

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

RESOLUCION EXENTA N° 58

SANTIAGO, 31 de enero de 2018

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado;
- d) Lo establecido en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante e indistintamente "D.S. N° 86";
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603 de la Comisión, ambas del 2017, en adelante e indistintamente la "Resolución Exenta N° 641";

- f) Los Oficios Ordinarios N°s 723 y 724 de la Comisión, ambos de fecha 22 de diciembre de 2017, que comunican al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de diciembre de 2017;
- g) Las observaciones realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional y los coordinados al Informe Técnico Preliminar indicado en el literal f) anterior;
- h) La Resolución Exenta N° 740 de la Comisión, del 21 de diciembre de 2017, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción; y,
- i) Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, el artículo 160° de la Ley dispone que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente;
- b) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 171° de la Ley y el artículo primero de la Resolución Exenta N° 641, los precios de nudo de corto plazo de energía y potencia de punta serán fijados semestralmente, previo informe de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", en los meses de febrero y agosto de cada año;
- c) Que, conforme a lo señalado en el artículo 169° de la Ley y el inciso primero del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, para los efectos de cada fijación semestral de precios de nudo de corto plazo, la Comisión comunicará, al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas que corresponda, un informe técnico definitivo del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, los días 31 de enero y 31 de julio de cada año, respectivamente, o al día siguiente hábil;

- d) Que, conforme a lo señalado en el artículo 165° de la Ley y el inciso segundo del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, dentro de los primeros quince días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo referido en el considerando c) anterior, la Comisión deberá poner en conocimiento del Coordinador y de los coordinados a través de éste, un informe técnico preliminar del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162° de la Ley, el que deberá contener lo señalado en el artículo 165° de la misma;
- e) Que, en cumplimiento de lo expuesto anteriormente, mediante oficios individualizados en el literal f) de vistos, la Comisión comunicó al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de diciembre de 2017;
- f) Que, el Coordinador Eléctrico Nacional y los coordinados formularon observaciones al informe señalado en el considerando anterior;
- g) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme al mérito del informe ya individualizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo, según se señalará a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Definitivo, de enero de 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ENERO 2018

ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
INTRODUCCIÓN.....	5
1 ANTECEDENTES.....	7
1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA.....	7
1.1.1 Previsión de demanda total del sistema.....	7
1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía.....	8
1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES.....	9
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	9
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	18
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural.....	20
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	22
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	24
1.5 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA.....	27
1.6 STOCKS DE EMBALSES.....	28
1.7 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	29
1.8 OBLIGACIÓN ERNC.....	29
2 METODOLOGÍA.....	31
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	31
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO.....	32
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.....	32
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas.....	32
2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	33

2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	33
2.5.1	Centrales Eólicas.....	33
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas	35
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	37
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador	37
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	37
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	38
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	39
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	39
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	40
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	40
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO	40
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión	40
3	RESULTADOS	42
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	42
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	43
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	46
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	52
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	53
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	54
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta	54
3.6.2	Indexación del precio de la energía	56
3.7	DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIOS DE MERCADO	56

3.7.1	Determinación Precio Medio Básico	56
3.7.2	Determinación de Banda de Precios	57
3.7.3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado	57
3.7.4	Precios de nudo ajustados a Banda de Precios	58
3.8	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	59
3.8.1	Indexación cargos por energía reactiva	59
3.8.2	Condiciones de aplicación	59
3.9	COSTO DE RACIONAMIENTO	61
3.10	COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY	62
3.11	FACTORES DE MODULACIÓN	62

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o “la Ley”, en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603, ambas del 2017, en adelante e indistintamente “Resolución N° 641”, y en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante e indistintamente “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “el Coordinador”, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico de cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicita:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo de corto plazo, sus fórmulas de indexación y el costo de racionamiento.

A partir de los antecedentes señalados en los literales anteriores, para un determinado horizonte de planificación, se determina el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo de estudio, que en este caso, y según lo establecido en el artículo 5° de la Resolución N° 641, es de 10 años, incluyendo, en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. En base a lo señalado, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un periodo de 48 meses, cuyos valores actualizados y ponderados por la energía se denominan Precios Básicos de la Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de la Potencia de Punta por subsistema definido al efecto, conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

En el presente informe técnico se presentan los supuestos de cálculo, los antecedentes utilizados, la metodología considerada y los resultados obtenidos, además de todas aquellas consideraciones señaladas en la normativa vigente.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 37° del Reglamento de Precios de Nudo, y a lo señalado en la Resolución Exenta N° 668 de la Comisión, del 21 de noviembre de 2017, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, "SING") con el Sistema Interconectado Central (en adelante, "SIC"), para la determinación de los precios de nudo de corto plazo, el presente informe técnico considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "SEN") en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la Ley.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha estimado pertinente utilizar la denominación "SEN-SIC" y "SEN-SING" con el objeto de permitir una debida transición en aquellas variables de este informe que no han sido unificadas a la fecha, y en aquellos parámetros que, por simplicidad de identificación, consideren tal diferenciación. Tal nomenclatura se utilizará para referirse a aquellas instalaciones que, con fecha previa a la interconexión señalada en la Resolución Exenta N°668, ya citada, hayan formado parte de los sistemas SIC y SING y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad a los mismos, y que, en la actualidad, forman parte del SEN.

1 ANTECEDENTES

En esta sección, se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios de nudo de corto plazo en el SEN, explicitando las variables de cálculo y sus consideraciones. Mayores detalles de las mismas, se encuentran contenidos en los anexos publicados en conjunto con el presente informe en la página web de la Comisión.

Cabe señalar que, de conformidad a lo indicado en el artículo 10° de la Resolución N° 641, respecto de las centrales de generación, se utilizarán como base para la modelación, aquellos antecedentes enviados por el Coordinador.

En consideración a lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución N° 641, el tipo de cambio utilizado en el presente informe técnico corresponde al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo, esto es, noviembre de 2017, el que tiene un valor de 633,77 pesos/USD.

1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA

1.1.1 Previsión de demanda total del sistema

En la Tabla 1 se presenta la previsión de la demanda de energía eléctrica en el sistema utilizada para la elaboración del presente informe técnico, hasta el año 2030, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación(*)		
	Libre	Regulado	Sistema (*)	Libre	Regulado	Sistema
2018	37.983	32.207	70.190	-	-	-
2019	39.258	33.007	72.266	3,36%	2,48%	2,96%
2020	40.258	34.076	74.334	2,55%	3,24%	2,86%
2021	41.175	35.413	76.588	2,28%	3,93%	3,03%
2022	42.052	36.903	78.954	2,13%	4,21%	3,09%
2023	42.854	38.407	81.260	1,91%	4,08%	2,92%
2024	43.620	39.950	83.570	1,79%	4,02%	2,84%
2025	44.754	41.247	86.001	2,60%	3,25%	2,91%
2026	46.220	42.152	88.372	3,28%	2,19%	2,76%
2027	47.651	43.155	90.806	3,10%	2,38%	2,75%
2028	49.078	44.152	93.230	3,00%	2,31%	2,67%
2029	50.520	45.192	95.711	2,94%	2,36%	2,66%
2030	50.846	46.228	97.074	0,65%	2,29%	1,42%

(*) Tasa de variación anual y demanda total del sistema, calculadas en GWh. Diferencias en la suma de los porcentajes anuales se debe a aproximaciones de redondeo.

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encontrarán publicadas junto con los antecedentes de la presente fijación. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el Informe Final de Licitaciones, de acuerdo a lo informado en la Resolución Exenta CNE N° 250, de fecha 15 de mayo de 2017, y en el Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2017-2037 para el Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, comunicado a los Coordinados mediante carta CNE N° 574, del 24 de noviembre de 2017, y al Coordinador mediante Oficio CNE N° 646 de la misma fecha.

1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

Para efectos de obtener una modelación adecuada de los aportes de las centrales solares y eólicas, así como también una representación con mayor resolución de los retiros del sistema, se utilizó en la presente fijación una modelación temporal de la demanda de 16 bloques. Así, para cada mes se consideran 8 bloques que representan un día hábil promedio y 8 bloques que representan un día no hábil promedio. En la tabla siguiente se presenta la distribución de los bloques para cada mes.

Tabla 2: Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	2	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	1
3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
7	6	6	4	6	4	4	4	4	6	6	6	6	5	5	3	5	3	3	3	3	5	5	5	5
8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
9	8	8	8	8	6	6	6	6	6	6	8	8	7	7	7	7	5	5	5	5	5	5	7	7
10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
11	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7
12	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	10	10	9	9	9	7	7	7	7	7	7	9	9	9
13	10	10	10	10	10	8	8	8	10	10	10	10	9	9	9	9	7	7	7	9	9	9	9	9
14	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
15	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
17	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
18	12	12	12	12	12	14	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	13	11	11	11	11	11	11
19	12	12	12	14	14	16	14	14	14	14	12	12	11	11	11	13	13	15	13	13	13	13	11	11
20	14	14	14	14	14	16	16	16	14	14	14	14	13	13	13	13	13	15	15	15	13	13	13	13
21	14	14	16	16	16	16	16	16	16	16	14	14	13	13	15	15	15	15	15	15	15	15	13	13
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
23	16	16	16	2	2	2	16	2	2	2	16	16	15	15	15	1	1	1	15	1	1	1	15	15
24	16	16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	15	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

De esta forma, para cada mes de simulación se ha modelado la demanda en 16 bloques de distinta duración, donde cada hora de cada mes está asociada a un bloque de demanda. En la siguiente tabla se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda

Mes	Duración de Bloques de Demanda por Mes (%)																Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	2,4	5,9	4,8	11,8	2,4	5,9	2,4	5,9	8,5	20,7	2,4	5,9	2,4	5,9	3,6	8,9	100
2	2,4	6,0	4,8	11,9	2,4	6,0	2,4	6,0	8,3	20,8	2,4	6,0	2,4	6,0	3,6	8,9	100
3	4,4	8,1	7,4	13,4	1,5	2,7	3,0	5,4	8,9	16,1	4,4	8,1	1,5	2,7	4,4	8,1	100
4	4,4	12,2	4,4	12,2	2,2	6,1	4,4	12,2	4,4	12,2	2,2	6,1	2,2	6,1	2,2	6,1	100
5	4,0	8,5	8,1	16,9	2,7	5,6	4,0	8,5	5,4	11,3	2,7	5,6	2,7	5,6	2,7	5,6	100
6	4,2	8,3	8,3	16,7	2,8	5,6	5,6	11,1	4,2	8,3	1,4	2,8	1,4	2,8	5,6	11,1	100
7	2,4	5,9	7,3	17,7	2,4	5,9	4,8	11,8	3,6	8,9	2,4	5,9	1,2	3,0	4,8	11,8	100
8	4,0	8,5	8,1	16,9	2,7	5,6	5,4	11,3	4,0	8,5	2,7	5,6	1,3	2,8	4,0	8,5	100
9	5,0	7,5	8,3	12,5	5,0	7,5	5,0	7,5	6,7	10,0	3,3	5,0	3,3	5,0	3,3	5,0	100
10	3,6	8,9	6,0	14,8	3,6	8,9	3,6	8,9	4,8	11,8	2,4	5,9	2,4	5,9	2,4	5,9	100
11	2,8	5,6	6,9	13,9	2,8	5,6	4,2	8,3	6,9	13,9	4,2	8,3	2,8	5,6	2,8	5,6	100
12	4,4	8,1	5,9	10,8	3,0	5,4	4,4	8,1	7,4	13,4	4,4	8,1	3,0	5,4	3,0	5,4	100

* La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en la suma de los porcentajes mensuales se debe a aproximaciones de redondeo.

1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

De conformidad a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución N° 641, para la elaboración del presente informe técnico se utilizaron como antecedentes los precios de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del sistema, enviados por el Coordinador, correspondientes a los últimos dos meses, utilizándose un promedio de los costos en dicho período de tiempo. Esta información se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 4: Costos variables de centrales térmicas del SEN-SING

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
AES GENER	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS - ANG1	239,18	0,05	CARBÓN	USD/Ton	91,40	Ton/MWh	0,39	2,50	38,59
	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS - ANG2	243,28	0,05	CARBÓN	USD/Ton	91,40	Ton/MWh	0,40	2,50	38,71
	Cochrane - CCH1	235,62	0,05	CARBÓN	USD/Ton	93,55	Ton/MWh	0,38	3,51	38,89
	Cochrane - CCH2	235,50	0,05	CARBÓN	USD/Ton	93,55	Ton/MWh	0,38	3,51	38,89
BHP BILLITON	Kelar - Kelar	479,31	0,03	GAS NATURAL	USD/m3	0,30	m3/MWh	188,85	1,69	58,61
	Kelar - Kelar	428,40	0,03	DIÉSEL	USD/m3	409,67	m3/MWh	0,19	3,19	82,76
CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ - CTTAR	130,52	0,04	CARBÓN	USD/Ton	98,12	Ton/MWh	0,42	1,40	43,03
	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ - TGTAR	18,90	0,02	DIÉSEL	USD/m3	499,00	m3/MWh	0,47	0,41	235,20
COLLAHUASI	Ujina - Ujina_1	6,35	0,03	FUEL OIL	USD/Ton	397,84	Ton/MWh	0,20	17,00	95,77
	Ujina - Ujina_2	6,35	0,03	FUEL OIL	USD/Ton	397,84	Ton/MWh	0,20	17,00	96,57
	Ujina - Ujina_3	6,35	0,03	FUEL OIL	USD/Ton	397,84	Ton/MWh	0,19	17,00	93,78
	Ujina - Ujina_4	6,35	0,03	FUEL OIL	USD/Ton	397,84	Ton/MWh	0,20	17,00	94,98
	Ujina - Ujina_5	8,45	0,03	FUEL OIL	USD/Ton	397,84	Ton/MWh	0,21	15,90	97,46
	Ujina - Ujina_6	8,45	0,03	FUEL OIL	USD/Ton	397,84	Ton/MWh	0,20	15,90	95,86
Engie S.A.	DIESEL ARICA - GMAR	7,96	0,04	DIÉSEL	USD/m3	498,00	m3/MWh	0,29	9,20	156,02
	DIESEL ARICA - M1AR	2,92	0,03	DIÉSEL	USD/m3	498,00	m3/MWh	0,30	9,20	159,42
	DIESEL ARICA - M2AR	2,92	0,11	DIÉSEL	USD/m3	498,00	m3/MWh	0,30	9,20	158,95
	DIESEL IQUIQUE - MIQ	2,89	0,02	DIÉSEL	USD/m3	484,56	m3/MWh	0,30	9,90	156,01
	DIESEL IQUIQUE - SUIQ	3,86	0,03	DIÉSEL	USD/m3	484,56	m3/MWh	0,33	9,90	167,87
	DIESEL IQUIQUE - TGIQ	18,81	0,04	DIÉSEL	USD/m3	484,56	m3/MWh	0,38	1,70	186,18
	DIESEL IQUIQUE - MAIQ	5,70	0,07	DIÉSEL	USD/m3	421,61	m3/MWh	0,26	7,90	116,25
	DIESEL IQUIQUE - MSIQ	5,70	0,08	DIÉSEL	USD/m3	419,60	m3/MWh	0,23	4,70	100,20
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM1	138,00	0,05	CARBÓN	USD/Ton	95,09	Ton/MWh	0,47	8,51	53,38
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM2	143,00	0,05	CARBÓN	USD/Ton	94,65	Ton/MWh	0,42	6,31	46,12
	CT TOCOPILLA - U12	71,28	0,06	CARBÓN	USD/Ton	96,36	Ton/MWh	0,48	11,84	57,62
	CT TOCOPILLA - U13	74,27	0,06	CARBÓN	USD/Ton	96,36	Ton/MWh	0,49	11,26	58,74

