

REF.: Rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Resolución Exenta N° 413, de 2017, de la Comisión Nacional de Energía.

RESOLUCIÓN EXENTA N° 444

SANTIAGO, 16 de agosto de 2017

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, en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) 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";

- d) 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 la Resolución Exenta N° 434, de fecha 09 de agosto de 2017, en adelante e indistintamente la "Resolución Exenta N° 641";
- e) 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;
- f) La Resolución Exenta N° 413, de 31 de julio de 2017, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional;
- g) Los Oficios Ordinarios N° 407 y N° 408 de la Comisión, ambos de fecha 31 de julio de 2017, que comunican al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo julio 2017; y,
- h) Lo señalado en la Resolución N° 1.600 de 2008 de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, mediante Resolución Exenta N° 413 individualizada en el literal f) de vistos, la Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional;

- b) Que el referido informe fue comunicado al Coordinador Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía a través de los oficios indicados en el literal g) de vistos;
- c) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 62° de la Ley N° 19.880, que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado, en cualquier momento, la autoridad podrá, de oficio o a petición del interesado, aclarar los puntos dudosos u oscuros y rectificar los errores de copia, de referencia, de cálculos numéricos y, en general, los puramente materiales o de hechos que aparecieren de manifiesto en el acto administrativo;
- d) Que, esta Comisión ha constatado la existencia de algunos errores de referencia en el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por resolución citada en el literal a) precedente; y,
- e) Que considerando lo expuesto anteriormente, mediante el presente acto administrativo esta Comisión viene en aprobar el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, el que rectifica y reemplaza al anterior informe técnico definitivo aprobado por Resolución Exenta N° 413, de 2017.

RESUELVO:

Artículo Primero: Rectifícase y reemplázase el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante Resolución Exenta N° 413, de 2017, el que se adjunta a la presente resolución y se entiende formar parte integrante de la misma.

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl.

Notifíquese y Archívese.




ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



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

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

JULIO 2017

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.....	10
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	10
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	17
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural	19
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN	23
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	26
1.5 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA	29
1.6 STOCKS DE EMBALSES	31
1.7 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	31
1.8 OBLIGACIÓN ERNC	31
2 METODOLOGÍA.....	33
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	33
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	34
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	34
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas	34
2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	34

2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	35
2.5.1	Centrales Eólicas.....	35
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas	37
2.6	MODELACIÓN DE OTRAS CENTRALES DE GENERACIÓN	38
2.7	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	38
2.7.1	Alternativas de expansión del parque generador	39
2.7.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	39
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	40
2.9	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	41
2.10	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	41
2.11	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	42
2.12	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	42
2.13	CALIDAD DE SUMINISTRO	42
2.13.1	Indisponibilidad de Transmisión	42
3	RESULTADOS	44
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	44
3.2	PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA	45
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	51
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	55
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	57
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	58
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta	58
3.6.2	Indexación del precio de la energía	60

3.7	DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIOS DE MERCADO	61
3.7.1	Determinación Precio Medio Básico	61
3.7.2	Determinación de Banda de Precios	61
3.7.3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado	62
3.7.4	Precios de nudo ajustados a Banda de Precios	63
3.8	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	64
3.8.1	Indexación cargos por energía reactiva	64
3.8.2	Condiciones de aplicación	64
3.9	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	66
3.10	COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES	67
3.11	FACTORES DE MODULACIÓN	67

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 “la Ley”, 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, en adelante e indistintamente “Resolución N° 641” y 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 según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explique:

- 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 supuestos y 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 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, cuyo valor actualizado y ponderado por la energía se denomina Precio Básico de la Energía. Asimismo, se calcula el Precio Básico de la Potencia de Punta, 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. En forma adicional, se expone un análisis respecto de los principales resultados, con el objeto de que los agentes interesados puedan utilizar e interpretar adecuadamente los mismos.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 37° del Reglamento de Precios de Nudo¹, para la determinación de los precios de nudo de corto plazo, el presente informe técnico considera los dos sistemas eléctricos actualmente existentes, esto es el Sistema Interconectado Central (en adelante, “SIC”) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, “SING”), como si fueran un solo sistema eléctrico, denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la Ley. Adicionalmente, esta Comisión ha estimado pertinente elaborar un solo informe consolidado de determinación de precios de nudo de corto plazo, considerando que la interconexión física del SIC y SING debiera materializarse durante el período de vigencia de la presente fijación tarifaria².

Sin perjuicio de lo anterior, habida cuenta de que a la fecha de elaboración del presente informe la interconexión física del SIC y SING no se ha materializado, esta Comisión ha estimado pertinente utilizar la denominación “SEN-SIC” y “SEN-SING” para ambos sistemas con el objeto de permitir una debida transición dado dicho hito. Tal nomenclatura se utilizará para referirse a aquellas instalaciones que actualmente forman parte de los sistemas SIC y SING y que, luego de la interconexión física de los sistemas, pasarán a formar parte del SEN.

¹ El artículo 37° del Reglamento de Precios de Nudo establece que el cálculo deberá realizarse de esta forma solo a partir del momento en que un sistema de interconexión sea calificado como troncal, condición que se entiende cumplida mediante el Decreto Exento N° 158 del Ministerio de Energía, de 2015, que fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal para los doce meses siguientes, que fijó como obra nueva de interconexión troncal SIC – SING, necesaria para la interconexión entre los sistemas SIC y SING, el proyecto “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 y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur”.

² Se ha tenido a la vista lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 315, de fecha 22 de junio de 2017, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, que señala que la instalación del Sistema de Transmisión Nacional correspondiente a la “Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre SE Los Changos y SE Kapatur”, asociada al proyecto de interconexión recién descrito, tiene una fecha estimada de inicio de período de puesta en servicio correspondiente al mes de octubre del 2017.

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 los 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, mayo de 2017, el que tiene un valor de 671,54 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 2031, 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
2017	35.603	32.646	68.248	-	-	-
2018	37.983	32.207	70.190	6,69%	-1,34%	2,85%
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%
2031	50.991	47.466	98.457	0,29%	2,68%	1,43%

(*) Tasa de variación anual y demanda total del sistema, calculadas en GWh.

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.

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	6	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	9	7	7	7	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	16	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	16	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

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, existentes y declaradas en construcción, 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 Específico	Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
AES GENER	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS - ANG1	239,2	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	95,96	ton/MWh	0,39	2,21	40,10
	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS - ANG2	243,3	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	96,70	ton/MWh	0,40	2,22	40,53
	Cochrane - CCH1	226,9	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	107,98	ton/MWh	0,40	2,84	46,43
	Cochrane - CCH2	226,9	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	107,98	ton/MWh	0,41	2,84	47,04
BHPBILLITON	Kelar - Kelar	479,3	0,03	GAS NATURAL(3)	[US\$/m3]	0,31	m3/MWh	187,01	1,69	59,15
	Kelar - Kelar	428,4	0,03	DIÉSEL	[USD/m3]	435,86	m3/MWh	0,19	3,19	86,92
CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ - CTTAR	130,5	0,041	CARBÓN	[US\$/Ton]	96,82	ton/MWh	0,43	1,40	43,38
	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ - TGTAR	18,9	0,015	DIÉSEL	[USD/m3]	452,31	m3/MWh	0,47	0,41	213,24
COLLAHUASI	Ujina - Ujina_1	6,3	0,025	FUEL OIL	[\$/Ton]	374,79	ton/MWh	0,20	17,00	91,21
	Ujina - Ujina_2	6,3	0,025	FUEL OIL	[\$/Ton]	374,79	ton/MWh	0,20	17,00	91,96
	Ujina - Ujina_3	6,3	0,025	FUEL OIL	[\$/Ton]	374,79	ton/MWh	0,19	17,00	89,33
	Ujina - Ujina_4	6,3	0,025	FUEL OIL	[\$/Ton]	374,79	ton/MWh	0,20	17,00	90,46
	Ujina - Ujina_5	8,4	0,025	FUEL OIL	[\$/Ton]	374,79	ton/MWh	0,21	15,90	92,73
	Ujina - Ujina_6	8,4	0,025	FUEL OIL	[\$/Ton]	374,79	ton/MWh	1,00	0,00	374,79
ECL	DIESEL ARICA - GMAR	8,0	0,042	DIÉSEL	[USD/m3]	451,36	m3/MWh	0,29	9,20	142,27
	DIESEL ARICA - M1AR	2,9	0,028	DIÉSEL	[USD/m3]	451,36	m3/MWh	0,30	9,20	145,35
	DIESEL ARICA - M2AR	2,9	0,108	DIÉSEL	[USD/m3]	451,36	m3/MWh	0,30	9,20	144,93
	DIESEL IQUIQUE - MIHQ	2,9	0,021	DIÉSEL	[USD/m3]	438,03	m3/MWh	0,30	9,90	141,98
	DIESEL IQUIQUE - SUIQ	3,9	0,03	DIÉSEL	[USD/m3]	438,03	m3/MWh	0,33	9,90	152,70
	DIESEL IQUIQUE - TGIQ	18,8	0,04	DIÉSEL	[USD/m3]	438,03	m3/MWh	0,38	1,70	168,46
	DIESEL IQUIQUE - MAIQ	5,7	0,071	DIÉSEL	[USD/m3]	379,21	ton/MWh	0,26	7,90	105,36
	DIESEL IQUIQUE - MSIQ	5,7	0,078	DIÉSEL	[USD/m3]	378,41	ton/MWh	0,23	4,70	90,83
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM1	138,0	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	101,13	ton/MWh	0,47	7,70	55,41
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM2	143,0	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	101,13	ton/MWh	0,42	7,12	49,65
	CT TOCOPILLA - U12	71,3	0,06	CARBÓN	[US\$/Ton]	102,22	ton/MWh	0,48	11,77	60,33
	CT TOCOPILLA - U13	74,3	0,06	CARBÓN	[US\$/Ton]	102,22	ton/MWh	0,49	11,19	61,56
	CT TOCOPILLA - U14	117,4	0,06	CARBÓN	[US\$/Ton]	102,22	ton/MWh	0,43	7,75	52,00
	CT TOCOPILLA - U15	112,8	0,06	CARBÓN	[US\$/Ton]	102,22	ton/MWh	0,42	7,18	49,85
	CT TOCOPILLA - TG1	12,4	0,02	DIÉSEL	[USD/m3]	443,68	m3/MWh	0,45	0,99	201,88
	CT TOCOPILLA - TG2	12,4	0,02	DIÉSEL	[USD/m3]	443,68	m3/MWh	0,45	0,99	201,88
	CT TOCOPILLA - TG3	25,9	0,03	DIÉSEL	[USD/m3]	443,68	m3/MWh	0,34	0,99	151,89
	CT TOCOPILLA - U16	331,9	0,03	DIÉSEL	[USD/m3]	443,68	m3/MWh	0,20	85,35	171,87
	CT TOCOPILLA - U16	331,9	0,03	GAS NATURAL(3)	[US\$/m3]	0,19	m3/MWh	210,48	6,37	47,25
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM3	200,9	0,023	DIÉSEL	[USD/m3]	442,17	m3/MWh	0,25	7,21	116,97
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES - CTM3	200,9	0,023	GAS NATURAL(3)	[US\$/m3]	0,19	m3/MWh	219,66	4,65	47,31
	DIESEL TAMAYA - SUTA	100,0	0,05	FUEL OIL	[\$/Ton]	359,79	ton/MWh	0,22	12,66	93,59
	TERMOELÉCTRICA ANDINA - CTA	148,4	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	95,72	ton/MWh	0,39	5,91	43,03
	TERMOELÉCTRICA HORNITOS - CTH	141,8	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	96,88	ton/MWh	0,40	5,74	44,61
ENAEX	DIESEL ENAEX - CUMMINS	1,0	0,05	DIÉSEL	[USD/m3]	461,40	m3/MWh	0,35	14,00	176,85
	DIESEL ENAEX - DEUTZ	2,0	0,05	DIÉSEL	[USD/m3]	461,40	m3/MWh	0,39	15,00	194,13
ENGIE	Infraestructura Energética Mejillones - Infraestructura Energética Mejillones	375,0	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	84,64	m3/MWh	0,40	6,00	39,60
ENOR CHILE	DIESEL ZOFRI - ZOFRI_1	0,5	0,025	DIÉSEL	[USD/m3]	477,95	m3/MWh	0,26	19,39	145,01
	DIESEL ZOFRI - ZOFRI_6	0,5	0,025	DIÉSEL	[USD/m3]	477,95	m3/MWh	0,23	19,39	129,71
	DIESEL ZOFRI - ZOFRI_2-5	5,2	0,025	DIÉSEL	[USD/m3]	477,95	m3/MWh	0,26	17,51	141,66

