

Ref.: Aprueba Informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131 ter de la Ley 20.805.

SANTIAGO, 18 de febrero de 2015

RESOLUCION EXENTA CNE N° 79

VISTOS:

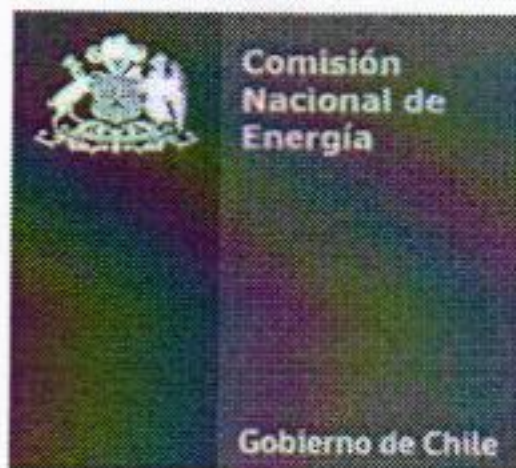
- a) Lo dispuesto en los artículos 7° y 9° letra h) del D.L. 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 131° bis y 131° ter del D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley", modificado por la Ley N° 20.805;
- c) Lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.805;
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 62, de 09 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que declara abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131 ter de la Ley 20.805, en el marco del proceso de licitación de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios;
- e) La Resolución Exenta CNE N° 77, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía que crea el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley 20.805, en el marco del proceso de licitación de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios;
- f) La Resolución Exenta CNE N° 78, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que establece procedimiento de observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131 ter de la Ley 20.805; y
- g) La Resolución N° 1600, de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 131 bis de la Ley, corresponderá 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 Usuarios e Instituciones Interesadas, a que hace referencia el literal e) de vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días contados desde su publicación;
- 4) Que, mediante resolución N° 78, de 2015, la Comisión estableció el procedimiento para realizar observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley 20.805; y
- 5) Que, a este efecto, la Comisión viene en dictar el informe de licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el siguiente Informe preliminar de Licitaciones:



LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

INFORME PRELIMINAR

**FEBRERO 2015
SANTIAGO – CHILE**

ÍNDICE

1. Introducción.....	3
2. Supuestos y metodologías utilizados	4
3. Proyecciones de demanda.....	8
3.1.Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	8
3.2.Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal.....	10
3.3.Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	13
3.4.Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal.....	14
3.5.Antecedentes de evolución histórica de demanda de clientes regulados ...	16
3.6.Antecedentes de evolución proyectada de demanda de clientes regulados	17
3.7.Ajustes en las proyecciones de demanda.....	21
3.8.Proyecciones de demanda ajustadas	24
4. Nivel de contratación existente	27
5. Necesidades de suministro a contratar	29
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica.....	31
7. Condiciones especiales de licitación.....	33

INFORME PRELIMINAR - LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Preliminar que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", debe elaborar en cumplimiento de lo establecido en el artículo 131° ter de la ley N° 20.805, que modifica el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley", en el marco de la preparación de antecedentes para dar inicio a los procesos licitatorios que correspondan, en caso de determinar la necesidad de realizarlos.

Este informe preliminar contiene aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación. El informe final contemplará, 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 en carta CNE N°49 de fecha 30 de enero de 2015, la información que las empresas concesionarias de distribución semestralmente deben entregar respecto de las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados en sus respectivas proyecciones.

Las necesidades de suministro determinadas en este informe, se establecen considerando que las concesionarias de servicio público de distribución 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 tales procesos de licitación, cuyo objeto será que las concesionarias de distribución 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 concesionarias de distribución, en adelante e indistintamente las empresas distribuidoras, en respuesta a la carta CNE N°49, de fecha 30 de enero de 2015, 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 punto 3.7 del presente informe.

Cabe señalar que según lo indicado en dicha carta, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel troncal en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel troncal incluyendo las pérdidas tarifarias del decreto de subtransmisión vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de representar de mejor manera el nivel de demanda real a nivel troncal, a la referenciación descrita en el párrafo precedente se ha incorporado la aplicación del factor de ajuste de inyección de energía (FAIE), determinado por los CDEC respectivos, el cual permite reflejar las pérdidas reales por el uso de los sistemas de subtransmisión y adicional correspondientes, según los criterios que se indican en el punto 3.2 del presente informe.

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

2.1. Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras

La descripción metodológica entregada por las empresas distribuidoras, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas, se puede resumir en agrupaciones de empresas con criterios comunes, de la siguiente forma:

- Las proyecciones de las empresas Emelari, Eliqsa, Elecda, Emelat y Conafe, consideran la composición de clientes de cada empresa y sus respectivas características históricas de consumo. Se determinaron tasas de crecimiento de consumo anual teniendo en consideración las estimaciones de la actividad económica local, información sobre proyectos específicos y otros potenciales incrementos de clientes sometidos a regulación de precios provenientes de una anterior condición de clientes no sometidos a regulación de precios. La proyección considera una tasa de crecimiento vegetativo única para las respectivas empresas distribuidoras. Los consumos de todas las subestaciones primarias son proyectados con una tasa de crecimiento tendencial constante en el horizonte de proyección.

- Las proyecciones de las empresas Chilquinta, Litoral, Edecsa, LuzLinares y LuzParral, consideran la tasa definida en función de los datos históricos y expectativas económicas de la región de cada empresa distribuidora. Se consideró el crecimiento de los últimos años y una tasa tendencial constante a todas las subestaciones primarias.
- La proyecciones de las empresas Chilectra, Colina, Til-Til y LuzAndes, utilizan la referencia del PIB proyectado por el Banco Central de Chile a un 2,5% para el año 2015, considerando a su vez la demanda que se ubica 2 puntos porcentuales por sobre el indicador anterior, por lo cual se proyecta para el 2015 un crecimiento de 4,5%. Para el año 2017 en adelante, se calculó el promedio histórico de crecimiento entre los años 2009 y 2013, dando como resultado una tasa tendencial de 4,9%. Por último, para el año 2016, se extrapoló la proyección entre las tasas del 2015 y 2017 resultando una tasa de 4,7%. Se proyectó la demanda para todas las subestaciones en su conjunto, luego se utilizó una prorrata histórica para calcular las energías por subestación, respetando la tasa de crecimiento en su conjunto. Adicionalmente, se descontaron a prorrata de los consumos históricos, los consumos de otras empresas distribuidoras que se conectan en las redes de Chilectra.
- Las proyecciones de las empresas CGE Distribución, Emelectric y Emetal, consideran la composición de clientes de cada empresa y sus respectivas características históricas de consumo. Se determinaron tasas de crecimiento de consumo anual teniendo en consideración las estimaciones de la actividad económica local, información sobre proyectos específicos y otros potenciales incrementos por nuevos clientes sometidos a regulación de precios provenientes de una anterior condición de clientes no sometidos a regulación de precios. La proyección considera tasas de crecimiento vegetativo distinguiendo 7 zonas geográficas que en conjunto constituyen las zonas de concesión de las empresas distribuidoras. Las subestaciones primarias que pertenecen a una misma zona geográfica presentan la misma tasa de crecimiento, siendo esta constante en el horizonte de proyección.
- Las proyecciones de las empresas Saesa, Frontel y LuzOsorno, utilizan como base un estudio de proyección de demanda para el período 2014-2019 contratado a terceros para determinar el crecimiento global y por subestación primaria. Posteriormente se corrigieron con información real del año 2014, y se descartó el año 2019, debido a que era año de corte de las proyecciones, generando distorsiones por condición de borde. Para el periodo 2019-2025 se consideró el promedio de crecimiento de los años 2016-2018.
- Las proyecciones de las empresas Codiner y Socoepa, consideran la tendencia según la metodología de mínimos cuadrados, tomando como referencia los últimos 5 años de ventas de energía. A esto se le adiciona el promedio de pérdidas de energía de los últimos 5 años y una estimación del crecimiento

histórico de los últimos 15 años. Se aplica un prorrateo de la tasa incremental por cada uno de los alimentadores, obteniendo tasas de crecimiento tendenciales constantes para todas las subestaciones primarias.

- Las proyecciones de la empresa EEPA, consideran el porcentaje de crecimiento anual entre los años 2013 y 2014 para los consumos históricos de las subestaciones primarias, considerando tasas de crecimiento tendenciales constantes para todas ellas.
- Las proyecciones de la empresa Coopelan se estimaron de acuerdo al crecimiento histórico y proyecciones de aumento de venta de energía, obteniendo tasas de crecimiento tendenciales constantes para todas las subestaciones primarias.
- Las proyecciones de la empresa CEC, consideran los consumos históricos de cada subestación, utilizando el método de regresión lineal para pronosticar los valores futuros. Aplicada la fórmula de tendencia lineal, se compara para cada subestación el consumo proyectado anual versus el del año anterior para obtener la tasa de crecimiento correspondiente a cada subestación primaria.
- Las proyecciones de las empresas Copelec y Cooprel, se basaron en el estudio y análisis del crecimiento histórico de las subestaciones primarias, considerando además las factibilidades y requerimientos de nuevos servicios. Se estima una proyección fija con tasa de crecimiento tendencial constante para todas las subestaciones primarias.
- Las proyecciones de la empresa Coelcha consideran una tasa de crecimiento estimada según el crecimiento vegetativo de la población, observando la imposibilidad de definir la probabilidad de que aparezcan nuevos clientes de gran envergadura.
- Las proyecciones de la empresa Crell, se basaron en las tasas de crecimiento históricas, sin incluir el efecto producido por empresas grandes que detuvieron su funcionamiento el último año, considerando además los nuevos servicios de potencia superiores a 1 MW. Se obtuvieron tasas decrecientes para ambas subestaciones.