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	CT TOCOPILLA - U14	117,38	0,06	CARBÓN	USD/Ton	96,36	Ton/MWh	0,43	7,64	49,36
	CT TOCOPILLA - U15	112,76	0,06	CARBÓN	USD/Ton	96,45	Ton/MWh	0,42	5,35	45,56
	CT TOCOPILLA - TG1	12,42	0,02	DIÉSEL	USD/m3	490,63	m3/MWh	0,45	0,99	223,13
	CT TOCOPILLA - TG2	12,42	0,02	DIÉSEL	USD/m3	490,63	m3/MWh	0,45	0,99	223,13
	CT TOCOPILLA - TG3	25,93	0,03	DIÉSEL	USD/m3	490,63	m3/MWh	0,34	0,99	167,86
	CT TOCOPILLA - U16	331,90	0,03	DIÉSEL	USD/m3	490,63	m3/MWh	0,20	85,35	181,02
	CT TOCOPILLA - U16	331,90	0,03	GAS NATURAL	USD/m3	0,18	m3/MWh	229,79	6,37	47,32
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM3	200,90	0,02	DIÉSEL	USD/m3	488,97	m3/MWh	0,25	7,21	128,59
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM3	200,90	0,02	GAS NATURAL	USD/m3	0,18	m3/MWh	224,65	4,65	44,69
	DIESEL TAMAYA - SUTA	99,99	0,05	FUEL OIL	USD/Ton	386,86	Ton/MWh	0,22	12,66	99,68
	TERMOELÉCTRICA ANDINA - CTA	148,41	0,05	CARBÓN	USD/Ton	94,85	Ton/MWh	0,39	5,91	42,69
	TERMOELÉCTRICA HORNITOS - CTH	141,80	0,05	CARBÓN	USD/Ton	97,09	Ton/MWh	0,40	5,74	44,69
ENAEX	DIESEL ENAEX - CUMMINS	1,00	0,05	DIÉSEL	USD/m3	490,22	m3/MWh	0,35	14,00	187,02
	DIESEL ENAEX - DEUTZ	2,00	0,05	DIÉSEL	USD/m3	490,22	m3/MWh	0,39	15,00	205,32
ENEL GREEN POWER	CERRO PABELLÓN - CERRO PABELLÓN	27,50	0,04	Geotérmica	-	0,00	-	1,00	2,00	2,00
ENGIE	Infraestructura Energética Mejillones - Infraestructura Energética Mejillones	375,00	0,05	CARBÓN	USD/Ton	84,64	Ton/MWh	0,40	6,00	39,60
	DIESEL ZOFRI - ZOFRI_1	0,45	0,03	DIÉSEL	USD/m3	487,85	m3/MWh	0,26	19,39	147,61
	DIESEL ZOFRI - ZOFRI_6	0,45	0,03	DIÉSEL	USD/m3	487,85	m3/MWh	0,23	19,39	132,00
	DIESEL ZOFRI - ZOFRI_2-5	5,16	0,03	DIÉSEL	USD/m3	487,85	m3/MWh	0,26	17,51	144,24
	ESTANDARTES - ZOFRI_13	1,60	0,03	DIÉSEL	USD/m3	487,85	m3/MWh	0,26	17,28	144,06
	ESTANDARTES - ZOFRI_7-12	4,80	0,03	DIÉSEL	USD/m3	487,85	m3/MWh	0,25	23,03	143,06
EQUIPOS DE GENERACION	DIESEL INACAL - INACAL	6,62	0,03	DIÉSEL	USD/m3	438,04	m3/MWh	0,27	9,06	127,74
	ATACAMA - CC1	325,50	0,02	DIÉSEL	USD/m3	518,77	m3/MWh	0,22	7,83	120,34
	ATACAMA - CC2	325,50	0,02	DIÉSEL	USD/m3	518,77	m3/MWh	0,21	7,83	117,37
INGENOVA	PMG Ingenova - AGB	2,00	0,05	DIÉSEL	USD/m3	497,77	m3/MWh	0,28	14,15	151,05
MANTOS BLANCOS	DIESEL MANTOS BLANCOS - MIMB	27,92	0,07	DIÉSEL	USD/m3	535,16	m3/MWh	0,30	22,99	182,97
NORACID	NORACID - NORACID	17,50	0,05	Otro	-	0,00	-	1,00	1,98	1,98

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Específico	Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
NORGENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER - NTO1	125,64	0,05	CARBÓN	USD/Ton	92,42	Ton/MWh	0,42	2,31	41,09
	TERMOELÉCTRICA NORGENER - NTO2	125,83	0,05	CARBÓN	USD/Ton	92,42	Ton/MWh	0,41	2,26	39,91
TECNET	DIESEL PORTADA - PORTADA	3,00	0,07	DIÉSEL	USD/m3	518,68	m3/MWh	0,25	16,07	148,10

* La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en el valor del costo variable se deben a aproximaciones de redondeo.

Tabla 5: Costos variables de centrales térmicas del SEN-SIC

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de disponibilidad	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Específico	Consumo Específico	C.Var.NoComb. [US\$/MWh]	C.Var. [US\$/MWh]
AASA Energía	El Campesino Biogas	1,00	0,979	GNL	US\$/dam3	280,13	dam3/MWh	0,34	3,87	98,13
AES GENER S.A.	Los Vientos	131,34	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	613,96	Ton/MWh	0,27	2,95	166,88
	Ventanas 01	113,40	0,931	Carbón	US\$/Ton	108,55	Ton/MWh	0,42	2,18	47,23
	Ventanas 02	208,56	0,979	Carbón	US\$/Ton	110,82	Ton/MWh	0,40	1,38	45,37
	Laguna Verde	45,12	0,500	Petróleo diésel	US\$/Ton	589,82	Ton/MWh	0,41	7,86	250,86
	Laguna Verde TG	17,92	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	589,82	Ton/MWh	0,26	11,42	167,13
	Santa Lidia	137,61	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	620,62	Ton/MWh	0,26	3,53	167,37
	Laja 01	7,92	0,967	Desechos Forestales	US\$/Ton	4,93	Ton/MWh	8,82	3,40	46,89
Laja 02	3,55	0,967	Desechos Forestales	US\$/Ton	-	Ton/MWh	-	-	0,00	
AGRÍCOLA ANCALÍ LTDA.	Ancali 1	1,56	0,979	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
AGUAS ANDINAS S.A.	Trebal Mapocho	8,23	0,979	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
ANDES GENERACIÓN	Andes Generación TG1	6,11	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	378,16	Ton/MWh	0,24	20,83	111,93
	Andes Generación TG2	6,11	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	378,16	Ton/MWh	0,24	20,83	111,93
	Andes Generación TG3	6,11	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	378,16	Ton/MWh	0,24	20,83	110,40
	Andes Generación TG4	12,22	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	378,16	Ton/MWh	0,25	20,83	114,22
ARAUCO BIOENERGIA S.A.	Celco 01	3,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	4,50	Nm3/MWh	5,44	1,90	26,38
	Celco 02	2,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	4,50	Nm3/MWh	5,44	1,90	26,38
	Celco 03	3,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	395,41	Nm3/MWh	0,31	1,90	124,48
	licanten 00	5,91	0,984	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	6,40	Nm3/MWh	6,06	1,90	40,68
	Viñales 01	6,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	0,39	Nm3/MWh	5,48	-	2,13
	Viñales 02	10,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	4,03	Nm3/MWh	5,48	4,10	26,20
	Viñales 03	6,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	45,00	Nm3/MWh	1,00	-	45,00
	Nueva Aldea 03	37,00	0,967	LicorNegro-PetróleoN°6	-	-	-	-	-	0,00
	Arauco 01	10,00	0,948	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	3,67	Nm3/MWh	5,47	3,90	23,96
	Arauco 02	10,00	0,948	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	3,67	Nm3/MWh	5,47	3,90	23,96
	Arauco 03	4,00	0,948	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	3,67	Nm3/MWh	5,47	3,90	23,96
	Horcones TG Diesel	24,30	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	593,73	Ton/MWh	0,35	10,00	216,02
	valdivia 01	6,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	-	-	-	-	-	0,00

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de disponibilidad	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var.NoComb. [US\$/MWh]	C.Var. [US\$/MWh]
	valdivia 02	9,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	2,17	Nm3/MWh	6,21	-	13,46
	valdivia 03	6,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	3,30	Nm3/MWh	6,21	4,80	25,29
	valdivia 04	40,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	424,00	Nm3/MWh	0,35	4,80	153,20
BENEO ORAFTI	Orafti	0,50	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	154,95
BIO CRUZ GENERACIÓN	Bio Cruz	1,80	0,979	GNL	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,34	3,87	128,06
Bio Energía Molina SpA	Molina	6,00	0,979	GNL	US\$/dam3	280,13	dam3/MWh	0,34	3,87	98,13
BIO ENERGÍA SANTA IRENE SPA	Santa Irene	0,37	0,979	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
BIOENERGÍAS FORESTALES	Cordillera 01	4,00	0,950	GNL	US\$/dam3	-	dam3/MWh	0,11	1,40	1,40
	Cordillera 02	8,00	0,950	GNL	US\$/dam3	301,00	dam3/MWh	0,11	1,40	34,81
	Cordillera 03	12,00	0,950	GNL	US\$/dam3	734,00	dam3/MWh	0,12	1,40	89,77
	CMPC Tissue	4,00	0,979	GNL	US\$/MMBTU	9,14	MMBTU/MWh	10,13	25,20	117,80
BIOENERGÍAS FORESTALES S.A.	Santa Fe 01	17,02	0,967	Biomasa	US\$/Ton	5,41	Ton/MWh	2,03	5,00	15,98
	Santa Fe 02	16,83	0,967	Biomasa	US\$/Ton	13,82	Ton/MWh	1,80	5,00	29,88
	Santa Fe 03	16,14	0,967	Biomasa	US\$/Ton	19,26	Ton/MWh	1,88	5,00	41,21
	Santa Fe 04	10,76	0,967	Biomasa	US\$/Ton	38,52	Ton/MWh	5,59	5,00	220,33
Central Eléctrica El Canelo SpA	El Canelo 1	3,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,30	69,70	178,94
	El Canelo 2	3,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,30	69,70	178,94
CGI IANSA	Curicó	2,00	0,979	Carbón	US\$/Ton	76,10	Ton/MWh	0,98	-	74,50
CÍA. BARRICK CHILE GENERACIÓN LTDA	Punta Colorada 01 Fuel	16,61	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	428,19	Ton/MWh	0,22	28,90	122,67
CMPC CELULOSA S.A.	Laja CMPC 01	5,00	0,967	Biomasa	-	-	-	-	-	0,00
	Laja CMPC 02	10,00	0,967	Biomasa	US\$/Ton	31,70	Ton/MWh	0,89	6,90	35,11
	Laja CMPC 03	10,00	0,967	Biomasa	US\$/Ton	96,93	Ton/MWh	0,80	6,90	84,25
	Pacífico CMPC 01	11,60	0,967	Biomasa-PetróleoN°6	-	-	-	-	-	0,00
	Pacífico CMPC 02	10,90	0,967	Biomasa-PetróleoN°6	US\$/Ton	26,53	Ton/MWh	1,18	-	31,30
	Pacífico CMPC 03	10,50	0,967	Biomasa-PetróleoN°6	US\$/Ton	485,00	Ton/MWh	0,27	-	131,60
	CMPC Santa Fe	5,00	0,967	Biomasa	-	-	-	-	3,40	3,40
COLBÚN S.A.	Los Pinos	102,84	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	492,66	Ton/MWh	0,19	4,50	100,37
	Santa Maria	341,99	0,979	Carbón	US\$/Ton	80,62	Ton/MWh	0,35	3,00	31,38
	Antilhue TG 01	50,30	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	515,86	Ton/MWh	0,23	2,80	123,93
	Antilhue TG 02	50,99	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	515,86	Ton/MWh	0,23	2,80	123,93
	Los pinos biogas	6,00	0,979	GNL	US\$/dam3	280,13	dam3/MWh	0,34	3,87	98,13
	Nehuenco 01 Diesel	316,00	0,963	Petróleo diésel	US\$/Ton	523,58	Ton/MWh	0,16	5,21	90,38
	Nehuenco 01 GNL	346,60	0,979	GNL	US\$/MMBTU	7,85	MMBTU/MWh	7,28	2,90	60,07
	Nehuenco 01 FA GNL	21,39	0,979	GNL	US\$/MMBTU	7,85	MMBTU/MWh	9,14	-	71,72
	Nehuenco 01 GNL CP	346,60	0,963	GNL	US\$/dam3	-	dam3/MWh	0,20	2,90	2,90
	Nehuenco 02 Diesel	398,90	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	523,58	Ton/MWh	0,16	5,21	90,27
	Nehuenco 02 GNL	411,24	0,979	GNL	US\$/MMBTU	7,85	MMBTU/MWh	6,69	2,40	54,91
	Nehuenco 02 GNL CP	411,24	0,950	GNL	US\$/dam3	-	dam3/MWh	0,18	2,43	2,43
	Nehuenco 9B 01 Diesel	92,90	0,984	Petróleo diésel	US\$/Ton	523,58	Ton/MWh	0,28	2,43	149,46
	Nehuenco 9B 02 Diesel	16,00	0,984	Petróleo diésel	US\$/Ton	523,58	Ton/MWh	0,28	2,43	149,46
	Candelaria CA 01 Diesel	124,67	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	546,47	Ton/MWh	0,28	2,80	153,64
	Candelaria CA 02 Diesel	127,92	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	546,47	Ton/MWh	0,28	2,80	153,64