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]
EQUIPOS DE GENERACION	ESTANDARTES - ZOFRI_13	1,6	0,025	DIÉSEL	[USD/m3]	477,95	m3/MWh	0,26	17,28	141,49
	ESTANDARTES - ZOFRI_7-12	4,8	0,025	DIÉSEL	[USD/m3]	477,95	m3/MWh	1,00	0,00	477,95
	DIESEL INACAL - INACAL	6,6	0,025	DIÉSEL	[USD/m3]	415,97	ton/MWh	0,27	9,06	121,76
GASATACAMA	ATACAMA - CC1	325,5	0,023	DIÉSEL	[USD/m3]	471,31	m3/MWh	0,22	7,83	110,05
	ATACAMA - CC1	325,6	0,023	GAS NATURAL(3)	[US\$/m3]	0,25	m3/MWh	203,30	4,39	54,73
	ATACAMA - CC2	325,5	0,023	DIÉSEL	[USD/m3]	471,31	m3/MWh	0,21	7,83	107,35
	ATACAMA - CC2	325,6	0,023	GAS NATURAL(3)	[US\$/m3]	0,25	m3/MWh	203,30	4,39	54,73
INGENOVA	PMG Ingenova - AGB	2,0	0,05	DIÉSEL	[USD/m3]	478,85	m3/MWh	0,28	14,15	145,84
MANTOS BLANCOS	DIESEL MANTOS BLANCOS - MIMB	27,9	0,07	DIÉSEL	[USD/m3]	516,40	m3/MWh	0,30	22,99	177,36
NORGENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER - NTO1	125,6	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	94,67	ton/MWh	0,42	2,15	41,87
	TERMOELÉCTRICA NORGENER - NTO2	125,8	0,05	CARBÓN	[US\$/Ton]	94,11	ton/MWh	0,41	2,09	40,43
TECNET	DIESEL PORTADA - PORTADA	3,0	0,073	DIÉSEL	[USD/m3]	531,59	ton/MWh	0,25	16,07	148,17

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

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 S.A.	Los Vientos	131,34	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	562,67	[Ton/MWh]	0,27	2,95	153,18
	Ventanas 01	113,40	0,931	Carbón	[US\$/Ton]	85,65	[Ton/MWh]	0,42	2,18	37,73
	Ventanas 02	208,56	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	85,17	[Ton/MWh]	0,40	1,38	35,19
	Laguna Verde	45,12	0,500	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	537,65	[Ton/MWh]	0,41	7,86	229,37
	Laguna Verde TG	17,92	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	537,65	[Ton/MWh]	0,26	11,42	153,36
	Santa Lidia	137,61	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	569,50	[Ton/MWh]	0,26	3,53	153,88
	Laja 01	7,92	0,967	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	4,62	[Ton/MWh]	9,94	3,40	49,33
	Laja 02	3,55	0,967	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,00	0,00	-
AGRÍCOLA ANCALÍ LTDA.	Ancali 1	1,56	0,967	Biomasa		0,00	[Ton/MWh]	5,96	15,00	15,00
AGUAS ANDINAS S.A.	Trebal Mapocho	8,23	0,967	Biomasa	[US\$/Nm3]	0,00	[Nm3/MWh]	1,00	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	110,39
	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-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	10,00		1,00	0,00	10,00
	Celco 02	2,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	55,98		1,00	0,00	55,98
	Celco 03	3,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	133,16		1,00	0,00	133,16
	licanten 00	5,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,00		1,00	0,00	-
	licanten 01	1,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	63,00		1,00	0,00	63,00
	Viñales 01	6,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	16,00		1,00	0,00	16,00
	Viñales 02	10,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	38,00		1,00	0,00	38,00
	Viñales 03	6,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	45,00		1,00	0,00	45,00
	Nueva Aldea 03	37,00	0,967	Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,00	[Ton/MWh]	1,00	0,00	-
	Arauco 01	10,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	40,00	[Ton/MWh]	1,00	0,00	40,00

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]
	Arauco 02	10,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	70,00	[Ton/MWh]	1,00	0,00	70,00
	Arauco 03	4,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	100,00	[Ton/MWh]	1,00	0,00	100,00
	Horcones TG Diesel	24,30	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	539,33	[Ton/MWh]	0,35	10,00	197,15
	Valdivia 01	6,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,00		1,00	0,00	-
	Valdivia 02	9,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	18,00		1,00	0,00	18,00
	Valdivia 03	6,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	49,66		1,00	0,00	49,66
	Valdivia 04	40,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	102,11		1,00	0,00	102,11
BENEO ORAFI	Orafi	0,50	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	143,10
BIO CRUZ GENERACIÓN	Bio Cruz	1,80	0,979	GNL	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,34	3,87	110,79
BIO ENERGÍA SANTA IRENE SPA	Santa Irene	0,37	0,967	Biomasa	[US\$/Nm3]	0,00	[Nm3/MWh]	1,00	15,00	15,00
BIOENERGÍAS FORESTALES	Cordillera 01	4,00	0,979	GNL	[US\$/dam3]	0,00	[dam3/MWh]	0,11	1,40	1,40
	Cordillera 02	8,00	0,979	GNL	[US\$/dam3]	322,66	[dam3/MWh]	0,11	1,40	37,54
	Cordillera 03	12,00	0,979	GNL	[US\$/dam3]	734,00	[dam3/MWh]	0,37	1,40	272,98
	CMPC Tissue	4,00	0,979	GNL		9,14	[m3n/MWh]	10,13	25,20	117,80
	Santa Fe 01	17,02	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	7,07	[Ton/MWh]	1,50	5,00	15,61
	Santa Fe 02	16,83	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	15,19	[Ton/MWh]	1,50	5,00	27,79
	Santa Fe 03	16,14	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	22,97	[Ton/MWh]	1,50	5,00	39,46
BIOENERGÍAS FORESTALES S.A.	Santa Fe 04	10,76	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	28,98	[Ton/MWh]	1,50	5,00	48,47
Central Eléctrica El Canelo SpA	El Canelo 1	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[MMBTU/MWh]	0,30	69,70	163,75
	El Canelo 2	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,30	69,70	163,75
CGI IANSA	Curicó	2,00	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	84,64	[Ton/MWh]	0,38	3,00	34,83
CÍA. BARRICK CHILE GENERACIÓN LTDA	Punta Colorada 01 Fuel	16,61	0,950	Petróleo Diésel	US\$/Ton	402,46	[Ton/MWh]	0,22	28,90	117,04
CMPC CELULOSA S.A.	Laja CMPC 01	5,00	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,53	0,00	-
	Laja CMPC 02	10,00	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	18,45	[Ton/MWh]	1,53	6,90	35,10
	Laja CMPC 03	10,00	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	83,83	[Ton/MWh]	1,53	6,90	135,01
	Pacífico CMPC 01	11,60	0,967	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,22	0,00	-
	Pacífico CMPC 02	10,90	0,967	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	26,50	[Ton/MWh]	1,22	0,00	32,25
	Pacífico CMPC 03	10,50	0,967	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	485,00	[Ton/MWh]	0,37	0,00	179,45
	CMPC Santa Fe	17,02	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	7,07	[Ton/MWh]	1,50	5,00	15,61
COLBÚN S.A.	Los Pinos	102,84	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	526,36	[Ton/MWh]	0,19	4,50	106,93
	Santa Maria	341,99	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	74,98	[Ton/MWh]	0,35	3,00	29,39
	Antilhue TG 01	50,30	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	530,84	[Ton/MWh]	0,23	2,80	127,45
	Antilhue TG 02	50,99	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	530,84	[Ton/MWh]	0,23	2,80	127,45
	Nehuenco 01 Diesel	310,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	481,06	[Ton/MWh]	0,16	5,21	83,47
	Nehuenco 01 GNL	340,05	0,979	GNL	[US\$/MMBTU]	10,76	[MMBTU/MWh]	7,28	2,90	81,28
	Nehuenco 01 FA GNL	21,39	0,979	GNL	[US\$/MMBTU]	17,80	[MMBTU/MWh]	9,14	0,00	162,66
	Nehuenco 02 Diesel	391,00	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	481,06	[Ton/MWh]	0,16	5,21	83,36
	Nehuenco 02 GNL	384,20	0,979	GNL	[US\$/MMBTU]	10,76	[MMBTU/MWh]	6,69	2,40	74,38
	Nehuenco 9B 01 Diesel	92,00	0,900	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	481,06	[Ton/MWh]	0,28	4,30	139,39
	Nehuenco 9B 02 Diesel	16,00	0,900	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	564,84	[Ton/MWh]	0,34	21,50	213,08
	Candelaria CA 01 Diesel	124,67	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	501,64	[Ton/MWh]	0,28	2,80	141,27
	Candelaria CA 02 Diesel	127,92	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	501,64	[Ton/MWh]	0,28	2,80	141,27
	Candelaria CA 01 GNL	124,67	0,979	GNL	[US\$/dam3]	250,96	[dam3/MWh]	0,31	2,80	81,70
	Candelaria CA 02 GNL	127,92	0,979	GNL	[US\$/dam3]	250,96	[dam3/MWh]	0,31	2,80	81,70
COMASA S.A.	Lautaro	16,62	0,923	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	14,62	[Ton/MWh]	1,34	9,70	29,29
	Lautaro 2	20,24	0,967	Biomasa	[US\$/Ton]	31,77	[Ton/MWh]	0,81	9,80	35,53
DUKE ENERGY	Yungay 01 Diesel	52,40	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	661,08	[Ton/MWh]	0,28	22,70	207,80
	Yungay 02 Diesel	52,09	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	661,08	[Ton/MWh]	0,25	22,70	189,29