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49, considerando los criterios señalados precedentemente e incorporando los efectos extratendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.4 del presente informe.

Cabe señalar que desde noviembre de 2014 las empresas Emelectric y Emetal han sido disueltas, constituyéndose CGE Distribución en su sucesora legal en

todos sus derechos y obligaciones. Igual situación ocurre con Enelsa, cuya sucesora legal es Conafe.

Las empresas no listadas en los puntos anteriores, no incluyeron en los antecedentes enviados una descripción metodológica respecto de sus proyecciones de demanda.

2.2. Cambios topológicos

En general, las empresas no informaron mayores 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.

Los cambios topológicos informados son los siguientes:

- Conafe: La proyección considera incorporar la subestación primaria existente "El Peñon 23 [kV]" a partir del año 2019.
- Copelec: Desde el año 2015 se elimina la subestación primaria existente "Recinto 13.2 [kV]" y se incorpora la subestación primaria "Ciruelito 13.2 [kV]".

2.3. Efectos extratendenciales por cambios en condición de clientes

En este aspecto se solicitó a las empresas distribuidoras informar eventuales cambios proyectados respecto a clientes libres que pasen a ser clientes regulados, clientes regulados que pasen a ser clientes libres, o conexión de nuevos clientes regulados, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento.

Al respecto, de la información entregada por las empresas distribuidoras se aprecia que los mayores cambios respecto del tipo de clientes se producen a partir del año 2019. Lo anterior se explica a partir de la modificación del artículo 147° de la Ley, introducida por la ley 20.805, que cambia el límite de potencia conectada que define la condición de cliente sujeto a fijación de precios, pasando dicho límite de 2.000 [kW] a 5.000 [kW].

El detalle del tratamiento de este tipo de clientes en la proyección de demanda se presenta en el punto 3.3.

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 troncal, la información respecto de los posibles traspasos de clientes no sometidos a regulación de precios que pasarían a ser regulados 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 en el punto anterior, las empresas concesionarias de distribución han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2015 a 2025, 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 no sometidos a regulación de precios o a otras empresas distribuidoras.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las empresas concesionarias de distribución, a nivel de subestaciones primarias de distribución, es la que se muestra a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	326	341	357	373	390	408	426	446	466	488	510
2	ELIOSA	533	561	590	621	682	719	754	792	832	873	917
3-SING	ELECDA SING	1.011	1.067	1.126	1.187	1.253	1.322	1.394	1.471	1.552	1.637	1.727
3-SIC	ELECDA SIC	25	27	28	29	31	33	34	36	38	40	42
4	EMELAT	739	778	819	863	908	956	1.007	1.060	1.116	1.175	1.238
6	CHILQUINTA	2.661	2.791	2.925	3.063	3.206	3.350	3.500	3.657	3.821	3.992	4.172
7	CONAFE	1.916	2.030	2.150	2.277	2.479	2.629	2.782	2.945	3.116	3.298	3.490
8	EMELCA	17	18	19	21	23	25	26	29	31	33	36
9	LITORAL	97	104	110	116	122	128	135	142	149	156	164
10	CHILECTRA	12.151	12.722	13.345	13.999	14.685	15.405	16.160	16.951	17.782	18.653	19.567
12	EEC	86	90	95	99	104	109	115	120	126	132	139
13	TIL-TIL	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21
14	EEPA	301	319	338	358	380	403	427	452	480	508	539
15	LUZ ANDES	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.663	10.235	10.841	11.484	12.454	13.219	13.997	14.823	15.699	16.629	17.616
20	COOPERSOL	2	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9
21	COOPELAN	96	105	111	117	124	132	140	148	157	166	176
22	FRONTEL	1.083	1.153	1.217	1.301	1.383	1.470	1.562	1.661	1.766	1.878	1.996
23	SAESA	2.367	2.530	2.682	2.846	3.020	3.206	3.399	3.607	3.826	4.059	4.308
26	CODINER	88	97	107	117	129	142	156	172	189	208	228
28	EDECSA	60	63	66	69	72	75	79	82	86	90	94
29	CEC	120	124	128	133	137	141	145	149	153	157	162
31	LUZLINARES	131	140	149	159	169	179	189	200	210	222	234
32	LUZPARRAL	107	120	132	144	156	167	178	189	202	215	229
33	COPELEC	214	236	259	285	314	345	380	418	460	505	556
34	COELCHA	62	67	72	77	83	89	95	102	110	118	126
35	SOCOEPA	30	32	35	38	41	44	48	51	55	60	65
36	COOPREL	42	46	50	55	61	67	74	81	89	98	108
39	LUZ OSORNO	162	172	182	192	203	215	227	240	254	269	285
40	CRELL	121	136	151	166	181	195	209	221	232	244	256
	TOTAL	34.238	36.131	38.113	40.221	42.821	45.205	47.675	50.284	53.038	55.948	59.024

Tabla 1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas concesionarias de distribución, a nivel de subestación primaria, en respuesta a Carta CNE N°49 de 2015. [GWh]

3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal

Las proyecciones de demanda de energía a nivel de subestaciones primarias han sido posteriormente referenciadas a nivel troncal en forma agregada, aplicando los niveles de pérdidas tarifarias establecidos en el decreto de subtransmisión vigente, es decir, a los factores de expansión de pérdidas de energía (FEPE) establecidos en el Decreto Supremo N°14 de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante, Decreto N°14, tanto para subtransmisión como para transmisión adicional, en forma análoga a cómo se utilizan en la determinación del Precio de Nudo Promedio¹.

Los FEPE de subtransmisión, para barras en tensiones de distribución, tal como se indican en el numeral 8.2.2 del artículo segundo del Decreto N°14, son los siguientes:

Sistema	FEPE-1 (STx)
SIC1	0,02637
SIC2	0,02462
SIC3	0,01281
SIC4	0,03946
SIC5	0,03254
SIC6	0,02381
SING	0,01089

Tabla 2.1- Factores de Expansión de Pérdidas de Energía (FEPE) de subtransmisión.

En tanto, los FEPE de transmisión adicional (FEPE_{TxA}), para barras de retiro en tensiones de distribución, y en el sistema de subtransmisión que corresponda, tal como se indican en el numeral 8.1 del artículo tercero del Decreto N°14, son los siguientes:

Sistema	FEPE_TxA
SIC1	0,00005
SIC2	0,00000
SIC3	0,00012
SIC4	0,00001
SIC5	0,00000
SIC6	0,00000
SING	0,01015

Tabla 2.2.- Factores de Expansión de Pérdidas de Energía (FEPE) de transmisión adicional.

¹ La fijación de Precios de Nudo Promedio se establece en los artículos 157° y 158° de la Ley,

Se ha referenciado sólo el monto agregado de energía a nivel troncal, correspondiente a cada subestación primaria, es decir, sin utilizar los factores de proporción “fi” establecidos en el numeral 8.1 del Decreto Supremo N°14, antes mencionado, ni identificar las subestaciones troncales que resultarían asignadas.

La proyección de demanda calculada según los FEPE anteriormente descritos, fue luego ponderada por los Factores de Ajuste de Inyección de Energía (FAIE), con el objeto de reflejar las compras reales que debería afrontar la empresa distribuidora, considerando las características de cada sistema de subtransmisión.

Los factores de ajuste de inyección de energía (FAIE) son determinados de acuerdo a las inyecciones efectivas registradas al ingreso de cada subsistema de subtransmisión, en adelante, inyecciones efectivas o reales (InRe), y los retiros efectivos realizados dentro de cada subsistema de subtransmisión, en adelante “inyecciones tarifarias” (InTa), tal como se muestra a continuación:

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^n InRe E_i}{\sum_{i=1}^n InTa E_i}$$

Para efectos de esta proyección, se utilizó el FAIE promedio anual del año 2014, cuyos valores se muestran a continuación:

Subsistema Stx	SING	SIC 1	SIC 2	SIC 3	SIC 4	SIC 5	SIC 6
ene-14	1,0201	1,0038	0,9878	0,9974	0,9858	0,9952	0,9988
feb-14	1,0145	1,0027	0,9847	0,9990	0,9929	0,9959	1,0008
mar-14	1,0157	0,9944	0,9820	1,0003	0,9924	0,9931	0,9987
abr-14	1,0186	1,0023	0,9852	0,9996	0,9820	0,9907	0,9946
may-14	1,0154	1,0048	0,9858	1,0013	0,9792	0,9914	0,9958
jun-14	1,0188	0,9997	0,9868	1,0002	0,9894	0,9878	0,9945
jul-14	1,0199	1,0021	0,9863	1,0002	0,9890	0,9927	0,9960
ago-14	1,0191	1,0015	0,9835	1,0004	0,9980	0,9923	0,9961
sep-14	1,0192	1,0031	0,9862	0,9993	0,9934	0,9898	0,9945
oct-14	1,0178	1,0023	0,9869	0,9987	0,9912	0,9899	0,9994
nov-14	1,0172	1,0017	0,9885	0,9993	0,9945	0,9933	0,9969
dic-14	1,0173	1,0061	0,9911	1,0016	0,9888	0,9999	0,9989
Promedio	1,0178	1,0020	0,9862	0,9998	0,9897	0,9927	0,9971

Tabla 3.- Factores de Ajuste de Inyección de Energía (FAIE) y valor promedio 2014.