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de disponibilidad	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var.NoComb. [US\$/MWh]	C.Var. [US\$/MWh]
	Candelaria CA 01 GNL	124,67	0,979	GNL	US\$/dam3	267,38	dam3/MWh	0,31	2,80	86,86
	Candelaria CA 02 GNL	127,92	0,979	GNL	US\$/dam3	267,38	dam3/MWh	0,31	2,80	86,86
COMASA	Lautaro 1/1	16,00	0,957	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Ton	11,64	Ton/MWh	1,64	9,70	28,78
	Lautaro 1/2	10,00	0,957	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Ton	33,43	Ton/MWh	1,49	9,70	59,51
	Lautaro 2	20,24	0,923	Biomasa	US\$/Ton	28,71	Ton/MWh	0,85	9,80	34,21
DUKE ENERGY	Yungay 01 Diesel	52,40	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	708,57	Ton/MWh	0,28	22,70	221,10
	Yungay 02 Diesel	52,09	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	708,57	Ton/MWh	0,25	22,70	201,26
	Yungay 03 Diesel	52,40	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	708,57	Ton/MWh	0,28	22,70	221,10
	Yungay 04 Diesel	41,00	0,999	Petróleo diésel	US\$/Ton	708,57	Ton/MWh	0,30	57,80	268,25
Engie S.A.	CTM3 SING	200,90	0,977	GNL	US\$/m3	0,18	m3/MWh	224,65	4,65	44,69
ELÉCTRICA CENIZAS S.A.	Cenizas	13,90	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	427,10	Ton/MWh	0,23	13,81	112,17
Eléctrica Raso Power Ltda.	Raso power	2,68	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	69,70	159,53
	Raso power 2	2,68	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	69,70	159,53
ELÉCTRICA VENTANAS	Nueva Ventanas	248,99	0,979	Carbón	US\$/Ton	101,17	Ton/MWh	0,38	5,55	43,99
ELEKTRAGEN	Monte Patria	9,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	154,95
	Punitaqui	9,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	154,95
	Maule	6,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	658,58	Ton/MWh	0,28	39,27	224,82
	Constitución Elektragen	9,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	658,58	Ton/MWh	0,28	39,27	224,82
	Chiloé	9,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	635,08	Ton/MWh	0,28	39,27	218,20
EMELDA S.A.	Emelda 01	33,02	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	616,64	Ton/MWh	0,29	14,50	194,56
	Emelda 02	35,71	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	616,64	Ton/MWh	0,31	14,50	208,12
EMPRESA ELÉCTRICA CAMPICHE S.A.	Campiche	248,99	0,979	Carbón	US\$/Ton	102,32	Ton/MWh	0,38	5,55	44,43
ENAP Refinería S.A	ENAP_Aconcagua	77,00	0,979	GNL	US\$/MMBTU	7,85	MMBTU/MWh	5,74	4,00	49,05
ENEL GENERACIÓN	Diego de Almagro TG	23,67	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	596,09	Ton/MWh	0,34	6,63	207,51
	Huasco TG	57,68	0,640	Petróleo diésel	US\$/Ton	586,90	Ton/MWh	0,35	7,86	212,10
	Bocamina 02	322,48	0,875	Carbón	US\$/Ton	108,95	Ton/MWh	0,38	4,30	45,46
	Bocamina 01	122,20	0,875	Carbón	US\$/Ton	108,95	Ton/MWh	0,38	7,35	48,75
	Taltal 01 Diesel	110,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	604,49	Ton/MWh	0,25	12,82	166,37
	Taltal 02 Diesel	110,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	604,49	Ton/MWh	0,25	12,82	166,37
	Taltal 01 GNL	123,15	0,950	GNL	US\$/dam3	206,57	dam3/MWh	0,30	4,00	66,59
	San Isidro Diesel	305,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	579,61	Ton/MWh	0,19	9,34	116,81
	San Isidro GNL	347,63	0,979	GNL	US\$/dam3	222,90	dam3/MWh	0,20	5,94	51,16
	San Isidro FA GNL	20,00	0,979	GNL	US\$/dam3	362,14	dam3/MWh	0,34	2,82	124,68
	San Isidro 02 CC Diesel	350,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	579,61	Ton/MWh	0,18	6,84	112,67
	San Isidro 02 GNL	393,37	0,979	GNL	US\$/dam3	222,90	dam3/MWh	0,20	4,51	47,98
	San Isidro 02 FA GNL	20,00	0,979	GNL	US\$/dam3	362,14	dam3/MWh	0,34	2,82	124,68
	Quintero 01 CA Diesel	127,10	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	579,20	Ton/MWh	0,24	5,14	145,13
	Quintero 01 CA GNL	127,10	0,979	GNL	US\$/dam3	222,90	dam3/MWh	0,32	3,80	74,56
	Quintero 02 CA Diesel	128,10	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	579,20	Ton/MWh	0,24	5,14	145,13
	Quintero 02 CA GNL	128,10	0,979	GNL	US\$/dam3	222,90	dam3/MWh	0,32	3,80	74,56
ENERGÍA LEÓN	Coelemu	5,89	0,979	Biomasa	-	-	-	-	-	0,00
ENERGÍA PACÍFICO	Energía Pacífico	14,31	0,967	DesechosForestales	US\$/m3st	31,82	m3st/MWh	1,56	9,83	59,54
Enerkey	CERN	2,00	0,979	GNL	US\$/dam3	280,13	dam3/MWh	0,34	3,87	98,13
ENLASA	San Lorenzo 01	28,41	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	593,31	Ton/MWh	0,34	24,10	227,01

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de disponibilidad	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var.NoComb. [US\$/MWh]	C.Var. [US\$/MWh]
	San Lorenzo 02	25,92	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	593,31	Ton/MWh	0,38	24,10	249,80
	San Lorenzo 03	7,68	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	593,31	Ton/MWh	0,29	22,80	194,27
	El Peñón	80,84	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	572,81	Ton/MWh	0,22	28,00	153,62
	Teno	58,88	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	598,77	Ton/MWh	0,22	28,00	159,31
	Trapen	80,84	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	582,43	Ton/MWh	0,22	28,00	155,73
ENORCHILE S.A.	Esperanza 01	18,61	0,950	Petróleo diésel	US\$/m3	642,79	m3/MWh	0,34	9,10	227,65
	Esperanza 02	1,59	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	646,37	dam3/MWh	0,23	28,20	173,63
	Esperanza 03	1,79	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	646,37	dam3/MWh	0,22	25,70	169,19
EQUIPOS GENERACIÓN S.A.	Cementos Bio Bio	13,53	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	376,50	Ton/MWh	0,22	16,71	98,79
GAS SUR S.A.	Newen	13,66	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	945,50	Ton/MWh	0,29	7,49	278,61
GENERACIÓN DE ENERGÍA NUEVA DEGAN S.A.	Degañ	36,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	633,25	Ton/MWh	0,22	33,30	171,82
GENERADORA DEL PACÍFICO S.A.	Termopacifico	86,06	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	612,80	Ton/MWh	0,23	24,22	162,10
GENERADORA ESTANCILLA SPA	El Nogal	6,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,30	69,70	178,94
	Estancilla	3,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	153,85
GUACOLDA S.A.	Guacolda 01	142,88	0,979	Carbón	US\$/Ton	96,53	Ton/MWh	0,40	1,00	39,23
	Guacolda 02	142,88	0,979	Carbón	US\$/Ton	99,14	Ton/MWh	0,40	1,00	40,36
	Guacolda 03	137,10	0,979	Carbón	US\$/Ton	88,01	Ton/MWh	0,38	2,10	35,72
	Guacolda 04	139,08	0,979	Carbón	US\$/Ton	96,00	Ton/MWh	0,38	2,00	38,86
	Guacolda 05	131,70	0,979	Carbón	US\$/Ton	96,20	Ton/MWh	0,38	2,00	38,94
HBS ENERGÍA	HBS	2,20	0,967	Biomasa	US\$/Nm3	6,33	Nm3/MWh	5,96	3,40	41,13
	HBS GNL	3,50	0,979	GNL	US\$/dam3	369,07	dam3/MWh	0,34	3,87	128,06
IC POWER	Cardones	152,27	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	605,54	Ton/MWh	0,24	24,41	169,13
	Colmito GNL TP	57,71	0,950	GNL	US\$/dam3	-	dam3/MWh	0,26	10,20	10,20
KDM ENERGÍA	Los Colorados 01	2,00	0,967	Biomasa	-	-	-	-	11,57	11,57
	Los Colorados 02	18,20	0,967	Biomasa	-	-	-	-	10,25	10,25
LAS PAMPAS	Las Pampas	0,37	0,979	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
LOS GUINDOS SPA.	Los Guindos	138,31	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	651,04	Ton/MWh	0,24	3,25	162,30
MASISA ECOENERGÍA	Masisa	11,00	0,950	Biomasa	US\$/Nm3	6,33	Nm3/MWh	5,96	3,40	41,13
MVC GENERACIÓN	Colihues	21,18	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	378,15	Ton/MWh	0,21	22,18	103,10
Nueva Degan	Degañ 2	14,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	633,25	Ton/MWh	0,22	33,30	171,82
NUEVA ENERGÍA S.A.	Escuadron 01	10,61	0,967	Biomasa	US\$/Nm3	23,80	Nm3/MWh	1,85	4,80	48,83
	Escuadron 02	1,84	0,967	Biomasa	US\$/Nm3	23,80	Nm3/MWh	1,85	4,80	48,83
NUTRECO	Skretting	2,70	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
PANELES ARAUCO S.A.	Nueva Aldea 01	14,00	0,967	Biomasa-LicorNegro-PetróleoN°6	US\$/Nm3	3,50	Nm3/MWh	5,65	5,00	24,78
	cholguan 00	9,00	0,967	Biomasa-PetróleoN°6	US\$/Nm3	6,84	Nm3/MWh	5,78	2,70	42,26
	cholguan 01	4,00	0,967	Biomasa-PetróleoN°6	US\$/Nm3	551,60	Nm3/MWh	0,32	2,70	179,21
PETROPOWER S.A.	Petropower	62,98	0,967	Petróleo diésel	-	-	-	-	3,90	3,90
PMGD Chile Generación	Chile generación	1,20	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,34	3,87	128,06
POTENCIA S.A.	Olivos 01	93,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	608,61	Ton/MWh	0,23	30,40	170,99
	Olivos 02	22,20	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	608,61	Ton/MWh	0,23	69,70	210,29
SAGESA	Coronel TG Diesel	46,81	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	577,31	Ton/MWh	0,23	17,23	148,94
	Lebu	2,40	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	69,70	158,87

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de disponibilidad	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var.NoComb. [US\$/MWh]	C.Var. [US\$/MWh]
	Eagon	2,40	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	JCE	0,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	149,81
	Los Alamos	0,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	69,70	158,87
	Tirúa	1,90	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,27	69,70	168,31
	Trongol	2,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	154,44
	Cañete	4,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	69,70	158,87
	Lonquimay	1,20	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,27	69,70	168,31
	Chufken	1,60	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	69,70	158,87
	Curacautin	2,40	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,05
	Los Sauces 2	1,50	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,26	38,81	135,87
	Chuyaca	11,30	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	598,67	Ton/MWh	0,25	21,63	173,39
	Quellon 02	7,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	609,00	Ton/MWh	0,25	28,30	182,68
	Contulmo	0,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	149,81
	Louisiana Pacific 2	3,20	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	149,81
	Los Sauces 1	1,50	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,26	38,81	135,87
	Biomar	2,40	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	Multiexport II	1,60	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	Louisiana Pacific	2,90	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	Multiexport I	0,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	Salmofood I	1,60	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	154,59
	Salmofood II	1,60	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	150,89
	Skretting Osorno	3,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	149,81
	Watt	0,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	Watt II	1,60	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	69,70	151,36
	Danisco	0,80	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,22	-	80,11
	Calle-Calle	7,20	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	603,72	Ton/MWh	0,23	21,69	159,43
	Corral	0,80	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,24	38,81	127,39
SANTA MARTA	Santa Marta 01	13,50	0,967	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
	Santa Marta 02	3,93	0,967	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
SOCIEDAD ELÉCTRICA SANTIAGO S.A.	Nueva Renca GNL CP	321,10	0,976	GNL	US\$/dam3	9,37	dam3/MWh	0,20	3,85	5,75
	Renca	92,00	0,890	Petróleo diésel	US\$/Ton	591,92	Ton/MWh	0,37	3,64	219,69
	Nueva Renca FA GLP	29,28	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	866,14	Ton/MWh	0,20	0,06	170,69
	Nueva Renca Diesel	312,32	0,976	Petróleo diésel	US\$/Ton	591,92	Ton/MWh	0,17	7,47	108,69
Stericycle Urbano SpA	El Molle	4,50	0,979	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
SWC	El Salvador TG	23,67	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	598,36	Ton/MWh	0,34	45,26	246,91
TAMM	Tamm	0,18	0,979	Biomasa	-	-	-	-	15,00	15,00
TECNORED	Las Vegas	2,10	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	587,79	dam3/MWh	0,24	32,85	174,74
	Con Con	2,30	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	583,72	dam3/MWh	0,24	35,20	176,11
	Placilla	3,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	584,47	dam3/MWh	0,24	29,35	167,46
	Quintay	3,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	586,71	dam3/MWh	0,24	29,98	168,62
	Totalal	3,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	588,76	dam3/MWh	0,24	34,59	173,72
	Casablanca 1	1,60	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	155,14

Propietario	Central - Unidad	Potencia Neta [MW]	Tasa de disponibilidad	Tipo de Combustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var.NoComb. [US\$/MWh]	C.Var. [US\$/MWh]
	Casablanca 2	0,90	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	155,14
	Tapihue	6,40	0,979	GNL	US\$/dam3	280,13	dam3/MWh	0,29	25,20	107,28
	Curauma	2,50	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,23	69,70	155,14
	Linares	0,50	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	602,41	dam3/MWh	0,22	45,59	180,26
	San Gregorio	0,50	0,950	Petróleo diésel	US\$/dam3	602,41	dam3/MWh	0,22	45,59	180,26
	Concon GNL	6,00	0,979	GNL	US\$/dam3	280,13	dam3/MWh	0,34	3,87	98,13
TERMOELÉCTRICA COLMITO	Colmito GNL	57,71	0,950	GNL	US\$/dam3	322,88	dam3/MWh	0,26	10,20	95,25
	Colmito Diesel	57,71	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	594,47	Ton/MWh	0,25	14,30	161,89
TERMOELÉCTRICA LOS ESPINOS S.A.	Espinos 01	100,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	608,62	Ton/MWh	0,22	26,40	160,90
	Espinos 02	24,00	0,950	Petróleo diésel	US\$/Ton	608,62	Ton/MWh	0,22	67,80	202,30
TOMAVAL GENERACIÓN	Tomaval 1	1,00	0,979	Petróleo diésel	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,32	69,70	188,70
	Tomaval 2	1,60	0,979	GNL	US\$/Ton	369,07	Ton/MWh	0,32	69,70	188,70

*La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en el valor del costo variable se deben a aproximaciones de redondeo.

1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se modelaron para el horizonte de estudio a través de los factores de modulación obtenidos de las proyecciones mostradas en las tablas siguientes, determinadas por esta Comisión. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2018-2032” de diciembre 2017, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 46, de fecha 30 enero de 2018 , publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural licuado (en adelante e indistintamente, “GNL”), los costos de combustibles informados por el Coordinador se modelan hasta diciembre de 2021, a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2022, se utilizan como costos combustibles de estas centrales los precios de la proyección elaborada por la Comisión. Para los combustibles diésel, fuel oil y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo Brent de la Tabla 8.

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural y que no están asociados a la construcción de las plantas de regasificación, se consideró un valor adicional de 0,12 [US\$/MMBtu] a los valores proyectados de GNL por costos de regasificación. Se considera una capacidad de 15 Mm3/día, la cual es ampliable a medida que la demanda lo requiera, correspondiente al terminal de GNL Quintero, mientras que para el terminal de GNL Mejillones se ha tenido como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día.