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]
E-CL	Yungay 03 Diesel	53,48	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	661,08	[Ton/MWh]	0,27	22,70	203,84
	Yungay 04 Diesel	41,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	661,08	[Ton/MWh]	0,30	57,80	254,14
	CTM3 SING	250,80	0,977	GNL	[US\$/MMBTU]	7,70	[MMBTU/MWh]	208,13	4,65	1,606,33
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	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[MMBTU/MWh]	0,24	69,70	147,04
	Raso power 2	2,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,24	69,70	147,04
ELÉCTRICA VENTANAS	Nueva Ventanas	248,99	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	91,93	[Ton/MWh]	0,38	5,55	40,48
ELEKTRAGEN	Monte Patria	9,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	143,10
	Punitaqui	9,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	143,10
	Maule	6,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	593,81	[Ton/MWh]	0,28	39,27	206,57
	Constitución Elektragen	9,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	593,81	[Ton/MWh]	0,28	39,27	206,57
	Chiloé	9,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	575,11	[Ton/MWh]	0,28	39,27	201,30
EMELDA S.A.	Emelda 01	33,02	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1020,44	[Ton/MWh]	0,29	14,50	312,47
	Emelda 02	35,71	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1020,44	[Ton/MWh]	0,31	14,50	334,92
EMPRESA ELÉCTRICA CAMPICHE S.A.	Campiche	248,99	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	95,48	[Ton/MWh]	0,38	5,55	41,83
ENAP Refinería S.A	ENAP_Aconcagua	77,00	0,979	GNL	[US\$/MMBTU]	6,24	[MMBTU/MWh]	5,74	4,00	39,83
ENDESA	Diego de Almagro TG	23,67	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	534,57	[Ton/MWh]	0,34	6,63	186,78
	Huasco TG	57,68	0,640	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	525,93	[Ton/MWh]	0,35	7,86	190,88
	Bocamina 02	322,48	0,875	Carbón	[US\$/Ton]	103,46	[Ton/MWh]	0,38	4,30	43,39
	Bocamina 01	122,20	0,875	Carbón	[US\$/Ton]	103,46	[Ton/MWh]	0,38	7,35	46,66
	Taltal 01 Diesel	110,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	542,47	[Ton/MWh]	0,25	6,75	144,54
	Taltal 02 Diesel	110,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	542,47	[Ton/MWh]	0,25	6,75	144,54
	Taltal 01 GNL	123,15	0,950	GNL	[US\$/dam3]	204,35	[dam3/MWh]	0,30	4,00	65,92
	Quintero 01 Diésel	127,1	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	519,52	[Ton/MWh]	0,24	5,14	130,71
	Quintero 01 GNL	127,1	0,979	GNL	[US\$/dam3]	225,46	[dam3/MWh]	0,32	3,80	75,37
	Quintero 02 Diésel	128,1	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	519,52	[Ton/MWh]	0,24	5,14	130,71
	Quintero 02 GNL	128,1	0,979	GNL	[US\$/dam3]	225,46	[dam3/MWh]	0,32	3,80	75,37
	San Isidro Diesel	305,00	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	519,91	[Ton/MWh]	0,19	13,91	110,31
	San Isidro GNL	347,63	0,979	GNL	[US\$/dam3]	226,89	[dam3/MWh]	0,20	10,21	56,24
	San Isidro FA GNL	20,00	0,979	GNL	[US\$/dam3]	226,89	[dam3/MWh]	0,34	2,82	79,17
	San Isidro 02 CC Diesel	350,00	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	519,91	[Ton/MWh]	0,18	11,32	106,25
	San Isidro 02 GNL	393,37	0,979	GNL	[US\$/dam3]	226,89	[dam3/MWh]	0,20	8,30	52,54
	San Isidro 02 FA GNL	20,00	0,979	GNL	[US\$/dam3]	226,89	[dam3/MWh]	0,34	2,82	79,17
ENERGÍA LEÓN	Coelemu	5,89	0,967	Biomasa		0,00	[Ton/MWh]	5,96	0,00	-
ENERGÍA PACÍFICO	Energía Pacífico	14,31	0,967	Desechos Forestales	[US\$/m3 st]	8,92	[m3 st/MWh]	4,88	9,83	53,36
ENLASA	San Lorenzo 01	28,41	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	620,94	[Ton/MWh]	0,34	24,10	236,46
	San Lorenzo 02	25,92	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	620,94	[Ton/MWh]	0,38	24,10	260,31
	San Lorenzo 03	7,68	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	613,63	[Ton/MWh]	0,29	22,80	200,14
	El Peñón	80,84	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	526,91	[Ton/MWh]	0,22	28,00	143,55
	Teno	58,88	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	553,27	[Ton/MWh]	0,22	28,00	149,33
	Trapen	80,84	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	546,46	[Ton/MWh]	0,22	28,00	147,84
ENORCHILE S.A.	Esperanza 01	18,61	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	0,47	[m3/MWh]	400,00	9,10	198,70
	Esperanza 02	1,59	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	543,47	[dam3/MWh]	0,23	28,20	150,48
	Esperanza 03	1,79	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	543,47	[dam3/MWh]	0,22	25,70	146,35
EQUIPOS GENERACIÓN S.A.	Cementos Bio Bio	13,53	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	343,75	[Ton/MWh]	0,22	15,90	90,84
GAS SUR S.A.	Newen	13,66	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/MWh]	903,71		0,29	7,49	266,63
GENERACIÓN DE ENERGÍA NUEVA DEGAN S.A.	Degañ	36,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	576,16	[Ton/MWh]	0,22	33,30	159,33
GENERADORA DEL PACÍFICO S.A.	Termopacífico	86,06	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	265,83	[Ton/MWh]	0,47	24,22	148,99

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]
GENERADORA ESTANCILLA SPA	Estancilla	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	142,15
GUACOLDA S.A.	Guacolda 01	142,88	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	95,67	[Ton/MWh]	0,40	1,00	38,88
	Guacolda 02	142,88	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	93,44	[Ton/MWh]	0,40	1,00	38,09
	Guacolda 03	137,10	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	73,89	[Ton/MWh]	0,38	2,10	30,33
	Guacolda 04	139,08	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	96,55	[Ton/MWh]	0,38	2,00	39,08
	Guacolda 05	131,70	0,979	Carbón	[US\$/Ton]	94,75	[Ton/MWh]	0,38	2,00	38,38
HBS ENERGÍA	HBS	2,20	0,967	Biomasa		6,33	[Ton/MWh]	5,96	3,40	41,13
	HBS GNL	3,50	0,979	GNL	[US\$/MMBTU]	317,74	[MMBTU/MWh]	0,34	3,87	110,79
IC POWER	Cardones	152,27	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	556,22	[Ton/MWh]	0,24	24,41	157,35
ICPOWER	Colmito GNL TP	57,71	0,950	GNL	[US\$/MMBTU]	0,00	[MMBTU/MWh]	9,72	10,20	10,20
IMELSA	Doña Carmen	48,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	494,25	[m3/MWh]	0,22	47,33	157,82
KDM ENERGÍA	Los Colorados 01	2,00	0,967	Biomasa	[US\$/MWh]	0,00		1,65	11,57	11,57
	Los Colorados 02	18,20	0,967	Biomasa	[US\$/MWh]	0,00		2,33	10,25	10,25
LAS PAMPAS	Las Pampas	0,37	0,967	Biomasa		0,00		1,00	15,00	15,00
LOS GUINDOS SPA.	Los Guindos	138,31	0,979	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	593,26	[Ton/MWh]	0,24	3,25	148,18
MASISA ECOENERGÍA	Masisa	11,00	0,950	Biomasa	[US\$/m3 st]	6,33	[Ton/MWh]	5,96	3,40	41,13
MVC GENERACIÓN	Colihues	21,18	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	356,31	[Ton/MWh]	0,21	22,18	98,43
NUEVA ENERGÍA S.A.	Escuadron 01	10,61	0,967	Biomasa	[US\$/m3 st]	6,30	[Ton/MWh]	6,60	4,80	46,38
	Escuadron 02	1,84	0,967	Biomasa	[US\$/m3 st]	6,30	[Ton/MWh]	6,60	4,80	46,38
NUTRECO	Skretting	2,70	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
PANELES ARAUCO S.A.	Nueva Aldea 01	14,00	0,967	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	25,00	[Ton/MWh]	1,00	0,00	25,00
	cholguan 00	9,00	0,967	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	26,11	[Ton/MWh]	1,00	0,00	26,11
	cholguan 01	4,00	0,967	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	141,21	[Ton/MWh]	1,00	0,00	141,21
PETROPOWER S.A.	Petropower	62,98	0,967	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,00	3,90	3,90
POTENCIA S.A.	Olivos 01	93,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	548,50	[Ton/MWh]	0,23	30,40	157,10
	Olivos 02	22,20	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	548,50	[Ton/MWh]	0,23	69,70	196,40
SAGESA	Coronel TG Diesel	46,81	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	520,64	[Ton/MWh]	0,23	17,23	136,01
	Lebu	2,40	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,24	69,70	146,47
	Eagon	2,40	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	JCE	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	138,67
	Los Alamos	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,24	69,70	146,47
	Tirúa	1,90	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,27	69,70	154,60
	Trongol	2,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	142,65
	Cañete	4,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,24	69,70	146,47
	Lonquimay	1,20	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,27	69,70	154,60
	Chufken	1,60	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,24	69,70	146,47
	Curacautin	2,40	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	139,73
	Los Sauces 2	1,50	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,26	38,81	122,38
	Chuyaca	11,30	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	541,49	[Ton/MWh]	0,25	21,63	158,90
	Quellon 02	7,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	551,12	[Ton/MWh]	0,25	28,30	168,01
	Contulmo	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	138,67
	Louisiana Pacific 2	3,20	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	138,67
	Los Sauces 1	1,50	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,26	38,81	122,38
	Biomar	2,40	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	Multiexport II	1,60	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	Louisiana Pacific	2,90	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	Multiexport I	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	Salmofood I	1,60	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	142,78

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]
	Salmofood II	1,60	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	139,60
	Skretting Osorno	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	138,67
	Watt	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	Watt II	1,60	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	69,70	140,00
	Danisco	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,22	0,00	68,97
	Calle-Calle	7,20	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	546,20	[Ton/MWh]	0,23	21,69	146,30
	Corral	0,80	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,24	38,81	115,07
SANTA MARTA	Santa Marta 01	13,50	0,967	Biomasa	[US\$/Nm3]	0,00	[Nm3/MWh]	518,00	15,00	15,00
	Santa Marta 02	3,93	0,967	Biomasa	[US\$/Nm3]	0,00	[Nm3/MWh]	518,00	15,00	15,00
SOCIEDAD ELÉCTRICA SANTIAGO S.A.	Renca	92,00	0,890	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	538,95	[Ton/MWh]	0,37	3,64	200,36
	Nueva Renca Diesel	312,32	0,976	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	538,96	[Ton/MWh]	0,17	7,47	99,64
	Nueva Renca GNL	321,10	0,976	GNL	[US\$/dam3]	91,93	[dam3/MWh]	0,38	5,55	40,48
	Nueva Renca Int GNL	29,28	0,979	GNL	[US\$/Ton]	561,66	[Ton/MWh]	0,20	0,06	110,71
Stericycle Urbano SpA	El Molle	4,50	0,967	Biomasa	[US\$/Nm3]	0,00	[MMBTU/MWh]	1,00	15,00	15,00
SWC	El Salvador TG	23,67	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	543,10	[Ton/MWh]	0,34	43,43	226,45
TAMM	Tamm	0,18	0,967	Biomasa	[US\$/MWh]	0,00	[MWh/MWh]	1,00	15,00	15,00
TECNORED	Las Vegas	2,10	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	534,55	[dam3/MWh]	0,24	32,85	161,89
	Con Con	2,30	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	531,47	[dam3/MWh]	0,24	35,20	163,50
	Placilla	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	535,15	[dam3/MWh]	0,24	29,35	155,81
	Quintay	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	535,54	[dam3/MWh]	0,24	29,98	156,53
	Totoral	3,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	541,10	[dam3/MWh]	0,24	34,59	162,45
	Casablanca 1	1,60	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	143,26
	Casablanca 2	0,90	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,23	69,70	143,26
	Tapihue	6,40	0,979	GNL	[US\$/dam3]	222,81	[dam3/MWh]	0,29	25,20	90,48
	Curauma	2,50	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[m3/MWh]	0,23	69,70	143,26
	Linares	0,50	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	558,75	[dam3/MWh]	0,22	45,59	170,50
	San Gregorio	0,50	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	558,75	[dam3/MWh]	0,22	45,59	170,50
	Colmito Diesel	57,71	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	561,84	[Ton/MWh]	0,25	14,30	153,79
TERMOELÉCTRICA LOS ESPINOS S.A.	Espinos 01	100,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	548,50	[Ton/MWh]	0,22	26,40	147,62
	Espinos 02	24,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	548,50	[Ton/MWh]	0,22	67,80	189,02
TOMAAVAL GENERACIÓN	Tomaval 1	1,00	0,950	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,32	69,70	172,15
	Tomaval 2	1,60	0,979	GNL	[US\$/Ton]	317,74	[Ton/MWh]	0,32	69,70	172,15

