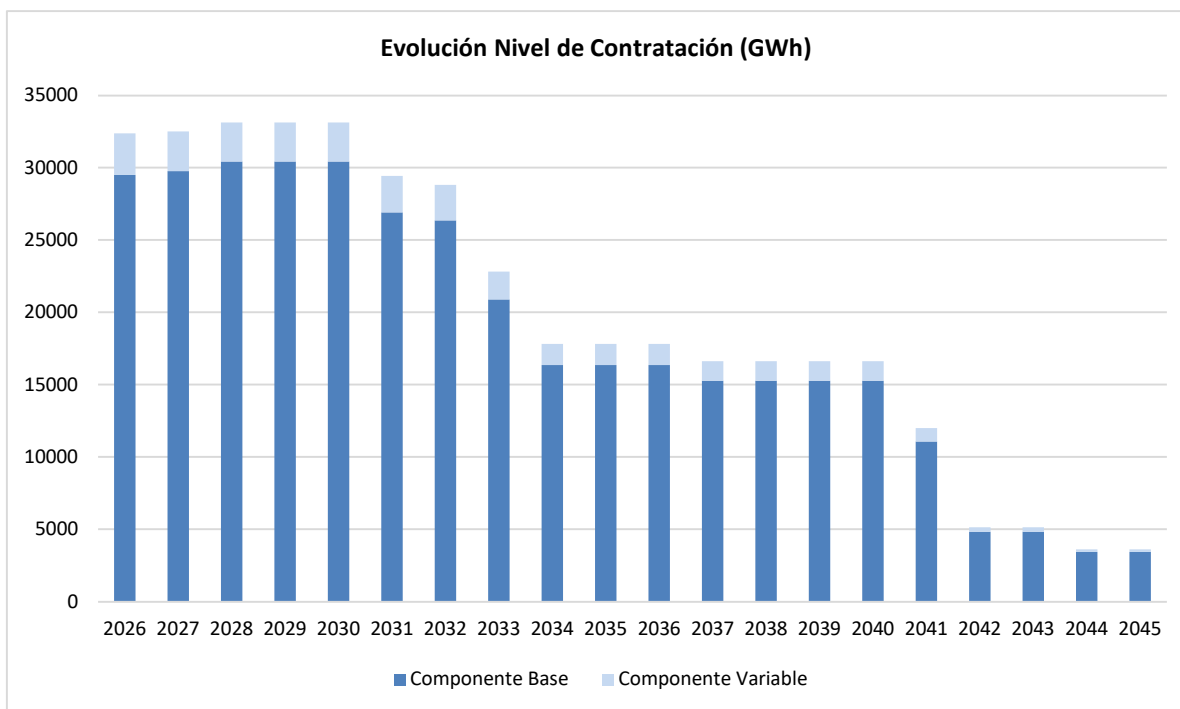


Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

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

Concesionaria	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2.298	2.353	2.352	2.338	2.339	2.193	2.096	1.610	1.257	1.256	1.256	1.169	1.169	1.169	1.169	833	336	336	226	226
EMELCA	26	25	22	23	25	17	16	11	7	7	7	7	7	7	7	5	2	2	2	2
LITORAL	174	161	157	154	159	116	106	76	58	58	58	55	55	55	55	43	25	25	20	20
ENEL	9.566	9.227	8.850	8.790	8.684	8.208	8.120	6.421	4.900	4.901	4.901	4.520	4.520	4.520	4.520	3.051	872	872	508	508
DISTRIBUCIÓN	206	212	205	204	202	189	184	141	106	106	106	97	97	97	97	65	16	16	7	7
EEPA	12.707	13.034	13.732	13.724	13.802	11.836	11.580	9.287	7.404	7.404	7.404	6.927	6.927	6.927	6.927	5.091	2.367	2.367	1.695	1.695
CGE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
COOPERSOL	155	159	177	182	179	116	112	89	73	73	73	70	70	70	70	58	41	41	34	34
COPELAN	1.333	1.284	1.329	1.348	1.353	1.186	1.147	906	727	727	727	693	693	693	693	562	367	367	315	315
FRONTEL	1.772	1.962	2.071	2.111	2.134	1.917	1.885	1.499	1.167	1.169	1.169	1.101	1.101	1.101	1.101	839	450	450	347	347
SAESA	65	63	61	62	62	62	61	46	34	34	34	31	31	31	31	23	11	11	6	6
CODINER	47	45	44	45	45	45	45	35	27	27	27	26	26	26	26	18	7	7	4	4
EDECSA	96	93	91	93	95	95	94	70	49	49	49	46	46	46	46	36	20	20	15	15
CEC	162	181	177	183	179	125	121	97	78	78	78	74	74	74	74	60	39	39	30	30
LUZLINARES	146	112	141	134	133	130	126	100	81	81	81	77	77	77	77	63	42	42	35	35
LUZPARRAL	365	351	436	454	461	262	253	194	149	149	149	144	144	144	144	125	97	97	85	85
COPELEC	76	78	98	96	94	61	60	47	38	38	38	36	36	36	36	28	17	17	13	13
COELCHA	57	37	51	48	48	47	45	33	24	24	24	23	23	23	23	21	17	17	16	16
SOCOEPA	38	55	59	60	61	54	53	39	25	25	25	24	24	24	24	21	17	17	15	15
COOPREL	118	186	200	202	199	142	138	111	87	87	87	83	83	83	83	66	40	40	33	33
LUZ OSORNO	86	151	164	167	163	117	114	87	65	65	65	63	63	63	63	52	37	37	34	34
CRELL	0.0	1.5	1.8	1.9	1.9	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MATAQUITO	0.0	0.4	1.0	0.7	0.7	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
DESA	0.0	0.4	1.0	0.7	0.7	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
TOTAL	29.494	29.773	30.423	30.424	30.424	26.920	26.357	20.903	16.358	16.359	16.360	15.269	15.269	15.269	15.269	11.063	4.823	4.823	3.442	3.442

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