Tabla 6: Proyección precio del carbón térmico – 7.000 [kcal/kg]

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2018	83,889	1,000
2019	84,537	1,008
2020	85,117	1,015
2021	85,095	1,014
2022	85,446	1,019
2023	85,792	1,023
2024	85,926	1,024
2025	86,053	1,026
2026	85,889	1,024
2027	85,875	1,024
2028	85,478	1,019
2029	84,980	1,013
2030	84,617	1,009

Tabla 7: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2018	7,849	1,000
2019	9,278	1,182
2020	9,913	1,263
2021	9,780	1,246
2022	9,620	1,226
2023	9,650	1,229
2024	9,805	1,249
2025	9,914	1,263
2026	10,073	1,283
2027	10,204	1,300
2028	10,334	1,317
2029	10,450	1,331
2030	10,500	1,338

Tabla 8: Proyección precio del crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2018	64,408	1,000
2019	71,897	1,116
2020	76,438	1,187
2021	79,840	1,240
2022	82,461	1,280
2023	84,062	1,305
2024	85,531	1,328
2025	88,101	1,368
2026	90,472	1,405
2027	91,947	1,428
2028	92,641	1,438
2029	94,066	1,460
2030	96,573	1,499

Para las centrales térmicas del programa de obras de generación en construcción, en caso de no disponer de información respecto a su costo variable, se utilizan los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, al igual que para las centrales termoeléctricas del programa indicativo de obras de generación.

1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

La disponibilidad de gas natural utilizada en la presente fijación corresponde a la informada por el Coordinador a esta Comisión, en consistencia con lo señalado en el artículo 10° de la Resolución Exenta N° 641.

Tabla 9: Disponibilidad de GNL – SEN-SING y SEN-SIC

Empresa		Enel	Engie	Colbun	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
CódigoCoordinador		Quintero_A	Mejillones_A	Colbun_INF	Kelar_A
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen[m3]			
28-12-2017	03-01-2018	15.227.783	4.115.980	8.760.000	4.957.483
04-01-2018	10-01-2018	16.276.264	4.619.977	19.980.000	8.277.571
11-01-2018	17-01-2018	16.276.264	4.619.977	19.980.000	8.277.571
18-01-2018	24-01-2018	16.276.264	4.619.977	19.980.000	8.277.571
25-01-2018	31-01-2018	27.221.950	5.517.299	19.600.000	8.277.571
01-02-2018	07-02-2018	27.221.950	4.983.367	19.600.000	8.277.571
08-02-2018	14-02-2018	27.221.950	4.983.367	19.600.000	8.277.571
15-02-2018	21-02-2018	27.221.950	4.983.367	19.600.000	8.277.571
22-02-2018	28-02-2018	27.221.950	4.983.367	19.600.000	8.277.571
01-03-2018	07-03-2018	27.221.950	5.517.299	19.600.000	8.277.571
08-03-2018	14-03-2018	27.221.950	5.517.299	19.600.000	8.277.571
15-03-2018	21-03-2018	27.221.950	5.517.299	19.600.000	8.277.571
22-03-2018	28-03-2018	27.221.950	5.517.299	19.600.000	8.277.571
29-03-2018	04-04-2018	27.221.950	5.415.597	19.600.000	8.277.571
05-04-2018	11-04-2018	27.221.950	5.339.321	19.600.000	8.277.571
12-04-2018	18-04-2018	27.221.950	5.339.321	19.600.000	8.277.571
19-04-2018	25-04-2018	27.221.950	5.339.321	19.600.000	8.277.571
26-04-2018	02-05-2018	27.221.950	5.390.172	14.000.000	8.277.571
03-05-2018	09-05-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
10-05-2018	16-05-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
17-05-2018	23-05-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
24-05-2018	30-05-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
31-05-2018	06-06-2018	27.221.950	5.364.747	-	8.277.571
07-06-2018	13-06-2018	27.221.950	5.339.321	-	8.277.571
14-06-2018	20-06-2018	27.221.950	5.339.321	-	8.277.571
21-06-2018	27-06-2018	27.221.950	5.339.321	-	8.277.571
28-06-2018	04-07-2018	27.221.950	5.441.023	-	8.277.571
05-07-2018	11-07-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
12-07-2018	18-07-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
19-07-2018	25-07-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
26-07-2018	01-08-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
02-08-2018	08-08-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571

Empresa		Enel	Engie	Colbun	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
CódigoCoordinador		Quintero_A	Mejillones_A	Colbun_INF	Kelar_A
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen[m3]			
09-08-2018	15-08-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
16-08-2018	22-08-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
23-08-2018	29-08-2018	27.221.950	5.517.299	-	8.277.571
30-08-2018	05-09-2018	27.221.950	5.390.172	-	7.258.345
06-09-2018	12-09-2018	27.221.950	5.339.321	-	6.850.654
13-09-2018	19-09-2018	27.221.950	5.339.321	-	6.850.654
20-09-2018	26-09-2018	27.221.950	5.339.321	-	6.850.654
27-09-2018	03-10-2018	27.221.950	5.415.597	-	10.721.539
04-10-2018	10-10-2018	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
11-10-2018	17-10-2018	27.221.950	5.517.299	-	-
18-10-2018	24-10-2018	27.221.950	5.517.299	-	-
25-10-2018	31-10-2018	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
01-11-2018	07-11-2018	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
08-11-2018	14-11-2018	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
15-11-2018	21-11-2018	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
22-11-2018	28-11-2018	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
29-11-2018	05-12-2018	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
06-12-2018	12-12-2018	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
13-12-2018	19-12-2018	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
20-12-2018	26-12-2018	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
27-12-2018	02-01-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
03-01-2019	09-01-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
10-01-2019	16-01-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
17-01-2019	23-01-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
24-01-2019	30-01-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
31-01-2019	06-02-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
07-02-2019	13-02-2019	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
14-02-2019	20-02-2019	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
21-02-2019	27-02-2019	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
28-02-2019	06-03-2019	27.221.950	5.339.321	-	9.075.839
07-03-2019	13-03-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
14-03-2019	20-03-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
21-03-2019	27-03-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839
28-03-2019	03-04-2019	27.221.950	5.517.299	-	9.075.839

Para el resto del horizonte de planificación, la disponibilidad de gas natural que se ha considerado es la siguiente:

- Sin disponibilidad desde abril 2019 para las centrales Candelaria 1, Candelaria 2, Taltal 1, Taltal 2, Quintero 1 y Quintero 2.
- San Isidro 1 y 2: disponibilidad completa desde abril de 2019.

Para efectos de la elaboración del programa indicativo de obras de generación, se ha evaluado la utilización de las centrales GNL de forma de optimizar el uso de los recursos disponibles en el sistema. Como resultado de esta evaluación, y de manera indicativa, se incorporó disponibilidad de gas natural para la central Nehuenco 1 desde enero 2027 y Nehuenco 2 desde enero 2028.

Además para la modelación de la operación, se ha considerado disponibilidad de GNL para las unidades U16, CTM3 y para la central Kelar.

1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

Esta Comisión ha actualizado el programa de obras de generación en construcción, tomando en consideración nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en la Resolución Exenta CNE N° 659, del 12 de septiembre de 2016, que fija plazos, requisitos y condiciones para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico en los términos del artículo 72°-17 de la Ley.

En ese sentido, se consideran en la presente modelación, aquellas centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 740 del 21 de diciembre de 2017, que declara y actualiza obras de generación y transmisión en construcción.

Con las condiciones mencionadas en los párrafos anteriores, se elabora el programa de obras de generación en construcción del sistema, el que se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10: Obras de generación en construcción

Proyecto	Propietario	Fecha estimada de Interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación
Santiago Solar	Santiago Solar	dic-17	Fotovoltaico	98,0	RM
Los Gorriones	Sybac	dic-17	Fotovoltaico	3,0	VII Región
Portezuelo	Grenergy	dic-17	Fotovoltaico	3,0	VI Región
Cogeneradora Aconcagua	ENAP Refinería	ene-18	GNL	77,0	V Región
Degañ 2	Nueva Degañ	ene-18	Diésel	14,0	X Región
Palacios	Hidroeléctrica Palacios	ene-18	Hidro – Pasada	2,9	VI Región
Chancón	GR Avellano Grenergy Renovables Pacific	ene-18	Fotovoltaico	2,9	VI Región

Proyecto	Propietario	Fecha estimada de Interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación
DAS	Diego de Almagro Solar	ene-18	Fotovoltaico	8,0	III Región
El Manzano	Proyectos Energéticos Puentes Hanwha Q Cells	ene-18	Fotovoltaico	2,3	VI Región
Peralillo	Scotta Chile	ene-18	Fotovoltaico	2,9	VII Región
La Acacia	La Acacia	ene-18	PV Solar	8,5	VI Región
El Pitio	Sybac	ene-18	Fotovoltaico	3,0	VII Región
Santa Elena	Central Hidroeléctrica Santa Elena	ene-18	Hidro-Pasada	2,7	IX Región
Amparo del sol	PV Power Chile SpA	feb-18	Fotovoltaico	3,0	IV Región
Convento Viejo	Convento Viejo	feb-18	Hidro – Embalse	16,0	VI Región
Las Nieves	Las Nieves	feb-18	Hidro – Pasada	6,5	IX Región
Hidropalmar	Hidropalmar	feb-18	Hidro – Pasada	13,0	X Región
La Fortuna 1	PV Power Chile	feb-18	Fotovoltaico	3,0	V Región
Luna	Luna Energía Hanwa Q cells	feb-18	Fotovoltaico	2,6	VI Región
IEM	Engie	feb-18	Carbón	375,0	II Región
MSA-1	Minicentrales Araucanía	feb-18	Hidro – Pasada	3,0	IX Región
Punta Sierra	Pacific Hydro	mar-18	Eólico	80,0	IV Región
Ovejería	Orion Power	abr-18	Fotovoltaico	9,0	RM
Aurora	Aela Energía	may-18	Eólico	126,4	X Región
Sarco	Aela Energía	may-18	Eólico	168,8	III Región
Catán Solar	Planeta Investments	jun-18	Fotovoltaico	3,0	V Región
Cerro Dominador CSP	Cerro Dominador CSP	sept-19	Termosolar	110,0	II Región
Cumbres	Cumbres	jul-18	Hidro – Pasada	14,9	XIV Región
El Pinar	El Pinar	ago-18	Hidro – Pasada	11,4	VIII Región
Huatacondo	Austrian Solar	oct-18	Fotovoltaico	98,0	I Región
Arica Solar 1 etapa I	Sky Solar Group	oct-18	Fotovoltaico	18,0	XV Región
Arica Solar 1 etapa II	Sky Solar Group	oct-18	Fotovoltaico	22,0	XV Región
Los Cóndores	Endesa	dic-18	Hidro – Pasada	150,0	VII Región
Las Lajas	AES Gener	dic-18	Hidro – Pasada	267,0	RM
Alfalfal II	AES Gener	may-19	Hidro – Pasada	264,0	RM
Ñuble	Eléctrica Puntilla	jul-22	Hidro – Pasada	136,0	VIII Región
San Pedro	Colbún	mar-24	Hidro – Pasada	170,0	XIV Región

1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación a las obras del Sistema de Transmisión Nacional, se representan en la modelación aquellas instalaciones en construcción de acuerdo a las fechas de entrada en operación contempladas en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y cartas enviadas por las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión. Estas obras son las que se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11: Obras de transmisión en construcción

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Tercer banco autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Alto Jahuel	ene-18	Transec
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	ene-18	Transec
Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	ene-18	Eletrans
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	ene-18	I.S.A.
Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	ene-18	I.S.A.
Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 (seccionamiento en 500 kV de las líneas)	ene-18	Transec
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	ene-18	I.S.A.
Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	I.S.A.
Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	I.S.A.
Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	I.S.A.
Aumento de capacidad de barras en S/E Encuentro 220 kV	feb-18	Transec
Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	feb-18	Colbún
Subestación Nueva Charrúa, nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	abr-18	Transec
Normalización en S/E Charrúa 220 kV	may-18	Transec
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro - El Tesoro y El Tesoro - Esperanza	may-18	Centinela Transmisión S.A.
Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro	may-18	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.
Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirpulli: tendido del primer circuito	may-18	Eletrans
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirpulli	may-18	Eletrans
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	may-18	Transec
Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	jul-18	Transec
Normalización en S/E Puerto Montt 220 kV	sep-18	Transec
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	sep-18	SunEdison

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	oct-18	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	oct-18	Eletrans
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	nov-18	Transelec
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	nov-18	Transelec
Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	nov-18	Transelec
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	nov-18	Transelec
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	nov-18	Transelec
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	nov-18	Transelec
Normalización en S/E Chena 220 kV	nov-18	Enel Distribución Chile S.A
Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	nov-18	Transemel
Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV	nov-18	Transemel
Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	nov-18	E-CL
Normalización conexión de paño de línea 1x220 Laberinto - El Cobre S/E Laberinto 220 kV	nov-18	E-CL
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	nov-18	Zaldívar Transmisión S.A.
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	nov-18	Zaldívar Transmisión S.A.
Normalización en S/E El Cobre 220 kV	nov-18	E-CL
Nueva Subestación Crucero Encuentro	nov-18	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	nov-18	Eletrans
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	nov-18	Parque Eólico El Arrayán
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	nov-18	Parque Eólico Los Cururos
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	nov-18	Colbún
Normalización en S/E Candelaria 220 kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220 kV	nov-18	Colbún
Normalización en S/E Ancoa 220 kV	nov-18	Colbún
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	nov-18	STS
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	ene-19	Transelec
Normalización en S/E Calama 220 kV	feb-19	(*)
Normalización del paño de línea Encuentro - El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV	feb-19	(*)
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19	E-CL

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Seccionamiento de la Línea 2x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	may-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	jun-19	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jul-19	(*)
Ampliación S/E Mulchén 220 kV	ago-19	(*)
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	nov-19	I.S.A.
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	nov-19	Transec
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	nov-19	I.S.A.
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro - Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Cumbres	nov-19	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-19	(*)
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	nov-19	(*)
Ampliación S/E Nogales 220 kV	nov-19	(*)
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	nov-19	(*)
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-19	(*)
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	nov-19	(*)
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	dic-19	Enel Distribución Chile S.A
S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	may-20	(*)
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-20	(*)
Ampliación S/E Duqueco 220 kV	may-20	Transemel
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	jun-20	(*)
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	jun-20	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huinchahue 220 kV	oct-20	(*)
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	dic-20	Transec
Nueva S/E Nueva Ancud 220 kV	dic-20	(*)
Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	may-21	Colbún

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito.	jun-21	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	jun-21	Consortio Saesa - Chilquinta
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Transelec
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	jun-22	(*)
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	jun-23	(*)
Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	jun-23	(*)
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA	jun-23	(*)

(*) Obras Nuevas Nacionales pendientes de adjudicación

1.5 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizó una muestra estadística de 57 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2017. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de la información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

En resumen, en la presente fijación se utilizó una muestra de 57 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda. Mayores detalles de la utilización de la estadística hidrológica se explicitan en la sección de metodología.

En los gráficos siguientes se presenta la energía anual total afluente [GWh], ordenada de mayor a menor energía afluente por año hidrológico (abril a marzo), y siguiendo el orden cronológico.