Con ello, la proyección de demanda de clientes regulados a nivel troncal de las empresas concesionarias de distribución es la que se muestra a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	339	354	371	388	405	424	443	463	485	507	530
2	ELIQSA	554	583	613	645	679	714	751	791	832	875	921
3-SING	ELECDASING	1.051	1.109	1.170	1.234	1.302	1.373	1.449	1.528	1.612	1.701	1.794
3-SIC	ELECDASIC	26	27	29	30	32	34	35	37	39	41	43
4	EMELAT	760	800	843	887	934	984	1.036	1.090	1.148	1.209	1.273
6	CHILQUINTA	2.689	2.821	2.956	3.095	3.240	3.385	3.537	3.695	3.861	4.034	4.216
7	CONAFE	1.964	2.080	2.203	2.333	2.471	2.617	2.772	2.935	3.109	3.292	3.487
8	EMELCA	17	18	20	21	23	25	27	29	31	34	36
9	LITORAL	98	105	111	117	123	130	136	143	150	158	166
10	CHILECTRA	12.305	12.884	13.515	14.177	14.872	15.601	16.365	17.167	18.008	18.891	19.816
12	EEC	87	91	96	100	105	111	116	122	128	134	140
13	TIL-TIL	15	16	16	17	17	18	18	19	20	20	21
14	EEPA	305	323	342	363	385	408	432	458	486	515	546
15	LUZANDES	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.900	10.486	11.107	11.766	12.466	13.208	13.996	14.832	15.720	16.662	17.663
20	COOPERSOL	2	2	3	4	4	5	5	6	7	8	9
21	COOPELAN	99	108	113	120	127	135	143	152	161	170	181
22	FRONTEL	1.111	1.183	1.248	1.334	1.418	1.507	1.602	1.703	1.811	1.925	2.047
23	SAESA	2.417	2.583	2.738	2.906	3.083	3.273	3.471	3.683	3.907	4.145	4.398
26	CODINER	90	99	109	120	132	145	160	176	193	213	234
28	EDECSA	60	64	67	70	73	76	80	83	87	91	95
29	CEC	124	128	132	136	141	145	149	153	158	162	166
31	LUZLINARES	135	144	154	164	174	184	195	205	216	228	240
32	LUZPARRAL	110	123	136	149	160	171	183	195	208	221	235
33	COPELEC	221	243	267	294	323	355	391	430	473	520	572
34	COELCHA	64	69	74	79	85	91	98	105	113	121	130
35	SOCOEPA	31	33	36	39	42	45	49	52	57	61	66
36	COOPREL	42	47	51	57	62	68	75	83	91	100	110
39	LUZ OSORNO	166	175	186	196	207	219	232	245	260	275	291
40	CRELL	124	138	154	169	184	199	213	226	237	249	261
	TOTAL	34.915	36.846	38.869	41.021	43.282	45.663	48.172	50.823	53.621	56.578	59.705

Tabla 4.- Proyección de demanda de clientes regulados de empresas concesionarias de distribución, a nivel troncal. [GWh]

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

De conformidad al artículo primero transitorio de la ley 20.805, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos, los usuarios no sometidos a fijación de precios sólo podrán optar por traspasarse a régimen de tarifa regulada en virtud de lo dispuesto en la modificación introducida en el artículo 147º, que fijó como nuevo límite hasta los 5.000 [kw], a partir del cuarto año contado desde la publicación en el Diario Oficial de la ley y una vez que se produzca el término de los contratos de compraventa de energía suscritos con sus suministradores y sólo por las causales de mutuo acuerdo entre las partes o expiración del plazo pactado en el mismo.

En este sentido, las empresas Conafe, Eliqsa, y CGE Distribución han informado el potencial traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados a partir del año 2019. En tanto, Chilectra ha informado también el potencial traspaso de clientes actualmente libres, de menos de 2.000 [kW], a regulados a partir del año 2015.

Cabe hacer presente que las empresas Chilquinta y Emelat poseen clientes no sometidos a regulación de precios conectados a sus instalaciones de distribución, los cuales, de acuerdo a lo informado por las propias empresas, no estarían en condición de pasar a ser clientes regulados en el año 2019 dado que su potencia conectada es superior a 5.000 [kW].

Por otro lado, las empresas CGE Distribución, Emelectric, Conafe y Eliqsa informaron su proyección de demanda total incluyendo el potencial traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios, por lo que para obtener la proyección de demanda sólo de clientes regulados actuales, según lo presentado en el punto anterior, se debió restar esta cantidad.

A continuación se presenta la información de la proyección de demanda de energía considerando la información del potencial traspaso desde clientes actualmente no sometidos a regulación de precios a clientes regulados, para las distintas empresas concesionarias de distribución.

Cod	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2	ELIQSA	-	-	-	-	30	33	33	33	33	33	33
7	CONAFE	-	-	-	-	69	78	80	83	85	88	90
10	CHILECTRA	30	43	60	75	1.021	1.064	1.086	1.098	1.107	1.120	1.137
18	CGE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	295	336	346	357	367	378	390
	TOTAL	30	43	60	75	1.415	1.511	1.545	1.570	1.592	1.618	1.649

Tabla 5.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados informada por empresas concesionarias de distribución, a nivel troncal. [GWh]

3.4. Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal

Considerando la información de proyección de demanda de energía de clientes actualmente regulados y los traspasos de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados según la metodología antes descrita, se obtiene la proyección total de demanda a nivel troncal a partir de lo informado por las empresas distribuidoras y las respectivas tasas de crecimiento asociadas, según se presenta a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	339	354	371	388	405	424	443	463	485	507	530
2	ELIQA	554	583	613	645	709	747	784	823	864	908	953
3-SING	ELECDA SING	1.051	1.109	1.170	1.234	1.302	1.373	1.449	1.528	1.612	1.701	1.794
3-SIC	ELECDA SIC	26	27	29	30	32	34	35	37	39	41	43
4	EMELAT	760	800	843	887	934	984	1.036	1.090	1.148	1.209	1.273
6	CHILQUINTA	2.689	2.821	2.956	3.095	3.240	3.385	3.537	3.695	3.861	4.034	4.216
7	CONAFE	1.964	2.080	2.203	2.333	2.540	2.695	2.852	3.018	3.194	3.380	3.577
8	EMELCA	17	18	20	21	23	25	27	29	31	34	36
9	LITORAL	98	105	111	117	123	130	136	143	150	158	166
10	CHILECTRA	12.336	12.927	13.575	14.253	15.893	16.665	17.451	18.265	19.115	20.010	20.953
12	EEC	87	91	96	100	105	111	116	122	128	134	140
13	TIL-TIL	15	16	16	17	17	18	18	19	20	20	21
14	EEPA	305	323	342	363	385	408	432	458	486	515	546
15	LUZ ANDES	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.900	10.486	11.107	11.766	12.760	13.544	14.342	15.189	16.087	17.041	18.053
20	COOPERSOL	2	2	3	4	4	5	5	6	7	8	9
21	COOPELAN	99	108	113	120	127	135	143	152	161	170	181
22	FRONTEL	1.111	1.183	1.248	1.334	1.418	1.507	1.602	1.703	1.811	1.925	2.047
23	SAESA	2.417	2.583	2.738	2.906	3.083	3.273	3.471	3.683	3.907	4.145	4.398
26	CODINER	90	99	109	120	132	145	160	176	193	213	234
28	EDECSA	60	64	67	70	73	76	80	83	87	91	95
29	CEC	124	128	132	136	141	145	149	153	158	162	166
31	LUZLINARES	135	144	154	164	174	184	195	205	216	228	240
32	LUZPARRAL	110	123	136	149	160	171	183	195	208	221	235
33	COPELEC	221	243	267	294	323	355	391	430	473	520	572
34	COELCHA	64	69	74	79	85	91	98	105	113	121	130
35	SOCOEPA	31	33	36	39	42	45	49	52	57	61	66
36	COOPREL	42	47	51	57	62	68	75	83	91	100	110
39	LUZ OSORNO	166	175	186	196	207	219	232	245	260	275	291
40	CRELL	124	138	154	169	184	199	213	226	237	249	261
	TOTAL	34.945	36.889	38.930	41.096	44.697	47.174	49.717	52.393	55.213	58.196	61.354

Tabla 6.1.- Proyección de demanda total regulada de empresas concesionarias de distribución, a nivel troncal. [GWh]