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 2016-2031” de noviembre 2016, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 52, de fecha 30 de enero de 2017, y 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 y mezcla diésel-fuel 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\$/MBtu] 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 - 7000 [kcal/kg]

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2017	84,102	1,000
2018	83,842	0,997
2019	84,248	1,002
2020	84,671	1,007
2021	84,617	1,006
2022	85,137	1,012
2023	85,419	1,016
2024	85,511	1,017
2025	85,866	1,021
2026	86,073	1,023
2027	85,799	1,020
2028	85,155	1,013
2029	84,549	1,005

Tabla 7: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2017	6,363	1,000
2018	7,104	1,119
2019	9,330	1,475
2020	9,825	1,555
2021	9,700	1,535
2022	9,726	1,539
2023	10,187	1,613
2024	10,485	1,660
2025	10,633	1,684
2026	10,474	1,658
2027	10,435	1,652
2028	10,493	1,662
2029	10,551	1,671

Tabla 8: Proyección precio de crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2017	49,079	1,000
2018	58,197	1,186
2019	71,567	1,458
2020	78,157	1,592
2021	82,841	1,688
2022	86,407	1,761
2023	88,912	1,812
2024	90,996	1,854
2025	93,488	1,905
2026	96,595	1,968
2027	99,198	2,021
2028	101,390	2,066
2029	104,344	2,126

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.

Tabla 9: Disponibilidad de GNL – SEN-SING

Volumen esperado [m3S]		may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	Total Ventana 10 Meses
Empresa	Central											
ENGIE	Tocopilla y Mejillones	17.767.320	17.194.181	17.767.320	17.767.320	17.194.181	17.767.320	17.194.181	17.767.320	17.767.320	16.047.902	174.234.363
GasAtacama	Atacama											-
Tamakaya	Kelar	16.777.736	21.544.236	20.874.022	19.486.115	21.190.877	22.165.143	20.461.608	20.351.771	20.317.500	N/I	183.169.008
	Total Mes	34.545.056	38.738.417	38.641.342	37.253.435	38.385.058	39.932.463	37.655.788	38.119.091	38.084.820	16.047.902	357.403.371

Tabla 10: Disponibilidad de GNL – SEN-SIC

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Desde	12-may-17	19-may-17	24-may-17	01-jun-17	08-jun-17	16-jun-17	23-jun-17	01-jul-17	08-jul-17	16-jul-17	23-jul-17	01-ago-17	08-ago-17	16-ago-17
Hasta	18-may-17	23-may-17	31-may-17	07-jun-17	15-jun-17	22-jun-17	30-jun-17	07-jul-17	15-jul-17	22-jul-17	31-jul-17	07-ago-17	15-ago-17	23-ago-17
NRENCA_GNL	1,7%	0,0%	0,0%	60,9%	1,0%	1,9%	34,8%	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%
NRENCA_GNL_B	98,3%	100,0%	100,0%	39,1%	99,0%	98,1%	65,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NRENCA_FA_GNL	42,5%	42,5%	42,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NRENCA_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_1_GNL_1	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%	5,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_1_GNL_2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_1_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_2_GNL_1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_2_GNL_2	10,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_2_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B1_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B2_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B1_GNL_SPOT	44,7%	1,8%	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B2_GNL_SPOT	42,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NEHUENCO_1_GNL	93,7%	91,9%	94,3%	43,8%	38,7%	38,7%	29,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NEHUENCO_2_GNL	91,6%	89,8%	92,1%	42,7%	37,8%	37,8%	47,2%	75,6%	81,9%	88,2%	79,9%	0,0%	0,0%	0,0%
NEHUENCO_9B_B_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NEHUENCO_9B_P_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_GNL	100,0%	100,0%	100,0%	86,6%	87,5%	74,2%	0,0%	24,2%	52,9%	0,0%	62,5%	100,0%	100,0%	100,0%
SANISIDRO_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_2_GNL	99,1%	93,7%	83,3%	100,0%	96,1%	68,2%	68,7%	91,0%	84,7%	51,1%	78,6%	85,7%	0,0%	62,5%
SANISIDRO_2_GNL_B	0,9%	6,3%	16,7%	0,0%	3,9%	26,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_2_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COLMITO_GNL_SPOT	19,7%	16,5%	20,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COLMITO_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Desde	12-may-17	19-may-17	24-may-17	01-jun-17	08-jun-17	16-jun-17	23-jun-17	01-jul-17	08-jul-17	16-jul-17	23-jul-17	01-ago-17	08-ago-17	16-ago-17
Hasta	18-may-17	23-may-17	31-may-17	07-jun-17	15-jun-17	22-jun-17	30-jun-17	07-jul-17	15-jul-17	22-jul-17	31-jul-17	07-ago-17	15-ago-17	23-ago-17
NEWEN_GNL	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1B_GNL	45,8%	43,2%	15,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1A_GNL	47,2%	44,4%	62,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1B_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1A_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1B_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1A_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TG_CORONEL_GN1	12,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Tabla 11: Disponibilidad de GNL – SEN - SIC (continuación)

Período	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Desde	24-ago-17	01-sep-17	08-sep-17	16-sep-17	23-sep-17	01-oct-17	08-oct-17	16-oct-17	24-oct-17	01-nov-17	01-dic-17	01-ene-18	01-feb-18	01-mar-18
Hasta	31-ago-17	07-sep-17	15-sep-17	22-sep-17	30-sep-17	07-oct-17	15-oct-17	23-oct-17	31-oct-17	30-nov-17	31-dic-17	31-ene-18	28-feb-18	31-mar-18
NRENCA_GNL	99,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	28,5%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	99,8%	0,0%	0,0%	0,0%
NRENCA_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NRENCA_FA_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NRENCA_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_1_GNL_1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_1_GNL_2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_1_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_2_GNL_1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_2_GNL_2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TALTAL_2_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B1_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B2_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B1_GNL_SPOT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_B2_GNL_SPOT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NEHUENCO_1_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	92,4%	92,4%	92,4%
NEHUENCO_2_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	84,7%	84,7%	79,2%
NEHUENCO_9B_B_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NEHUENCO_9B_P_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_GNL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	60,0%	100,0%	99,6%	99,6%	99,6%
SANISIDRO_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_2_GNL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
SANISIDRO_2_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SANISIDRO_2_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COLMITO_GNL_SPOT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Período	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Desde	24-ago-17	01-sep-17	08-sep-17	16-sep-17	23-sep-17	01-oct-17	08-oct-17	16-oct-17	24-oct-17	01-nov-17	01-dic-17	01-ene-18	01-feb-18	01-mar-18
Hasta	31-ago-17	07-sep-17	15-sep-17	22-sep-17	30-sep-17	07-oct-17	15-oct-17	23-oct-17	31-oct-17	30-nov-17	31-dic-17	31-ene-18	28-feb-18	31-mar-18
COLMITO_GNL_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NEWEN_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1B_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	60,6%	60,6%	60,6%
QUINTERO_CA_1A_GNL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1B_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1A_GNL_B	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1B_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
QUINTERO_CA_1A_TOP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TG_CORONEL_GN1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

- Sin disponibilidad desde marzo 2018 para las centrales Candelaria 1, Candelaria 2, Taltal 1, Taltal 2, Quinteros 1 y Quinteros 2.
- San Isidro 1 y 2: disponibilidad completa desde marzo de 2018.

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 las centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 315 del 22 de junio 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 12.

Tabla 12: Obras de generación en construcción

Proyecto	Propietario	Fecha estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación
El Pelicano	Sunpower	jun-17	Fotovoltaico	100,00	III Región
Panquehue IIII	Grenergy	jun-17	Fotovoltaico	6,0	V Región
PMG Antay I	Generadora del Pacífico	jun-17	Fotovoltaico	9,0	III Región
Cabilsol	Grenergy	jun-17	Fotovoltaico	3,0	V Región
Dos Valles	Anpac	jun-17	Hidro – Pasada	3,0	VI Región
Valle de la luna 22	Tritec	jun-17	Fotovoltaico	3,0	RM
El Campesino	AASA energía	jun-17	Biogás	11,0	RM
La Quinta Solar	Im2 solar Chile	jun-17	Fotovoltaico	3,0	RM
San Francisco	Im2 solar Chile	jun-17	Fotovoltaico	3,0	RM
El Queltehue	Sybac	jun-17	Fotovoltaico	3,0	RM
PV Cerro Dominador	Abengoa	jul-17	Fotovoltaico	100,0	II Región
Don Eugenio	Grenergy	jul-17	Fotovoltaico	3,0	VI Región
Puerto Seco Solar	Solar PackPack	jul-17	Fotovoltaico	9,0	II Región
Ancoa	GPE	jul-17	Hidro – Pasada	27,0	VII Región
Divisadero	Avenir Solar Chile	ago-17	Fotovoltaico	65,0	III Región
Degañ 2	Nueva Degañ	ago-17	Diésel	16,0	X Región
Arica Solar II	Sky Solar Group	sep-17	Fotovoltaico	18,0	XV Región
Arica Solar IIII	Sky Solar Group	sep-17	Fotovoltaico	22,0	XV Región
Santiago Solar	Santiago Solar	oct-17	Fotovoltaico	98,0	RM
Convento Viejo	Convento Viejo	oct-17	Hidro – embalse	16,0	VI Región
Santuario Solar	PMGD Santuario	oct-17	Fotovoltaico	3,00	V Región
DASDAS	Diego de Almagro Solar	oct-17	Fotovoltaico	8,00	III Región
Cabo Leones I	Ibereólica	dic-17	Eólico	115,5	III Región
Cogeneradora Aconcagua	ENAP Refinería	dic-17	GNL	77,0	V Región
Concón	Lipigas	dic-17	GNL	6,0	V Región
Punta Sierra	Pacific Hydro	dic-17	Eólico	80,0	IV Región
IEM	Engie	feb-18	Carbón	375,0	II Región
Las Nieves	Las Nieves	feb-18	Hidro – Pasada	6,5	IX Región
CTM-3*	Engie	mar-18	Diésel/gas	250,8	II Región
Pular	RIJN CAPITAL	mar-18	Fotovoltaico	28,9	II Región
Paruma	RIJN CAPITAL	mar-18	Fotovoltaico	21,4	II Región
Lascar I	RIJN CAPITAL	mar-18	Fotovoltaico	30,0	II Región
Lascar II	RIJN CAPITAL	mar-18	Fotovoltaico	34,6	II Región
Cerro Dominador	Abengoa	jun-18	Termosolar	110,0	II Región
Cumbres	Cumbres	jul-18	Hidro – Pasada	14,9	XIV Región
Huatacondo	Austrian Solar	oct-18	Fotovoltaico	98,0	I Región
Los Cóndores	Endesa	dic-18	Hidro – Pasada	150,0	VII Región

Proyecto	Propietario	Fecha estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación
Las Lajas	AES Gener	dic-18	Hidro – Pasada	267,0	RM
Alfalfal II	AES Gener	may-19	Hidro – Pasada	264,0	RM
San Pedro	Colbún	oct-20	Hidro – Pasada	170,0	XIV Región
Ñuble	Eléctrica Puntilla	jul-22	Hidro – Pasada	136,0	VIII Región

* Central CTM3, ya construida, dejará de inyectar en SE Chacaya para inyectar en futura SE TEN GIS, que se conectará al sistema eléctrico a través de la línea Mejillones-Cardones.