Gráfico 1: Energía anual afluyente (según probabilidad de excedencia)

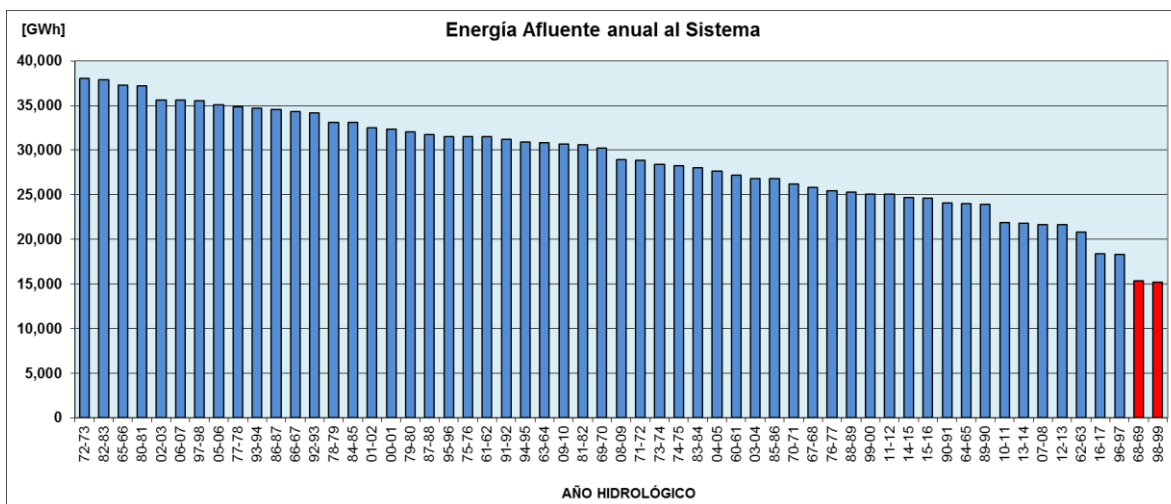
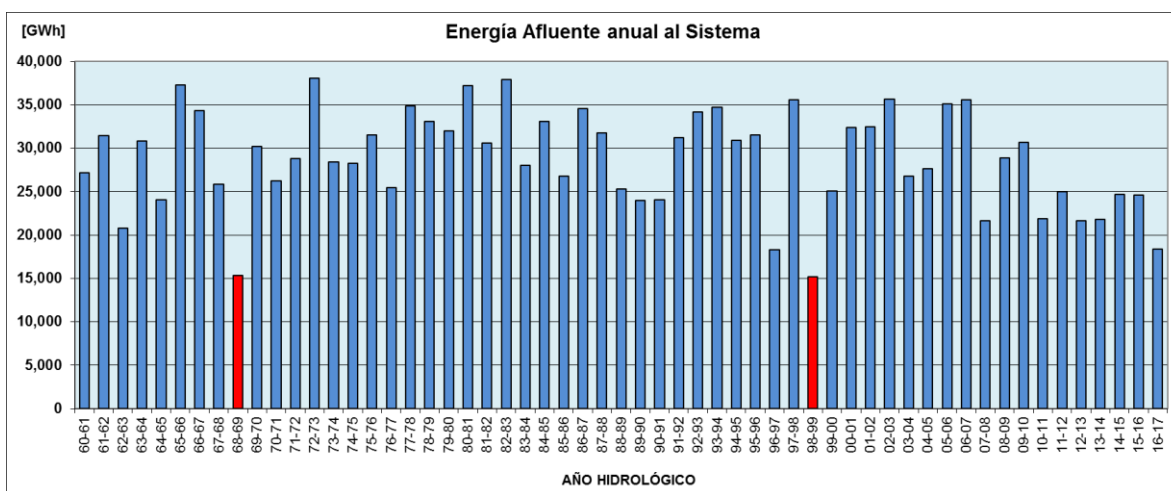


Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)



1.6 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas reales iniciales de embalses para el primero de enero de 2018 se utilizan en el programa de simulación de la operación con la metodología indicada en el presente informe, y son consideradas como condiciones iniciales para la simulación. Estos valores fueron informados por el Coordinador, y se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12: Cotas reales al 1 de enero de 2018

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.322,4
Laguna del Maule	2.160,3
Embalse Rapel	104,6
Laguna Invernada	1.317,2
Lago Chapo	234,7
Embalse Colbún	434,9
Embalse Melado	644,9
Embalse Ralco	721,5
Embalse Pangue	508,8
Poza Polcura	734,8
Embalse Machicura	256,6
Embalse Angostura	316,4

1.7 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Se entenderá por horas de punta para el Subsistema Norte Grande definido en el punto 3.3 del presente informe, el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas - mientras rija el horario oficial de invierno - y entre las 19:00 y 24:00 horas - mientras rija el horario oficial de verano - de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores a un día lunes festivo. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dicho subsistema.

En tanto, en los Subsistemas Centro-Norte y Sur definidos en el punto 3.3, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses.

1.8 OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la Ley N° 20.257, modificado por el artículo 2° de la Ley N° 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6%, y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.

- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda, y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, se detalla en la siguiente tabla el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta a la obligación ya mencionada, con respecto a la demanda total del sistema. Cabe señalar que la metodología del presente informe considera la eventual incorporación de instalaciones dentro del programa de obras indicativo que fuesen necesarias para el cumplimiento de dicha obligación.

Tabla 13: Obligación ERNC

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2018	70.190	4.575	6,52%
2019	72.266	5.371	7,43%
2020	74.334	6.402	8,61%
2021	76.588	7.930	10,35%
2022	78.954	9.397	11,90%
2023	81.260	10.948	13,47%
2024	83.570	12.614	15,09%
2025	86.001	15.079	17,53%
2026	88.372	15.847	17,93%
2027	90.806	16.701	18,39%
2028	93.230	17.419	18,68%
2029	95.711	18.030	18,84%
2030	97.074	18.547	19,11%

2 METODOLOGÍA

En la presente fijación se ha establecido el programa de obras de generación necesario para abastecer la demanda los próximos 10 años, en los términos establecidos en la normativa vigente. En tanto, los costos marginales de energía para la determinación de los precios de nudo se han calculado para un período de 48 meses, de acuerdo a lo establecido en la Ley y en la Resolución Exenta N° 641.

2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA

Para simular la operación óptima del sistema, se utiliza un modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE2000, que utiliza un método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual.

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente se realiza un análisis secuencial por etapas, desde una situación futura hacia el presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un problema lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo se calculan valores del agua iniciales para los embalses asociados a centrales hidroeléctricas en cada etapa.

A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua ya calculados, con el objetivo de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa. La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales en el corto plazo para cada condición hidrológica.

El modelo realiza las siguientes funciones, en relación con la operación de un sistema eléctrico:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema en su conjunto, determinando el despacho de todas las centrales generadoras, para un conjunto determinado de bloques de demanda mensual y un número de situaciones hidrológicas definidas por el usuario, tomando en consideración las restricciones de transmisión y las pérdidas en las líneas.
- El modelo permite la utilización telescópica de bloques y etapas, esto es, en virtud del detalle que se requiera, las primeras etapas del horizonte pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas que se encuentren hacia el final del horizonte, las cuales pueden tener menos bloques y ser de mayor duración.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones es de 10 años, incluyendo en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. Para efectos de recoger adecuadamente las características de las condiciones hidrológicas, la simulación fue efectuada a partir de enero de 2018, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2018, en concordancia con el inicio de vigencia de los precios establecido en la Resolución N° 641.

2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Para estos efectos, se toma en cuenta también la tasa de indisponibilidad forzada de dichas centrales, reduciendo la potencia disponible, y se detalla el programa de mantenimiento de cada central.

2.3.1 Costos variables de centrales térmicas

Se utilizan en la modelación los valores informados por el Coordinador respecto de los costos de combustibles, el rendimiento térmico y los costos variables no combustibles para las centrales en operación.

Para aquellas centrales térmicas en construcción, y aquellas que son parte del programa de obras indicativo de generación, se utilizan los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, mientras que como rendimientos térmicos y costos variables no combustibles se utilizan los valores de centrales térmicas de similares características.

Para las centrales térmicas, el costo de despacho asociado corresponde al costo variable de cada central utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar su prioridad de despacho en cada etapa. Para cada central, este valor se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$C_V = C_{esp} \cdot C_C + C_{VNC}$$

- C_V : Costo variable de la central térmica
- C_{esp} : Consumo específico de combustible (rendimiento)
- C_C : Costo del combustible
- C_{VNC} : Costo variable no combustible

2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

1. Embalses y centrales de embalse.
2. Centrales en serie hidráulica.
3. Centrales hidroeléctricas de pasada.

Se considera en la modelación la capacidad de regulación de múltiples embalses, entre ellos la Laguna del Laja.

Para los embalses se considera la modelación de sus polinomios cota-volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y la representación de los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.

A efectos de generar una muestra hidrológica que contenga situaciones más extremas que aquellas presentadas en la estadística del punto 1.5, y en base a la energía afluyente en el sistema para cada año hidrológico, se agregan tres hidrologías a la estadística real, bajo los siguientes criterios:

- a) Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.
- b) Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la siguiente situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- c) Una hidrología húmeda, que permite que se mantenga el promedio de la muestra ampliada y que la dispersión de la misma sea mínima.

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 60.

2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Los antecedentes técnicos utilizados en la modelación se encontrarán disponibles junto con el presente informe en la página web de la Comisión.

2.5.1 Centrales Eólicas

Se han utilizado estadísticas de recurso eólico y generación eólica para distintas regiones dentro del Sistema Eléctrico Nacional, las que se han representado a través de la modulación mensual de las potencias máximas de las centrales eólicas.

A partir de los antecedentes que dispone esta Comisión, se han conformado también proyectos eólicos genéricos de diferentes potencias, factibles de ser localizados en tres zonas características, cuyos factores de planta mensuales son los que se muestran a continuación.

Tabla 14: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SING

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	18%	36%	58%	84%	26%	43%	37%	27%	15%	18%	4%	12%
2	18%	36%	58%	84%	26%	43%	37%	27%	15%	18%	4%	12%
3	60%	86%	25%	79%	29%	81%	45%	57%	50%	32%	7%	64%
4	60%	86%	25%	79%	29%	81%	45%	57%	50%	32%	7%	64%
5	81%	94%	38%	93%	49%	91%	55%	85%	73%	52%	16%	68%
6	81%	94%	38%	93%	49%	91%	55%	85%	73%	52%	16%	68%
7	33%	54%	71%	32%	35%	28%	26%	24%	13%	5%	3%	11%
8	33%	54%	71%	32%	35%	28%	26%	24%	13%	5%	3%	11%
9	32%	10%	73%	7%	94%	19%	49%	18%	24%	32%	33%	30%
10	32%	10%	73%	7%	94%	19%	49%	18%	24%	32%	33%	30%
11	32%	13%	69%	10%	92%	40%	52%	62%	55%	57%	54%	40%
12	32%	13%	69%	10%	92%	40%	52%	62%	55%	57%	54%	40%
13	32%	21%	60%	14%	87%	57%	58%	19%	14%	17%	10%	17%
14	32%	21%	60%	14%	87%	57%	58%	19%	14%	17%	10%	17%
15	2%	5%	28%	43%	42%	19%	22%	7%	1%	4%	11%	1%
16	2%	5%	28%	43%	42%	19%	22%	7%	1%	4%	11%	1%

Tabla 15: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SIC (Zona Norte¹)

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	74%	47%	3%	15%	8%	65%	33%	84%	1%	2%	82%	14%
2	74%	47%	3%	15%	8%	65%	33%	84%	1%	2%	82%	14%
3	47%	24%	25%	32%	17%	49%	4%	77%	1%	3%	58%	2%
4	47%	24%	25%	32%	17%	49%	4%	77%	1%	3%	58%	2%
5	55%	19%	23%	90%	8%	35%	1%	74%	7%	11%	7%	2%
6	55%	19%	23%	90%	8%	35%	1%	74%	7%	11%	7%	2%
7	30%	8%	9%	76%	5%	27%	1%	47%	15%	27%	5%	7%
8	30%	8%	9%	76%	5%	27%	1%	47%	15%	27%	5%	7%
9	48%	16%	4%	33%	18%	27%	6%	53%	25%	14%	23%	7%
10	48%	16%	4%	33%	18%	27%	6%	53%	25%	14%	23%	7%
11	42%	19%	1%	13%	28%	26%	12%	92%	6%	4%	86%	46%
12	42%	19%	1%	13%	28%	26%	12%	92%	6%	4%	86%	46%
13	76%	26%	3%	11%	21%	36%	16%	94%	2%	3%	93%	75%
14	76%	26%	3%	11%	21%	36%	16%	94%	2%	3%	93%	75%
15	71%	35%	8%	7%	11%	65%	35%	94%	1%	1%	82%	71%
16	71%	35%	8%	7%	11%	65%	35%	94%	1%	1%	82%	71%

¹ Corresponde al territorio geográfico comprendido entre la III región de Atacama y la V región, de Valparaíso

Tabla 16: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SIC (Zona Sur²)

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	7%	29%	62%	86%	32%	31%	37%	32%	9%	56%	77%	50%
2	7%	29%	62%	86%	32%	31%	37%	32%	9%	56%	77%	50%
3	6%	85%	58%	87%	13%	30%	41%	58%	10%	4%	67%	58%
4	6%	85%	58%	87%	13%	30%	41%	58%	10%	4%	67%	58%
5	1%	83%	81%	89%	17%	7%	67%	67%	25%	4%	41%	54%
6	1%	83%	81%	89%	17%	7%	67%	67%	25%	4%	41%	54%
7	1%	69%	86%	74%	17%	2%	67%	59%	14%	4%	21%	47%
8	1%	69%	86%	74%	17%	2%	67%	59%	14%	4%	21%	47%
9	2%	52%	71%	80%	32%	2%	63%	30%	4%	3%	4%	39%
10	2%	52%	71%	80%	32%	2%	63%	30%	4%	3%	4%	39%
11	2%	21%	68%	87%	41%	11%	53%	18%	3%	1%	2%	30%
12	2%	21%	68%	87%	41%	11%	53%	18%	3%	1%	2%	30%
13	1%	32%	73%	87%	29%	23%	56%	23%	8%	3%	7%	20%
14	1%	32%	73%	87%	29%	23%	56%	23%	8%	3%	7%	20%
15	22%	14%	75%	81%	35%	31%	54%	51%	11%	22%	15%	22%
16	22%	14%	75%	81%	35%	31%	54%	51%	11%	22%	15%	22%

2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de radiación horaria, relacionando dicha radiación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación mediante factores de planta de centrales en base a dicha tecnología en cada uno de los bloques. Los factores de planta así resultantes, por bloque, son los que se utilizan para la modulación de las potencias máximas de las centrales fotovoltaicas. Estos factores representativos, son los que se muestran a continuación.