Cod Dx	Empresa Dx	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
2	ELIOSA	5,2%	5,2%	5,2%	9,8%	5,4%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
3-SING	ELECDASING	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
3-SIC	ELECDASIC	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
4	EMELAT	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
6	CHILQUINTA	4,9%	4,8%	4,7%	4,7%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
7	CONAFE	5,9%	5,9%	5,9%	8,9%	6,1%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
8	EMELCA	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
9	LITORAL	6,5%	6,1%	5,6%	5,2%	5,2%	5,1%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
10	CHILECTRA	4,8%	5,0%	5,0%	11,5%	4,9%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%
12	EEC	4,7%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
13	TIL-TIL	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
14	EEPA	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
15	LUZANDES	4,7%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	5,9%	5,9%	5,9%	8,4%	6,1%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%
20	COOPERSOL	28,7%	22,7%	19,8%	16,4%	14,2%	15,3%	15,3%	14,3%	13,6%	13,0%
21	COOPELAN	9,4%	5,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
22	FRONTEL	6,4%	5,5%	6,9%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%
23	SAESA	6,9%	6,0%	6,1%	6,1%	6,2%	6,0%	6,1%	6,1%	6,1%	6,1%
26	CODINER	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
28	EDECSA	5,1%	4,9%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
29	CEC	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
31	LUZLINARES	7,0%	6,8%	6,6%	6,3%	6,0%	5,6%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
32	LUZPARRAL	11,6%	10,4%	9,2%	8,0%	6,8%	6,7%	6,6%	6,5%	6,4%	6,4%
33	COPELEC	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
34	COELCHA	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,4%	7,4%
35	SOCOEPA	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
36	COOPREL	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
39	LUZ OSORNO	5,9%	5,9%	5,4%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
40	CRELL	12,0%	11,0%	10,0%	9,1%	8,0%	7,0%	6,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Tabla 6.2.- Tasas de crecimiento de demanda de empresas concesionarias de distribución, a nivel troncal. [%]

3.5. Antecedentes de evolución histórica de demanda 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 concesionarias de distribución los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2014, del total de clientes regulados que mantuvieron contrato de suministro durante esos años, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del SING (Carta CNE N°239 de 2013 y N°15 de 2015) y del SIC (Carta CNE N°238 de 2013 y N°17 de 2015), los datos de demanda históricos para el período 2007 a 2014, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Distribuidora	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ELECDA SING	664.191	685.168	706.167	749.341	790.199	857.666	907.667	958.770
ELIQSA	364.440	384.028	379.413	431.607	466.356	484.839	500.070	506.692
EMELARI	221.730	236.714	236.642	254.198	276.486	289.505	298.798	311.820
COOPERSOL			258	385	1.447	1.481	1.245	1.411
TOTAL	1.250.360	1.305.910	1.322.479	1.435.531	1.534.488	1.633.492	1.707.780	1.778.693

Tabla 7.1.- Evolución histórica 2007-2014 de la demanda de clientes regulados por empresa concesionaria de distribución del SING. [MWh]

Empresa Distribuidora/Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CGE DISTRIBUCIÓN	5.440.933	5.675.381	5.721.723	5.968.293	6.349.202	6.785.543	7.333.398	7.702.713
CGE DISTRIBUCION (EX EMELECTRIC)								242.562
CGE DISTRIBUCIÓN (EX EMETAL)								27.906
CHILECTRA	9.077.118	8.769.212	8.997.594	9.445.131	9.935.020	10.148.378	11.232.173	11.600.247
CHILQUINTA	1.879.305	1.861.209	1.951.746	2.043.683	2.160.387	2.287.520	2.418.314	2.525.768
CODINER	49.814	49.468	47.678	50.632	54.981	60.003	66.765	70.465
COELCHA	30.789	35.605	38.072	42.004	47.517	52.484	53.307	57.361
LITORAL	71.443	69.922	68.779	70.584	72.191	79.520	84.966	90.882
CONAFE	1.399.610	1.319.659	1.376.939	1.458.010	1.496.437	1.592.456	1.693.202	1.761.179
CONAFE (EX ENELSA)								10.654
COOPELAN	61.143	62.486	63.703	69.566	82.098	84.085	87.271	87.973
CEC	87.082	96.189	93.190	102.670	100.506	103.913	112.701	114.881
COOPREL	30.462	30.726	29.615	30.745	33.202	32.182	36.410	37.810
COPELEC	104.749	114.143	115.213	114.070	124.730	129.681	144.203	157.271

Empresa Distribuidora/Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CRELL	47.319	54.924	55.979	63.165	71.166	79.709	83.232	85.439
ELECDA SIC	20.832	21.481	21.298	18.370	18.653	19.244	23.250	23.956
EMELAT	550.340	560.568	566.130	571.415	618.413	641.167	675.346	701.707
EMELCA	13.033	12.937	11.811	14.344	14.686	14.753	15.114	15.461
EMELECTRIC	893.570	994.493	1.015.618	1.029.193	1.112.165	1.159.701	1.231.569	1.046.707
EMETAL	95.354	98.589	84.671	95.531	111.269	121.262	123.508	104.301
EEC	59.354	61.386	63.583	67.564	70.694	74.456	79.293	85.905
TIL-TIL	11.616	11.702	11.492	12.416	16.133	15.209	14.129	14.576
EEPA	198.714	201.051	201.253	221.700	226.922	245.850	248.478	266.619
ENELSA	43.173	48.408	49.063	50.598	48.740	51.202	45.523	37.685
EDECSA	44.697	47.031	40.728	44.015	45.844	46.963	54.878	57.558
FRONTEL	709.864	839.181	798.744	815.419	866.572	924.330	969.873	1.022.131
LUZ ANDES	6.167	6.601	6.942	7.459	7.632	8.297	9.168	9.235
LUZ OSORNO	121.417	127.490	116.235	124.219	134.632	133.525	142.464	153.050
LUZLINARES	70.887	84.840	86.130	94.638	103.290	107.249	114.372	123.570
LUZPARRAL	48.789	56.077	56.118	59.353	65.786	68.829	80.136	91.502
SAESA	1.711.734	1.736.859	1.688.899	1.735.242	1.853.550	1.998.135	2.115.540	2.217.052
SOCOPEA	21.573	22.363	25.728	21.793	23.582	24.721	25.696	27.746
TOTAL	22.900.880	23.069.983	23.404.675	24.441.821	25.866.000	27.090.368	29.314.277	30.571.872

Tabla 7.2.- Evolución histórica 2007-2014 de la demanda de clientes regulados por empresa concesionaria de distribución del SIC. [MWh]

3.6. Antecedentes de evolución proyectada de demanda de clientes regulados

De acuerdo a lo establecido en la Ley, le corresponde a la Comisión, entre otras tareas, la elaboración del Plan de Expansión Anual de la Transmisión Troncal, la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Fijación de Precios de Sistemas Medianos, y la determinación de los Peajes de Subtransmisión.

Los procesos anteriormente mencionados, requieren para su elaboración, de una previsión de demanda de energía y potencia de punta de cada sistema eléctrico para periodos que varían según lo indicado en la normativa de cada proceso.

Para la elaboración de la previsión de demanda por sistema eléctrico, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión procede a revisarla basándose, entre otros aspectos, en la evolución del consumo observado, en las expectativas de variables macroeconómicas, opinión de expertos o cualquier otro antecedente relevante para dicha tarea. Para dichos efectos, es necesario analizar en detalle los distintos aspectos que explican el consumo de energía y potencia punta y la forma en que éstas determinan la demanda en el corto, mediano y largo plazo.

En este contexto, durante el año 2014 la Comisión desarrolló el estudio denominado "*Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo*",

cuyo principal objetivo fue contar precisamente con un análisis del consumo eléctrico de sistemas interconectados y sistemas medianos nacionales y una propuesta metodológica de proyección de demanda en un horizonte de 30 años.

Dentro de los objetivos específicos del ya citado estudio, se encuentra el proponer un modelo de proyección de demanda de clientes regulados por sistema eléctrico en un horizonte de 30 años.

Para el análisis de la proyección de demanda de clientes regulados, el consultor utilizó la información de ventas mensuales de electricidad (energía y potencia) desagregada por empresa distribuidora, entregada por la Comisión, para el periodo comprendido entre los años 1999 a 2012.

Sobre la base de la información ya citada, además de proyecciones en variables independientes (PIB, Población, Precio del Cobre, PIB Manufacturero, PIB Minero), se obtuvo proyecciones de demanda de clientes regulados tanto para el SIC como para el SING, a nivel agregado, así como también se desarrollaron modelos de proyección para cada una de las regiones del país, agregando la información aportada por las empresas distribuidoras a nivel regional.

A nivel agregado, para el SIC se observó que el modelo econométrico de regresión de mejor bondad de ajuste es aquel que relaciona la demanda de energía de clientes regulados con el PIB y la población (suma de los Productos Brutos Regionales y de población de las regiones que abarca el SIC, esto es, desde Atacama hasta Los Lagos). En tanto, para el SING se observó que el modelo econométrico de mejor bondad de ajuste es aquel que relaciona la demanda de energía de clientes regulados con la población de las regiones abastecidas desde dicho sistema (Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta).

Las proyecciones de demanda de clientes regulados considerando la aplicación de los modelos señalados, son las que se muestran a continuación:

Año	Energía (GWh)		Tasa Variación (%)	
	SING	SIC	SING	SIC
2014	1.668	27.015	5,2%	3,1%
2015	1.753	28.073	5,1%	3,9%
2016	1.838	29.381	4,8%	4,7%
2017	1.925	30.863	4,8%	5,0%
2018	2.016	32.447	4,7%	5,1%
2019	2.110	34.116	4,6%	5,1%
2020	2.206	35.853	4,6%	5,1%
2021	2.306	37.652	4,5%	5,0%
2022	2.407	39.513	4,4%	4,9%
Tasas anuales acumulativas				
Histórico	6,03%	5,32%		
Proy. 2013-2022	4,75%	4,67%		

Tabla 8.- Proyección demanda eléctrica clientes regulados SIC y SING y tasas de variación (Estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo").