El nivel de contratación total de energía de cada empresa distribuidora para el período 2026-2045, incluyendo tanto las componentes base como las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Concesionaria	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2.528	2.565	2.561	2.546	2.547	2.393	2.289	1.758	1.371	1.370	1.370	1.274	1.274	1.274	1.274	905	358	358	237	237
EMELCA	28	26	24	25	27	18	18	12	8	8	8	8	8	8	8	6	3	3	2	2
LITORAL	187	173	168	166	170	126	115	82	63	63	63	59	59	59	59	46	26	26	21	21
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.522	10.150	9.705	9.641	9.529	9.023	8.920	7.041	5.365	5.366	5.366	4.947	4.947	4.947	4.947	3.331	934	934	533	533
EEPA	226	233	225	224	222	208	202	155	116	116	116	107	107	107	107	71	17	17	8	8
CGE	13.960	14.203	14.924	14.917	15.000	12.929	12.650	10.130	8.060	8.059	8.059	7.535	7.535	7.535	7.535	5.516	2.519	2.519	1.780	1.780
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
COOPELAN	167	171	190	194	191	125	121	97	79	78	78	75	75	75	75	62	44	44	35	35
FRONTEL	1.441	1.388	1.435	1.454	1.459	1.284	1.242	980	783	783	784	746	746	746	746	602	387	387	331	331
SAESA	1.949	2.145	2.257	2.300	2.324	2.094	2.059	1.633	1.266	1.268	1.268	1.193	1.193	1.193	1.193	905	478	478	364	364
CODINER	72	69	67	68	69	68	67	50	37	37	37	34	34	34	34	25	12	12	6	6
EDECSA	51	49	48	49	50	50	49	39	30	30	30	28	28	28	28	20	8	8	4	4
CEC	106	102	100	102	104	104	103	77	53	53	53	50	50	50	50	38	21	21	16	16
LUZLINARES	175	194	191	197	193	135	131	105	85	85	85	80	80	80	80	65	41	41	31	31
LUZPARRAL	158	121	152	145	144	140	136	108	87	87	87	83	83	83	83	68	45	45	37	37
COPELEC	391	376	465	484	492	283	273	209	160	160	160	154	154	154	154	133	102	102	89	89
COELCHA	82	85	106	103	101	67	65	52	41	41	41	39	39	39	39	31	18	18	13	13
SOCOPEA	61	41	55	52	52	51	49	35	26	26	26	25	25	25	25	22	18	18	17	17
COOPREL	42	60	64	65	66	59	58	42	27	27	27	26	26	26	26	23	18	18	15	15
LUZ OSORNO	130	200	215	218	214	154	150	120	94	94	94	89	89	89	89	70	42	42	35	35
CRELL	94	163	177	179	175	126	123	94	70	70	70	67	67	67	67	56	39	39	36	36
MATAQUITO	0	1.6	1.9	2.0	2.0	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DESA	0	0.4	1.1	0.7	0.7	0.8	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
TOTAL	32.372	32.518	33.133	33.134	33.134	29.440	28.820	22.821	17.822	17.822	17.823	16.623	16.623	16.623	16.623	11.997	5.133	5.133	3.613	3.613