Tabla 17: Factores de planta promedio de Centrales Fotovoltaicas Indicativas –SEN - SING

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	1%	0%	0%	3%	12%	21%	13%	11%	2%	0%	0%
6	0%	1%	0%	0%	3%	12%	21%	13%	11%	2%	0%	0%
7	55%	59%	54%	55%	65%	78%	82%	81%	78%	66%	56%	52%
8	55%	59%	54%	55%	65%	78%	82%	81%	78%	66%	56%	52%
9	70%	62%	58%	59%	68%	77%	83%	86%	85%	83%	81%	77%
10	70%	62%	58%	59%	68%	77%	83%	86%	85%	83%	81%	77%
11	68%	60%	58%	58%	67%	73%	78%	75%	76%	71%	71%	66%
12	68%	60%	58%	58%	67%	73%	78%	75%	76%	71%	71%	66%
13	16%	5%	46%	16%	30%	35%	44%	3%	13%	15%	13%	4%
14	16%	5%	46%	16%	30%	35%	44%	3%	13%	15%	13%	4%
15	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

² Corresponde al territorio geográfico comprendido entre la VIII región del BioBio y la X región de Los Lagos

Tabla 18: Factores de planta promedio de Centrales Fotovoltaicas Indicativas –SEN - SIC (Zona Norte³)

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	1%	5%	14%	32%	31%	2%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	1%	5%	14%	32%	31%	2%	0%	0%
7	52%	55%	50%	53%	66%	78%	86%	90%	90%	66%	56%	52%
8	52%	55%	50%	53%	66%	78%	86%	90%	90%	66%	56%	52%
9	77%	66%	60%	64%	73%	84%	92%	96%	96%	83%	81%	77%
10	77%	66%	60%	64%	73%	84%	92%	96%	96%	83%	81%	77%
11	77%	68%	65%	67%	73%	85%	92%	76%	81%	71%	71%	66%
12	77%	68%	65%	67%	73%	85%	92%	76%	81%	71%	71%	66%
13	34%	20%	62%	44%	55%	71%	78%	3%	6%	15%	13%	4%
14	34%	20%	62%	44%	55%	71%	78%	3%	6%	15%	13%	4%
15	0%	0%	8%	1%	3%	7%	11%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	8%	1%	3%	7%	11%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 19: Factores de planta de Centrales Fotovoltaicas – SEN - SIC (Zona Centro⁴)

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	1%	3%	8%	3%	2%	2%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	1%	3%	8%	3%	2%	2%	0%	0%
7	39%	38%	35%	41%	44%	49%	60%	49%	50%	73%	62%	58%
8	39%	38%	35%	41%	44%	49%	60%	49%	50%	73%	62%	58%
9	83%	65%	55%	62%	69%	79%	88%	92%	94%	91%	90%	86%
10	83%	65%	55%	62%	69%	79%	88%	92%	94%	91%	90%	86%
11	48%	35%	40%	29%	41%	48%	59%	48%	57%	79%	79%	73%
12	48%	35%	40%	29%	41%	48%	59%	48%	57%	79%	79%	73%
13	7%	2%	14%	2%	9%	14%	19%	2%	5%	17%	14%	4%
14	7%	2%	14%	2%	9%	14%	19%	2%	5%	17%	14%	4%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%

³ Corresponde al territorio geográfico comprendido entre Taltal y Coquimbo, II y IV Región respectivamente

⁴ Corresponde al territorio geográfico comprendido entre la V región de Valparaíso y la VIII región del Biobío

2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El programa de obras considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte de planificación, según los antecedentes de los que dispone esta Comisión en relación a proyectos que se encuentran actualmente en estudio. Cabe mencionar que, para la presente fijación, se ha considerado los antecedentes del Informe de Costos de Tecnologías de Generación, elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 55, de fecha 31 de enero de 2018.

2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador

Para determinar las alternativas de expansión y la localización de las centrales de generación del programa indicativo, esta Comisión ha tenido en vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se ha solicitado información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas respecto de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo.

En cuanto a los tipos de tecnología de generación, y en virtud a lo establecido en la Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado también en el presente programa de obras, la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías cuando sea necesario, para el cumplimiento de lo establecido en la ya mencionada ley.

A partir de lo anterior, esta Comisión ha conformado un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte 2018-2029, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos fueron escalados de acuerdo con la utilización óptima de los recursos disponibles, por lo que, para la determinación del programa de obras indicativo las centrales incorporadas no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico pueden tomar las decisiones privadas de acuerdo a criterios individuales, que pueden no responder necesariamente a los mismos criterios bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, que se relacionan con una utilización adecuada de los recursos bajo una óptica sistémica. Estos criterios individuales pueden incluir por ejemplo, el establecimiento de contratos de suministro con clientes, la disponibilidad de combustibles, entre otros.

2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación en el programa indicativo son los que se presentan en la Tabla 20, en concordancia con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, aprobado por Resolución Exenta CNE N° 55, de 31 de enero 2018. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo a los proyectos que se

encuentran en etapa de estudio, y de la interacción con distintos agentes públicos y privados de la industria.

Para los proyectos de todas las tecnologías de generación se ha tenido en cuenta las partidas de costos relativas al equipamiento mecánico, equipamiento eléctrico, obras civiles, fletes y seguros, montaje, costos indirectos, entre otros. Además, se incluyen la subestación de salida y la línea de conexión al sistema eléctrico.

Para proyectos de centrales hidroeléctricas este costo debe reflejar, además las obras hidráulicas propias de este tipo de proyectos. Para las centrales geotérmicas se han considerado también las instalaciones propias de la producción geotérmica (pozos, sistemas de conducción, separación, almacenamiento, entre otros), en tanto que para proyectos de centrales termoeléctricas convencionales se consideran las instalaciones para el suministro, almacenamiento y logística del combustible. Así, para las centrales a carbón, los costos de inversión incluyen, por ejemplo, la realización de puertos necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón.

Tabla 20: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	3.000
Gas Natural Ciclo Abierto	800
Gas Natural Ciclo Combinado	1.035
Eólica	1.365
Solar Fotovoltaica	970
Solar Térmica	7.930
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.035
Biomasa	3.100
Biogás	3.500
Geotérmica	6.375

Para el costo de operación, mantención y administración de las instalaciones de generación del programa de obras indicativo, se ha utilizado como valor fijo el equivalente al 2% del costo de inversión de cualquier tipo de central de generación.

2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Para este efecto se ha incorporado en la modelación una reducción de 8,5% de la potencia de centrales termoeléctricas generadoras del SEN - SING que no han sido limitadas por restricciones operacionales.

Con respecto al SEN - SIC, se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche, El Toro, Canutillar, Rapel, Pangué, Angostura y Cipreses, a prorrata de su potencia instalada.

2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

Las instalaciones modeladas contemplan costos en elementos de compensación para efectos del control de tensión. Sin embargo, estos costos no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con el objeto de mantener los rangos de tensión dentro de los límites aceptados.

Así, la regulación de tensión para el SEN - SING es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se ha incorporado en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

Por su parte, para el SEN - SIC, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación:

- La central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, que corresponde a 200 MW, durante el horizonte de análisis.
- Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro II como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

De este modo se determina el costo no cubierto por los costos marginales para los próximos 48 meses, lo que se refleja en el factor de regulación de tensión descrito en los resultados.

2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En relación al sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando cinco tramos de pérdidas para el sistema de transmisión nacional, y tres tramos de pérdidas para el resto del sistema.

Se representa en forma simplificada el sistema de transmisión, incorporando instalaciones desde el nivel de 66 kV hasta el nivel de 500 kV.

Se han incorporado las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, considerando las capacidades técnicas del mismo, de acuerdo a los antecedentes disponibles por esta Comisión.

La modelación de los sistemas de transmisión considera también la reducción de algunos tramos en paralelo, y la utilización del criterio N-1 para tramos relevantes del sistema.

2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA

Sobre la base del estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” remitido al Coordinador mediante carta CNE N°490 de fecha 17 de agosto de 2016 para su distribución entre las empresas integrantes, se presenta la actualización del valor de costo de falla de larga duración.

Conforme a lo anterior, el costo de falla medio del sistema está determinado para restricciones de 5%, 10%, 20% y 30%, y periodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Adicionalmente se utilizan ponderadores para los sectores industrial, minero y residencial.

Para cada uno de los tres sectores señalados, además de transporte y manufactura, se indica una fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla en el sistema.

2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización considerada para las simulaciones es de 10% real anual, según lo establecido en la letra d), del artículo 165° de la Ley.

2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión.

2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante afectación directa de los factores de penalización considerando que los modelamientos que les dieron origen no incorporaron factores de indisponibilidad.

Para ello se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima, utilizando el modelo multinodal PCP.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0,001760 horas/km al año para el SEN-SING se ha simulado la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 23 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

Por su parte, en el SEN-SIC se considera una tasa de indisponibilidad de 0,00136 horas/km al año, y se simuló la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 21 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda y a su distribución de costos marginales por barra se asignó la probabilidad correspondiente, determinando un coeficiente promedio de sobrecosto por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de líneas.

Como costo de falla se usó el costo correspondiente declarado en el cuerpo de este informe, y se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

Tabla 21: Indisponibilidad de transmisión para instalaciones del SEN-SIC y el SEN-SING

		SEN-SING	SEN-SIC
Indisponibilidad de Transmisión	[horas/año]	0,24	1,63
Factor de Sobrecosto por Indisponibilidad	p.u.	1,000085	1,000183

Este coeficiente destinado a afectar a los factores de penalización resulta bajo, pues el modelo utilizado reconoce que pocos eventos de salida de líneas, asociados a su vez a bajas probabilidades, provocan insuficiencia en el abastecimiento de la demanda.

Se afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobrecosto.

Cabe señalar lo siguiente:

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.
- Los parámetros definidos no pueden entenderse como una condicionante del trabajo que el Coordinador debe efectuar para cumplir con lo establecido en la letra d) del Artículo 36° del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

3 RESULTADOS

3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN

De acuerdo a los antecedentes considerados y a la metodología descrita en los puntos anteriores, el programa indicativo de obras de generación para la presente fijación se muestra en la siguiente tabla.

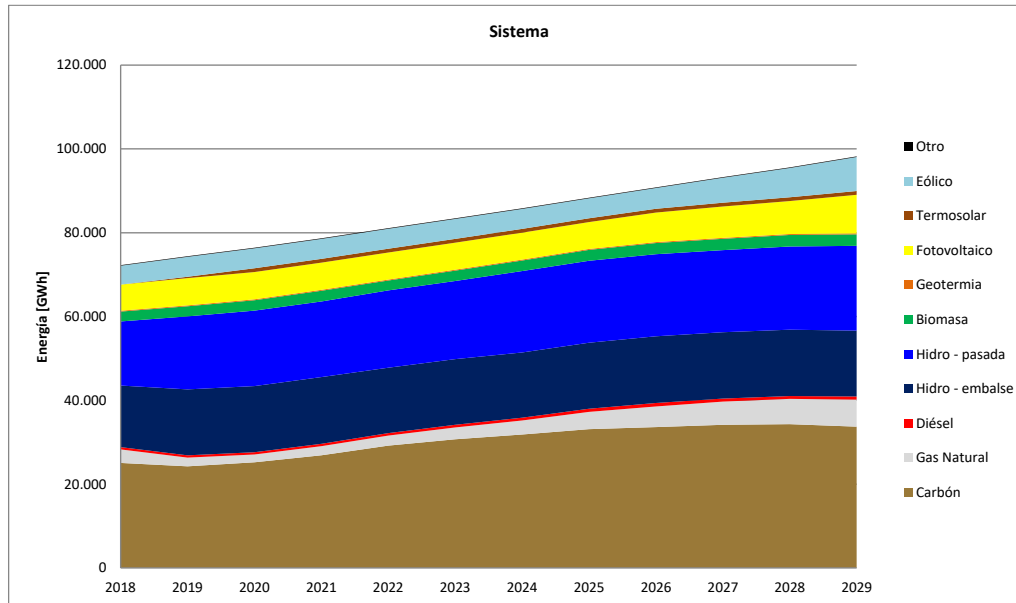
Tabla 22: Programa de obras indicativo de generación

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Solar SING III	ene-26	200	Solar	Encuentro 220
Eolica Maitencillo 01	sep-26	200	Eolica	Maitencillo 220
Solar Polpaico 01	nov-26	220	Solar	Polpaico 220
EOLICO SING I	ene-27	200	Eolica	Laberinto 220
EOLICO SING III	ene-28	300	Eolica	Encuentro 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	20	Pasada	Ancoa 220
Solar SING I	ene-28	100	Solar	Laberinto 220
Eolica Ciruelos 01	ene-29	150	Eolica	Ciruelos 220
Eolica Maitencillo 02	ene-29	130	Eolica	Maitencillo 220
Hidroeléctrica VII Región 02	ene-29	20	Pasada	Ancoa 220
Solar SING IV	ene-29	150	Solar	Lagunas 220
Eolica Puerto Montt 01	mar-29	150	Eolica	Puerto Montt 220
Grupo MH X Región 01	jun-29	60	Pasada	Puerto Montt 500
Solar Diego de Almagro 01	jun-29	300	Solar	Diego de Almagro 220
Solar Carrera Pinto 01	sep-29	100	Solar	Carrera Pinto 220
Solar Cardones 04	sep-29	230	Solar	Cardones 220

Es importante señalar que este programa de obras responde al resultado del ejercicio de planificación descrito, considerando los supuestos de previsión de demanda, proyección de costos de combustibles y demás antecedentes mencionados. En ese sentido, este programa no refleja necesariamente centrales o proyectos particulares, sino que se efectúa en base a la identificación de la mejor utilización de los recursos energéticos potenciales.

De acuerdo a este programa indicativo de obras de generación, y considerando la totalidad de la matriz de centrales de generación eléctrica para el horizonte de evaluación, la generación anual de energía en el sistema, por tecnología, es la que se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 3: Generación anual de energía eléctrica sistema



(*) Generación 2018 considera a partir del mes de enero.

Como parte de los resultados obtenidos en la elaboración del programa indicativo de obras de generación se ha considerado también la utilización de las unidades de gas natural (ciclos combinados) del SEN-SIC, de la forma que se detalla a continuación:

- Nehuenco 1: disponibilidad completa desde enero 2027.
- Nehuenco 2: disponibilidad completa desde enero 2028.

Además, es necesario tener en consideración que para efectos de la simulación se consideró también para el periodo simulado disponibilidad de GNL para las centrales U16, CTM3 y Kelar.

En base a las obras de generación y transmisión en construcción, al programa indicativo de obras de generación descrito, y a los supuestos y metodologías señalados en los puntos anteriores, se calculan los precios de nudo en las secciones siguientes.

3.2 PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico, se han calculado los costos marginales para los diferentes años de operación analizados en el sistema eléctrico en los distintos nudos del Sistema de Transmisión Nacional. Una vez obtenidos los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en un período de 48 meses, a partir de abril de 2018 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2018 y marzo de 2022, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV.