Este mismo análisis se realizó para cada una de las regiones del país, obteniendo como resultado los siguientes modelos de proyección de demanda de clientes regulados:

Región	Variables Explicativas
XV - Arica y Parinacota / I - Tarapacá	Precio del Cobre
II - Antofagasta	Población, Precio de la Electricidad, Precio del Cobre
III - Atacama	PIB Manufacturero, Precio del Cobre
IV - Coquimbo	Precio del Cobre, Población
V - Valparaíso	PIB Regional, Población
RM - Metropolitana	PIB Regional
VI - O'Higgins	Población
VII - Maule	Población
VIII - Biobío	PIB Regional, Población
IX - La Araucanía	PIB Regional, Población
XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	Población

Tabla 9.- Modelos de proyección seleccionados por región.

En el mismo sentido, fueron estimados modelos anuales para el consumo de los clientes regulados de las distintas regiones del país. De los modelos seleccionados fueron descartados aquellos que, de acuerdo al análisis desarrollado en el estudio, no parecían adecuados dada la estructura productiva y demográfica de cada región.

El detalle del análisis señalado con los parámetros estadísticos que fundamentan los resultados obtenidos se puede consultar en el informe y anexos del estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" antes citado, publicado en el sitio web de la Comisión.

Sobre la base de estos modelos, las proyecciones de demanda de clientes regulados a nivel regional, hasta el año 2022, así como la tasa de variación anual de dicha demanda, son las que se presentan en las tablas siguientes:

Año	Energía (GWh)										
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metrop.	VI O'Higgins	VII Maule	VIII Biobío	IX Araucanía	X Los Lagos
2014	709	798	594	1.029	2.647	12.212	1.808	1.572	2.141	964	2.028
2015	741	851	611	1.074	2.784	12.633	1.912	1.628	2.238	1.011	2.114
2016	771	909	629	1.115	2.900	12.886	2.019	1.685	2.324	1.057	2.202
2017	795	967	649	1.150	3.046	13.316	2.131	1.743	2.428	1.107	2.294
2018	814	1.026	671	1.183	3.209	13.849	2.244	1.801	2.543	1.158	2.385
2019	832	1.089	697	1.221	3.386	14.438	2.361	1.860	2.666	1.212	2.479
2020	848	1.154	726	1.258	3.571	15.052	2.482	1.920	2.796	1.267	2.575
2021	862	1.221	757	1.295	3.765	15.692	2.608	1.982	2.930	1.324	2.673
2022	874	1.291	790	1.332	3.967	16.350	2.739	2.044	3.070	1.382	2.774

Tabla 10.1.- Proyección de demanda eléctrica de clientes regulados por región al año 2022 [GWh].

Año	Tasa Variación Energía (%)										
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metrop.	VI O'Higgins	VII Maule	VIII Biobío	IX Araucanía	X Los Lagos
2014	4,0%	6,8%	2,9%	3,8%	4,2%	2,0%	5,6%	5,1%	3,8%	4,6%	4,2%
2015	3,1%	6,4%	3,1%	3,1%	5,0%	3,3%	5,5%	3,5%	4,5%	4,7%	4,2%
2016	2,4%	6,1%	3,5%	2,9%	5,4%	4,0%	5,3%	3,3%	4,7%	4,6%	4,0%
2017	2,2%	6,1%	3,9%	3,3%	5,5%	4,3%	5,2%	3,3%	4,9%	4,6%	3,9%
2018	1,9%	6,0%	4,2%	3,0%	5,5%	4,3%	5,1%	3,2%	4,8%	4,5%	3,9%
2019	1,7%	5,8%	4,3%	2,9%	5,4%	4,3%	5,1%	3,2%	4,8%	4,5%	3,8%
2020	1,5%	5,7%	4,3%	2,9%	5,4%	4,2%	5,0%	3,2%	4,8%	4,4%	3,8%
2021	1,4%	5,7%	4,3%	2,9%	5,3%	4,1%	4,9%	3,1%	4,7%	4,4%	3,7%
2022	1,3%	5,0%	4,3%	2,7%	4,8%	4,1%	4,4%	2,1%	4,4%	3,6%	3,0%
Tasas anuales acumulativas											
Historico*	5,3%	6,7%	6,6%	2,4%	2,4%	4,2%	6,7%	6,4%	5,1%	5,3%	6,6%
Proy. 2013-2022	2,1%	6,0%	3,9%	3,1%	5,2%	3,8%	5,1%	3,3%	4,6%	4,4%	3,8%

Tabla 10.2.- Proyección de demanda eléctrica de clientes regulados por región al año 2022 (Tasa de variación anual %).

3.7. Ajustes en las proyecciones de demanda

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, la Comisión ha analizado las proyecciones de demanda informadas por las empresas distribuidoras, estimando necesario adecuar las tasas de crecimiento informadas, considerando que éstas no se condicen con los resultados que esta Comisión ha obtenido a la luz de los antecedentes y análisis ya citados, adicionalmente considerando que las empresas no han presentado antecedentes suficientes que justifiquen dichas tasas de crecimiento.

En consecuencia, la proyección de demanda total de clientes regulados de empresas distribuidoras obtenidas del análisis de la información enviada en respuesta a la Carta CNE N°49, incluyendo el traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados, ha sido ajustada en consideración a los criterios que se señalan en esta sección.

Los antecedentes de la evolución histórica de la demanda de clientes sometidos a regulación de precios enviados por las empresas distribuidoras en respuesta a las cartas CNE N°15 y CNE N°17, ambas de 2015, han sido utilizados para modular la proyección de demanda total ajustada por la Comisión para el año 2015. Debe señalarse además, que los antecedentes de demanda obtenidos en respuesta a las cartas CNE N°03 y CNE N°04 de 2013 han sido utilizados para verificar la consistencia con los antecedentes de evolución histórica del consumo de clientes regulados aportados mediante las cartas N°17 y N°15 ya citadas.

Para el primer año de proyección, esto es, año 2015, se ha considerado el siguiente criterio:

- i. Se calcula la desviación estándar de las tasas de crecimiento anual históricas para el período 2007 a 2014, descontando de la muestra las tasas asociadas al año 2010 para las empresas distribuidoras del SIC, debido al efecto distorsionador que presenta la situación coyuntural del terremoto ocurrido en dicho año.
- ii. Se comparan las tasas de crecimiento para el año 2015 resultantes de las proyecciones informadas por las empresas distribuidoras en la carta CNE N°49, versus las tasas estimadas para el mismo año por la Comisión, correspondiente a las tasas de crecimiento anual compuesto para los años 2007 y 2014 para cada empresa distribuidora.
- iii. Si la tasa presentada por las empresas distribuidoras se ubica dentro del rango correspondiente a la tasa estimada por la Comisión en el paso ii., más la desviación estándar correspondiente de la empresa distribuidora calculada en el paso i., se mantiene el valor de la empresa distribuidora. En caso contrario, este valor se establece como la suma entre la tasa estimada de la Comisión en

el paso ii., más la desviación estándar correspondiente a cada empresa distribuidora obtenida en el paso i.

Para las tasas de crecimiento de los años comprendidos entre 2016 y 2022, ambos incluidos, se ha determinado un modelo ajustado a partir de los modelos de proyección regionales determinados en el estudio “Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo”, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Para las regiones del SING (Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta) se ha modificado la variable explicativa por la variable del modelo sistémico, esto es, la población regional, teniendo en cuenta que la demanda de clientes regulados debe variar con respecto a dicha variable y que ha sido encontrada como estadísticamente significativa, siendo además, el modelo con la mejor bondad de ajuste a nivel de todo el sistema interconectado.
- Para las regiones de Atacama y Coquimbo se han modificado las variables explicativas por las del modelo sistémico encontrado para el SIC, esto es, la población y el PIB regional, teniendo en cuenta que la demanda de clientes regulados debe variar con respecto a dichas variables, las que han sido encontradas como estadísticamente significativas en el modelo con la mejor bondad de ajuste para todo el SIC.

Con ello, los modelos de proyección de demanda regulada, a nivel regional, ajustados, son los que se presentan a continuación:

Región	Variables Explicativas
XV - Arica y Parinacota / I - Tarapacá	Población
II - Antofagasta	Población
III - Atacama	PIB Regional, Población
IV - Coquimbo	PIB Regional, Población
V - Valparaíso	PIB Regional, Población
RM - Metropolitana	PIB Regional
VI - O'Higgins	Población
VII - Maule	Población
VIII - Biobío	PIB Regional, Población
IX - La Araucanía	PIB Regional, Población
XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	Población

Tabla 11.- Modelos regionales ajustados.

Para cada empresa distribuidora, en el horizonte comprendido desde el año 2016 hasta el 2022, se han utilizado las tasas obtenidas en el estudio “Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo” considerando el promedio simple entre la tasa de variación anual del modelo regional ajustado, para la región donde se ubica la distribuidora, y la tasa de variación anual del modelo sistémico donde se encuentra la empresa distribuidora.

Para aquellas empresas distribuidoras que entregan suministro en más de una región, se utilizó la mayor de las tasas promedio de variación regional en todo el horizonte de análisis. Esto fue realizado, en particular, para Conafe, TilTil, Frontel, Saesa, Edecsa y Luzparral.

En tanto, para CGE Distribución, por la cobertura espacial de sus concesiones, abarcando desde las regiones de Valparaíso hasta La Araucanía, se ha optado por utilizar como modelo regional ajustado el mismo modelo sistémico del SIC.