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

5. Necesidades de suministro a contratar

A partir de la información de proyecciones de demanda a nivel nacional presentada en el numeral 3, y los niveles de contratación presentados en el numeral 4 anterior, se proyectan las necesidades de suministro de cada empresa distribuidora para el período 2026 a 2045, resultante de la diferencia de ambos términos, donde un valor positivo representa un superávit de contratación y un valor negativo representa un déficit de contratación o necesidad de suministro.

Para efectos de determinar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras, en términos generales se considera que para licitaciones de largo plazo, es decir a partir del año 2032 en adelante, las empresas distribuidoras deben satisfacer su demanda con las componentes base de contratos propios, sin necesariamente considerar las componentes variables en el nivel de contratación de dicho período ni el uso del mecanismo de traspaso de excedentes establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, de modo de mantener individualmente una holgura de contratación que permita absorber variaciones no esperadas de demanda. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que en algún año del período se observen altos niveles de excedentes globales en comparación a un déficit neto relativamente menor, se podrá evaluar que dicho déficit pueda ser cubierto con las componentes variables de los contratos, así como con el mecanismo de traspaso de excedentes.

En el corto plazo, correspondiente al período comprendido entre los años 2026 al 2031, ambos inclusive, se considera el eventual uso de las componentes variables de las empresas distribuidoras, así como el mecanismo de traspaso de excedentes para aportar a satisfacer las necesidades de suministro a corto plazo. Lo anterior sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias, para efecto de contar con la holgura de contratación requerida.

De acuerdo a lo señalado, y considerando los niveles de contratación señalados en la tabla 4.2.B del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a corto plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes y déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2026 a 2031:

Cod Dx	Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031
6	CHILQUINTA	86	47	28	-3	-17	-181
8	EMELCA	3	1	-2	-2	-1	-10
9	LITORAL	27	10	1	-7	-7	-57
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	492	69	-445	-681	-992	-1.628
14	EEPA	3	8	-3	-8	-16	-34
18	CGE	226	470	1.144	859	611	-1.696
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0
21	COOPELAN	21	23	39	38	29	-43
22	FRONTEL	150	36	51	25	-19	-240
23	SAESA	-160	24	120	110	74	-209
26	CODINER	-23	-26	-30	-33	-36	-40
28	EDECSA	-4	-6	-7	-6	-6	-5
29	CEC	10	8	7	8	8	7
31	LUZLINARES	9	28	23	25	17	-45
32	LUZPARRAL	4	-33	-4	-15	-19	-25
33	COPELEC	56	31	102	94	69	-164
34	COELCHA	9	8	25	18	12	-27
35	SOCOEPA	7	-15	-3	-8	-10	-13
36	COOPREL	-13	5	8	9	8	0
39	LUZ OSORNO	-59	7	17	13	4	-62
40	CRELL	-56	6	14	9	-1	-56
45	MATAQUITO	-1,6	-0,1	0,2	0,3	0,2	-1,4
46	DESA	-0,1	0,3	1,0	0,6	0,6	0,7
Total Excedentes		1.104	783	1.580	1.209	833	8
Total Déficit		-317	-81	-493	-761	-1.124	-4.538

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

De la misma forma, y considerando sólo los niveles de contratación en componente base señalados en la tabla 4.2.A del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a largo plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes y de déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2032 a 2045:

Cod Dx	Empresa Dx	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
6	CHILQUINTA	-496	-1.008	-1.402	-1.451	-1.409	-1.554	-1.621	-1.696	-1.779	-2.200	-2.793	-2.900	-3.130	-3.259
8	EMELCA	-13	-19	-24	-25	-27	-28	-30	-32	-33	-37	-42	-44	-47	-49
9	LITORAL	-82	-119	-145	-153	-161	-173	-183	-194	-205	-229	-260	-273	-294	-310
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	-2.715	-4.623	-6.413	-6.705	-7.014	-7.730	-8.104	-8.506	-8.940	-10.846	-13.502	-14.019	-14.953	-15.558
14	EEPA	-63	-111	-153	-160	-168	-184	-193	-203	-214	-257	-317	-329	-352	-367
18	CGE	-3.383	-6.031	-8.433	-8.948	-9.139	-10.245	-10.967	-11.767	-12.665	-15.463	-19.276	-20.500	-22.739	-24.302
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	COOPELAN	-62	-91	-114	-122	-130	-142	-152	-162	-174	-197	-227	-242	-267	-286
22	FRONTEL	-432	-731	-978	-1.050	-1.093	-1.211	-1.303	-1.404	-1.514	-1.762	-2.085	-2.227	-2.437	-2.611
23	SAESA	-486	-945	-1.368	-1.465	-1.570	-1.753	-1.881	-2.021	-2.175	-2.598	-3.165	-3.363	-3.651	-3.884
26	CODINER	-52	-72	-89	-95	-101	-110	-118	-126	-134	-152	-175	-186	-203	-217
28	EDECSA	-11	-20	-30	-31	-32	-36	-37	-39	-41	-51	-64	-67	-73	-76
29	CEC	-4	-30	-54	-57	-60	-66	-70	-74	-79	-94	-115	-120	-131	-138
31	LUZLINARES	-64	-93	-118	-125	-132	-144	-153	-162	-173	-198	-231	-244	-267	-283
32	LUZPARRAL	-44	-74	-99	-107	-115	-127	-136	-146	-157	-182	-216	-230	-253	-270
33	COPELEC	-212	-291	-359	-384	-411	-447	-481	-518	-560	-625	-705	-764	-843	-918
34	COELCHA	-38	-55	-70	-76	-82	-91	-98	-106	-115	-132	-153	-164	-180	-194
35	SOCOEPA	-21	-35	-47	-50	-53	-57	-60	-64	-68	-75	-84	-89	-97	-103
36	COOPREL	-7	-23	-39	-40	-42	-45	-48	-50	-53	-59	-68	-72	-78	-83
39	LUZ OSORNO	-85	-119	-151	-160	-169	-185	-196	-210	-224	-257	-299	-318	-340	-363
40	CRELL	-76	-111	-142	-151	-161	-174	-187	-200	-215	-240	-273	-292	-311	-333
45	MATAQUITO	-1,4	-1,4	-1,9	-1,9	-1,9	-2,0	-2,0	-2,1	-2,1	-2,2	-2,2	-2,3	-2,4	-2,4
46	DESA	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Total Excedentes		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Déficit		-8.348	-14.604	-20.229	-21.357	-22.072	-24.503	-26.021	-27.682	-29.520	-35.657	-44.051	-46.446	-50.648	-53.606

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

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

- **Corto Plazo:** Se aprecia que para el período 2026-2028, no es necesario realizar nuevas licitaciones de corto plazo, ya que los excedentes de energía superan los déficits previstos durante dicho período. Para el período 2029-2030, si bien los excedentes netos continúan siendo positivos, se estima necesario continuar con el proceso de licitación 2026/01 en curso, para efectos de contar con la holgura total de contratación requerida. Sin embargo, para el año

2031, resulta necesario realizar una nueva licitación de suministro a corto plazo, atendido que el excedente de energía no alcanza a cubrir el déficit previsto.

- **Largo Plazo:** Para los años 2032 en adelante, se aprecia un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, por lo tanto, se requiere de procesos licitatorios que solventen esas necesidades de suministro.

6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica

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

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

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador en operación a junio de 2026, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°338, de la Comisión, de fecha 30 de junio de 2026, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, y aquellos proyectos que fueron presentados por los adjudicatarios de licitaciones de suministro a clientes regulados como respaldo de los compromisos adquiridos en dichas licitaciones, utilizándose diversos criterios dependiendo de la tecnología de cada una de las unidades generadoras para determinar su aporte de energía.

De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2037, considerando la variabilidad natural y los efectos del cambio climático. En el caso de las centrales térmicas, se consideró la potencia máxima de las unidades, afectada por la indisponibilidad programada y forzada de la estadística de los últimos 5 años para cada unidad, publicada por el Coordinador, junto al cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el día 4 de junio de 2019, actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía, y todas las comunicaciones presentadas de acuerdo a lo que se indica en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de enero 2026 en su numeral 1.6.

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó el perfil de generación promedio esperado hasta el año 2037¹². Cabe señalar que para el caso de las centrales cuya información estadística resultaba insuficiente para efectuar una estimación adecuada, se aproximó su disponibilidad o hidrología, según corresponda, con centrales similares en términos de tecnología, ubicación y/o tamaño. En el caso de centrales térmicas cuyo combustible principal corresponde a diésel o alguno de sus derivados, y que no cuentan con la posibilidad de operar con combustible alternativo (como por ejemplo GNL), no se consideró la generación proveniente de éstas para efectos de la estimación de la Energía Disponible Estimada, bajo el criterio que por su finalidad de operar principalmente en períodos de punta y sus altos costos de operación, la producción de estas instalaciones no se destina a suministrar contratos de largo plazo. Asimismo, no se consideraron en el cálculo las unidades de generación cuyos propietarios han expresado formalmente su intención de retirarlas del Sistema Eléctrico Nacional a través de acuerdos firmados con el Ministerio de Energía. El resultado de este cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla para el total del parque generador considerado.

Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Energía disponible estimada anual [GWh]	153.155	160.510	164.099	165.317	164.968	157.857	158.013	157.684	157.821	156.634	156.634	156.634

Tabla 6,1: Energía Disponible Anual Total [GWh]

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó una sensibilidad con respecto a la disponibilidad de GNL. En este sentido, se consideró que del parque completo de centrales que basan su funcionamiento con gas natural, sólo las centrales San Isidro y Nehuenco (disponibilidad parcial) cuentan con gas para su operación, según el comportamiento histórico observado. El resultado de este cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla para el total del parque generador considerado.

Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Energía disponible estimada anual [GWh]	130.550	136.468	140.058	141.276	140.926	133.816	133.972	133.643	133.780	132.593	132.593	132.593

Tabla 6,2: Energía Disponible Anual Ajustada [GWh]

Por otra parte, es posible determinar el nivel de contratación que actualmente tiene cada una de las empresas participantes del mercado mayorista, en virtud de los contratos suscritos con sus clientes. Para ello, y con el objeto de disponer de antecedentes actualizados, la Comisión solicitó, a las empresas generadoras, mediante el Oficio CNE N°561 de fecha 02 de junio de 2026 *“Informar, conforme al formato adjunto, los niveles de energía y potencia contratados por*

¹² En consistencia con el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de enero 2026.

vuestra empresa para el periodo 2026 a 2056, ambos inclusive. Asimismo, se solicita a Ud, indicar las principales características de dichos contratos, considerando para lo anterior aquellos contratos destinados a abastecer a clientes libres y clientes sometidos a regulación de precios, así como también, entre empresas generadoras, que hayan iniciado o inicien suministro en el periodo previamente indicado, conforme al formato digital y contenido que se adjunta en la presente comunicación”.

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

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

Año	Cientes Regulados [GWh]	Cientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2026	32.112	75.352	107.465
2027	32.386	74.167	106.554
2028	33.002	68.158	101.161
2029	32.995	62.813	95.808
2030	32.996	57.589	90.585
2031	29.222	46.914	76.136
2032	28.997	35.091	64.089
2033	23.092	32.186	55.278
2034	17.700	28.217	45.917
2035	17.700	25.439	43.138
2036	17.700	20.320	38.020
2037	16.698	17.908	34.606

Tablas 6,3: Energía contratada anual [GWh]

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

Año	Total Energía contratada [GWh]	Energía Disponible Estimada anual [GWh]	% Contratación Referencial	Margen [GWh]
2026	107.465	153.155	70%	45.690
2027	106.554	160.510	66%	53.956
2028	101.161	164.099	62%	62.938
2029	95.808	165.317	58%	69.510
2030	90.585	164.968	55%	74.383
2031	76.136	157.857	48%	81.722
2032	64.089	158.013	41%	93.924
2033	55.278	157.684	35%	102.406
2034	45.917	157.821	29%	111.904
2035	43.138	156.634	28%	113.496
2036	38.020	156.634	24%	118.615
2037	34.606	156.634	22%	122.028

Tablas 6,4: Margen de energía disponible [GWh]

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

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

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

7. Condiciones especiales de licitación

En consideración de las necesidades de suministro resultantes, de acuerdo a lo expuesto en el numeral 5 del presente informe, resulta necesario continuar con el proceso de licitación 2026/01 en curso, siendo además necesario realizar una licitación de corto plazo con inicio de suministro para el año 2031, en conformidad a las disposiciones establecidas en el artículo 135° bis de la Ley,

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

En consideración a lo anterior, adicionalmente podrán contemplarse mecanismos de evaluación que permitan valorar los distintos niveles de riesgo que enfrentan ofertas de nuevos proyectos de generación respecto de aquellas ofertas en base a generación existente, como también la de aquellos proyectos que contribuyan a la eficiencia del sistema. Asimismo, se podrán considerar elementos que contribuyan tanto con el logro del objetivo de diversificación del sistema, facilitando la participación de proyectos nuevos de generación en base a medios ERNC, como de seguridad, facilitando la participación de proyectos nuevos que contribuyan con la flexibilidad del sistema.

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

Anexo

El presente Anexo contiene el detalle de las Resoluciones Exentas que han aprobado el término anticipado de los contratos suscritos con las Distribuidoras que se indica, junto con indicar aquellos casos que se encuentran pendientes, de acuerdo con lo señalado en el numeral 4 de este informe. La energía comprometida en estos contratos, no se considera para efecto de determinar la energía contratada para el suministro de los clientes regulados de las distintas Distribuidoras.