Tabla 23: Costos Marginales y Demanda de Energía Nudo Quillota 220 [kV]

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Abril	2018	47,12	344,59	1,000
Mayo	2018	47,90	342,34	0,992
Junio	2018	46,54	347,02	0,984
Julio	2018	45,18	350,74	0,976
Agosto	2018	44,74	350,44	0,969
Septiembre	2018	41,32	340,49	0,961
Octubre	2018	39,49	356,44	0,953
Noviembre	2018	38,75	348,90	0,946
Diciembre	2018	39,08	369,10	0,938
Enero	2019	46,52	388,51	0,931
Febrero	2019	50,71	339,76	0,924
Marzo	2019	57,09	357,90	0,916
Abril	2019	50,98	355,61	0,909
Mayo	2019	47,87	353,34	0,902
Junio	2019	44,48	358,01	0,895
Julio	2019	43,61	361,58	0,888
Agosto	2019	42,67	361,58	0,881
Septiembre	2019	39,92	351,42	0,874
Octubre	2019	39,00	367,71	0,867
Noviembre	2019	35,73	359,98	0,860
Diciembre	2019	38,84	381,03	0,853
Enero	2020	44,94	394,94	0,846
Febrero	2020	49,60	346,21	0,840
Marzo	2020	55,16	364,52	0,833
Abril	2020	53,46	360,86	0,826
Mayo	2020	49,57	359,13	0,820
Junio	2020	46,08	363,49	0,813
Julio	2020	45,59	366,95	0,807
Agosto	2020	44,12	367,27	0,801
Septiembre	2020	41,49	356,81	0,794
Octubre	2020	41,00	373,27	0,788
Noviembre	2020	37,91	365,77	0,782
Diciembre	2020	41,95	387,41	0,776
Enero	2021	47,16	395,73	0,769
Febrero	2021	52,17	348,40	0,763

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Marzo	2021	57,67	366,47	0,757
Abril	2021	55,60	360,54	0,751
Mayo	2021	52,12	359,68	0,745
Junio	2021	48,88	363,38	0,739
Julio	2021	47,69	367,20	0,734
Agosto	2021	45,78	367,37	0,728
Septiembre	2021	43,05	356,72	0,722
Octubre	2021	42,80	373,10	0,716
Noviembre	2021	39,69	366,19	0,711
Diciembre	2021	43,04	388,29	0,705
Enero	2022	44,10	407,35	0,699
Febrero	2022	51,14	359,14	0,694
Marzo	2022	61,75	377,77	0,688

Los Precios Básicos de la Energía se calculan, entonces, en las distintas barras del sistema, a partir de la asociación de consumos aguas abajo de cada barra. Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales, tanto en la barra como en las barras de consumo asociadas a cada una, tal como se muestra, a modo de ejemplo, en las tablas precedentes para el caso de Quillota 220 kV.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2018, el Precio Básico de la Energía se determina como:

$$\text{Precio Básico Energía}_{\text{NUDO BÁSICO CALCULADO}} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{CMg}_{\text{NCalculado } i} E_{\text{NCalculado } i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{\text{NCalculado } i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

$N_{\text{Calculado}}$: Nudo del sistema respectivo, para el Precio Básico de la Energía.

$\text{CMg}_{\text{NCalculado } i}$: Costo marginal mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.

$E_{\text{NCalculado } i}$: Energía mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.

i : Mes i -ésimo.

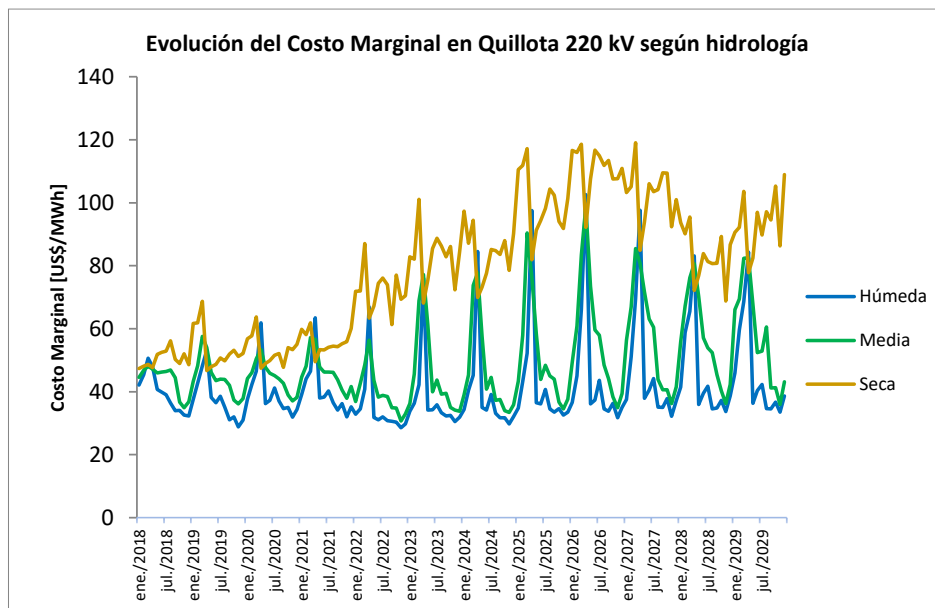
r : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% real anual.

Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de:

Precio Básico Energía Quillota 220 kV= 45,917 [US\$/MWh] x 633,77 [\$/US\$] = 29,101 [\$/kWh]

Es importante señalar que los precios básicos de la energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles. En ese sentido, los costos marginales que se den en la práctica dependerán de que se verifiquen los supuestos de costos de combustibles, de proyección de demanda, y de fechas de entrada de centrales e instalaciones de transmisión, bajo una cierta condición hidrológica. Para mostrar distintas condiciones posibles, se muestra en los siguientes gráficos el comportamiento de los costos marginales para distintas hidrologías en el horizonte de planificación.

Gráfico 4: Evolución del Costo Marginal en Quillota 220 kV según hidrología [US\$/MWh]



Como el cálculo de los precios de nudo se efectúa considerando un promedio de los costos marginales para distintas condiciones hidrológicas posibles, ello tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-térmico. En este sentido, una adecuada interpretación de los costos marginales esperados debe considerar las situaciones hidrológicas que se puedan verificar en los periodos en que se efectúe el análisis. El gráfico anterior, incorpora los costos marginales esperados para hidrologías seca, media y húmeda, con el objeto de que se efectúe una adecuada utilización e interpretación de los resultados obtenidos.

3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los

balances de demanda y ofertas de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denomina Precio Básico de la Potencia de Punta en el subsistema respectivo.

En el presente informe técnico se han aplicado los resultados del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación”, de 2016, contratado por esta Comisión y desarrollado por Proyersa Energía S.A. Dicho estudio se enmarca dentro de lo establecido en el Reglamento de Precio de Nudo en su artículo 49.

El informe final de este estudio fue publicado en su versión preliminar en la página web de la Comisión, publicación que fue comunicada al Coordinador mediante cartas CNE N° 175, CNE N° 176, CNE N° 177 y CNE N° 178 del 28 de marzo de 2016 con el objeto de permitir a las empresas de generación y transmisión interconectadas al sistema realizar sus observaciones al mismo, para lo cual se estableció un plazo hasta el día 18 de abril de 2016, el que fue extendido hasta el día 25 de abril de 2016 mediante cartas CNE N° 212, CNE N° 213, CNE N° 214 y CNE N° 215 del 18 de abril de 2016.

Las observaciones recibidas fueron analizadas por esta Comisión y se realizaron los cambios pertinentes en los resultados del estudio en concordancia con este análisis. El informe final, en su versión posterior a las observaciones, se encuentra publicado en la página web de esta Comisión desde el día 21 de septiembre de 2016.

Por su parte, de acuerdo lo establecido en los artículos 61, 62 y 63 del Decreto Supremo N° 62 de 2006, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Decreto Supremo N° 62”, se debe definir el Margen de Reserva Teórico o mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, en adelante “MRT”, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico a partir del Margen de Potencia correspondiente al cálculo definitivo de transferencias de potencia de cada año.

El MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia, que corresponde al cociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada sistema o subsistema. En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right]$$

Así, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 149° de la Ley, se identifican los siguientes subsistemas para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

Subsistema Norte Grande:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en el área cuyas instalaciones, con fecha anterior a la de la Resolución Exenta N° 668, se entendían como parte integrante del SING, y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad al mismo, señaladas como SEN-SING en la introducción del presente informe, siendo la subestación básica de potencia Lagunas 220 kV. En este subsistema se considera como la unidad de punta una turbina diésel de 70 MW.

El cálculo definitivo de transferencias de potencia para el SEN-SING 2016 fue informado por el Coordinador a la Comisión el día 20 de junio de 2017, mediante carta DE 02659-17, con lo que se obtiene un Margen de Potencia para este subsistema de acuerdo a lo siguiente:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{3.497,1 \text{ MW}}{2.265,6 \text{ MW}} = 1,54$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,54, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Norte Grande corresponde a un 10%.

Subsistema Centro - Norte:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en el área cuyas instalaciones, con fecha anterior a la de la Resolución Exenta N° 668, se entendían como parte integrante del SIC, entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas, y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad al mismo, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera como la unidad de punta una turbina diésel de 70 MW.

El cálculo definitivo de transferencias de potencia para el SEN-SIC 2016 fue informado por el Coordinador a la Comisión el día 25 de enero de 2018, en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 48 de 2018, con lo que es posible calcular el Margen de Potencia para este subsistema de acuerdo a lo siguiente:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{11.239,9 \text{ MW}}{7.275,1 \text{ MW}} = 1,54$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,54, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del subsistema de potencia Centro - Norte corresponde a un 10%.

Subsistema Sur:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en el área cuyas instalaciones, con fecha anterior a la de la Resolución Exenta N° 668, se entendían como parte integrante del SIC, entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad al mismo, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera como la unidad de punta una turbina diésel de 70 MW.

Como se mencionó para el subsistema Centro – Norte, el cálculo definitivo de transferencias de potencia para el SEN-SIC 2016 fue informado por el Coordinador a la Comisión el día 25 de enero de 2018, en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 48 de 2018, con lo que es posible calcular el Margen de Potencia de para este subsistema de acuerdo a lo siguiente:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{665,2 \text{ MW}}{409,3 \text{ MW}} = 1,63$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,63, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del subsistema de potencia Sur corresponde a un 10%.

Cabe señalar que la definición de los subsistemas de potencia descrita anteriormente se ha realizado en concordancia con el criterio utilizado sistemáticamente por esta Comisión en las sucesivas fijaciones de Precios de Nudo de Corto Plazo. Este criterio dice relación, entre otros, con la constatación de diferencias entre los factores de penalización, en condiciones de demanda máxima para los meses correspondientes al periodo de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional respecto de una determinada subestación básica de potencia, y la comparación de dicha diferencia con las pérdidas marginales, considerando un margen adicional, para definir la existencia de un subsistema de potencia.

A partir de la aplicación de los resultados del estudio ya citado en la presente sección, el Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene, entonces, para los subsistemas señalados, del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas diésel, a partir de la siguiente expresión:

$$P_{\text{pot}}[\text{US\$/kW/mes}] = \{(C_{\text{TG}} \text{ FRC}_{\text{TG}} + C_{\text{SE}} \text{ FRC}_{\text{SE}} + C_{\text{LT}} \text{ FRC}_{\text{LT}})\text{CF} + C_{\text{fijo}}\}(1 + \text{MRT})(1 + \text{FP})$$

Donde los valores para cada variable y parámetro son los que se muestran a continuación:

Subsistema Norte Grande

Los valores para cada variable y parámetro para el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Lagunas 220 kV, para el subsistema de potencia definido en el Norte Grande, son los que se muestran a continuación:

Tabla 24: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Norte Grande

Precio Básico de la Potencia, Lagunas 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	595,77	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	71,539	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	9,010	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,0488	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,359	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + FP$	1,0046	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	8,3671	Precio Básico de la Potencia.

*Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Subsistema Centro - Norte

Para el Subsistema Centro - Norte los valores para cada variable y parámetro de la expresión de cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Nogales 220 kV, son los que se muestran a continuación:

Tabla 25: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Centro - Norte

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	561,48	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	73,928	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{LT} [US\$/kW]	15,052	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,0488	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,3359	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	8,0823	Precio Básico de la Potencia.

*Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Subsistema Sur

Para el Subsistema Sur los valores para cada variable y parámetro de la expresión de cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando una unidad diésel de 70 MW en la subestación Puerto Montt 220 kV, son los que se muestran a continuación:

Tabla 26: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	534,96	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	66,320	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
C_{LT} [US\$/kW]	9,291	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
CF	1,0488	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,1170	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	7,4294	Precio Básico de la Potencia.

*Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Los Precios Básicos de la Potencia, así resultantes, para los nudos de referencia, son:

Precio Básico Potencia Lagunas = 8,3671 [US\$/kW/mes] x 633,77 [\$/US\$] = 5.302,82 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Nogales = 8,0823 [US\$/kW/mes] x 633,77 [\$/US\$] = 5.122,32 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Pto Montt = 7,4294 [US\$/kW/mes] x 633,77 [\$/US\$] = 4.708,53 [\$/kW/mes]

3.4 PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA

Los precios de nudo de energía en las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional se determinan de acuerdo a la fórmula señalada en el punto 3.2 del presente informe. Estos precios incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes y descritas en el presente informe.

Los precios de potencia se determinaron aplicando Factores de Penalización respecto del Precio Básico de la Potencia, de los nudos referenciales señalados en el punto 3.3 anterior. Estos factores de penalización se muestran en la Tabla 27 .

Estos factores se obtienen calculando el cociente entre los precios de las restantes barras del sistema con respecto a las barras de referencia indicadas en el punto 3.3, considerando el bloque de mayor demanda para los meses correspondientes al periodo de punta definido en el numeral 1.7 para cada uno de los subsistemas de potencia. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 27 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

Tabla 27: Factores de penalización y precios de nudo SEN

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
ATACAMA	220	29,736	0,9608	5.094,95
CALAMA	220	30,388	0,9866	5.231,76
CHUQUICAMATA	220	30,369	0,9837	5.216,38
CONDORES	220	31,301	1,0199	5.408,35
CRUCERO	220	29,783	0,9637	5.110,33
EL COBRE	220	29,902	0,9626	5.104,49
EL TESORO	220	30,379	0,9803	5.198,35
ENCUENTRO	220	29,761	0,9629	5.106,09
ESPERANZA SING	220	30,387	0,9807	5.200,48
LABERINTO	220	29,851	0,9617	5.099,72
LAGUNAS	220	30,654	1,0000	5.302,82
NUEVA VICTORIA	220	30,401	0,9898	5.248,73
O'HIGGINS	220	29,397	0,9485	5.029,72
PARINACOTA	220	32,166	1,0558	5.598,72
POZO ALMONTE	220	30,766	1,0072	5.341,00
TARAPACA	220	30,955	1,0168	5.391,91
D. DE ALMAGRO	220	28,575	0,9360	4.794,49
CARRERA PINTO	220	28,634	0,9515	4.873,89
CARDONES	220	28,780	0,9734	4.986,07

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
MAITENCILLO	220	28,132	0,9623	4.929,21
PUNTA COLORADA	220	30,370	0,9922	5.082,37
PAN DE AZUCAR	220	29,513	0,9940	5.091,59
LOS VILOS	220	29,042	0,9908	5.075,19
NOGALES	220	29,129	1,0000	5.122,32
QUILLOTA	220	29,101	1,0022	5.133,59
POLPAICO	220	29,082	0,9961	5.102,34
LOS MAQUIS	220	29,370	1,0066	5.156,13
EL LLANO	220	29,127	0,9979	5.111,56
LAMPA	220	28,807	0,9959	5.101,32
CERRO NAVIA	220	28,786	0,9895	5.068,54
CHENA	220	28,346	0,9802	5.020,90
MAIPO	220	27,683	0,9608	4.921,53
CANDELARIA	220	27,334	0,9576	4.905,13
COLBUN	220	26,773	0,9423	4.826,76
ALTO JAHUEL	220	27,981	0,9639	4.937,40
MELIPILLA	220	28,863	0,9854	5.047,53
RAPEL	220	29,013	0,9720	4.978,90
ITAHUE	220	27,332	0,9275	4.750,95
ANCOA	220	27,064	0,9278	4.752,49
CHARRUA	220	26,463	0,9101	4.661,82
HUALPEN	220	26,367	0,9154	4.688,97
LAGUNILLAS	220	26,121	0,9159	4.691,53
TEMUCO	220	26,906	0,9229	4.727,39
CAUTÍN	220	26,417	0,9066	4.643,90
LOS CIRUELOS	220	25,358	0,9835	4.630,84
VALDIVIA	220	28,217	0,9774	4.602,12
RAHUE	220	28,130	0,9655	4.546,09
PUERTO MONTT	220	28,533	1,0000	4.708,53
MELIPULLI	220	28,651	0,9936	4.678,40
CHILOE	220	29,539	1,0069	4.741,02

3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

Como se señaló en la sección de desarrollo metodológico, la regulación de tensión es incorporada en la modelación, en el caso de ser efectuada por unidades de generación, mediante el despacho de unidades destinadas a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales.