En consecuencia, los modelos a partir de los cuales se han promediado las tasas de variación anual, para cada empresa distribuidora, son los siguientes:

Empresa	Modelo Regional Ajustado	Modelo Sistémico
EMELARI	SING	SING
ELIQA	SING	SING
ELECDA SING	SING	SING
ELECDA SIC	SING	SIC
EMELAT	SIC	SIC
CHILQUINTA	V - Valparaíso	SIC
CONAFE	V - Valparaíso	SIC
EMELCA	V - Valparaíso	SIC
LITORAL	V - Valparaíso	SIC
CHILECTRA	RM - Metropolitana	SIC
EEC	RM - Metropolitana	SIC
TIL-TIL	V - Valparaíso	SIC
EEPA	RM - Metropolitana	SIC
LUZ ANDES	RM - Metropolitana	SIC
CGE DISTRIBUCIÓN	SIC	SIC
COOPERSOL	SING	SING
COPELAN	VIII - Biobío	SIC
FRONTEL	VIII - Biobío	SIC
SAESA	IX - La Araucanía	SIC
CODINER	IX - La Araucanía	SIC
EDECSA	V - Valparaíso	SIC
CEC	VII - Maule	SIC
LUZLINARES	VII - Maule	SIC
LUZPARRAL	VIII - Biobío	SIC
COPELEC	VIII - Biobío	SIC
COELCHA	VIII - Biobío	SIC
SOCOEPA	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC
COOPREL	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC
LUZ OSORNO	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC
CRELL	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC

Tabla 12.- Modelos regionales ajustados y modelos sistémicos por empresa distribuidora.

Debe señalarse además que la proyección de demanda se ha extendido respecto del período solicitado en la carta CNE N°49, hasta el año 2030. Sin perjuicio de lo anterior, a contar del año 2023 en adelante se mantiene constante la tasa de

crecimiento anual de demanda de clientes regulados correspondiente al año 2022 para cada empresa distribuidora.

3.8. Proyecciones de demanda ajustadas

Las demandas anuales de clientes regulados proyectadas de acuerdo a lo indicado en el punto 3.7 anterior, por empresa distribuidora, para el horizonte 2015 a 2030, y las tasas de variación anual de dicha demanda son las que se presentan a continuación.

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	EMELARI	339	352	366	381	396	411	427	442	458	475	493	511	529	549	569	590
2	ELIQSA	554	575	598	622	677	704	730	755	782	809	838	867	898	930	962	996
3-SING	ELECDA SING	1.051	1.092	1.135	1.180	1.227	1.275	1.323	1.372	1.422	1.474	1.528	1.584	1.642	1.702	1.764	1.829
3-SIC	ELECDA SIC	26	27	28	29	30	32	33	34	36	37	39	40	42	43	45	47
4	EMELAT	760	789	821	855	891	928	966	1.005	1.045	1.086	1.129	1.174	1.220	1.269	1.319	1.371
6	CHILQUINTA	2.689	2.800	2.921	3.049	3.182	3.319	3.460	3.594	3.734	3.879	4.030	4.187	4.349	4.519	4.694	4.877
7	CONAFE	1.964	2.045	2.134	2.227	2.394	2.502	2.607	2.708	2.813	2.921	3.034	3.151	3.273	3.399	3.531	3.667
8	EMELCA	17	17	18	19	20	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29	30
9	LITORAL	98	102	107	111	116	121	126	131	136	142	147	153	159	165	171	178
10	CHILECTRA	12.336	12.771	13.262	13.771	15.230	15.796	16.349	16.893	17.453	18.036	18.642	19.270	19.919	20.591	21.286	22.004
12	EEC	87	90	94	97	101	104	108	112	116	120	124	128	133	137	142	147
13	TIL-TIL	15	16	17	17	18	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27	28
14	EEPA	291	301	313	324	336	349	361	374	387	401	415	429	444	459	475	492
15	LUZ ANDES	10	10	11	11	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.900	10.273	10.696	11.145	11.910	12.434	12.939	13.449	13.979	14.530	15.103	15.698	16.316	16.959	17.627	18.322
20	COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
21	COOPELAN	96	100	104	108	112	117	122	126	131	135	140	145	151	156	162	168
22	FRONTEL	1.111	1.153	1.200	1.248	1.299	1.350	1.403	1.454	1.507	1.563	1.620	1.679	1.740	1.804	1.870	1.938
23	SAESA	2.417	2.507	2.605	2.706	2.811	2.918	3.027	3.125	3.226	3.330	3.437	3.548	3.663	3.781	3.903	4.029
26	CODINER	80	83	86	90	93	97	100	103	107	110	114	117	121	125	129	133
28	EDECOSA	60	63	66	69	72	75	78	81	84	87	91	94	98	102	106	110
29	CEC	124	127	132	136	140	145	149	153	157	161	165	169	173	177	182	186
31	LUZLINARES	135	139	143	148	153	157	162	166	171	175	179	184	188	193	198	203
32	LUZPARRAL	110	114	118	123	128	133	138	143	149	154	160	166	172	178	184	191
33	COPELEC	178	184	192	200	208	216	224	233	241	250	259	268	278	288	299	310
34	COELCHA	64	67	69	72	75	78	81	84	87	90	94	97	101	104	108	112
35	SOCOEPA	31	32	33	34	35	36	38	39	40	41	42	43	45	46	47	49
36	COOPREL	42	44	45	47	48	50	52	53	55	57	58	60	62	63	65	67
39	LUZ OSORNO	166	171	177	184	190	197	203	209	215	222	228	235	242	249	256	264
40	CRELL	101	104	108	112	116	120	124	128	131	135	139	143	147	152	156	161
	TOTAL	34.852	36.151	37.500	39.118	42.021	43.718	45.387	47.025	48.720	50.481	52.311	54.208	56.175	58.214	60.328	62.519

Tabla 13.1- Proyección de demanda de clientes regulados empresas distribuidoras, período 2015-2030. [GWh]

Cod Dx	Empresa Dx	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	EMELARI	3,9%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
2	ELIQSA	3,9%	4,0%	4,0%	8,7%	4,1%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
3-SING	ELECDA SING	3,9%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
3-SIC	ELECDA SIC	3,8%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
4	EMELAT	3,8%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
6	CHILQUINTA	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
7	CONAFE	4,1%	4,4%	4,4%	7,5%	4,5%	4,2%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
8	EMELCA	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
9	LITORAL	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
10	CHILECTRA	3,5%	3,8%	3,8%	10,6%	3,7%	3,5%	3,3%	3,3%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
12	EEC	3,4%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
13	TIL-TIL	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
14	EEPA	3,4%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
15	LUZ ANDES	3,4%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	3,8%	4,1%	4,2%	6,9%	4,4%	4,1%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
20	COOPERSOL	3,9%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
21	COOPELAN	3,8%	4,0%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
22	FRONTEL	3,8%	4,0%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
23	SAESA	3,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
26	CODINER	3,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
28	EDECSA	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
29	CEC	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
31	LUZLINARES	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
32	LUZPARRAL	3,8%	4,0%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
33	COPELEC	3,8%	4,0%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
34	COELCHA	3,8%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
35	SOCOEPA	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
36	COOPREL	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
39	LUZ OSORNO	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
40	CRELL	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
	TOTAL	3,7%	4,0%	4,0%	7,4%	4,0%	3,8%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%

Tabla 13.2- Tasas de crecimiento de proyección de demanda de empresas distribuidoras, período 2015-2030 [%].

4. Nivel de contratación existente

De conformidad a la normativa eléctrica, las empresas concesionarias de distribución, en forma individual o colectiva han llevado a cabo licitaciones de suministro, las que a su vez se han realizado en el marco de un proceso licitatorio global.

En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos de suministro se encuentran vigentes hasta la fecha.

PROCESO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
2006/01	CHL 2006/01	Chilectra y EEPA
2006/01	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
2006/01	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/01	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepe
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra y EEPA
2006/02-2	CHL 2006/02-2	Chilectra y EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
2008/01	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinare y LuzParral
2008/01	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2008/01-2	CGED 2008/01-2	CGE Distribución
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
2010/01	CHL 2010/01	Chilectra
2012/01	SAESA 2012/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Copelec, Crell, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepe
2012/03-2	CGED 2012/03-2	CGE Distribución
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, TII – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, TII – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.

Tabla 14: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

Adicionalmente a las licitaciones señaladas en la tabla anterior, durante el mes de diciembre de 2014 se adjudicó la oferta del último proceso licitatorio SIC 2013/03-2do llamado, correspondiente a todas las empresas distribuidoras del SIC. Sin perjuicio de que los respectivos contratos aún no han sido firmados, la energía adjudicada en dicho proceso ha sido considerada para efectos del presente análisis.

Por otro lado, en el nivel de contratación presentado se consideran a su vez los contratos pactados en forma previa a la publicación de la Ley 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.