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, recibidas en conformidad a la fecha de recepción observaciones del informe técnico preliminar. Estas obras son las que se presentan en la Tabla 13.

En particular, han sido consideradas las obras de expansión troncal propuestas en la resolución exenta N° 131, de fecha 20 de marzo de 2017, que aprueba Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, periodo 2016-2017, y con las respectivas modificaciones impuestas por Dictamen N° 2 – 2017 del Panel de Expertos, de fecha 12 de junio de 2017..

Tabla 13: Obras de transmisión en construcción

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	jun-17	Transelec
Tercer banco autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Alto Jahuel	jul-17	Transelec
Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	ago-17	Transchile
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	oct-17	Transelec
Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	oct-17	Eletrans
Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	oct-17	Colbún
Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	oct-17	Colbún
Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	nov-17	Transelec
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	dic-17	I.S.A.
Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	dic-17	I.S.A.
Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 (seccionamiento en 500 kV de las líneas)	dic-17	Transelec
Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	ene-18	Transelec
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.
Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	feb-18	Colbún
Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	feb-18	Elecnor
Aumento de capacidad de barras en S/E Encuentro 220 kV	mar-18	Transelec
Normalización en S/E Puerto Montt 220 kV	mar-18	Transelec
Normalización en S/E Charrúa 220 kV	mar-18	Transelec

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
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-Pichirropulli: tendido del primer circuito	may-18	Eletrans
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	may-18	Eletrans
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	jun-18	Transelec
Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	jun-18	Transelec
Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	jul-18	Transelec
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	sep-18	SunEdison
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	sep-18	Transelec
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	sep-18	Transelec
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	sep-18	Transelec
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	sep-18	Transelec
Normalización en S/E Chena 220 kV	sep-18	Chilectra
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
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

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Subestación Nueva Charrúa, nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	dic-18	Transelec
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	(*)
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19	Transelec
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19	E-CL
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	(*)
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	Transelec
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	(*)
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	(*)
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	(*)
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huinchahue 220 kV	oct-20	(*)
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Chingos 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 Chingos	dic-20	Transelec

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
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
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	(*)
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	jun-21	(*)
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Abengoa Chile
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 56 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2016. 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 56 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)

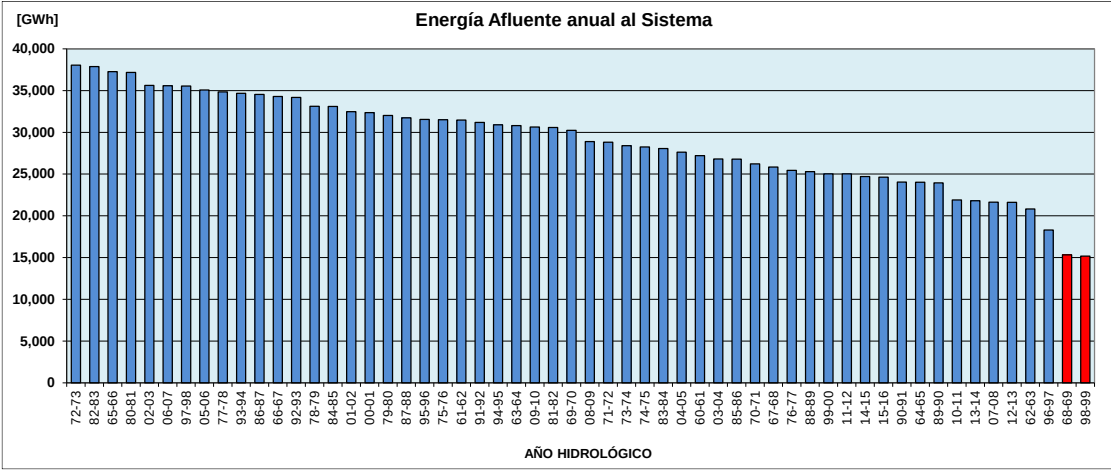
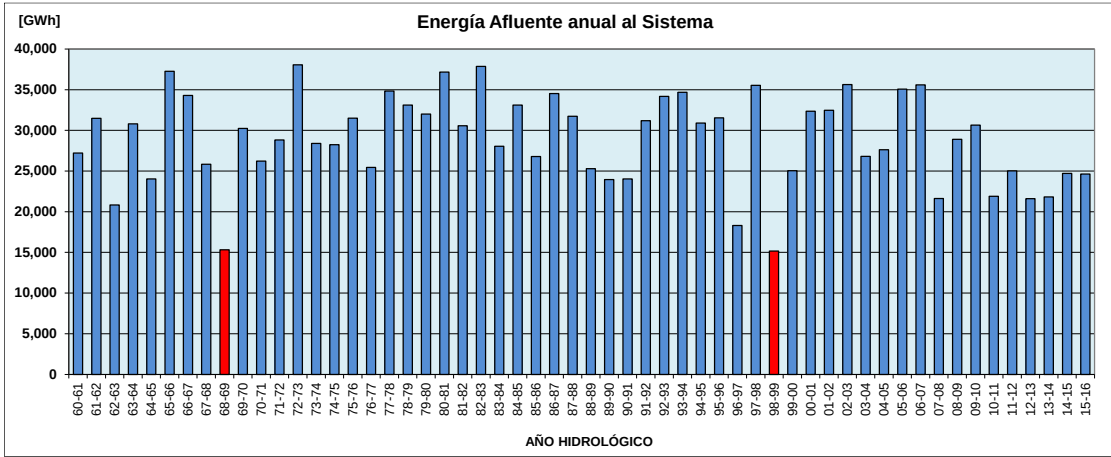


Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)



1.6 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas reales iniciales de embalses para el primero de julio de 2017 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 14.

Tabla 14: Cotas reales al 1 de julio de 2017

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.308,4
Laguna del Maule	2.157,8
Embalse Rapel	102,6
Laguna Invernada	1.289,2
Lago Chapo	228,9
Embalse Colbún	410,8
Embalse Melado	641,8
Embalse Ralco	700,2
Embalse Pangue	508,9
Poza Polcura	734,3
Embalse Machicura	257,0
Embalse Angostura	316,5

1.7 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Se entenderá por horas de punta para el subsistema SEN-SING 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. En tanto, en los subsistemas SEN-SIC Centro-Norte y SEN-SIC Sur, 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 con respecto a la demanda total del sistema, necesaria para cumplir con la obligación ya mencionada. Cabe señalar que se incorporaron dentro del plan de obras indicativo instalaciones necesarias para el cumplimiento de dicha obligación.

Tabla 15: Obligación ERNC

Año	Energía Proyectada [GWh]	Energía ERNC Estimada [GWh]	% ERNC
2017	68.236	3.834	5,62%
2018	70.178	4.545	6,48%
2019	72.253	5.371	7,43%
2020	74.320	6.371	8,57%
2021	76.574	7.850	10,25%
2022	78.940	9.283	11,76%
2023	81.246	10.734	13,21%
2024	83.555	12.279	14,70%
2025	85.986	14.842	17,26%
2026	88.356	15.597	17,65%
2027	90.791	16.457	18,13%
2028	93.214	17.192	18,44%
2029	95.696	17.841	18,64%

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 trabaja el 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, del futuro al 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 programa 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, para cada etapa.

A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua calculados, con el objeto 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, 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, que las primeras etapas pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas 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 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 julio 2017, sin perjuicio que el cálculo de precios se realiza a partir de octubre de 2017, 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. Se toma en cuenta la tasa de indisponibilidad forzada 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 las 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 corresponde al costo variable de cada central utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar la prioridad de despacho de las centrales en cada etapa. Para cada central, su 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 serie hidráulica.
3. Centrales hidroeléctricas de pasada.

Se considera en la modelación la capacidad de regulación de múltiples embalses, entre ellos el Lago 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 afluente al sistema para cada año hidrológico, se agregaron 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 59.

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, 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 tipo de diferentes potencias, factibles de ser localizados en tres zonas características, cuyos factores de planta mensuales son los que se muestran a continuación.

Tabla 16: 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 17: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SIC Zona Norte

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%

Tabla 18: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SIC Zona Sur

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, se relaciona dicha radiación con la construcción de los bloques de demanda, 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, son los que se muestran a continuación.

Tabla 19: 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%

Tabla 20: Factores de planta promedio de Centrales Fotovoltaicas Indicativas –SEN - SIC Zona Norte Chico

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 21: Factores de planta de Centrales Fotovoltaicas – SEN - SIC Zona Centro

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%

2.6 MODELACIÓN DE OTRAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Para las centrales existentes y en construcción, informadas por Arauco Bioenergía, la Comisión ha asignado a cada una de ellas las respectivas curvas de costo variable por bloque de potencia que informa el propietario.

2.7 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El programa de obras consideró 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 consideró el Informe de Costos de Tecnologías de Generación, elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 69, de fecha 06 de febrero de 2017, que se encuentra publicado junto con los antecedentes de la fijación semestral anterior. Este informe fue resultado de la interacción con agentes públicos y privados de la industria energética, cuyos aportes han resultado relevantes al momento de establecer criterios y lineamientos de desarrollo del parque generador futuro.

2.7.1 Alternativas de expansión del parque generador

Para determinar las alternativas de expansión y la localización indicativa de las centrales de generación en estudio, 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 de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo actualmente.

En cuanto a los tipos de tecnología de generación, y en virtud a lo estipulado 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 que cumplan con lo establecido en la ya mencionada ley.

A partir de lo anterior, esta Comisión conformó un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte 2017-2027, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos fueron escalados de acuerdo a una utilización óptima de los recursos disponibles, por lo que, para la determinación del plan de obras indicativo las centrales incorporadas no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico tomarán 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.

2.7.2 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 22. 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. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión

se encuentra desarrollando un trabajo participativo con distintos actores del sector a fin de validar los costos de inversión que se utilizan para la modelación.

Para los proyectos de todas las tecnologías de generación se ha tenido en cuenta las partidas de costos relativos 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 ha 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 22: 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	1.150
Eólica	1.800
Solar Fotovoltaica	1.200
Solar Térmica	9.000
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.250
Biomasa	3.100
Biogás	3.500
Geotérmica	7.800

Para el Costo de Operación, Mantenimiento 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.

2.8 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.

2.9 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación, sin embargo, estos costos no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con 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, 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.

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.

2.10 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.

2.11 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 a el 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 las tres actividades señaladas, además de transporte y manufactura, se indica su fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla en el sistema.

2.12 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.

2.13 CALIDAD DE SUMINISTRO

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

2.13.1 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. Se ha considerado 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.

Mientras que 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. Se consideró 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 sobre costo 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 23: 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 Sobre costo por Indisponibilidad	p.u.	1,000085	1,000183

Este coeficiente destinado a afectar a los factores de penalización resulta ser 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 sobre costo. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobre costo.

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 36º 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.