Se ha incorporado, en la modelación, a la central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW, en todo el horizonte de análisis. Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro II, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

Además se ha incorporado en la modelación la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

El sobrecosto de esta operación forzada se ha incorporado como un coeficiente por el que se ponderaron los costos marginales de energía obtenidos de la simulación, lo que permite recuperar la diferencia de costos de operación en el mismo periodo de cálculo de precios de nudo. El perfil de costos marginales mostrados en el cuerpo de este informe considera este efecto. Dicho coeficiente se presenta a continuación:

$$\text{Frv} = 1,00374$$

3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

3.6.1 Indexación del precio de la potencia punta

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

Para efectos de la determinación de la fórmula de indexación de la potencia, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, en el presente informe técnico se han aplicado los resultados del ya citado estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” de 2016.

Así, la fórmula de indexación para el precio de la potencia de punta es la que se muestra a continuación:

$$\text{Pb} [(\$/\text{kW})/\text{mes}] = \text{Pb}_0 \left[\frac{\text{Dol}_i}{\text{Dol}_0} \left(\text{Coef}_1 \frac{\text{PPI}_{\text{turb}_i}}{\text{PPI}_{\text{turb}_0}} + \text{Coef}_2 \frac{\text{PPI}_i}{\text{PPI}_0} \right) + \text{Coef}_3 \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} \right]$$

Dónde:

- Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- Pb₀ : Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.
- Dol_i : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior a cual se registre la indexación.
- Dol₀ : Dólar observado EEUU promedio según la última fijación tarifaria.
- PPI_{turb_i}: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI_{turb₀}: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, según la última fijación tarifaria.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI_0 : Producer Price Index- Commodities, según la última fijación tarifaria.

IPC_i : Índice de precios al consumidor para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.

IPC_0 : Índice de precios al consumidor según la última fijación tarifaria.

A continuación, se presentan en la Tabla 28 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 29 los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

Tabla 28: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	633,77	nov-17
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	216,70	jun-17
Producer Price Index- Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	193,60	jun-17
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	116,29	nov-17

Tabla 29: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia

Subestación	Potencia [MW]	Pb0	COEF 1 PPI _{turb}	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Lagunas 220	70	5.302,82	0,52971	0,08919	0,38110
Nogales 220	70	5.122,32	0,51832	0,09232	0,38936
Pto. Montt 220	70	4.708,53	0,53907	0,10062	0,36031

3.6.2 Indexación del precio de la energía

El precio de nudo de la energía será indexado respecto de las variaciones que experimente el Precio Medio de Mercado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} \left[\frac{\text{PMM}_i}{\text{PMM}_0} \right]$$

Dónde:

PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM_0 : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente.

A más tardar el primer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PMM_i respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos antes señalados serán indexados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC) correspondiente al mes anterior al que se registre la indexación.

3.7 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIOS DE MERCADO

3.7.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el inciso primero del artículo 168° de la Ley, el Precio Medio Básico resulta ser igual a:

Tabla 30: Precio Medio Básico

Precio Medio Básico	SEN ⁵
Precio Básico Energía [\$/kWh]	29,082
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	5.102,34
Precio Medio Básico [\$/kWh]	38,040

⁵ Precio Básicos en nudo Polpaico 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,7802.

3.7.2 Determinación de Banda de Precios

Según lo establecido en los números 2, 3 y 4, del artículo 168° de la Ley, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM), se debe determinar la diferencia porcentual ($\Delta\text{PMB}/\text{PMM}\%$) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de Mercado (PMM) determinado en conformidad a lo establecido en artículo 167° de la Ley. Esta comparación se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 31: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [\$/kWh]	38,040
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	62,169
$\Delta \text{PMB} / \text{PMM} (\%)$	-38,8%

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (BPM) se describe a continuación:

$$\text{BPM} = \begin{cases} 5\% ; \text{si } \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% - 2\% ; \text{si } 30\% \leq \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% < 80\% \\ 30\% ; \text{si } 80\% \leq \left| \frac{\Delta\text{PMB}}{\text{PMM}} \right| \% \end{cases}$$

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a -13,5% en el SEN.

3.7.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

En conformidad al procedimiento estipulado en el artículo 167° de la Ley, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

Tabla 32: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	41,831
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	62,169
Diferencia (%)	-32,7%

En el SEN dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la BPM calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el artículo 168° de la Ley, se procedió a ajustar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite inferior de la BPM.

Tabla 33: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	53,777
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	62,169
Diferencia (%)	-13,5%

3.7.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios

Con el ajuste de la banda los precios de nudo se presentan en la Tabla 34.

Tabla 34: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización.

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
ATACAMA	220	42,074	0,9608	5.094,95
CALAMA	220	42,997	0,9866	5.231,76
CHUQUICAMATA	220	42,970	0,9837	5.216,38
CONDORES	220	44,289	1,0199	5.408,35
CRUCERO	220	42,141	0,9637	5.110,33
EL COBRE	220	42,309	0,9626	5.104,49
EL TESORO	220	42,984	0,9803	5.198,35
ENCUENTRO	220	42,110	0,9629	5.106,09
ESPERANZA SING	220	42,995	0,9807	5.200,48
LABERINTO	220	42,237	0,9617	5.099,72
LAGUNAS	220	43,373	1,0000	5.302,82
NUEVA VICTORIA	220	43,015	0,9898	5.248,73
O'HIGGINS	220	41,595	0,9485	5.029,72
PARINACOTA	220	45,512	1,0558	5.598,72
POZO ALMONTE	220	43,532	1,0072	5.341,00
TARAPACA	220	43,799	1,0168	5.391,91
D. DE ALMAGRO	220	40,431	0,9360	4.794,49
CARRERA PINTO	220	40,515	0,9515	4.873,89
CARDONES	220	40,722	0,9734	4.986,07
MAITENCILLO	220	39,805	0,9623	4.929,21
PUNTA COLORADA	220	42,971	0,9922	5.082,37
PAN DE AZUCAR	220	41,759	0,9940	5.091,59
LOS VILOS	220	41,092	0,9908	5.075,19
NOGALES	220	41,215	1,0000	5.122,32
QUILLOTA	220	41,176	1,0022	5.133,59
POLPAICO	220	41,149	0,9961	5.102,34
LOS MAQUIS	220	41,556	1,0066	5.156,13
EL LLANO	220	41,213	0,9979	5.111,56
LAMPA	220	40,760	0,9959	5.101,32
CERRO NAVIA	220	40,730	0,9895	5.068,54

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
CHENA	220	40,107	0,9802	5.020,90
MAIPO	220	39,169	0,9608	4.921,53
CANDELARIA	220	38,676	0,9576	4.905,13
COLBUN	220	37,882	0,9423	4.826,76
ALTO JAHUEL	220	39,591	0,9639	4.937,40
MELIPILLA	220	40,839	0,9854	5.047,53
RAPEL	220	41,051	0,9720	4.978,90
ITAHUE	220	38,673	0,9275	4.750,95
ANCOA	220	38,294	0,9278	4.752,49
CHARRUA	220	37,443	0,9101	4.661,82
HUALPEN	220	37,307	0,9154	4.688,97
LAGUNILLAS	220	36,959	0,9159	4.691,53
TEMUCO	220	38,070	0,9229	4.727,39
CAUTÍN	220	37,378	0,9066	4.643,90
LOS CIRUELOS	220	35,880	0,9835	4.630,84
VALDIVIA	220	39,925	0,9774	4.602,12
RAHUE	220	39,802	0,9655	4.546,09
PUERTO MONTT	220	40,372	1,0000	4.708,53
MELIPULLI	220	40,539	0,9936	4.678,40
CHILOE	220	41,795	1,0069	4.741,02

3.8 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

3.8.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación han sido calculados considerando la variación del tipo de cambio (dólar acuerdo) y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 35.

Tabla 35: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Concepto	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
			Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar Acuerdo	Reactivos	Banco Central	829,20	31-05-2017	835,64	30-11-2017
IPM USA	Reactivos	Bureau of Labor Statistics	170,80	mar-17	170,40	sep-17

3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 36. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público

que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior, y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en Tabla 36 para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 36 y Tabla 37, será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, el Coordinador deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los recargos presentados en las siguientes tablas, según corresponda.

Tabla 36: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SING

Cociente %	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	6,274	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,296	11,296	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,296	11,296	11,296
Sobre 50 y hasta 80	15,053	15,053	15,053
Sobre 80	18,807	18,807	18,807

Tabla 37: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SIC

Cociente %	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	6,327	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,392	11,392	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,392	11,392	11,392

Cociente %	Cargo para tensión superior a 100 kV	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV	Cargo para tensión inferior a 30 kV
	\$/KVArh	\$/KVArh	\$/KVArh
Sobre 50 y hasta 80	15,181	15,181	15,181
Sobre 80	18,969	18,969	18,969

3.9 COSTO DE RACIONAMIENTO

En base al estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” remitido al Coordinador mediante carta CNE N° 490, de fecha 17 de agosto de 2016 para su distribución entre las empresas integrantes, los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento establecido en el artículo 30° del Reglamento de Precio de Nudo, así como los valores base e índices correspondientes, son los que se presentan en las siguientes tablas.

Cabe señalar que, en concordancia con la Resolución Exenta N° 668, de la Comisión, del 21 de noviembre de 2017, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional a partir de la interconexión de los predecesores SIC y SING, para todos los efectos legales, en la modelación sobre la cual se calcularon los precios de nudo se utilizó el costo de falla del SEN.

Tabla 38: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	454,61	717,31
5-10%	661,42	1.043,62
10-20%	955,16	1.507,11
Sobre 20%	1.302,48	2.055,13

Valor único representativo por sistema, denominado Costo de Racionamiento:

SEN: 717,31 [US\$/MWh]

Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo.

Este valor único representa el costo por megawatt-hora, en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía.

3.10 COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, para el Sistema Eléctrico Nacional, la componente de energía del Precio Medio de Mercado corresponde a 83,960 [USD/MWh], que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de 98,094 [USD/MWh] y un precio de potencia de 8,0508 [USD/kW/mes], de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados.

3.11 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 39 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema.

Tabla 39: Factores de Modulación

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
ATACAMA	220	0,9986	1,0225
CALAMA	220	1,0254	1,0449
CHUQUICAMATA	220	1,0224	1,0443
CONDOROS	220	1,0600	1,0763
CRUCERO	220	1,0016	1,0241
EL COBRE	220	1,0004	1,0282
EL TESORO	220	1,0188	1,0446
ENCUENTRO	220	1,0007	1,0234
ESPERANZA SING	220	1,0192	1,0449
LABERINTO	220	0,9995	1,0264
LAGUNAS	220	1,0393	1,0540
MARIA ELENA	220	1,0028	1,0247
QUILLAGUA	220	1,0143	1,0359
SALAR	220	1,0236	1,0439
NUEVA VICTORIA	220	1,0287	1,0453
O'HIGGINS	220	0,9858	1,0108
PARINACOTA	220	1,0973	1,1060
POZO ALMONTE	220	1,0468	1,0579
TARAPACA	220	1,0568	1,0644
D. DE ALMAGRO	220	0,9397	0,9826
CARRERA PINTO	220	0,9552	0,9846
SAN ANDRES	220	0,9668	0,9869
CARDONES	220	0,9772	0,9896
MAITENCILLO	220	0,9661	0,9673
PUNTA COLORADA	220	0,9961	1,0443
PAN DE AZUCAR	220	0,9979	1,0148

Subestación	Tensión [KV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
DON GOYO	220	0,9933	1,0040
LA CEBADA	220	0,9900	0,9962
LAS PALMAS	220	0,9882	0,9909
LOS VILOS	220	0,9947	0,9986
NOGALES	220	1,0039	1,0016
QUILLOTA	220	1,0061	1,0007
POLPAICO	500	1,0031	1,0095
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0105	1,0099
EL LLANO	220	1,0018	1,0016
LAMPA	220	0,9998	0,9905
CERRO NAVIA	220	0,9934	0,9898
CHENA	220	0,9840	0,9747
EL RODEO	220	0,9704	0,9652
PAINE	154	0,9702	0,9645
RANCAGUA	154	0,9759	0,9699
PUNTA CORTES	154	0,9687	0,9640
TILCOCO	154	0,9645	0,9598
SAN FERNANDO	154	0,9673	0,9745
TENO	154	0,9449	0,9536
ITAHUE	154	0,9290	0,9388
MAIPO	220	0,9646	0,9519
CANDELARIA	220	0,9613	0,9399
COLBUN	220	0,9460	0,9206
ALTO JAHUEL	220	0,9677	0,9621
ALTO JAHUEL	500	0,9564	0,9461
MELIPILLA	220	0,9893	0,9925
RAPEL	220	0,9758	0,9976
ITAHUE	220	0,9311	0,9398
ANCOA	500	0,9342	0,9319
ANCOA	220	0,9314	0,9306
CHARRUA	220	0,9137	0,9099
CHARRUA	500	0,9151	0,9111
HUALPEN	220	0,9190	0,9066
LAGUNILLAS	220	0,9195	0,8982
EL ROSAL	220	0,9149	0,9112
CAUTÍN	220	0,9102	0,9084
TEMUCO	220	0,9265	0,9252
DUQUECO	220	0,9180	0,9164
LOS CIRUELOS	220	0,9076	0,8720
VALDIVIA	220	0,9020	0,9703
RAHUE	220	0,8910	0,9673
PICHIRRAHUE	220	0,8927	0,9609
PUERTO MONTT	220	0,9228	0,9811
MELIPULLI	220	0,9169	0,9852

Subestación	Tensión [KV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
CHILOE	220	0,9292	1,0157

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

Anótese y Archívese.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR/TSD/JCB/PMG/SRM/IGV/mhs

DISTRIBUCIÓN:

- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE