

Ref.: Aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

SANTIAGO, 13 de septiembre de 2019

RESOLUCIÓN EXENTA CNE N° 599

VISTOS:

- a) Las facultades que me confiere el artículo 9°, letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N° 20.402;
- b) Lo establecido en los artículos 131° bis y 131° ter del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en especial las introducidas por la Ley N° 20.805, en adelante e indistintamente "la Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) Lo establecido en los artículos 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, modificado por el Decreto Supremo N° 67, de 2017, del

Ministerio de Energía, en adelante “el Reglamento”;

- d) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 668, de la Comisión, de 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales;
- e) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 210, de la Comisión, de 14 de marzo de 2018, que declaró abierto el proceso para formar el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- f) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 408, de la Comisión, de 04 de julio de 2019, que crea el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- g) La Resolución Exenta N° 440, de la Comisión, de 22 de julio de 2019, que aprueba informe preliminar de licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- h) La Resolución Exenta N° 597, de la Comisión, de fecha 12 de septiembre de 2019, que aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley; y,
- i) Lo dispuesto en la Resolución N°7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 131° bis de la Ley, corresponderá a la Comisión anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que estable la Ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución;
- 2) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, el o los procesos de licitación se iniciarán con un informe de licitaciones fundado de la Comisión, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación;
- 3) Que, asimismo las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona

natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se hubiesen inscrito en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que hace referencia el literal f) de vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días hábiles contados desde su publicación;

- 4) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 15° del Reglamento, las observaciones al informe preliminar de licitaciones se referirán a aspectos o materias de carácter técnico, y se deberán remitir por vía electrónica a la dirección y en el formato que la Comisión disponga al efecto, debiendo adjuntar a las mismas todos los antecedentes que le sirvan de sustento;
- 5) Que, en conformidad a lo establecido en los artículos 14 y 15 del Reglamento, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y las instituciones y usuarios interesados, dentro del plazo y en la forma prescrita por dicho Reglamento, presentaron ante la Comisión sus observaciones de carácter técnico al informe preliminar de licitaciones a que hace referencia el literal g) de vistos;
- 6) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento, dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al Informe Preliminar de Licitaciones, la Comisión deberá responder de

manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubieren formulado. Dentro del mismo plazo, el Informe Final de Licitaciones que incluye las modificaciones resultantes de las observaciones que hayan sido acogidas deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y adicionalmente enviado por correo electrónico a las concesionarias, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados. El Informe Final de Licitaciones deberá contemplar además una proyección de los procesos de Licitación que deberían efectuarse dentro de los próximos 4 años. Dentro del plazo de 15 días contados desde la notificación señalada precedentemente, podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las proyecciones de demanda contenidas en el Informe Final de Licitaciones, el que deberá resolver conforme a lo dispuesto en el artículo 211° de la Ley; y,

- 7) Que, a este efecto, la Comisión viene en aprobar el Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el siguiente Informe Final de Licitaciones:



**LICITACIONES DE
SUMINISTRO ELÉCTRICO**

INFORME FINAL

**SEPTIEMBRE 2019
SANTIAGO – CHILE**

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Supuestos y metodologías utilizados	4
3. Proyecciones de demanda.....	6
3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	6
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional.....	9
3.3. Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios ¹¹	
3.4. Información de traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	11
3.5. Generación Residencial	13
3.6. Electromovilidad	14
3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional.....	16
3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados	18
3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda	20
3.10. Eficiencia Energética.....	22
3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	23
3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	28
3.13. Generación Residencial	28
3.14. Electromovilidad	30
3.15. Proyecciones de demanda ajustadas.....	32
4. Nivel de contratación existente.....	35
5. Necesidades de suministro a contratar	39
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica	42
7. Condiciones especiales de licitación	46
8. Proyección de los procesos de licitación de suministro	46

INFORME FINAL- LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, debe elaborar anualmente en cumplimiento de lo establecido en el artículo 131° ter del D.F.L. 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 Final contiene aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación. El presente informe contempla, además, una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años.

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°169, de fecha 18 de marzo de 2019, en adelante “Of. Ord. CNE N°169”, complementado por los Oficios Ordinarios CNE N°414 y N°428, de fechas 27 de junio de 2019 y 3 de julio de 2019 respectivamente, 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. Adicionalmente, en el caso de Enel Distribución Chile S.A., se recibió con fecha 23 de agosto de 2019 un correo rectificando la información entregada para el informe preliminar, información que fue incluida en el presente informe.

Las necesidades de suministro determinadas en este informe se establecen considerando que las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente

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

2. Supuestos y metodologías utilizados

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°169, 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°169, 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. Asimismo, se consideró en el análisis las observaciones técnicas al Informe Preliminar de Licitaciones, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 440, de 22 de julio de 2019, enviadas por las empresas distribuidoras, empresas de generación e instituciones y usuarios interesados a que hace referencia el artículo 131° ter de la Ley.

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

2.1. Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras

La descripción metodológica entregada por todas las empresas distribuidoras, a excepción de Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda. en adelante “Coopersol”, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, se basan en los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Valgesta Energía SpA, “Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2019-2039”, en el que realizaron

proyecciones de consumo mensuales desde enero 2019 a diciembre 2039. Este estudio efectuó tales proyecciones en base a una modelación econométrica por barra de transmisión nacional, considerando datos históricos desde el año 2011 al 2018 en forma mensual.

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

Las proyecciones de la empresa Cooperosol, se basaron en estimaciones de incorporación de nuevos clientes y en las solicitudes de aumento de potencia suministrada, obteniendo tasas de crecimiento mensuales. En el mediano plazo se proyectan tasas decrecientes, las cuales se justifican por factores climáticos, geográficos y sociales.

Cabe señalar que CGE Distribución, en adelante “CGED”, 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” se disolvieron dado que fueron absorbidas por Compañía General de Electricidad S.A., en adelante “CGE”, constituyéndose por tanto esta última en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones, por lo tanto, se agrupó el total para CGE para todo el período de proyección.

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°169, 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, generación residencial y electromovilidad, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento.

El detalle del tratamiento de esta información en la proyección de demanda se presenta en los 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 efectos de medidas de eficiencia energética, generación residencial, electromovilidad y los antecedentes utilizados a efectos de estimar las tasas de crecimiento para las proyecciones resultantes.

3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria

En conformidad con el punto anterior, las empresas distribuidoras han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2019 a 2039, 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, además, se presentaron diferenciando entre clientes con consumos mayores a 500 kW de potencia conectada y aquellos con consumos menores 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° 169, 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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2.400	2.460	2.546	2.634	2.728	2.823	2.917	3.010	3.101	3.193	3.285	3.372	3.459	3.546	3.634	3.720	3.811	3.903	3.995	4.086	4.177
EMELCA	19	20	20	21	22	23	24	24	25	26	27	28	29	29	30	31	32	33	33	34	35
LITORAL	119	125	131	136	142	148	154	159	164	170	175	180	185	190	194	199	204	209	214	219	223
ENEL DISTRIBUCIÓN	11.027	10.870	10.815	10.823	10.796	10.617	10.805	11.087	11.339	11.609	11.890	12.177	12.469	12.769	13.075	13.388	13.709	14.037	14.372	14.716	15.067
EEC	105	102	103	105	107	109	112	114	117	119	122	125	128	131	134	137	140	143	146	149	153
TIL-TIL	16	16	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20
EEPA	219	223	227	231	237	243	249	256	263	270	278	285	293	301	308	317	325	334	344	353	363
LUZ ANDES	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	15	15	15
CGE	12.559	12.892	13.281	13.705	14.150	14.607	15.059	15.507	15.929	16.356	16.769	17.154	17.531	17.908	18.278	18.643	19.021	19.401	19.779	20.150	20.510
COOPERSOL	2	3	4	6	8	11	14	16	19	21	24	27	30	34	39	44	50	56	63	72	81
COPELAN	104	108	113	119	123	129	135	142	149	155	162	167	173	178	184	189	194	199	203	208	213
FRONTEL	1.000	1.025	1.052	1.078	1.109	1.140	1.171	1.202	1.227	1.255	1.282	1.308	1.333	1.359	1.384	1.409	1.434	1.461	1.486	1.512	1.536
SAESA	1.792	1.851	1.905	1.965	2.029	2.093	2.159	2.224	2.282	2.342	2.402	2.458	2.514	2.571	2.627	2.683	2.742	2.802	2.856	2.914	2.970
CODINER	92	97	101	107	112	117	122	127	132	137	142	146	151	155	160	164	169	174	178	183	187
EDECSA	49	51	54	58	61	64	67	70	73	76	78	81	84	86	89	92	94	97	100	102	105
CEC	78	81	84	87	90	94	97	100	103	106	110	113	116	120	123	126	130	134	137	141	145
LUZLINARES	139	146	154	162	169	177	184	191	197	204	210	217	223	229	235	241	247	253	258	264	270
LUZPARRAL	100	105	108	112	115	120	123	127	130	134	137	141	144	148	151	155	159	163	167	171	175
COPELEC	219	230	240	251	262	273	283	293	302	311	321	330	338	346	355	363	371	380	388	396	404
COELCHA	39	40	42	44	46	48	50	52	54	56	58	59	61	63	64	66	67	69	71	72	74
SOCOEPA	39	40	42	43	45	51	53	54	56	57	59	60	61	62	64	65	66	68	69	70	71
COOPREL	48	50	52	55	57	59	61	63	66	68	70	72	74	77	79	81	83	85	88	90	92
LUZ OSORNO	160	164	168	173	178	182	186	191	194	198	202	206	210	214	219	223	228	232	237	242	246
CRELL	102	107	111	115	119	123	127	131	136	140	144	148	152	156	160	164	168	172	176	180	184
TOTAL	30.435	30.818	31.381	32.057	32.732	33.277	34.182	35.172	36.087	37.033	37.976	38.884	39.789	40.703	41.616	42.532	43.476	44.435	45.394	46.357	47.314

Tabla 3.1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes y generación residencial, 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 2019, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778.

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

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,01242
Sistema B	1,02884
Sistema C	1,03088
Sistema D	1,01182
Sistema E	1,02329
Sistema F	1,01604

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:

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2.458	2.520	2.608	2.698	2.794	2.891	2.988	3.083	3.177	3.271	3.365	3.454	3.543	3.632	3.722	3.811	3.904	3.997	4.092	4.186	4.279
EMELCA	19	20	21	22	23	23	24	25	26	27	28	28	29	30	31	32	33	33	34	35	36
LITORAL	122	128	134	140	146	152	157	163	168	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229
ENEL DISTRIBUCIÓN	11.15 7	10.99 9	10.94 3	10.95 1	10.92 4	10.74 3	10.93 3	11.21 8	11.47 3	11.74 6	12.03 1	12.32 1	12.61 7	12.92 0	13.23 0	13.54 7	13.87 1	14.20 3	14.54 2	14.89 0	15.24 5
EEC	107	103	105	106	108	111	113	116	118	121	124	127	129	132	135	138	141	145	148	151	155
TIL-TIL	16	16	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20
EEPA	222	226	229	234	239	245	252	259	266	273	281	288	296	304	312	320	329	338	348	357	367
LUZ ANDES	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	14	14	14	14	15	15	15
CGE	12.89 6	13.23 8	13.63 8	14.07 3	14.53 1	15.00 0	15.46 5	15.92 6	16.35 9	16.79 8	17.22 2	17.61 7	18.00 5	18.39 2	18.77 2	19.14 7	19.53 6	19.92 7	20.31 4	20.69 6	21.06 6
COOPERSOL	3	4	5	6	9	11	15	18	20	23	26	29	33	37	42	48	54	61	69	78	88
COPELAN	107	111	117	122	127	133	139	147	154	160	167	173	178	184	189	195	200	205	210	215	220
FRONTEL	1.021	1.047	1.074	1.101	1.132	1.165	1.196	1.227	1.253	1.282	1.309	1.336	1.361	1.388	1.413	1.439	1.465	1.492	1.518	1.544	1.569
SAESA	1.833	1.894	1.950	2.011	2.076	2.141	2.209	2.275	2.335	2.396	2.457	2.515	2.572	2.630	2.688	2.745	2.806	2.866	2.922	2.981	3.038
CODINER	95	100	105	111	116	121	127	132	137	142	147	151	156	161	166	170	175	180	184	189	194
EDECSA	50	52	56	59	62	65	69	72	74	77	80	83	86	89	91	94	97	99	102	105	107
CEC	81	83	87	90	93	96	100	103	106	110	113	117	120	123	127	130	134	138	142	145	149
LUZLINARES	142	150	157	165	173	180	188	195	201	208	215	221	227	234	240	246	252	258	264	270	276
LUZPARRAL	102	108	110	115	118	122	126	130	133	137	140	144	147	151	155	158	162	166	170	174	178
COPELEC	223	235	245	256	268	279	289	299	309	318	328	337	345	354	362	371	379	388	396	404	412
COELCHA	39	41	43	45	47	49	52	54	55	57	59	61	62	64	66	67	69	70	72	74	75
SOCOEPA	40	40	42	44	45	52	54	55	57	58	59	61	62	63	65	66	67	69	70	71	72
COOPREL	49	51	54	56	58	60	62	65	67	69	71	74	76	78	81	83	85	87	90	92	94
LUZ OSORNO	163	167	172	177	182	186	191	195	198	202	207	211	215	219	224	228	233	238	243	247	252
CRELL	104	109	113	117	122	126	130	134	139	143	147	151	156	160	164	168	172	176	180	184	188
TOTAL	31.059	31.454	32.033	32.727	33.420	33.982	34.908	35.920	36.855	37.822	38.786	39.713	40.638	41.571	42.505	43.440	44.404	45.383	46.363	47.347	48.324

Tabla 3.3.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes y generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

3.3. Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

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

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

3.4. Información de traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

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

Al respecto, las empresas distribuidoras Chilquinta Energía S.A., en adelante “Chilquinta”, Enel Distribución Chile S.A., en adelante “Enel Distribución”, Empresa Eléctrica de Colina Ltda., en adelante “EEC”, Empresa Eléctrica de Puente Alto Ltda, en adelante “EEPA”, 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”, Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda., en adelante “Codiner”, Energía de Casablanca S.A., en adelante “Edecsa”, LuzLinares S.A., en adelante “Luz Linares”, LuzParral S.A., en adelante “Luz Parral”, 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”, Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante, “LuzOsorno” y Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., en adelante “Crell” han informado el potencial traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres. Dichos traspasos, en algunos casos, ya se materializaron en los años previos y, en otros casos, comenzarían a partir del año 2019. En este sentido, existe un grupo de clientes que ya realizó el traspaso efectivo de cliente regulado a cliente libre -los que no son considerados en la proyección de traspasos contenida en el presente informe-, otro grupo que ya ha solicitado el traspaso pero que aún no concreta el cambio de régimen por el cumplimiento de los plazos señalados en el párrafo anterior y, finalmente, hay proyecciones de traspaso de clientes en base a distintos supuestos.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso de clientes actualmente sometidos a regulación de precios a clientes libres, informado por cada una de las empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	56	86	94	102	110	118	126	134	143	151	160	168	176	185	193	201	209	218	226	235	243
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	270	600	837	1.036	1.293	1.728	1.818	1.841	1.861	1.883	1.906	1.929	1.953	1.977	2.002	2.027	2.053	2.080	2.107	2.135	2.163
EEC	1	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	4	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	13	13
LUZANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	324	329	356	358	331	321	282	270	269	251	230	271	299	340	380	374	453	534	354	294	274
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CODINER	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22	22	22	22	23	23
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	1	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7
LUZPARRAL	7	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	13	13	13
COPELEC	7	7	8	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14
COELCHA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
SOCOEPA	71	73	77	80	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
TOTAL	775	1.152	1.430	1.643	1.886	2.237	2.300	2.320	2.350	2.364	2.376	2.451	2.514	2.589	2.664	2.694	2.810	2.928	2.786	2.764	2.783

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

3.5. Generación Residencial

Mediante Of. Ord. CNE N° 169 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de generación residencial. Las empresas Chilquinta, Enel Distribución, CGE, Frontel, Saesa, Copelec y Socoepa proporcionaron información sobre generación residencial. Cabe mencionar que no existen proyecciones respecto a incrementos en generación residencial, por lo que se incluyeron únicamente datos reales y variaciones equivalentes a tasas de crecimiento en consumo eléctrico para cada empresa distribuidora.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de generación residencial, informado por cada una de las empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
EEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SAESA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	44	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	84
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	107	109	111	113	115	117	120	122	124	126	128	130	132	135	137	139	141	143	145	148	150

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

3.6. Electromovilidad

Mediante Of. Ord. CNE N° 169 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de consumo asociado a electromovilidad referente a consumo regulado. Las empresas Enel Distribución, EEPA, Copelec, Frontel y Saesa proporcionaron información sobre electromovilidad.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de consumo de electricidad por electromovilidad, informada por cada una de las empresas distribuidoras:

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EMELCA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LITORAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENEL DISTRIBUCIÓN	1,0	2,6	19,8	37,9	56,9	76,9	97,7	233,9	376,5	525,3	680,4	841,8	988,9	1.141,4	1.299,3	1.462,7	1.631,4	1.805,6	1.985,3	2.170,3	2.360,8
EEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TIL-TIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EEPA	11,7	16,5	21,2	24,6	26,5	28,4	30,6	32,8	35,3	37,9	40,7	43,7	47,0	50,5	54,3	58,3	62,6	67,3	72,3	77,7	79,2
LUZ ANDES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CGE	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COPELAN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FRONTEL	0,0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	3,2	5,5	7,8	10,1	12,4	14,7	16,9	19,1	21,3	23,4	50,7	53,2	55,7	58,3
SAESA	0,0	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,4	6,8	12,1	17,4	22,7	27,9	33,0	38,2	43,2	48,3	53,3	130,6	136,6	142,8	149,1
CODINER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EDECSA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUZLINARES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUZPARRAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COPELEC	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1
COELCHA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SOCOPEPA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPREL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUZ OSORNO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CRELL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	13,8	21,0	43,2	64,9	86,2	108,4	132,0	278,3	431,0	590,1	755,7	927,7	1.085,5	1.248,8	1.417,9	1.592,5	1.772,8	2.056,3	2.249,6	2.448,7	2.649,7

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

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

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	0,5%	2,5%	3,5%	3,5%	3,6%	3,5%	3,4%	3,2%	3,0%	3,0%	2,9%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%
EMELCA	2,6%	4,6%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%
LITORAL	3,2%	4,7%	4,6%	4,3%	4,3%	4,1%	3,8%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%
ENEL DISTRIBUCIÓN	1,3%	-1,4%	-0,5%	0,1%	-0,3%	-1,7%	1,8%	2,6%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
EEC	13,4%	-3,3%	1,6%	1,8%	1,9%	2,1%	2,3%	2,4%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,3%
TIL-TIL	-2,3%	0,7%	1,3%	0,9%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,4%	1,2%	1,2%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	-1,5%
EEPA	-0,3%	1,9%	1,6%	1,9%	2,4%	2,5%	2,7%	2,8%	2,7%	2,8%	2,8%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
LUZ ANDES	1,3%	1,5%	1,6%	1,8%	1,9%	2,1%	2,3%	2,4%	2,1%	2,2%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
CGE	40,9%	2,7%	3,0%	3,2%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,7%	2,7%	2,5%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%
COOPERSOL	36,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	34,5%	33,4%	17,7%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
COOPELAN	1,4%	4,0%	4,8%	5,0%	3,6%	4,8%	4,9%	5,2%	4,7%	4,4%	4,0%	3,6%	3,2%	3,1%	3,0%	2,8%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%
FRONTEL	0,8%	2,5%	2,6%	2,5%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,1%	2,3%	2,2%	2,1%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,6%
SAESA	0,4%	3,3%	2,9%	3,1%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,6%	2,6%	2,6%	2,4%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,0%	2,0%	1,9%
CODINER	6,2%	5,3%	4,4%	5,7%	4,8%	4,3%	4,6%	4,1%	3,6%	3,7%	3,5%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%
EDECSA	-10,9%	4,6%	7,4%	5,6%	5,2%	5,3%	4,9%	4,6%	3,9%	3,8%	3,8%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%
CEC	-5,3%	3,6%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%
LUZLINARES	3,0%	5,5%	5,1%	5,0%	4,7%	4,5%	4,1%	3,8%	3,4%	3,4%	3,2%	3,0%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%
LUZPARRAL	-47,6%	5,5%	2,3%	4,1%	2,9%	3,6%	2,9%	3,0%	2,6%	2,8%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
COPELEC	5,6%	5,1%	4,4%	4,4%	4,6%	4,2%	3,8%	3,5%	3,1%	3,0%	3,0%	2,7%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
COELCHA	-17,0%	4,6%	4,7%	4,6%	4,6%	4,5%	4,2%	3,9%	3,2%	3,3%	3,2%	2,9%	2,8%	2,7%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%
SOCOPEA	3282,6%	3,5%	4,6%	4,6%	3,7%	3,9%	4,0%	3,7%	3,3%	3,4%	3,3%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
COOPREL	12,5%	4,3%	4,1%	4,2%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
LUZ OSORNO	1,8%	2,5%	2,9%	2,9%	2,7%	2,4%	2,3%	2,5%	1,5%	1,9%	2,2%	1,9%	2,1%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%	1,9%	1,8%
CRELL	2,4%	5,1%	3,6%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,2%	3,3%	3,1%	3,0%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,2%
TOTAL	3,5%	1,4%	2,0%	2,3%	2,2%	1,8%	2,8%	2,9%	2,6%	2,7%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%

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

3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados

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

Respecto de la información de demanda histórica que sirve como antecedente para los análisis efectuados en el presente informe, se debe señalar que la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras a través del Oficio Ordinario CNE N° 75 de fecha 04 de febrero de 2019, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2018, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, los datos de demanda históricos informados para el período 2006 a 2018, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

CodDx	Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339	314
2	ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	534	498
3-SING	ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976
3-SIC	ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21	16
4	EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647	507
6	CHILQUINTA	1.765	1.879	1.861	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599	2.479	2.373
7	CONAFE	1.248	1.443	1.368	1.426	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.820	1.878	1.813	1.770
8	EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17	18
9	LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108	115
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	8.617	9.077	8.769	8.998	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962	11.676	10.888
12	EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89	93
13	TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	14	14	16	16
14	EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256	220
15	LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10
18	CGE	6.182	6.430	6.768	6.822	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.476	9.832	9.674	8.910
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2
21	COPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97	103
22	FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990
23	SAESA	1.443	1.712	1.737	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2.057	1.796
26	CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	85	89	88
28	EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53	54
29	CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109	83

CodDx	Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
31	LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132	135
32	LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104	190
33	COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	187	196	207
34	COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	46	46
35	SOCOEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39	41
36	COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46	43
39	LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	159	158
40	CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97	100
	TOTAL	22.653	24.155	24.380	24.727	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.206	33.854	32.926	30.759
	SEN SING	1.196	1.250	1.306	1.322	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845	1.885	1.790
	SEN SIC	21.456	22.905	23.074	23.405	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.386	32.009	31.041	28.968

Tabla 3.9.-Demanda histórica 2006-2018 de clientes regulados por empresa distribuidora SEN a nivel de subestación primaria. [GWh]

En el Anexo 1 se presenta, a modo referencial, una distribución por punto de compra de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al año 2018. Asimismo, en el Anexo 2 se presenta, a modo referencial, una distribución mensual y horaria de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al mismo año.

3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, y teniendo en consideración otras fuentes de información que se detallan en los numerales siguientes, esta Comisión ha considerado los modelos de proyección de demanda resultantes del estudio realizado por la consultora Valgesta Energía SPA, en sus resultados tendenciales asociado a crecimiento vegetativo, pero sin incluir efectos extratendenciales como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad.

Para el caso de la empresa Coopersol, se consideró como tasa de crecimiento el promedio del consumo que sería asociado al antiguo SING.

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	3,0%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%
EMELCA	3,3%	4,5%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%
LITORAL	4,9%	5,1%	4,9%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,5%	1,5%	1,8%	1,8%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
EEC	0,5%	1,5%	1,8%	1,8%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
TIL-TIL	-0,4%	1,0%	1,8%	1,2%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%	1,7%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	-1,1%
EEPA	0,6%	2,3%	2,3%	2,2%	2,6%	2,8%	3,0%	3,3%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
LUZ ANDES	0,5%	1,5%	1,8%	1,8%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
CGE	3,9%	3,9%	3,5%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%
COOPERSOL	0,3%	0,4%	1,5%	1,7%	2,0%	2,2%	2,5%	3,3%	2,5%	2,0%	1,8%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
COOPELAN	2,7%	4,3%	5,2%	5,2%	5,3%	5,4%	5,5%	5,5%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%
FRONTEL	1,7%	2,9%	3,1%	2,9%	3,2%	3,4%	3,5%	3,6%	3,1%	3,2%	3,1%	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
SAESA	2,4%	3,6%	3,4%	3,5%	3,6%	3,7%	3,9%	3,9%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%
CODINER	6,9%	5,6%	5,0%	6,0%	5,1%	4,8%	5,1%	4,7%	4,3%	4,2%	4,1%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%
EDECSA	-7,0%	4,9%	7,4%	5,7%	5,4%	5,5%	5,2%	5,0%	4,3%	4,1%	4,1%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%
CEC	4,0%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%
LUZLINARES	4,5%	5,1%	4,5%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%
LUZPARRAL	-0,1%	5,9%	2,4%	4,3%	3,2%	3,9%	3,5%	3,7%	3,3%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
COPELEC	5,6%	5,5%	4,7%	4,7%	4,8%	4,4%	4,3%	4,3%	3,8%	3,7%	3,7%	3,5%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
COELCHA	3,5%	4,9%	5,0%	4,9%	4,8%	4,8%	4,7%	4,6%	3,9%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%
SOCOEPA	4,7%	3,5%	4,7%	4,5%	3,8%	3,9%	4,0%	3,7%	3,4%	3,4%	3,4%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
COOPREL	7,8%	4,7%	4,1%	4,2%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
LUZ OSORNO	2,1%	2,8%	3,1%	3,1%	3,0%	3,1%	3,1%	3,3%	2,4%	2,8%	3,0%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%
CRELL	3,1%	5,4%	3,8%	3,9%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,7%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%
Total	2,4%	3,0%	2,9%	2,9%	3,0%	3,1%	3,1%	3,2%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%

Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora, período 2019-2039 [%].

3.10. Eficiencia Energética

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, 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 sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras y por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se asignó a cada distribuidora por región, separando para clientes con consumos menores a 500 kW, y con consumos mayores a 500 kW, asociándose a Residenciales los primeros, y a Industriales los segundos.

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	17	24	31	39	44	50	60	71	82	91	101	116	132	149	167	185	200	215	231	247	264
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
ENEL DISTRIBUCIÓN	73	103	127	154	174	198	233	264	293	307	319	350	384	423	465	509	540	574	608	644	680
EEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	144	211	274	347	398	464	553	646	739	807	873	983	1.103	1.230	1.365	1.506	1.615	1.727	1.843	1.963	2.085
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	3	5	7	9	10	12	14	17	21	24	28	33	38	43	48	54	59	64	69	74	80
SAESA	24	35	44	56	65	78	95	114	134	150	166	190	216	244	273	304	330	357	385	414	444
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELEC	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
LUZ OSORNO	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
TOTAL	261	378	483	606	694	804	959	1.116	1.275	1.385	1.493	1.678	1.881	2.098	2.328	2.570	2.757	2.950	3.150	3.357	3.569

Tabla 3.11- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel Nacional. [GWh]

3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

En relación al traspaso de clientes que tienen posibilidad de optar entre una tarifa libre o una regulada, resulta relevante analizar las condiciones actuales del mercado al que estos clientes pueden acceder, así como también la posible evolución de los precios, las condiciones actuales del mercado de generación, y el comportamiento que estos clientes podrían tener en función de estas consideraciones.

De esta forma, se efectuó un análisis respecto de los posibles traspasos de clientes regulados a tarifa libre, sobre la base de la oferta actual disponible y estimada por parte de las empresas generadoras y sus precios asociados para el horizonte 2018-2025², considerando como referencia de comparación la diferencia entre el precio promedio de energía para contratos de clientes libres en zonas de concesión y suscritos desde enero de 2017 hasta marzo de 2018, y la tarifa de energía regulada AT 4.3 en distintas zonas del país, bajo la hipótesis de que esta tarifa corresponde actualmente a la utilizada por los clientes regulados con posibilidad a optar a régimen libre. Este análisis muestra la siguiente relación de precios:

Año	Precio Cliente Libre / Tarifa AT 4.3
2019	-39%
2020	-41%
2021	-38%
2022	-35%
2023	-35%
2024	-31%
2025	-19%

Tabla 3.12- Relación de precios promedio de clientes libres a enero 2018 y tarifa AT 4.3.

² No se realizó una proyección distinta para el periodo posterior al año 2025, pues no se dispone de información sobre los precios resultantes de futuras licitaciones de suministro para clientes regulados.

Para efectos de este análisis referencial, resulta necesario estimar los precios a los que podrían acceder los clientes descritos en los párrafos anteriores. Para ello se estimaron los precios por concepto de energía sobre la base de los precios de los contratos de suministro de clientes libres firmados desde el año 2017, de acuerdo a lo informado como respuesta al Oficio CNE N° 233, de 2018, dirigido a empresas generadoras, considerando que la reciente data de suscripción de tales contratos podría resultar una señal que refleje los precios a los que actualmente están accediendo los clientes libres. Asimismo, para la información de los clientes libres suministrados por empresas distribuidoras, se consideraron los antecedentes informados por éstas para el cálculo del Precio Medio de Mercado.

De lo observado en los escenarios comparativos, para un mismo cliente y en cada zona indicada, resultaría económicamente conveniente suscribir un contrato a precio libre en relación a continuar bajo la modalidad de cliente regulado, para el horizonte estudiado.

Adicionalmente, se analizó la energía disponible para el horizonte evaluado por parte de las distintas empresas suministradoras, considerando supuestos de generación tales como disponibilidad de combustibles, condiciones hidrológicas, tecnologías de generación y niveles de contratación adecuados asociados para cada una, la energía contratada para clientes libres y regulados en el horizonte analizado, y la proyección de demanda sistémica, estimándose que existiría energía disponible para ser ofrecida como suministro a clientes que actualmente tienen opción de tarifa regulada.

De lo anterior se concluye que, bajo los supuestos y proyecciones considerados, existirían incentivos y condiciones para el traspaso de clientes de tarifa regulada a libre, existiendo también energía disponible para satisfacer dicha migración. Sin perjuicio de ello, se debe tener en cuenta que esta estimación sólo consideró la variable precio de energía, la cual no necesariamente actúa como variable absoluta de decisión para un cliente, y que podrían existir otras variables no cuantificadas en este ejercicio referencial a ser consideradas por este tipo de clientes al momento de decidir un régimen de tarifa determinado, tales como el perfil de demanda del cliente, su localización, costos de transacción, características contractuales, entre otros.

De manera adicional a la comparación de precios descrita anteriormente y que da cuenta de la existencia de incentivos para que clientes sometidos a regulación de precios se traspasen a un régimen de precio libre, se estimó la trayectoria temporal de dicho traspaso a través del modelo de difusión de Bass. Dicho modelo consiste en una ecuación diferencial que describe el proceso de cómo nuevos productos son adoptados por la población, en este caso, cómo los clientes sometidos a regulación de precios se traspasan al régimen libre.

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

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

Donde p es el coeficiente de innovación y q el de imitación. $F(t)$ es la proporción de adoptantes acumulada al tiempo t , mientras que m es el mercado potencial final. De esta manera $mF(t)$ define el número acumulado de adoptantes. El gráfico 1 muestra la probabilidad de traspaso de clientes sometidos a regulación de precios, en función del tiempo presente en el mercado. En las estimaciones finales se ha asumido un coeficiente de innovación $p = 0,01475$ y de imitación de $q = 0,38^3$, además, el mercado potencial de clientes (m) es de 2936 clientes a en el año 2013. El factor de innovación p indica el momento en que los innovadores adoptan la tecnología (desplaza la curva de izquierda a derecha), mientras que q determina la rapidez de imitación (pendiente de la curva).

Los factores descritos se obtuvieron en base al comportamiento real observado en este mercado en los últimos años

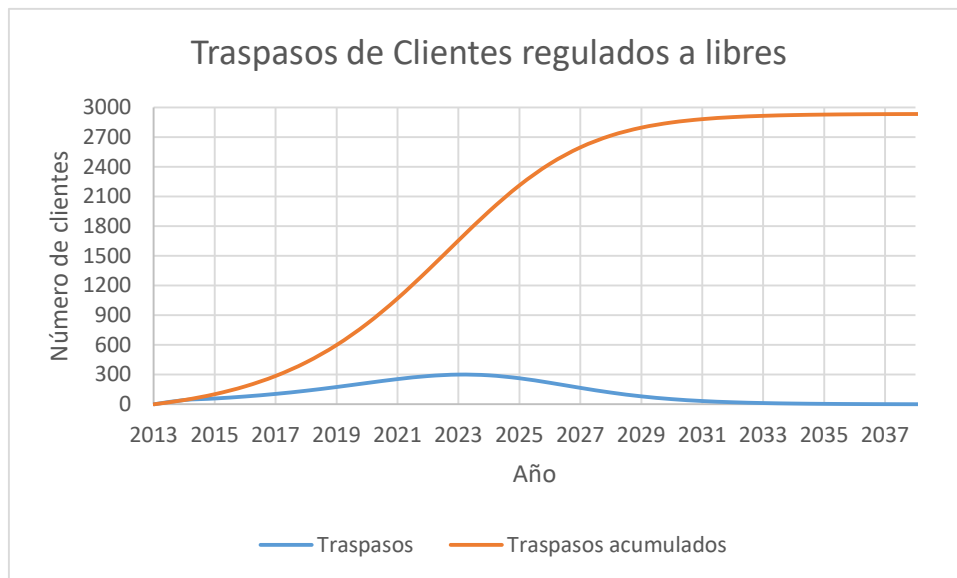


Gráfico 1.- Proyección de probabilidad de traspasarse de clientes regulados a clientes libres en función del tiempo, CNE, [%]

Por todo lo expuesto, y tomando como base todos los traspasos ya materializados, la Comisión determinó una tasa de consumo promedio de energía por cliente,

³ Valor que fluctúa entre 0,3 y 0,5, con media de 0,38 (Sultan et al., 1990)

considerada para el traspaso, en lugar de un número de clientes. El anterior criterio se aplica para efectos de estimar el impacto de los traspasos de clientes regulados en el consumo de energía, debido a que no es posible identificar específicamente cuáles clientes y en qué momento se traspasarán en el horizonte de análisis.

Adicionalmente, y teniendo en consideración el análisis realizado durante el año 2018 que se basó en el mismo modelo y supuestos, se fijó una base de clientes que al año 2025 no se traspasarán al régimen de clientes libres, es decir, se asume una nueva tasa de traspasos, pero teniendo como límite que no se traspasarán al 2025 más clientes que los que se habían proyectado durante el proceso de previsión de demanda del año 2018. Lo anterior encuentra fundamento en que no se aprecian cambios relevantes en los precios y condiciones a que acceden los clientes que desean traspasarse de régimen, en comparación a lo observado a propósito del informe de licitaciones del año anterior.

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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	56	107	123	141	162	168	173	180	186	193	201	209	216	224	231	238	245	252	259	267	274
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	266	839	1.001	1.195	1.413	1.475	1.535	1.603	1.670	1.748	1.829	1.911	1.990	2.067	2.143	2.219	2.295	2.371	2.447	2.524	2.601
EEC	1	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	4	10	12	13	15	15	16	16	17	17	18	19	19	20	20	21	21	22	23	23	24
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	313	442	526	627	737	765	790	820	851	892	934	976	1.017	1.055	1.093	1.129	1.166	1.202	1.238	1.274	1.310
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	10	14	17	20	23	25	26	27	28	29	31	32	33	34	36	37	38	39	41	42	43
FRONTEL	-	34	56	83	113	122	131	141	150	160	170	180	190	201	211	221	231	241	251	261	271
SAESA	-	55	90	132	180	192	203	216	229	245	262	279	295	310	325	340	354	369	383	397	411
CODINER	18	26	30	36	43	45	47	49	51	53	56	58	60	62	65	67	69	72	74	76	79
EDECSA	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	1	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
LUZPARRAL	7	9	10	12	14	14	15	15	16	16	17	18	18	19	19	20	21	21	22	22	23
COPELEC	7	10	12	14	16	17	18	19	19	20	21	22	23	24	25	25	26	27	28	29	30
COELCHA	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
SOCOEPA	4	5	6	7	9	9	10	10	10	11	11	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	-	5	8	11	15	17	18	20	21	22	24	25	26	28	29	31	32	34	35	37	38
CRELL	4	5	6	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13	13	14	14
TOTAL	692	1.570	1.907	2.310	2.760	2.885	3.003	3.140	3.273	3.433	3.599	3.767	3.929	4.085	4.239	4.391	4.544	4.695	4.848	5.001	5.155

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

3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

En base a la información entregada por las empresas distribuidoras, esta Comisión constató que ninguna de ellas informó traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios a régimen de tarifa regulada. Por lo mismo, y dado que no existen antecedentes que permitan proyectar tales traspasos, esta Comisión, para ser consistente, considera la información entregada por las empresas distribuidoras.

3.13. Generación Residencial

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en la leyes N° 20.571 y N°21.118, para el período de planificación del presente informe. En el señalado Oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró únicamente las proyecciones de generación distribuida residencial, las que fueron asignadas a cada distribuidora por región en base a sus consumos proyectados para cada año.

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2,3	3,9	6,3	10,0	15,4	22,5	31,4	40,2	48,9	57,7	66,5	75,2	80,7	86,2	91,7	97,1	102,6	106,1	109,7	113,2	116,7
EMELCA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
LITORAL	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,2	1,7	2,2	2,7	3,1	3,6	4,1	4,4	4,7	5,0	5,3	5,6	5,8	6,0	6,2	6,3
ENEL DISTRIBUCIÓN	3,5	6,1	10,2	16,7	27,0	40,9	59,1	78,1	97,1	116,1	135,1	154,1	168,0	181,9	195,8	209,7	223,6	233,8	244,0	254,2	264,3
EEC	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
TIL-TIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
EEPA	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,4	3,9	4,3	4,6	5,0	5,3	5,7	6,0	6,2	6,5	6,7
LUZ ANDES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CGE	55,1	55,1	55,1	55,1	68,9	101,6	143,1	184,6	226,1	267,6	309,2	350,7	377,9	405,1	432,2	459,4	486,6	504,9	523,2	541,5	559,8
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
COPELAN	0,2	0,3	0,5	0,8	1,2	1,8	2,7	3,5	4,4	5,2	6,1	6,9	7,6	8,2	8,8	9,5	10,1	10,5	11,0	11,5	11,9
FRONTEL	0,7	1,1	1,9	2,9	4,6	6,7	9,5	12,2	14,9	17,6	20,3	23,1	24,8	26,6	28,3	30,1	31,8	33,0	34,2	35,4	36,5
SAESA	0,5	0,9	1,5	2,5	4,0	6,1	8,8	11,7	14,6	17,5	20,4	23,2	25,4	27,5	29,6	31,7	33,9	35,4	37,0	38,6	40,2
CODINER	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	1,1	1,3	1,5	1,8	2,0	2,2	2,3	2,5	2,6	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2
EDECSA	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7
CEC	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9
LUZLINARES	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7	3,1	3,3	3,5	3,7	4,0	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8
LUZPARRAL	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,5	1,8	2,1	2,4	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	3,9	4,1	4,2	4,3
COPELEC	0,2	0,4	0,7	1,0	1,6	2,4	3,3	4,2	5,2	6,1	7,1	8,0	8,6	9,2	9,8	10,4	11,0	11,4	11,8	12,2	12,6
COELCHA	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2
SOCOEPA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6
COOPREL	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7
LUZ OSORNO	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,3	1,7	2,0	2,3	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7
CRELL	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,4	1,6	1,9	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,4	3,5	3,7	3,8
TOTAL	63	69	78	93	128	191	270	350	430	511	591	671	725	780	834	888	942	979	1.017	1.054	1.091

Tabla 3.14.- Proyección de generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

3.14. Electromovilidad

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, 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 sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró el escenario que incluye la proyección de PIB consistente con el presente informe, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. La información se desagregó para cada distribuidora de acuerdo a la proporción de vehículos existente en cada región según la Encuesta Anual de Parque Vehicular 2017 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	3	4	6	9	12	15	18	22	27	31	37	43	54	64	75	88	101	116	133	149	168
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
LITORAL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	6	7	8	9
ENEL DISTRIBUCIÓN	10	14	23	32	43	54	66	81	96	113	134	155	198	234	274	322	370	423	485	548	615
EEC	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6	6	7
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	11	12	14	16
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
CGE	16	22	35	50	66	84	103	126	149	176	208	242	309	364	428	502	578	660	758	856	961
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6	6
FRONTEL	1	1	2	2	3	4	5	7	8	9	11	13	17	20	24	28	32	37	43	49	55
SAESA	2	2	4	5	7	9	11	13	16	19	22	26	33	39	45	53	61	70	80	90	101
CODINER	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3
LUZLINARES	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6	7
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6	6
COPELEC	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	10	11	13	15	16
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4
LUZ OSORNO	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
CRELL	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	6	7	8	9	10
TOTAL	33	46	74	104	139	176	217	264	314	370	437	509	649	765	898	1.054	1.213	1.386	1.590	1.796	2.016

Tabla 3.15.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel Nacional. [GWh]

3.15. Proyecciones de demanda ajustadas

Las demandas anuales de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectadas de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.1 a 3.14 anteriores para el horizonte 2019 a 2039, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2.446	2.467	2.527	2.583	2.643	2.717	2.791	2.866	2.939	3.015	3.091	3.163	3.244	3.323	3.403	3.485	3.572	3.663	3.756	3.850	3.945
EMELCA	19	20	21	22	23	23	24	25	26	27	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	36
LITORAL	124	130	137	143	149	155	161	168	174	180	186	192	199	205	212	219	226	233	240	247	254
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.733	10.303	10.326	10.309	10.301	10.470	10.653	10.860	11.039	11.242	11.459	11.663	11.899	12.133	12.378	12.634	12.913	13.206	13.515	13.831	14.158
EEC	93	91	93	94	95	97	100	102	104	106	109	112	114	117	120	123	127	130	134	137	141
TIL-TIL	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20	21	21	21	22	22	22
EEPA	220	218	222	226	231	237	244	252	260	268	276	285	295	305	316	326	338	349	362	375	388
LUZ ANDES	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15	15	16	16
CGE	13.288	13.640	14.003	14.354	14.722	15.168	15.603	16.057	16.478	16.923	17.363	17.756	18.187	18.601	19.015	19.434	19.887	20.352	20.830	21.304	21.784
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
COPELAN	98	99	102	105	107	113	118	125	131	137	143	149	155	162	168	175	182	188	195	202	209
FRONTEL	1.027	1.021	1.030	1.033	1.037	1.063	1.091	1.122	1.147	1.175	1.202	1.229	1.258	1.287	1.316	1.347	1.378	1.410	1.443	1.476	1.509
SAESA	1.846	1.849	1.871	1.887	1.906	1.961	2.017	2.075	2.128	2.182	2.238	2.286	2.337	2.386	2.436	2.487	2.543	2.601	2.657	2.716	2.775
CODINER	78	76	76	77	76	79	83	87	90	94	98	101	105	109	113	117	121	124	128	132	136
EDECSA	52	54	58	61	64	68	71	75	78	81	84	87	91	94	98	101	104	108	112	115	119
CEC	88	92	95	99	103	106	110	114	118	123	127	131	136	140	145	150	155	160	165	171	176
LUZLINARES	142	148	155	161	168	175	182	189	195	202	209	216	223	230	238	245	252	259	267	275	282
LUZPARRAL	187	197	200	208	213	221	228	236	244	252	260	268	277	286	295	304	314	324	334	344	355
COPELEC	216	225	234	244	253	264	274	285	295	306	317	327	338	349	361	372	384	396	408	420	432
COELCHA	48	50	53	55	57	60	63	65	68	70	73	76	79	81	84	87	90	92	95	98	101
SOCOEPA	40	40	41	42	43	44	46	48	49	51	52	54	55	57	59	61	62	64	66	68	69
COOPREL	47	49	51	54	56	58	60	62	64	66	68	71	73	75	77	80	82	84	87	89	92
LUZ OSORNO	164	164	166	168	169	173	178	182	186	190	195	200	205	211	217	223	229	236	243	250	257
CRELL	101	105	109	112	115	120	124	128	133	137	142	146	151	156	161	166	171	176	181	186	192
TOTAL	31.089	31.069	31.600	32.066	32.561	33.404	34.253	35.155	35.978	36.859	37.753	38.575	39.487	40.376	41.279	42.204	43.198	44.228	45.292	46.361	47.452

Tabla 3.16A- Proyección de demanda de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2019-2039. [GWh]

Empresa Dx/Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	0,0%	0,9%	2,4%	2,3%	2,3%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,3%	2,6%	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
EMELCA	3,3%	4,5%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%
LITORAL	4,9%	5,0%	4,9%	4,6%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,5%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%
ENEL DISTRIBUCIÓN	-2,6%	-4,0%	0,2%	-0,2%	-0,1%	1,6%	1,8%	1,9%	1,7%	1,8%	1,9%	1,8%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,4%
EEC	-0,9%	-2,2%	1,6%	1,4%	1,6%	2,1%	2,2%	2,4%	2,1%	2,3%	2,3%	2,3%	2,6%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
TIL-TIL	-0,3%	1,0%	1,8%	1,2%	1,5%	1,4%	1,4%	1,5%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	-0,6%
EEPA	-0,9%	-0,8%	1,9%	1,7%	2,1%	2,7%	2,9%	3,2%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
LUZ ANDES	0,5%	1,6%	1,9%	1,8%	2,0%	2,1%	2,3%	2,5%	2,1%	2,3%	2,3%	2,3%	2,6%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%
CGE	0,1%	2,7%	2,7%	2,5%	2,6%	3,0%	2,9%	2,9%	2,6%	2,7%	2,6%	2,3%	2,4%	2,3%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
COOPERSOL	0,5%	0,5%	1,6%	1,9%	2,1%	2,3%	2,4%	3,3%	2,5%	2,0%	1,9%	1,7%	2,2%	1,9%	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%	2,1%	2,0%	2,0%
COOPELAN	-6,8%	0,5%	3,2%	2,7%	2,5%	5,1%	5,0%	5,1%	4,9%	4,6%	4,5%	4,3%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%
FRONTEL	1,4%	-0,6%	0,9%	0,3%	0,3%	2,6%	2,6%	2,8%	2,2%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
SAESA	1,1%	0,2%	1,2%	0,8%	1,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,5%	2,6%	2,5%	2,1%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%
CODINER	-13,5%	-2,6%	0,4%	0,8%	-1,2%	4,6%	5,0%	4,4%	4,1%	4,1%	3,9%	3,7%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%
EDECSA	-7,0%	4,6%	7,2%	5,5%	5,1%	5,3%	5,0%	4,8%	4,1%	4,0%	4,0%	3,8%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%
CEC	3,9%	3,7%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%
LUZLINARES	3,4%	4,0%	4,4%	4,4%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%
LUZPARRAL	-3,7%	4,8%	1,8%	3,7%	2,4%	3,8%	3,3%	3,6%	3,1%	3,3%	3,2%	3,2%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,2%	3,2%	3,1%	3,2%
COPELEC	2,2%	4,3%	4,1%	3,9%	3,9%	4,2%	4,0%	4,0%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%
COELCHA	1,5%	4,1%	4,6%	4,4%	4,3%	4,6%	4,5%	4,5%	3,7%	3,9%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%
SOCOEPA	-3,8%	-0,8%	3,0%	2,5%	1,4%	3,7%	3,8%	3,4%	3,1%	3,2%	3,2%	2,9%	3,1%	3,1%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%
COOPREL	7,8%	4,7%	4,1%	4,2%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%
LUZ OSORNO	2,0%	-0,1%	1,4%	1,0%	0,7%	2,5%	2,6%	2,8%	1,9%	2,3%	2,6%	2,4%	2,8%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%
CRELL	-0,3%	4,2%	3,2%	3,2%	2,9%	3,6%	3,4%	3,4%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,4%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%
TOTAL	-0,8%	-0,1%	1,7%	1,4%	1,5%	2,6%	2,5%	2,6%	2,3%	2,5%	2,4%	2,2%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%

Tabla 3.16B- Tasas de crecimiento de demanda proyectada de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2019-2039 [%].

4. Nivel de contratación existente

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

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

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

Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

Se hace presente que para todos los efectos, actualmente Enel Distribución es la continuadora legal de Chilectra S.A.

En el nivel de contratación que se presenta a continuación, se considera a su vez 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.

Cabe señalar que el nivel de contratación correspondiente a las empresas distribuidoras Til-Til, Colina y Luz Andes, se encuentra contenido dentro de la contratación de la empresa Enel Distribución, en virtud de los mandatos de suministro que dichas empresas han sostenido para ser representadas por esta

última en las distintas licitaciones de suministro, según lo establecido en el artículo 6° del Reglamento de Licitaciones.

En conformidad con lo anterior, el nivel de contratación base de energía de cada empresa distribuidora para el período 2019-2038, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y considerando las componentes base de los bloques de suministro, son los siguientes:

Concesionaria	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Chilquinta	3.291	3.232	3.425	3.565	3.596	3.124	2.528	2.405	1.995	1.943	1.941	1.939	1.911	1.865	1.471	1.147	1.147	1.147	1.060	1.060
Emelca	23	24	25	25	26	19	15	15	14	14	14	14	14	14	10	6	6	6	6	6
Litoral	121	117	125	130	131	129	94	88	77	75	75	74	73	72	56	43	43	43	40	40
Enel Distribución	15.022	14.728	15.665	16.210	15.284	13.050	11.514	10.013	9.637	8.699	8.684	8.669	8.556	8.354	6.440	4.855	4.855	4.855	4.474	4.474
EEPA	412	412	358	370	339	303	271	217	207	202	202	202	199	194	148	109	109	109	100	100
CGE	18.173	17.368	18.578	19.272	18.613	17.823	13.914	13.011	11.055	10.789	10.805	10.822	10.705	10.481	8.250	6.382	6.382	6.382	5.906	5.906
Coopersol	4	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	16	18	21	23	26	30	34	34	34
Coopelan	122	105	116	124	114	132	93	84	79	77	77	77	76	74	58	45	45	45	42	42
Frontel	1.426	1.200	1.339	1.423	1.302	1.291	986	907	863	842	842	843	833	814	627	471	472	473	439	439
Saesa	3.088	2.551	2.840	3.000	2.748	2.636	2.053	1.884	1.794	1.750	1.750	1.749	1.728	1.688	1.271	922	922	922	854	854
Codiner	102	86	96	102	94	108	77	70	67	65	66	66	66	65	47	32	32	32	29	29
EDECSA	77	79	79	81	83	71	54	50	47	46	46	46	46	45	35	26	26	26	24	24
CEC	189	140	145	149	141	143	111	102	97	95	95	95	93	90	62	38	38	38	35	35
LuzLinares	170	157	171	177	175	175	119	108	101	98	97	96	95	93	72	55	55	55	51	51
LuzParral	143	132	147	153	153	144	102	95	90	88	88	88	88	86	67	51	51	51	48	48
Copelec	283	239	222	232	219	255	183	168	161	158	159	160	159	156	112	73	73	73	69	69
Coelcha	108	89	87	89	86	87	69	62	59	57	56	55	53	51	38	29	29	29	27	27
Socoepa	54	38	37	38	37	42	31	29	28	28	28	29	28	26	17	9	9	9	9	9
Cooprel	64	50	51	53	50	57	43	41	40	40	40	41	42	41	26	12	12	12	12	12
Luz Osorno	203	172	191	201	184	187	139	126	119	116	115	115	113	110	83	61	61	61	56	56
Crell	167	135	132	135	129	118	98	90	86	84	84	84	82	80	55	35	35	35	32	32
TOTAL	43.242	41.058	43.834	45.535	43.512	39.903	32.505	29.574	26.626	25.278	25.280	25.282	24.980	24.420	18.969	14.427	14.431	14.436	13.345	13.345

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 2019-2038 para dichos procesos licitatorios, e incluyendo las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Concesionaria	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Chilquinta	3.550	3.486	3.698	3.852	3.885	3.366	2.781	2.646	2.194	2.137	2.135	2.132	2.102	2.051	1.618	1.262	1.262	1.262	1.166	1.166
Emelca	25	27	28	28	28	21	17	16	15	16	16	16	16	15	11	7	7	7	6	6
Litoral	130	126	135	140	142	139	104	97	85	82	82	82	81	79	62	47	47	47	44	44
Enel Distribución	16.640	16.316	17.326	17.900	16.861	14.379	12.690	11.015	10.600	9.569	9.553	9.536	9.412	9.190	7.084	5.340	5.340	5.340	4.921	4.921
EEPA	457	457	396	410	374	334	300	238	227	222	223	222	219	214	162	120	120	120	110	110
CGE	19.621	18.830	20.161	21.094	20.370	19.501	15.305	14.313	12.160	11.867	11.886	11.904	11.776	11.529	9.075	7.021	7.021	7.021	6.497	6.497
Coopersol	4	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	16	18	21	23	26	30	34	34	34
Coopelan	128	115	128	136	125	146	102	92	87	85	85	85	84	82	64	49	49	49	46	46
Frontel	1.479	1.320	1.473	1.565	1.432	1.420	1.084	997	948	925	926	927	916	895	689	517	518	519	481	481
Saesa	3.202	2.806	3.124	3.300	3.023	2.899	2.258	2.073	1.974	1.925	1.925	1.924	1.901	1.856	1.398	1.014	1.014	1.014	939	939
Codiner	106	95	105	112	103	119	84	77	74	72	73	73	72	71	52	35	35	35	32	32
EDECSA	83	85	85	87	90	77	59	55	52	51	51	51	50	49	38	29	29	29	27	27
CEC	197	154	160	164	155	157	122	112	107	105	104	104	103	100	68	41	41	41	38	38
LuzLinares	183	169	185	190	188	189	131	118	111	107	107	106	105	102	79	61	61	61	56	56
LuzParral	155	143	159	166	165	156	112	104	99	96	97	97	96	95	74	56	56	56	52	52
Copelec	297	262	244	256	241	280	202	185	177	174	175	176	175	171	123	81	81	81	75	75
Coelcha	115	98	95	98	95	96	76	69	65	63	62	61	59	56	42	32	32	32	30	30
Socoepa	55	42	41	42	40	46	34	32	31	31	31	31	31	29	19	10	10	10	10	10
Cooprel	67	55	56	58	55	63	48	45	44	43	44	45	46	45	29	14	14	14	13	13
Luz Osorno	212	189	210	222	203	206	153	139	131	127	127	126	124	121	91	67	67	67	62	62
Crell	177	149	145	149	142	130	107	99	95	92	92	92	90	88	61	38	38	38	35	35
TOTAL	46.884	44.928	47.959	49.975	47.726	43.731	35.779	32.530	29.287	27.804	27.806	27.808	27.476	26.859	20.862	15.866	15.870	15.875	14.675	14.675

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

De la información anterior se puede apreciar gráficamente la siguiente evolución del nivel de contratación agregado de las empresas concesionarias, considerando tanto las componentes base como variable de los bloques de suministro:

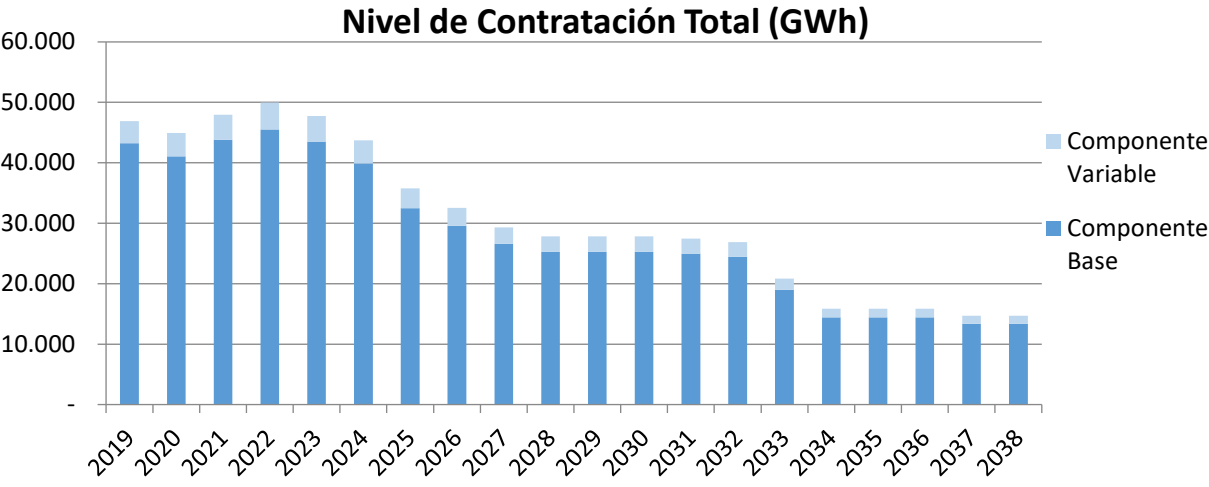


Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

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 2020 a 2038, 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 2025 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, de manera tal de evitar aumentar la sobrecontratación sistémica en dicho año.

En el corto plazo, correspondiente al período comprendido entre los años 2020 al 2024, 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 sus respectivos consumos, de modo de solventar tales necesidades de suministro. Lo anterior sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, y que permitan mantener un grado de holgura suficiente para absorber variaciones no esperadas de demanda, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del presente informe. Adicionalmente, en conformidad a lo señalado en el párrafo anterior, se incluye el año 2025 en el análisis del período de corto plazo, de manera de evaluar la magnitud de los excedentes globales respecto del déficit neto de dicho año.

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 de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes contratados y de déficits estimados, son los que se muestran en la tabla a continuación para el período 2020 a 2025:

Cod	Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025
6	CHILQUINTA	1.019	1.171	1.269	1.242	649	-10
8	EMELCA	6	7	6	6	-2	-7
9	LITORAL	-4	-2	-3	-7	-16	-58
10	Enel Distribución	5.895	6.879	7.469	6.437	3.783	1.908
14	EEPA	239	174	184	144	97	56
18	CGE	5.190	6.158	6.740	5.648	4.333	-298
20	COOPERSOL	3	3	4	5	6	7
21	COOPELAN	16	26	31	18	33	-16
22	FRONTEL	298	443	532	396	357	-7
23	SAESA	957	1.253	1.413	1.117	938	241
26	CODINER	19	29	35	27	40	1
28	EDECSA	31	27	26	25	9	-12
29	CEC	62	65	65	52	50	11
31	LUZLINARES	21	30	29	20	14	-51
32	LUZPARRAL	-53	-41	-42	-47	-65	-116
33	COPELEC	37	10	12	-12	17	-72
34	COELCHA	48	43	43	38	36	14
35	SOCOEPA	2	0	0	-3	1	-12
36	COOPREL	5	4	4	-1	5	-12
39	LUZ OSORNO	25	44	54	34	33	-24
40	CRELL	43	36	37	27	10	-16
Total Excedentes		13.916	16.402	17.953	15.236	10.411	2.238
Total Déficit		-58	-44	-44	-70	-83	-712

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

De la misma forma, y considerando sólo los niveles de contratación 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 tabla a continuación para el período 2025 a 2038:

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
CHIQUINTA	-263	-461	-945	-1.071	-1.150	-1.224	-1.333	-1.458	-1.932	-2.338	-2.425	-2.516	-2.696	-2.790
EMELCA	-9	-10	-12	-13	-13	-14	-15	-16	-21	-26	-27	-28	-29	-30
LITORAL	-67	-79	-97	-105	-111	-118	-126	-134	-156	-176	-182	-189	-200	-207
EDEL DISTRIBUCIÓN	733	-978	-1.537	-2.680	-2.915	-3.138	-3.490	-3.930	-6.092	-7.938	-8.220	-8.517	-9.212	-9.532
EEPA	28	-35	-53	-66	-74	-83	-96	-111	-168	-218	-229	-241	-261	-274
CGE	-1.689	-3.046	-5.423	-6.135	-6.557	-6.934	-7.482	-8.120	-10.764	-13.051	-13.504	-13.970	-14.924	-15.398
COOPERSOL	7	8	9	10	12	14	16	18	21	24	27	31	31	31
COPELAN	-26	-41	-51	-59	-66	-72	-79	-87	-110	-130	-137	-144	-154	-161
FRONTEL	-105	-215	-284	-333	-359	-386	-425	-473	-689	-875	-906	-937	-1.004	-1.037
SAESA	36	-191	-334	-432	-488	-536	-608	-699	-1.166	-1.565	-1.622	-1.679	-1.804	-1.862
CODINER	-6	-17	-23	-29	-32	-35	-39	-44	-66	-85	-89	-93	-99	-103
EDECSA	-18	-25	-30	-35	-38	-41	-45	-49	-63	-75	-78	-82	-87	-91
CEC	0	-13	-21	-28	-32	-36	-42	-50	-83	-112	-117	-122	-130	-136
LUZLINARES	-63	-81	-95	-105	-112	-120	-128	-137	-165	-190	-197	-204	-216	-223
LUZPARRAL	-126	-142	-154	-164	-172	-180	-189	-200	-228	-253	-263	-273	-286	-297
COPELEC	-91	-117	-135	-148	-157	-167	-179	-194	-249	-299	-310	-322	-339	-352
COELCHA	7	-3	-9	-14	-17	-20	-25	-30	-46	-58	-61	-64	-68	-71
SOCOPEA	-15	-19	-21	-23	-24	-25	-28	-31	-42	-51	-53	-55	-57	-59
COOPREL	-17	-22	-25	-27	-28	-29	-31	-34	-51	-67	-70	-72	-75	-78
LUZ OSORNO	-38	-56	-67	-74	-80	-85	-92	-101	-134	-162	-169	-175	-187	-194
CRELL	-26	-38	-47	-53	-58	-62	-69	-76	-106	-131	-136	-141	-149	-154
Total Excedentes	810	8	9	10	12	14	16	18	21	24	27	31	31	31
Total Déficit	-2.558	-5.589	-9.361	-11.592	-12.485	-13.307	-14.523	-15.974	-22.331	-27.801	-28.794	-29.823	-31.978	-33.047

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 2020-2024, no es necesario realizar nuevas licitaciones de corto plazo, ya que los excedentes de energía superan con creces a los déficits que se presentan durante dicho período.
- **Largo Plazo:** En consistencia con lo señalado en el segundo párrafo del presente numeral, dado los altos niveles de excedentes disponibles para el año 2025, resultante de la reducción en la proyección de demanda observada en el presente informe, se considera que el déficit que se presenta en dicho año puede ser cubierto con la componente variable de los contratos, así como con el mecanismo de traspaso de excedentes entre empresas distribuidoras. En consecuencia, no se considera necesario la obtención de nuevos contratos de suministro para dicho año, y por lo tanto

no se estima necesario realizar una licitación con inicio de suministro en el año 2025. Para los años 2026 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, dado el carácter financiero, y no físico de los mismos.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador en operación a junio de 2019, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°377, de la Comisión, de fecha 21 de junio de 2019, que actualiza y comunica obras de generación 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 2033, correspondiente a una hidrología seca, considerando como tal, el año de la estadística hidrológica más cercana al 90% de probabilidad de excedencia. 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 5 años para cada unidad, publicada por el Coordinador.

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2033. 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 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 encuentra destinada o disponible para cubrir los contratos de largo plazo que resultan de las licitaciones de suministro para empresas distribuidoras. 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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía disponible estimada anual [GWh]	121.983	124.636	132.833	132.330	133.374	131.304	129.533	129.731	128.579	129.184	129.184	129.184	129.184	129.184	129.184

Tabla 6.1: Energía Disponible Anual Total [GWh]

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó una sensibilidad considerando la disponibilidad de GNL actual. 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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía disponible estimada anual [GWh]	104.521	107.174	115.371	114.868	115.912	113.843	112.072	112.269	111.117	111.722	111.722	111.722	111.722	111.722	111.722

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°168 de fecha 24 de marzo de 2019, *“informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2019 hasta 2048, considerando los contratos destinados a abastecer a clientes libres y clientes sometidos a regulación de precios, que hayan iniciado o inicien suministro en el período previamente indicado”*.

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 78°-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 Distribuidora [GWh]	Cientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2019	46.884	4.502	51.948	103.334
2020	44.928	4.486	48.997	98.411
2021	47.959	3.934	47.958	99.851
2022	49.975	3.275	45.200	98.451
2023	47.726	1.671	41.896	91.293
2024	43.731	899	40.280	84.910
2025	35.779	597	39.429	75.805
2026	3.253	62	38.226	41.541
2027	29.287	60	35.534	64.881
2028	27.804	60	32.449	60.313
2029	27.806	60	27.859	55.725
2030	27.808	0	24.546	52.354
2031	27.476	0	20.572	48.048
2032	26.859	0	15.726	42.585

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]
2019	103.334	121.983	85%	18.649
2020	98.411	124.636	79%	26.225
2021	99.851	132.833	75%	32.982
2022	98.451	132.330	74%	33.879
2023	91.293	133.374	68%	42.081
2024	84.910	131.304	65%	46.394

Año	Total Energía contratada [GWh]	Energía Disponible Estimada anual [GWh]	% Contratación Referencial	Margen [GWh]
2025	75.805	129.533	59%	53.728
2026	41.541	129.731	32%	88.190
2027	64.881	128.579	50%	63.698
2028	60.313	129.184	47%	68.871
2029	55.725	129.184	43%	73.459
2030	52.354	129.184	41%	76.830
2031	48.048	129.184	37%	81.136
2032	42.585	129.184	33%	86.599

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 disponibilidad 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, no se prevé necesario establecer condiciones especiales de licitación, como la necesidad de realizar una licitación de corto plazo, 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 todo tipo de medios de generación. 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 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. Asimismo, se podrán considerar elementos que contribuyan con el logro del objetivo de diversificación del sistema, facilitando la participación de proyectos nuevos de generación en base a medios ERNC.

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

8. Proyección de los procesos de licitación de suministro

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

Año de Adjudicación	Inicio del Suministro	Volumen a Licitar (GWh/año)
2020	2026	5.600
2021	2027	3.800
2022	2028	2.200
2023	2029	900

Tabla 8.1: Proyección referencial de próximos procesos de licitación

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

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

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución mediante su envío a las respectivas casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y las instituciones y usuarios interesados.

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

Anótese y Notifíquese.



JOSE VENEGAS MALUENDA
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISION NACIONAL DE ENERGIA



LCE/MOC/CLA/JMS/SCT/mgb.
Distribución:

1. Gabinete Secretario Ejecutivo CNE.
2. Depto. Jurídico CNE.
3. Depto. Eléctrico CNE.
4. Depto. Regulación Económica CNE.
5. Archivo Res. Exentas CNE.