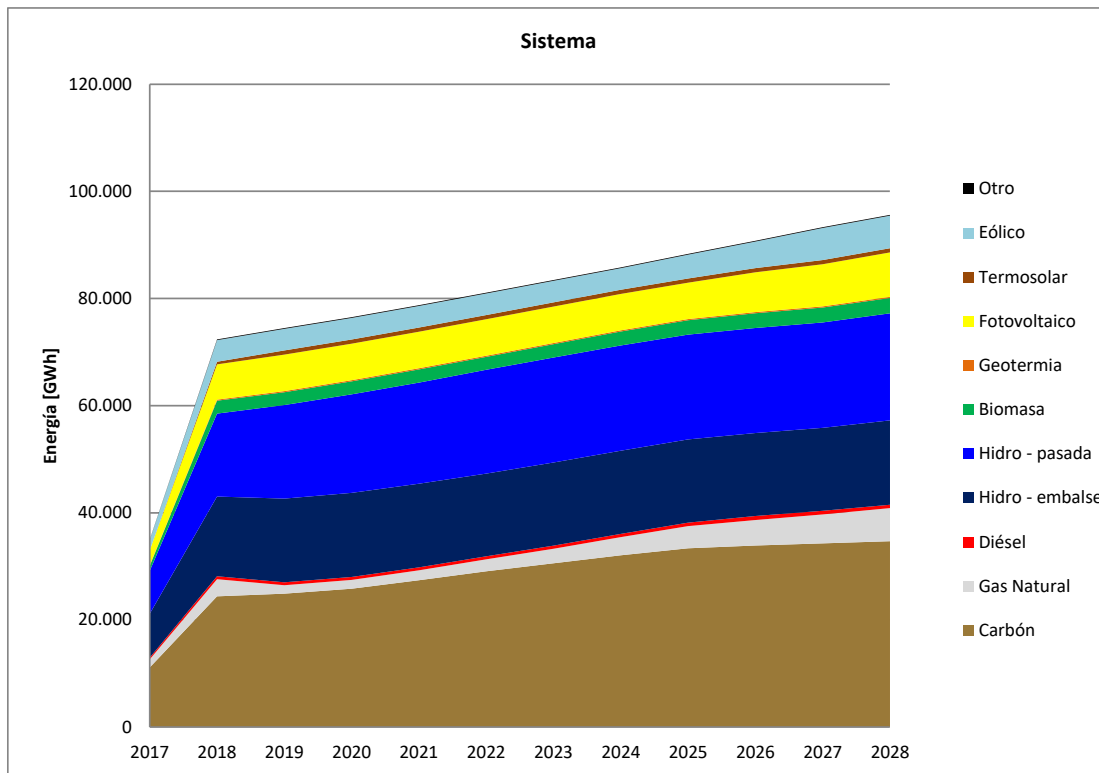
Tabla 24: Programa de obras indicativo de generación

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Eólica Ciruelos 01	ene-25	150	Eólica	Ciruelos 220
Eólica Maitencillo 01	ene-26	200	Eólica	Maitencillo 220
Solar SING III	ene-26	200	Solar	Encuentro 220
Solar Polpaico 01	nov-26	220	Solar	Polpaico 220
EOLICO SING I	ene-27	200	Eólica	Laberinto 220
Eólica Maitencillo 02	feb-27	130	Eólica	Maitencillo 220
EOLICO SING IV	ene-28	200	Eólica	Encuentro 220
Solar SING I	ene-28	100	Solar	Laberinto 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	20	Hidro-Pasada	Ancoa 220
Solar Pan de Azúcar 03	jun-28	100	Solar	Pan de Azúcar 220
Eólica Puerto Montt 01	nov-28	150	Eólica	Puerto Montt 220

Es importante señalar que dicho 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 plan 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 2017 considera a partir del mes de julio.

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:

- Nehuencho 1: disponibilidad completa desde enero 2027.
- Nehuencho 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 PRECIO BÁSICO 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 octubre de 2017.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de octubre de 2017 y septiembre de 2021, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV y Crucero 220 kV.

Tabla 25: Costos Marginales y Demanda de Energía Nudo Quillota 220 [kV]

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2017	30,02	235,64	1,000
Noviembre	2017	32,97	234,13	0,992
Diciembre	2017	33,88	248,16	0,984
Enero	2018	43,98	260,15	0,976
Febrero	2018	50,42	242,83	0,969
Marzo	2018	50,41	254,21	0,961
Abril	2018	54,01	236,79	0,953
Mayo	2018	48,40	245,83	0,946
Junio	2018	45,11	243,00	0,938
Julio	2018	44,48	252,42	0,931
Agosto	2018	41,71	244,14	0,924
Septiembre	2018	39,74	234,96	0,916
Octubre	2018	39,05	244,19	0,909
Noviembre	2018	38,13	242,63	0,902
Diciembre	2018	38,32	257,14	0,895
Enero	2019	44,65	268,60	0,888
Febrero	2019	52,14	250,77	0,881
Marzo	2019	57,39	262,45	0,874
Abril	2019	54,84	244,47	0,867
Mayo	2019	48,30	253,81	0,860
Junio	2019	44,11	250,87	0,853
Julio	2019	44,16	260,59	0,846
Agosto	2019	41,30	252,04	0,840
Septiembre	2019	39,71	242,60	0,833
Octubre	2019	39,18	252,12	0,826
Noviembre	2019	37,78	250,50	0,820
Diciembre	2019	39,59	265,46	0,813
Enero	2020	47,22	277,48	0,807
Febrero	2020	54,07	259,08	0,801

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Marzo	2020	58,40	271,06	0,794
Abril	2020	55,65	252,48	0,788
Mayo	2020	51,13	262,11	0,782
Junio	2020	46,46	259,07	0,776
Julio	2020	46,56	269,13	0,769
Agosto	2020	42,68	260,29	0,763
Septiembre	2020	41,10	250,55	0,757
Octubre	2020	39,77	260,38	0,751
Noviembre	2020	38,70	258,71	0,745
Diciembre	2020	40,98	274,17	0,739
Enero	2021	50,69	287,14	0,734
Febrero	2021	56,78	268,10	0,728
Marzo	2021	61,57	280,41	0,722
Abril	2021	58,25	261,13	0,716
Mayo	2021	53,88	271,07	0,711
Junio	2021	48,89	267,94	0,705
Julio	2021	49,15	278,37	0,699
Agosto	2021	44,55	269,22	0,694
Septiembre	2021	42,71	259,12	0,688

Tabla 26: Costos Marginales y Demanda de Energía Nudo Crucero 220 [kV]

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2017	54,23	334,69	1,000
Noviembre	2017	54,10	322,28	0,992
Diciembre	2017	53,49	328,19	0,984
Enero	2018	49,28	363,59	0,976
Febrero	2018	54,94	325,79	0,969
Marzo	2018	51,72	352,80	0,961
Abril	2018	52,13	350,70	0,953
Mayo	2018	51,07	361,53	0,946
Junio	2018	48,62	348,19	0,938
Julio	2018	48,26	358,91	0,931
Agosto	2018	46,69	360,81	0,924
Septiembre	2018	45,99	348,49	0,916
Octubre	2018	45,41	362,53	0,909
Noviembre	2018	45,25	349,58	0,902
Diciembre	2018	44,72	355,82	0,895
Enero	2019	48,19	382,26	0,888

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Febrero	2019	53,34	343,02	0,881
Marzo	2019	55,93	371,58	0,874
Abril	2019	55,05	368,93	0,867
Mayo	2019	51,63	380,65	0,860
Junio	2019	48,63	366,54	0,853
Julio	2019	49,54	378,03	0,846
Agosto	2019	46,82	379,50	0,840
Septiembre	2019	46,78	366,49	0,833
Octubre	2019	46,86	381,22	0,826
Noviembre	2019	46,12	368,14	0,820
Diciembre	2019	46,64	374,32	0,813
Enero	2020	50,67	384,49	0,807
Febrero	2020	55,63	355,47	0,801
Marzo	2020	57,62	374,51	0,794
Abril	2020	57,23	371,35	0,788
Mayo	2020	54,62	383,51	0,782
Junio	2020	50,68	369,20	0,776
Julio	2020	51,77	381,01	0,769
Agosto	2020	48,04	381,90	0,763
Septiembre	2020	47,89	368,76	0,757
Octubre	2020	47,46	383,53	0,751
Noviembre	2020	46,91	370,97	0,745
Diciembre	2020	45,39	376,77	0,739
Enero	2021	51,67	396,43	0,734
Febrero	2021	56,48	356,33	0,728
Marzo	2021	59,71	386,08	0,722
Abril	2021	58,43	382,87	0,716
Mayo	2021	55,73	395,41	0,711
Junio	2021	51,22	380,65	0,705
Julio	2021	52,51	392,83	0,699
Agosto	2021	47,77	393,75	0,694
Septiembre	2021	47,20	380,19	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 en las tablas precedentes para el caso de Quillota 220 kV y Crucero 220 kV.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de octubre de 2017, el precio básico de la energía se determina como:

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

$N_{\text{Calculado}}$: 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.

$\text{E}_{\text{NCalculado } i}$: 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 y Crucero 220 kV es de:

Precio Básico Energía Quillota 220 kV= 45,774 [US\$/MWh] x 671,54 [\$/US\$] = 30,739 [\$/kWh]

Precio Básico Energía Crucero 220 kV= 50,697 [US\$/MWh] x 671,54 [\$/US\$] = 34,042 [\$/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]

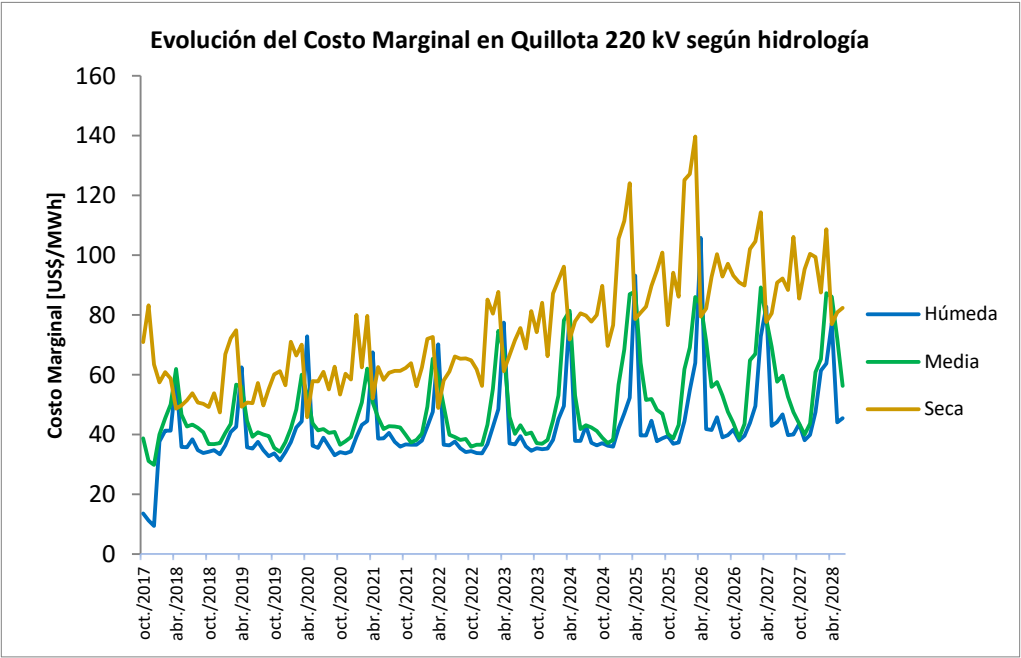
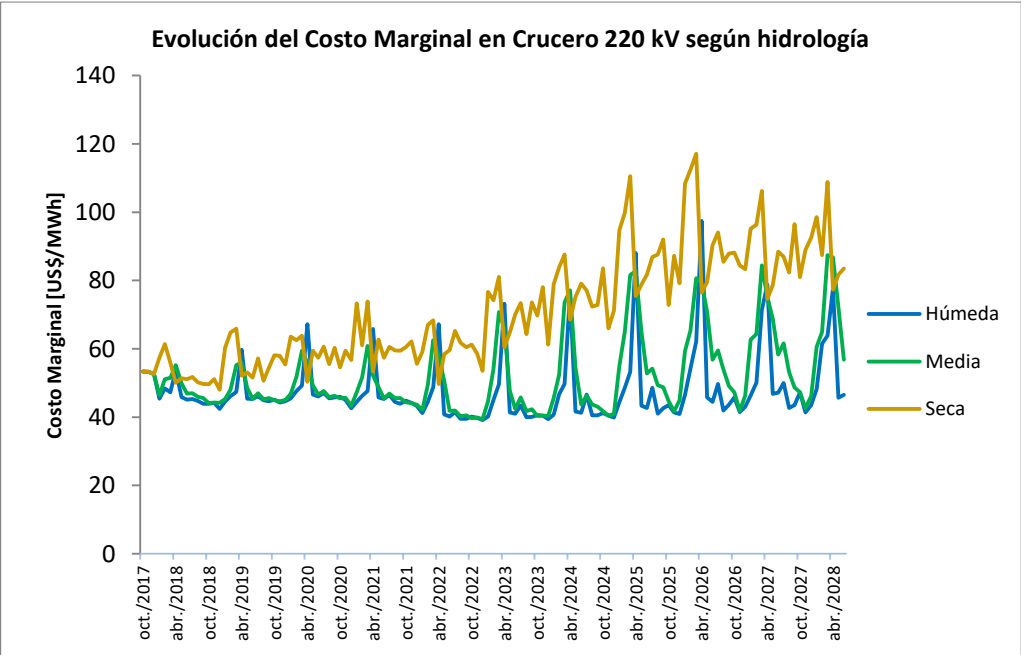


Gráfico 5: Evolución del Costo Marginal en Crucero 220 kV según hidrología [US\$/MWh]



Es relevante indicar que el cálculo de los precios de nudo se efectúa considerando un promedio de los costos marginales para distintas condiciones hidrológicas posibles, lo que 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. Los gráficos anteriores, incorporan los costos marginales esperados para hidrologías seca, media y húmeda, con el objeto 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 estipulado en el Reglamento de Precio de Nudo, específicamente 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 el consultor realizó 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 de esta Comisión desde el día 21 de septiembre de 2016.

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 SEN-SING:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas las actuales instalaciones del SING, siendo la subestación básica de potencia Lagunas 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diésel de 70 MW.

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", 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, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, debe ser determinado conforme a lo establecido en este reglamento. De esta forma, y a partir del Margen de Potencia correspondiente al cálculo definitivo de cada año, la Comisión debe determinar el margen de reserva teórico (en adelante, "MRT"), de cada subsistema o sistema.

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 que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0.05} \right]$$

Cabe señalar que, de acuerdo a lo señalado en el artículo 4° transitorio del Decreto Supremo N°62 en tanto no esté disponible el primer cálculo definitivo de transferencias de potencia conforme a las disposiciones de dicho reglamento, el MRT de cada sistema o subsistema será igual al informado por la Comisión en el informe técnico definitivo, correspondiente a la fijación de precios de nudo vigente al momento de la publicación del decreto señalado previamente. Una vez que dicho cálculo definitivo esté disponible y aceptado por el Coordinador, éste será informado a la Comisión para que el MRT sea actualizado por primera vez en la fijación de precios de nudo más próxima. De acuerdo a lo anterior, en caso de que el informe definitivo de transferencias de potencia no esté disponible se utilizará un margen de reserva teórico (MRT) de 11,76% para todos los nudos, correspondiente a una disponibilidad promedio de 89,48% de las unidades generadoras más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, esto es, turbinas diésel.

El cálculo definitivo de transferencias de potencia para el SEN-SING fue informado por el Coordinador a la Comisión el día 20 de junio de 2017, mediante carta DE 02659-17, con lo que es posible calcular el Margen de Potencia de este subsistema a través de la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{3.497,1 \text{ MW}}{2.265,60 \text{ MW}} = 1,54$$

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 SEN-SING corresponde a un 10%.

Subsistema SEN-SIC Centro-Norte:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diésel de 70 MW. Para efectos de la utilización de los resultados del estudio ya citado, se ha considerado reflejar el valor de un proyecto de unidad de punta en subestación Nogales 220 kV, que es la subestación con capacidad de conexión suficiente.

En el caso del SEN-SIC, el informe definitivo del cálculo de transferencias de potencia aún no ha sido publicado, por lo que, el MRT será igual a 11,76%, de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

Subsistema SEN-SIC Sur:

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina diésel de 70 MW. Cabe señalar que este subsistema se origina a partir del desacople de costos marginales en bloques de demanda máxima, de acuerdo a la modelación por bloques horarios realizada por esta Comisión, que se observa hacia el sur de Cautín 220 kV respecto de las barras ubicadas al sur de ésta.

En el caso del SEN-SIC, el informe definitivo del cálculo de transferencias de potencia aún no ha sido publicado, por lo que, el MRT será igual a 11,76%, de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

A partir de la aplicación de los resultados del estudio ya citado, 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:

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

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

SEN-SING

Para el SEN-SING 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 Subestación Lagunas 220, para el subsistema de potencia definido en el SEN-SING, son los que se muestran a continuación:

Tabla 27: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta SEN-SING

Precio Básico de la Potencia, Lagunas 220, Unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	595,85	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]	68,755	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]	8,649	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	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,304	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,00462	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	8,2763	Precio Básico de la Potencia.

SEN-SIC

Para el SEN-SIC 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 y en la Subestación Puerto Montt 220 kV, previamente mencionadas, son los que se muestran a continuación:

Tabla 28: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta

Precio Básico de la Potencia, unidad diésel 70 [MW]			
	Nogales	Pto. Montt	
C_{TG} [US\$/kW]	561,59	535,25	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	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]	71,050	63,754	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	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]	14,450	8,919	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	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	1,048809	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,282	1,072	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1176	1,1176	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,00472	1,00427	Incremento por factor de pérdidas.
Pbpot [US\$/kW/mes]	8,1171	7,4712	Precio Básico de la Potencia.

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

Precio Básico Potencia Lagunas = 8,2763 [US\$/kW/mes] x 671,54 [\$/US\$] = 5.557,87 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Nogales = 8,1171 [US\$/kW/mes] x 671,54 [\$/US\$] = 5.450,96 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Puerto Montt = 7,4712 [US\$/kW/mes] x 671,54 [\$/US\$] = 5.017,21 [\$/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 al 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 29 .

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 (SEN-SIC y SEN- SING). Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 29 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

Tabla 29: 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	33,742	0,9700	5.391,13
CALAMA	220	34,696	1,0044	5.582,32
CHUQUICAMATA	220	34,713	0,9970	5.541,20
CONDORES	220	35,560	1,0322	5.736,83
CRUCERO	220	34,042	0,9759	5.423,93
EL COBRE	220	33,831	0,9704	5.393,36
EL TESORO	220	34,546	0,9931	5.519,52
ENCUENTRO	220	34,028	0,9755	5.421,70
ESPERANZA SING	220	34,515	0,9932	5.520,08
LABERINTO	220	33,763	0,9696	5.388,91
LAGUNAS	220	34,699	1,0000	5.557,87
NUEVA VICTORIA	220	34,495	0,9956	5.533,42
O'HIGGINS	220	33,262	0,9584	5.326,66
PARINACOTA	220	36,534	1,0724	5.960,26
POZO ALMONTE	220	35,009	1,0164	5.649,02
TARAPACA	220	34,665	1,0022	5.570,10
D. DE ALMAGRO	220	30,696	0,9314	5.077,02
CARRERA PINTO	220	30,650	0,9392	5.119,54
CARDONES	220	30,797	0,9563	5.212,75
MAITENCILLO	220	30,087	0,9252	5.043,23
PUNTA COLORADA	220	31,105	1,0982	5.986,24
PAN DE AZUCAR	220	31,139	1,0296	5.612,31
LOS VILOS	220	31,760	1,0297	5.612,85
NOGALES	220	30,527	1,0000	5.450,96
QUILLOTA	220	30,739	0,9997	5.449,32

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$ /kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$ /kW/mes]
POLPAICO	220	30,478	0,9981	5.440,60
LOS MAQUIS	220	31,200	1,0177	5.547,44
EL LLANO	220	30,914	1,0064	5.485,85
LAMPA	220	30,275	1,0031	5.467,86
CERRO NAVIA	220	30,478	1,0058	5.482,58
CHENA	220	30,167	1,0028	5.466,22
MAIPO	220	29,654	0,9944	5.420,43
CANDELARIA	220	29,251	0,9949	5.423,16
COLBUN	220	28,265	0,9648	5.259,09
ALTO JAHUEL	220	29,872	0,9914	5.404,08
MELIPILLA	220	30,653	1,0062	5.484,76
RAPEL	220	30,674	1,0026	5.465,13
ITAHUE	220	29,141	0,9758	5.319,05
ANCOA	220	29,101	0,9633	5.250,91
CHARRUA	220	28,314	0,9485	5.170,24
HUALPEN	220	28,234	0,9565	5.213,84
LAGUNILLAS	220	28,135	0,9554	5.207,85
CAUTÍN	220	28,363	0,9566	5.214,39
TEMUCO	220	28,781	0,9591	5.228,02
LOS CIRUELOS	220	25,815	0,9856	4.944,96
VALDIVIA	220	26,669	0,9873	4.953,49
RAHUE	220	26,555	0,9773	4.903,32
PUERTO MONTT	220	26,952	1,0000	5.017,21
MELIPULLI	220	27,023	0,9998	5.016,21
CHILOE	220	27,708	1,0104	5.069,39

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 incorporó en la modelación 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 incorporó como un coeficiente por el que se ponderó 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:

$$Frv = 1,0123$$

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:

$$Pb[(\$/kW)/mes] = Pb_0 \left[\frac{Dol_i}{Dol_0} \left(Coef_1 \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

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.

Dol_0 : 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_{turb_0} : 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 precio 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 30 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 31 los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

Tabla 30: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Concepto	Fuente	Índices Base	
			Valor	Fecha
Dólar Observado	Potencia	Banco Central	671,54	may-17
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	219,90	dic-16
Producer Price Index- Commodities	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	188,20	dic-16
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Potencia	Instituto Nacional de Estadísticas	115,63	may-17

Tabla 31: 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	5.557,87	0,53918	0,08590	0,37492
Nogales 220	70	5.450,96	0,52939	0,08921	0,38140
Pto. Montt 220	70	5.017,21	0,55014	0,09715	0,35270

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 Nacional de Energía 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 Nacional de Energía 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 de dominio electrónico, 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), al mes anterior al cual se realice la aplicación de la fórmula de indexación de la energía.

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 32: Precio Medio Básico

Precio Medio Básico	SEN - SIC ³	SEN - SING ⁴
Precio Básico Energía [\$/kWh]	30,739	34,042
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	5449,325	5423,925
Precio Medio Básico [\$/kWh]	40,358	42,583

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 ($\Delta PMB/PMM\%$) 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.

³ Precio Básicos en nudo Quillota 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,776.

⁴ Precio Básicos en nudo Crucero 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,870.

Tabla 33: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico – Mercado SIC	SEN - SIC	SEN - SING
Precio Medio Básico [\$/kWh]	40,358	42,583
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	62,162	60,052
Δ PMB / PMM (%)	-35,08%	-29,09%

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

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

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a -5,00% en el SEN-SING y -12,00% en el SEN-SIC.

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 34: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico - Mercado SIC	SEN - SIC	SEN - SING
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	41,794	53,531
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	62,162	60,052
Diferencia (%)	-32,77%	-10,86%

En el SEN-SING y en el SEN –SIC 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 35: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado - Mercado	SEN - SIC	SEN - SING
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	54,709	57,055
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	62,162	60,052
Diferencia (%)	-11,99%	-4,99%

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 36.

Tabla 36: 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	37,196	0,9700	5.391,13
CALAMA	220	38,246	1,0044	5.582,32
CHUQUICAMATA	220	38,265	0,9970	5.541,20
CONDORES	220	39,200	1,0322	5.736,83
CRUCERO	220	37,526	0,9759	5.423,93
EL COBRE	220	37,293	0,9704	5.393,36
EL TESORO	220	38,081	0,9931	5.519,52
ENCUENTRO	220	37,511	0,9755	5.421,70
ESPERANZA SING	220	38,048	0,9932	5.520,08
LABERINTO	220	37,218	0,9696	5.388,91
LAGUNAS	220	38,250	1,0000	5.557,87
NUEVA VICTORIA	220	38,025	0,9956	5.533,42
O'HIGGINS	220	36,667	0,9584	5.326,66
PARINACOTA	220	40,273	1,0724	5.960,26
POZO ALMONTE	220	38,592	1,0164	5.649,02
TARAPACA	220	38,213	1,0022	5.570,10
D. DE ALMAGRO	220	43,944	0,9314	5.077,02
CARRERA PINTO	220	43,878	0,9392	5.119,54
CARDONES	220	44,090	0,9563	5.212,75
MAITENCILLO	220	43,073	0,9252	5.043,23
PUNTA COLORADA	220	44,530	1,0982	5.986,24
PAN DE AZUCAR	220	44,578	1,0296	5.612,31
LOS VILOS	220	45,467	1,0297	5.612,85
NOGALES	220	43,702	1,0000	5.450,96
QUILLOTA	220	44,006	0,9997	5.449,32
POLPAICO	220	43,632	0,9981	5.440,60
LOS MAQUIS	220	44,666	1,0177	5.547,44
EL LLANO	220	44,257	1,0064	5.485,85
LAMPA	220	43,342	1,0031	5.467,86

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
CERRO NAVIA	220	43,632	1,0058	5.482,58
CHENA	220	43,187	1,0028	5.466,22
MAIPO	220	42,453	0,9944	5.420,43
CANDELARIA	220	41,876	0,9949	5.423,16
COLBUN	220	40,464	0,9648	5.259,09
ALTO JAHUEL	220	42,765	0,9914	5.404,08
MELIPILLA	220	43,883	1,0062	5.484,76
RAPEL	220	43,914	1,0026	5.465,13
ITAHUE	220	41,718	0,9758	5.319,05
ANCOA	220	41,660	0,9633	5.250,91
CHARRUA	220	40,534	0,9485	5.170,24
HUALPEN	220	40,420	0,9565	5.213,84
LAGUNILLAS	220	40,279	0,9554	5.207,85
CAUTÍN	220	40,604	0,9566	5.214,39
TEMUCO	220	41,203	0,9591	5.228,02
LOS CIRUELOS	220	36,956	0,9856	4.944,96
VALDIVIA	220	38,180	0,9873	4.953,49
RAHUE	220	38,017	0,9773	4.903,32
PUERTO MONTT	220	38,584	1,0000	5.017,21
MELIPULLI	220	38,686	0,9998	5.016,21
CHILOE	220	39,667	1,0104	5.069,39

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 37.

Tabla 37: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Concepto	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
			Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar Acuerdo	Reactivos	Banco Central	824,12	30-11-2016	829,20	31-05-2017
IPM USA	Reactivos	Bureau of Labor Statistics	168,7	sep-16	170,7	mar-17

3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 38. 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 38 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 38 y Tabla 39, 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 38: 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	6,240	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,235	11,235	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,235	11,235	11,235
Sobre 50 y hasta 80	14,972	14,972	14,972
Sobre 80	18,706	18,706	18,706

Tabla 39: 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	6,293	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,331	11,331	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,331	11,331	11,331
Sobre 50 y hasta 80	15,099	15,099	15,099
Sobre 80	18,867	18,867	18,867

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 estipulado en el artículo 30° del Reglamento de Precio de Nudo, son los que se presentan en la siguiente tabla. Cabe señalar que sin perjuicio que la interconexión física entre el SEN-SIC y SEN-SING se materializará durante el período de vigencia de los precios definidos en el presente informe, para efectos de la modelación sobre la cual se calcularon dichos precios se utilizó el costo de falla del SEN, comunicado mediante Resolución Exenta CNE N° 318, de fecha 22 de junio de 2017, habida cuenta que bajo los supuestos y resultados obtenidos, se verificó que no existe falla en el período previo a dicha interconexión.

Tabla 40: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	446,77	665,30
5-10%	650,02	967,95
10-20%	938,70	1397,84
Sobre 20%	1280,04	1906,12

Valor único representativo por sistema, denominado Costo de Racionamiento:

SEN: 665,30 [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 kilowatt-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

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 subsistema SEN - SIC, la componente de energía del Precio Medio de Mercado corresponde a 78,264 [USD/MWh], que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de 92,566 [USD/MWh] y un precio de potencia de 8,1017 [USD/kW/mes], de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados, mientras que para el subsistema SEN-SING, la componente de energía del Precio Medio de Mercado corresponde a 76,707 [USD/MWh], que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de 89,424 [USD/MWh] y un precio de potencia de 8,0768 [USD/kW/mes], de la barra Crucero 220 [kV].

3.11 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 41 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema.

Tabla 41: Factores de Modulación

Subestación	Tensión [KV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
ATACAMA	220	0,9909	0,8525
CALAMA	220	1,0260	0,8766
CHUQUICAMATA	220	1,0185	0,8770
CONDORES	220	1,0544	0,8984
CRUCERO	220	0,9969	0,8601
EL COBRE	220	0,9913	0,8547
EL TESORO	220	1,0145	0,8728
ENCUENTRO	220	0,9965	0,8597
ESPERANZA SING	220	1,0146	0,8720
LABERINTO	220	0,9905	0,8530
LAGUNAS	220	1,0216	0,8767
MARIA ELENA	220	0,9980	0,8605
QUILLAGUA	220	1,0076	0,8670
SALAR	220	1,0174	0,8756
NUEVA VICTORIA	220	1,0171	0,8715
O'HIGGINS	220	0,9791	0,8404
PARINACOTA	220	1,0955	0,9230
POZO ALMONTE	220	1,0383	0,8845
TARAPACA	220	1,0238	0,8758

Subestación	Tensión [KV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
D. DE ALMAGRO	220	0,9332	1,0072
CARRERA PINTO	220	0,9410	1,0056
SAN ANDRES	220	0,9510	1,0079
CARDONES	220	0,9581	1,0105
MAITENCILLO	220	0,9270	0,9872
PUNTA COLORADA	220	1,1003	1,0206
PAN DE AZUCAR	220	1,0316	1,0217
DON GOYO	220	1,0279	1,0196
LA CEBADA	220	1,0251	1,0182
LAS PALMAS	220	1,0240	1,0180
LOS VILOS	220	1,0317	1,0421
NOGALES	220	1,0019	1,0016
QUILLOTA	220	1,0016	1,0086
POLPAICO	500	0,9997	1,0089
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0196	1,0237
EL LLANO	220	1,0083	1,0143
LAMPA	220	1,0050	0,9933
CERRO NAVIA	220	1,0077	1,0000
CHENA	220	1,0047	0,9898
EL RODEO	220	0,9949	0,9827
PAINE	154	0,9963	0,9845
RANCAGUA	154	1,0174	0,9900
PUNTA CORTES	154	1,0096	0,9732
TILCOCO	154	1,0048	0,9693
SAN FERNANDO	154	1,0172	0,9865
TENO	154	0,9935	0,9673
ITAHUE	154	0,9777	0,9561
MAIPO	220	0,9963	0,9730
CANDELARIA	220	0,9968	0,9598
COLBUN	220	0,9666	0,9274
ALTO JAHUEL	220	0,9933	0,9801
ALTO JAHUEL	500	0,9889	0,9672
MELIPILLA	220	1,0081	1,0057
RAPEL	220	1,0045	1,0065
ITAHUE	220	0,9777	0,9561

Subestación	Tensión [KV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
ANCOA	500	0,9678	0,9569
ANCOA	220	0,9651	0,9548
CHARRUA	220	0,9503	0,9290
CHARRUA	500	0,9536	0,9316
HUALPEN	220	0,9583	0,9264
LAGUNILLAS	220	0,9572	0,9231
EL ROSAL	220	0,9513	0,9300
CAUTÍN	220	0,9584	0,9306
TEMUCO	220	0,9609	0,9443
DUQUECO	220	0,9542	0,9360
LOS CIRUELOS	220	0,9089	0,8470
VALDIVIA	220	0,9105	0,8750
RAHUE	220	0,9012	0,8713
PICHIRRAHUE	220	0,9026	0,8670
PUERTO MONTT	220	0,9222	0,8843
MELIPULLI	220	0,9220	0,8866
CHILOE	220	0,9318	0,9091

**INFORME TÉCNICO DEFINITIVO
FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO
DE CORTO PLAZO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
JULIO DE 2017
MODIFICACIONES**

- **Página 31.**

Se reemplaza el texto:

“En tanto, en los subsistemas SEN-SIC Norte y SEN-SIC Centro-Sur, 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.”

Por el siguiente:

“En tanto, en los subsistemas SEN-SIC Centro-Norte y SEN-SIC Sur, 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.”

- **Página 55.**

Se reemplaza el cuadro:

Precio Básico de la Potencia, unidad diésel 70 [MW]			
	Nogales	Pto. Montt	
C_{TG} [US\$/kW]	561,59	535,25	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
C_{SE} [US\$/kW]	71,050	63,754	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008459	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]	14,450	8,919	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	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	1,048809	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,282	1,072	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1176	1,1176	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,00472	1,00427	Incremento por factor de pérdidas.
Pbpot [US\$/kW/mes]	8,1171	7,4712	Precio Básico de la Potencia.

Por el siguiente:

Precio Básico de la Potencia, unidad diésel 70 [MW]			
	Nogales	Pto. Montt	
C_{TG} [US\$/kW]	561,59	535,25	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	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]	71,050	63,754	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.

Precio Básico de la Potencia, unidad diésel 70 [MW]			
	Nogales	Pto. Montt	
FRC_{SE}	0,008459	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]	14,450	8,919	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,009366	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	1,048809	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,282	1,072	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1176	1,1176	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,00472	1,00427	Incremento por factor de pérdidas.
Pbpot [US\$/kW/mes]	8,1171	7,4712	Precio Básico de la Potencia.

- **Página 60.**

Se reemplaza el cuadro:

Indexador	Concepto	Fuente	Índices Base	
			Valor	Fecha
Dólar Observado	Potencia	Banco Central	671,54	may-16
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	219,90	dic-16
Producer Price Index- Commodities	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	188,20	dic-16
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Potencia	Instituto Nacional de Estadísticas	115,63	may-16

Por el siguiente:

Indexador	Concepto	Fuente	Índices Base	
			Valor	Fecha
Dólar Observado	Potencia	Banco Central	671,54	may-17
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	219,90	dic-16
Producer Price Index- Commodities	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	188,20	dic-16
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Potencia	Instituto Nacional de Estadísticas	115,63	may-17