En conformidad con lo anterior, el nivel de contratación de energía de cada empresa distribuidora para el período 2015-2030, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y considerando los bloques base y componentes base de los bloques de suministro, son los siguientes:

Cod	Concesionaria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Emelari	338	362	362	362	362	362	362	362	362	362	362	362	-	-	-	-
2	Eliqsa	662	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708	-	-	-	-
3-SING	Eledda SING	1.150	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	-	-	-	-
3-SIC	Eledda SIC	22	22	23	26	32	29	27	25	24	23	12	12	12	12	12	12
4	Emelat	796	790	800	856	983	843	803	749	735	703	308	277	275	271	274	276
6	Chilquinta	2.796	2.796	2.881	2.991	3.188	3.232	3.248	3.230	3.243	2.153	1.404	1.353	824	801	796	791
7	Conafe	1.929	1.192	1.091	1.331	1.977	1.800	1.636	1.445	1.382	1.273	787	646	638	625	626	626
8	EMELCA	22	22	22	23	23	24	25	25	26	10	8	8	8	8	8	8
9	Litoral	100	100	102	107	116	117	118	117	118	76	46	44	32	31	31	31
10	Chilectra	11.827	12.378	12.727	13.326	14.617	14.729	13.758	11.930	10.477	8.282	7.135	5.108	5.062	3.852	3.839	3.827
14	EEPA	409	408	407	407	412	412	337	325	218	203	182	99	96	94	94	94
18	CGE Distribución	9.762	9.900	10.150	10.964	13.360	12.964	12.650	10.509	10.292	7.760	3.982	3.600	3.564	3.497	3.507	3.515
20	Coopersol	2	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9	9	9	9	9	9
21	Coopelan	98	93	92	101	122	90	80	68	64	57	39	34	33	33	32	32
22	Frontel	1.145	1.126	1.135	1.217	1.408	999	878	739	692	615	437	385	381	373	373	374
23	Saesa	2.605	2.510	2.507	2.673	3.089	2.172	1.915	1.620	1.521	1.355	954	847	839	823	826	828
26	Codiner	76	77	79	86	102	74	66	60	56	50	35	33	33	33	34	34
28	EDECSA	67	68	70	73	77	79	79	79	79	42	23	22	21	21	20	20
29	CEC	138	139	142	157	189	140	126	108	101	90	64	57	57	56	57	57
31	LuzLinares	127	130	133	140	155	156	156	153	153	93	46	42	42	41	41	41
32	LuzParral	115	115	115	117	125	129	131	131	132	65	38	37	37	36	37	37
33	Copelec	192	190	194	215	264	198	177	152	144	130	92	83	84	83	85	86
34	Coelcha	82	72	71	81	108	89	81	71	68	62	42	34	32	30	28	27
35	Socoepa	40	42	43	47	54	38	34	29	28	25	19	18	18	18	19	19
36	Cooprel	44	44	46	51	64	50	46	40	39	35	26	25	26	26	27	29
39	Luz Osorno	171	163	162	172	200	146	130	111	104	94	64	55	55	54	54	54
40	Crell	112	109	110	127	167	135	122	105	99	89	59	51	51	49	49	49
	TOTAL	34.824	34.788	35.406	37.589	43.135	40.950	38.926	34.127	32.103	25.594	18.113	15.177	12.227	10.878	10.877	10.877

Tabla 15.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

Cabe señalar que la información presentada en esta tabla difiere respecto de lo informado en la carta CNE N°49, producto de que lo informado en dicha carta corresponde a la contratación total de los respectivos bloques de suministro, mientras que en la tabla anterior se han considerado sólo los bloques base y las componentes base de los bloques de suministro, sin incluir las holguras de contratación correspondientes a las componentes variables. Lo anterior en consistencia con la información utilizada en la determinación del Precio de Nudo Promedio.

Las empresas distribuidoras Til-Til, Colina y LuzAndes mantienen un mandato de suministro con la empresa Chilectra, por lo que no aparecen con energía contratada en la tabla anterior.

De la información anterior se puede apreciar gráficamente la siguiente evolución del nivel de contratación agregado de las empresas concesionarias:

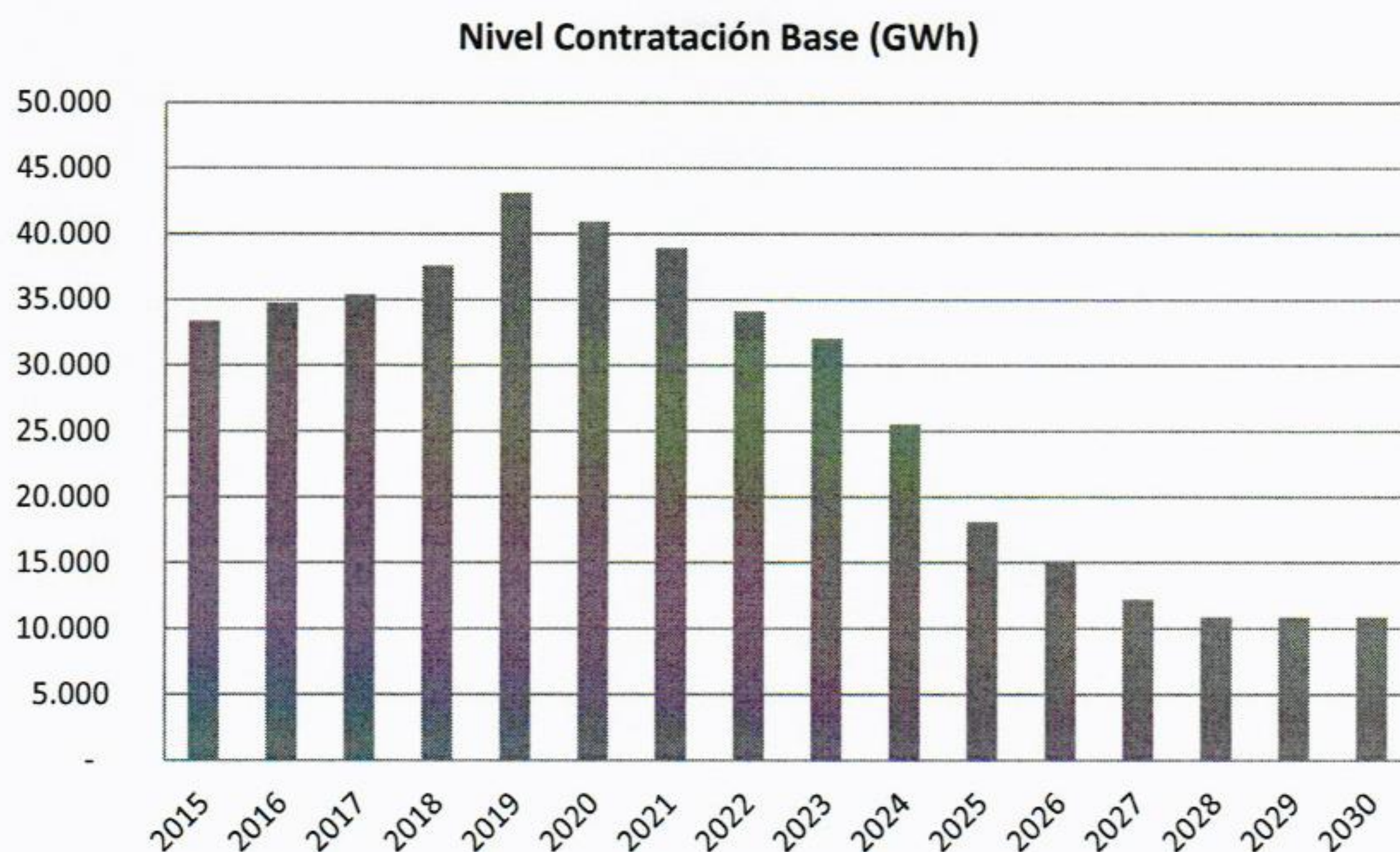


Figura 15.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

5. Necesidades de suministro a contratar

A partir de la información de proyecciones de demanda a nivel troncal presentada en el punto 3, y el nivel de contratación según lo presentado en el punto 4 anterior, se proyectan las necesidades de suministro de cada empresa distribuidora como la diferencia entre ambos valores, para el período 2015 a 2030, respecto de la cual un valor positivo representa un superávit de contratación y un valor negativo representa un déficit de suministro (necesidad).

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	EMELARI	-0,5	10,1	-3,9	-18,5	-33,5	-48,9	-64,6	-80,2	-96,4	-113,2	-130,5	-148,6	-529,3	-548,7	-568,8	-589,6
2	ELIQSA	107,8	132,6	109,7	85,9	31,4	3,6	-22,0	-47,6	-74,0	-101,5	-129,9	-159,4	-897,9	-929,5	-962,4	-996,4
3-SING	ELECDASING	98,7	138,4	94,9	49,8	3,1	-44,5	-93,1	-141,6	-191,8	-243,8	-297,8	-353,7	-1.641,7	-1.701,8	-1.764,1	-1.828,7
3-SIC	ELECDASIC	-3,7	-4,6	-5,3	-3,7	1,6	-3,0	-5,8	-9,3	-11,2	-13,8	-26,1	-28,6	-30,0	-31,6	-33,1	-34,5
4	EMELAT	36,0	1,8	-20,7	0,3	91,7	-85,0	-163,8	-256,1	-310,0	-383,0	-821,0	-897,2	-945,0	-997,2	-1.045,4	-1.095,6
6	CHILQUINTA	106,6	-4,1	-40,0	-58,0	5,6	-86,7	-211,4	-363,9	-490,5	-1.725,8	-2.626,0	-2.833,6	-3.525,1	-3.717,2	-3.898,3	-4.086,3
7	CONAFE	-34,8	-853,2	-1.043,4	-896,6	-416,5	-702,7	-971,0	-1.263,5	-1.430,6	-1.647,8	-2.246,8	-2.505,7	-2.634,8	-2.774,2	-2.904,9	-3.040,8
8	EMELCA	4,9	4,2	3,9	3,8	3,2	3,6	3,5	3,0	2,5	-13,8	-17,2	-18,5	-19,4	-20,4	-21,3	-22,2
9	LITORAL	1,4	-2,6	-4,5	-4,5	-0,5	-3,9	-8,3	-13,9	-18,6	-66,1	-100,9	-108,6	-126,9	-133,9	-140,3	-147,1
10	CHILECTRA	-508,7	-393,1	-535,2	-444,5	-613,1	-1.067,0	-2.591,2	-4.962,5	-6.975,6	-9.753,4	-11.507,1	-14.161,8	-14.857,5	-16.739,4	-17.446,6	-18.177,2
12	EEC	-87,2	-90,2	-93,6	-97,1	-100,7	-104,4	-108,2	-111,9	-115,8	-119,9	-124,1	-128,4	-132,9	-137,5	-142,3	-147,3
13	TIL-TIL	-15,2	-15,8	-16,5	-17,3	-18,0	-18,8	-19,6	-20,3	-21,1	-22,0	-22,8	-23,7	-24,6	-25,6	-26,6	-27,6
14	EEPA	117,7	106,3	94,4	82,3	75,2	62,8	-24,5	-48,8	-169,4	-197,5	-232,4	-330,4	-347,9	-365,2	-381,3	-398,1
15	LUZ ANDES	-10,1	-10,4	-10,8	-11,2	-11,7	-12,1	-12,5	-13,0	-13,4	-13,9	-14,4	-14,9	-15,4	-15,9	-16,5	-17,0
18	CGE DISTRIBUCIÓN	-138,3	-373,0	-546,1	-181,3	1.450,2	530,3	-288,5	-2.939,3	-3.686,6	-6.770,3	-11.120,4	-12.097,9	-12.751,8	-13.461,5	-14.120,7	-14.806,5
20	COOPERSOL	0,1	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,1	3,8	4,6	5,4	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0
21	COPELAN	2,1	-6,8	-11,6	-7,1	9,2	-26,6	-41,7	-58,1	-66,9	-78,3	-101,5	-111,6	-117,4	-123,7	-129,5	-135,5
22	FRONTEL	33,8	-27,2	-64,3	-31,6	109,2	-351,1	-525,2	-714,9	-815,3	-947,8	-1.183,0	-1.293,7	-1.359,4	-1.430,8	-1.496,4	-1.564,4
23	SAESA	188,1	2,7	-97,8	-33,5	278,6	-745,9	-1.112,4	-1.504,7	-1.705,0	-1.974,9	-2.483,4	-2.701,6	-2.824,3	-2.958,1	-3.077,8	-3.201,6
26	CODINER	-4,0	-6,0	-7,4	-3,6	9,0	-22,7	-34,4	-43,7	-50,4	-60,0	-78,4	-84,9	-88,4	-92,2	-95,6	-99,0
28	EDECSA	6,2	5,4	4,6	4,1	5,7	3,9	1,2	-2,2	-4,8	-44,8	-67,2	-72,5	-76,7	-81,0	-85,2	-89,5
29	CEC	13,9	11,7	10,8	20,9	48,5	-4,8	-23,5	-45,0	-55,4	-70,4	-100,6	-111,2	-115,8	-120,9	-125,1	-129,3
31	LUZLINARES	-7,5	-9,1	-10,5	-8,0	2,4	-1,2	-6,8	-13,5	-17,5	-81,7	-133,1	-141,6	-146,6	-152,2	-156,8	-161,7
32	LUZPARRAL	5,6	1,5	-3,1	-6,1	-3,4	-4,3	-7,5	-12,4	-16,4	-89,5	-121,6	-129,1	-135,2	-141,9	-147,9	-154,2
33	COPELEC	14,1	5,9	2,3	15,4	56,8	-17,8	-47,3	-80,7	-97,0	-120,0	-166,9	-185,1	-194,5	-205,0	-214,1	-223,5
34	COELCHA	17,5	5,8	1,5	9,0	32,7	10,9	-0,4	-13,4	-19,4	-28,3	-52,0	-63,1	-68,7	-74,5	-79,9	-85,1
35	SOCOEPA	9,4	9,9	10,4	12,7	18,5	1,7	-3,6	-9,5	-11,9	-16,0	-23,2	-25,6	-26,5	-27,6	-28,5	-29,4
36	COOPREL	1,7	0,7	0,5	4,5	15,8	-0,5	-6,3	-13,6	-16,4	-21,1	-31,8	-35,0	-36,0	-37,2	-37,9	-38,6
39	LUZ OSORNO	5,3	-8,5	-15,7	-11,4	10,2	-50,4	-73,6	-98,5	-111,0	-128,0	-164,6	-179,5	-187,0	-195,2	-202,5	-209,9
40	CRELL	11,0	4,2	2,3	15,1	50,8	15,1	-2,0	-22,4	-32,2	-46,0	-80,1	-92,1	-96,9	-102,4	-107,0	-111,7
	TOTAL	-28,0	-1.363,0	-2.194,0	-1.528,9	1.114,1	-2.768,1	-6.461,3	-12.897,7	-16.617,5	-24.887,1	-34.198,1	-39.031,0	-43.947,4	-47.336,0	-49.450,4	-51.642,3

Tabla 16.- Necesidades de suministro de empresas distribuidoras [GWh]

Cabe señalar que el nivel de contratación presentado en la tabla anterior difiere respecto de lo señalado en la carta CNE N°49, producto de que lo informado en dicha carta corresponde a las necesidades mínimas de suministro considerando la contratación existente con la totalidad de los bloques de suministro, mientras que en la tabla anterior se han considerado sólo los bloques base y las componentes base de los bloques de suministro, de modo de reconocer las holguras correspondientes a las respectivas componentes variables.

Asimismo, para efectos de la contabilización agregada de las necesidades de suministro sistémicas, se considera la aplicación del mecanismo de traspaso de excedentes entre empresas distribuidoras, de acuerdo a lo establecido en el artículo 135° quáter de la Ley.

6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica

Los compromisos de suministro de las empresas generadoras son satisfechos mediante la adquisición de energía y potencia en el mercado mayorista, independientemente del nivel de generación de sus unidades, con el objeto de abastecer a sus clientes, tanto regulados como no sometidos a regulación de precios, 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 calcular la Energía Disponible Estimada que cada empresa generadora podría aportar al sistema en el horizonte de análisis. Esta energía no corresponde necesariamente a la energía esperada que inyectará cada central, ni tampoco, dada las características del mercado mayorista, debe tener un correlato con los contratos que cada empresa generadora pueda suscribir con sus clientes, dado el carácter financiero, no físico, de los mismos.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador actualmente en operación y aquel considerado como en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°75, de fecha 13 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que actualiza y comunica obras de generación en construcción, utilizándose diversos criterios dependiendo de la tecnología de cada una de las unidades generadoras. De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó la generación promedio esperada en el horizonte analizado, correspondiente una hidrología seca, considerando como tal el año de la estadística hidrológica más cercano 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 los respectivos CDEC. En el caso de las centrales eólicas, se utilizó la información correspondiente a lo considerado por el CDEC-SIC para el cálculo preliminar de potencia firme 2015;

mientras que en el caso de las centrales solares, se utilizó la estadística existente de generación real. 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. Éste cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla total del parque generador considerado.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energía Disponible Estimada anual en [GWh]	114.797	118.818	125.043	126.874	127.665	127.964	128.263	128.263	128.263	128.263	128.263	128.263	128.263	128.263	128.263	128.263

Tabla N° 17: Energía Disponible Anual [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 mediante carta CNE N°62 de fecha 6 de febrero de 2015 dirigida a las empresas generadoras, *“informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2015 hasta 2030, 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 esta 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 los CDEC deben disponer, de acuerdo a lo establecido en el artículo 37 del Decreto Supremo N° 291 de 2007, que Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, que establece que las Direcciones de Peajes de cada CDEC deben *“llevar un registro público con las características principales de los contratos de suministro vigente en el respectivo sistema eléctrico. Las características a registrar deberán ser las siguientes: plazos de vigencia, indicación de los puntos de retiro, cantidades de retiro en MWh acordados en los respectivos contratos, y si están afectos o no a la Ley N° 20.257”*.

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	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energía Contratada anual en [GWh]	80.290	78.563	77.945	77.164	82.690	79.393	73.189	67.640	62.918	54.873	43.369	39.146	34.581	30.681	27.781	25.089
Margen disponible [GWh]	34.508	40.255	47.099	49.710	44.975	48.571	55.074	60.623	65.345	73.390	84.894	89.117	93.682	97.582	100.482	103.174

Tabla N° 18: Energía contratada anual y margen [GWh]

Cabe señalar que los valores presentados corresponden a la energía total disponible considerando ciertos criterios de disponibilidad para cada tecnología, y no necesariamente representan un despacho esperado de las unidades de generación, incluyéndose la generación completa del parque existente y en construcción, sin considerar si la misma responde a criterios de eficiencia.

Por su parte, la energía contratada no corresponde a una proyección de demanda, sino que a la energía que de acuerdo a lo informado por las empresas suministradoras, tienen comprometida con sus clientes en caso que éstos lo requieran.

Del análisis de las tablas N° 17 y 18, 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 de los sistemas eléctricos para suministrar a sus compromisos de retiro y a la demanda que pudiera necesitar futuros contratos de suministro. El resultado positivo de este margen resulte positivo refleja la suficiencia del sistema frente a la demanda contratada.

7. Condiciones especiales de licitación

No se consideran condiciones especiales de licitación en el marco del presente informe preliminar.

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

Anótese y Publíquese


CAROLINA ZELAYA RÍOS
SECRETARIA EJECUTIVA (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



PRM/PPG/CLA/JOE/LCE/FCP/gav
Distribución:

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