Energía Renovable Verano Tres SpA - 2017/01	Resolución Exenta CNE N°
Empresa Eléctrica de Arica S,A,	RES 382-2025
Empresa Eléctrica de Iquique S,A,	RES 382-2025
Empresa Eléctrica de Antofagasta S,A,	RES 382-2025
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S,A,	RES 382-2025
Empresa Eléctrica Atacama S,A,	RES 382-2025
Compañía General de Electricidad S,A,	RES 382-2025
Chilquinta Energía S,A,	RES 382-2025
Energía de Casablanca S,A,	RES 382-2025
Compañía Eléctrica del Litoral S,A,	RES 382-2025
Luzlinares S,A,	RES 382-2025
Luzparral S,A,	RES 382-2025
Empresa Eléctrica Puente Alto S,A,	RES 648-2025
Enel Distribución Chile S,A,	RES 382-2025
Empresa Eléctrica de la Frontera S,A,	RES 459-2025
Compañía Eléctrica Osorno S,A,	RES 459-2025
Sociedad Austral de Electricidad S,A,	RES 459-2025
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda,	RES 95-2026
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda,	Pendiente
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda,	RES 95-2026
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda,	RES 367-2026
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda,	RES 367-2026
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda,	RES 95-2026
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda,	RES 452-2026
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Limitada	Pendiente
Empresa Eléctrica de Casablanca S,A,	Pendiente
COX Energía Spa - 2017/01	Resolución Exenta CNE N°
Empresa Eléctrica de Arica S,A,	RES 124-2025
Empresa Eléctrica de Iquique S,A,	RES 124-2025
Empresa Eléctrica de Antofagasta S,A,	RES 124-2025
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S,A,	RES 124-2025
Empresa Eléctrica Atacama S,A,	RES 124-2025
Compañía General de Electricidad S,A,	RES 124-2025
Chilquinta Energía S,A,	RES 440-2025

Energía de Casablanca S,A,	RES 440-2025
Compañía Eléctrica del Litoral S,A,	RES 440-2025
Luzlinares S,A,	RES 440-2025
Luzparral S,A,	RES 440-2025
Empresa Eléctrica Puente Alto S,A,	RES 641-2025
Enel Distribución Chile S,A,	RES 241-2025
Empresa Eléctrica de la Frontera S,A,	RES 440-2025
Compañía Eléctrica Osorno S,A,	RES 440-2025
Sociedad Austral de Electricidad S,A,	RES 440-2025
Cooperativa Rural Eléctrica Rio Bueno Ltda,	RES 310-2026
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda,	RES 34-2026
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda,	RES 34-2026
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda,	RES 34-2026
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda,	RES 34-2026
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda,	RES 192-2026
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda,	Pendiente ejecución Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda,	
Empresa Eléctrica de Casablanca S,A,	
Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA - 2021/01	Resolución Exenta CNE N°
Compañía General de Electricidad S,A,	RES 742-2025
Chilquinta Energía S,A,	RES 742-2025
Energía de Casablanca S,A,	RES 742-2025
Compañía Eléctrica del Litoral S,A,	RES 742-2025
Luzlinares S,A,	RES 742-2025
Luzparral S,A,	RES 742-2025
Empresa Eléctrica Puente Alto S,A,	RES 742-2025
Enel Distribución Chile S,A,	RES 742-2025
Empresa Eléctrica de la Frontera S,A,	RES 333-2026
Compañía Eléctrica Osorno S,A,	RES 333-2026
Sociedad Austral de Electricidad S,A,	RES 333-2026
Cooperativa Rural Eléctrica Rio Bueno Ltda,	RES 333-2026
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda,	RES 206-2026
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda,	RES 333-2026
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda,	RES 206-2026
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda,	RES 447-2026
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda,	Pendiente ejecución Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda,	
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Limitada	
Empresa Eléctrica de Casablanca S,A,	
Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Limitada	

OPDE Chile SpA - 2021/01	Resolución Exenta CNE N°
Compañía General de Electricidad S,A,	RES 283-2026
Chilquinta Energía S,A,	RES 430-2026
Energía de Casablanca S,A,	RES 430-2026
Compañía Eléctrica del Litoral S,A,	RES 430-2026
Luzlinares S,A,	RES 430-2026
Luzparral S,A,	RES 430-2026
Empresa Eléctrica Puente Alto S,A,	RES 430-2026
Enel Distribución Chile S,A,	RES 283-2026
Empresa Eléctrica de la Frontera S,A,	RES 445-2026
Compañía Eléctrica Osorno S,A,	RES 445-2026
Sociedad Austral de Electricidad S,A,	RES 445-2026
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Limitada	RES 430-2026
Cooperativa Rural Eléctrica Rio Bueno Ltda,	Pendiente ejecución Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda,	
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda,	
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda,	
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda,	
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda,	
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda,	
Empresa Eléctrica de Casablanca S,A,	
Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Limitada	