

# **FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO**

**INFORME TÉCNICO DEFINITIVO**

**ENERO 2020**

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	5
1 ANTECEDENTES .....	7
1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA.....	7
1.1.1 Previsión de demanda total del sistema .....	7
1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía .....	8
1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES.....	9
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	9
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	21
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural.....	23
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN .....	25
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS .....	26
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	26
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN .....	28
1.7 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA .....	28
1.8 STOCKS DE EMBALSES .....	30
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	30
1.10 OBLIGACIÓN ERNC .....	30
2 METODOLOGÍA.....	32
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	32
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO .....	33
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS .....	33
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas .....	33

2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	34
2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES .....	34
2.5.1	Centrales Eólicas.....	34
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas .....	36
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	37
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador .....	37
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	38
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA .....	39
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	39
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	40
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA .....	40
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	40
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO .....	40
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión .....	41
3	RESULTADOS .....	42
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	42
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	43
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA .....	47
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA .....	51
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN .....	53
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	53
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta .....	53
3.6.2	Indexación del precio de la energía .....	55

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

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o “la Ley”, en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603, ambas del 2017, y prorrogada mediante Resolución Exenta N° 10, de 2018, en adelante e indistintamente “Resolución N° 641”, y en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo Ministerio, en adelante e indistintamente “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “el Coordinador”, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico de cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y 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 antecedentes señalados en los literales anteriores, para un determinado horizonte de planificación, se establece el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo de estudio, que en este caso, y según lo establecido en el artículo 5° de la Resolución N° 641, es de 10 años, incluyendo, en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. En base a lo señalado, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un periodo de 48 meses, cuyos valores actualizados y ponderados por la energía se denominan Precios Básicos de Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de Potencia de Punta por subsistema definido al efecto, conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

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

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

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

# 1 ANTECEDENTES

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

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

En consideración a lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución N°641, el tipo de cambio utilizado en el presente informe técnico corresponde al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo, esto es, noviembre de 2019, el que tiene un valor de 776,53 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 2032, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

**Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema<sup>1</sup>**

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2020	41.717	29.941	71.658			
2021	42.853	30.381	73.234	2,72%	1,47%	2,20%
2022	44.054	30.840	74.894	2,80%	1,51%	2,27%
2023	45.447	31.321	76.768	3,16%	1,56%	2,50%
2024	46.491	32.148	78.639	2,30%	2,64%	2,44%
2025	47.501	32.981	80.482	2,17%	2,59%	2,34%
2026	48.587	33.868	82.455	2,29%	2,69%	2,45%
2027	49.568	34.670	84.238	2,02%	2,37%	2,16%
2028	50.813	35.539	86.352	2,51%	2,51%	2,51%
2029	52.037	36.413	88.450	2,41%	2,46%	2,43%
2030	53.033	37.221	90.254	1,91%	2,22%	2,04%

<sup>1</sup> Diferencias en la suma de la energía del sistema y de los porcentajes anuales se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2031	54.054	38.119	92.173	1,93%	2,41%	2,13%
2032	55.034	38.987	94.021	1,81%	2,28%	2,00%

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encuentran publicadas en la página web de la Comisión. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, de enero de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°12, de fecha 15 de enero de 2020.

### 1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

Para efectos de obtener una modelación adecuada de los aportes de energía de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, así como también una representación con mayor resolución de los retiros efectuados desde el sistema eléctrico, se ha utilizado, en la presente fijación, una modelación temporal de la demanda de 16 bloques. Así, para cada mes se han considerado 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	
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
3	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	1	1	3	3	1	1	
4	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	
5	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	
6	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	
7	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	
8	4	2	2	4	2	4	4	2	2	4	4	4	3	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	
9	6	4	4	6	4	6	6	4	4	6	6	6	5	3	3	5	5	5	5	5	5	5	5	
10	8	6	6	8	6	8	8	6	6	8	8	8	7	5	5	7	7	7	7	7	7	7	7	
11	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
12	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
13	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
14	10	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	
15	10	10	10	10	8	8	10	8	8	8	10	8	9	7	7	9	9	9	9	9	9	7	9	
16	10	10	10	10	8	10	10	8	8	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	9	
17	12	10	10	10	10	12	12	10	10	10	10	12	9	9	9	9	11	11	9	9	7	9		
18	12	10	10	12	12	14	14	12	12	10	10	12	9	11	9	11	11	13	13	11	11	9	9	
19	12	12	12	14	14	16	16	14	14	12	12	12	11	11	11	13	13	15	15	13	13	11	11	
20	14	14	14	16	16	16	16	16	16	14	14	14	13	13	13	15	15	15	15	15	13	13	13	
21	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
23	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
24	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	



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 <sup>2</sup>**

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	9,4	19,8	1,3	2,8	1,3	2,8	6,7	11,3	5,4	8,5	1,3	8,5	1,3	2,8	5,4	11,3	100
2	9,5	23,8	1,2	3,0	1,2	3,0	6,0	11,9	2,4	11,9	2,4	3,0	1,2	3,0	4,8	11,9	100
3	8,6	24,7	1,1	3,1	1,1	3,1	5,4	12,4	3,2	12,4	1,1	3,1	1,1	3,1	4,3	12,4	100
4	3,3	17,5	10,0	2,5	1,7	2,5	1,7	2,5	11,7	17,5	1,7	2,5	1,7	2,5	8,3	12,5	100
5	2,4	23,7	7,3	3,0	1,2	3,0	1,2	17,7	8,5	3,0	1,2	3,0	1,2	3,0	6,0	14,8	100
6	3,8	5,8	6,3	17,5	1,3	2,9	1,3	17,5	7,5	2,9	1,3	2,9	1,3	2,9	7,5	17,5	100
7	4,0	5,6	6,7	16,9	1,3	2,8	1,3	2,8	8,1	16,9	1,3	2,8	1,3	2,8	8,1	16,9	100
8	2,4	23,7	7,3	3,0	1,2	3,0	1,2	17,7	8,5	3,0	1,2	3,0	1,2	3,0	6,0	14,8	100
9	3,1	21,1	9,2	2,6	1,5	2,6	1,5	15,8	10,7	2,6	1,5	2,6	1,5	2,6	7,6	13,2	100
10	10,3	18,8	1,5	2,7	1,5	2,7	11,8	16,1	1,5	8,1	1,5	2,7	1,5	2,7	5,9	10,8	100
11	8,8	20,4	1,3	2,9	1,3	2,9	5,0	8,8	6,3	17,5	1,3	2,9	1,3	2,9	5,0	11,7	100
12	11,3	17,9	1,6	2,6	1,6	2,6	8,1	15,3	6,5	2,6	1,6	7,7	1,6	2,6	6,5	10,2	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 costos de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del sistema, enviados por el Coordinador a esta Comisión, correspondientes a los últimos dos meses previos a la fecha de envío, utilizándose un promedio de los costos durante dicho período de tiempo. Esta información se muestra en la siguiente tabla.

<sup>2</sup> La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en la suma de los porcentajes mensuales se debe a aproximaciones de redondeo.

**Tabla 4: Costos variables de centrales térmicas del SEN <sup>3</sup>**

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
AASA Energía	El Campesino Biogás	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
AES Gener	Campiche	Carbón	83,7	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	5,55	37,34
	Laguna Verde TG	Diésel	598,2	USD/Ton	0,26	Ton/MWh	11,42	169,35
	Laguna Verde TV	Diésel	598,2	USD/Ton	0,41	Ton/MWh	7,86	254,32
	Laja-Eve 1	Biomasa	18,5	USD/Ton	2,66	Ton/MWh	3,40	52,74
	Laja-Eve 2	Biomasa	0,0	USD/Ton	0,00	Ton/MWh	0,00	0,00
	Nueva Tocopilla 1	Carbón	69,2	USD/Ton	0,40	Ton/MWh	2,65	30,18
	Nueva Tocopilla 2	Carbón	69,2	USD/Ton	0,39	Ton/MWh	2,61	29,44
	Nueva Ventanas	Carbón	83,7	USD/Ton	0,36	Ton/MWh	5,55	35,97
	Ventanas 1	Carbón	115,0	USD/Ton	0,42	Ton/MWh	9,46	57,19
	Ventanas 2	Carbón	115,4	USD/Ton	0,40	Ton/MWh	4,97	50,78
Agrícola Ancalí	Ancali 1	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Aguas Andinas	Trebal Mapocho	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Aguas Blancas	Aguas Blancas	Diésel	677,4	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	14,15	172,49
Andes Generación	Andes U1 DIE	Diésel	663,9	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	20,83	180,76
	Andes U2 DIE	Diésel	663,9	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	20,83	180,76
	Andes U3 DIE	Diésel	663,9	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	20,83	178,08
	Andes U4 DIE	Diésel	663,9	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,83	184,80
Andina	Andina	Carbón	65,8	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	5,91	30,63
Arauco Bioenergía	Arauco	Biomasa	15,4	USD/Ton	1,35	Ton/MWh	3,90	24,65
	Celco BI1	Biomasa	18,4	USD/Ton	1,34	Ton/MWh	1,90	26,55
	Celco BI2	Diésel	410,3	USD/Ton	0,31	Ton/MWh	1,90	129,11

<sup>3</sup> La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en el valor del costo variable se deben a aproximaciones de redondeo.

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Licantén BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,50	Ton/MWh	1,90	1,90
	Licantén BI2	Biomasa	31,7	USD/Ton	1,50	Ton/MWh	1,90	49,39
	Nueva Aldea 1 BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,39	Ton/MWh	0,00	0,00
	Nueva Aldea 1 BI2	Biomasa	7,8	USD/Ton	1,39	Ton/MWh	2,20	13,13
	Nueva Aldea 2	Diésel	657,4	USD/Ton	0,29	Ton/MWh	12,00	200,03
	Nueva Aldea 3	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,33	Ton/MWh	0,00	0,00
	Valdivia BI1 Pino	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,63	Ton/MWh	0,00	0,00
	Valdivia BI2 Pino	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,20	Ton/MWh	0,00	0,00
	Valdivia BI3 Pino	Biomasa	9,6	USD/Ton	1,20	Ton/MWh	3,10	14,62
	Valdivia BI4 Pino	Diésel	415,5	USD/Ton	0,27	Ton/MWh	3,10	115,29
	Viñales BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,35	Ton/MWh	0,00	0,00
	Viñales BI2	Biomasa	13,9	USD/Ton	1,35	Ton/MWh	4,10	22,85
	Horcones DIE	Diésel	652,0	USD/Ton	0,35	Ton/MWh	10,00	236,26
Arauco Generación	Cholguán BI1	Biomasa	27,3	USD/Ton	1,43	Ton/MWh	2,70	41,61
	Cholguán BI2	Diésel	659,0	USD/Ton	0,32	Ton/MWh	2,70	213,59
Barrick Generación	Punta Colorada DIE	Diésel	638,3	USD/Ton	0,19	Ton/MWh	28,90	150,81
Beneo Orafti	Orafti	Biomasa	17,1	USD/Ton	1,65	Ton/MWh	3,74	31,96
Bio Cruz Generación	Bio Cruz	Gas Natural	433,5	USD/dam3	0,27	dam3/MWh	6,94	123,02
Bio Energía Los Pinos	Los Pinos Biogás-Etapa 1	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Bio Energía Molina	Molina	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Bio Energía Santa Irene	Santa Irene	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Bioenergías Forestales	CMPC Santa Fé	Biomasa	17,1	USD/Ton	1,65	Ton/MWh	3,74	31,96
	CMPC Tissue	Gas Natural	256,8	USD/dam3	0,24	dam3/MWh	3,98	66,32
Cementos Bio Bio	Cementos Biobío DIE	Diésel	664,9	USD/Ton	0,19	Ton/MWh	16,84	144,51
Central Eléctrica El Canelo	El Canelo 1	Diésel	699,5	USD/Ton	0,30	Ton/MWh	35,00	242,41
	El Canelo 2	Diésel	699,5	USD/Ton	0,30	Ton/MWh	35,00	242,41
CMPC Celulosa	CMPC Laja BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,22	Ton/MWh	0,00	0,00

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	CMPC Laja BI2	Biomasa	38,4	USD/Ton	1,22	Ton/MWh	6,90	53,77
	CMPC Laja BI3	Biomasa	56,7	USD/Ton	1,22	Ton/MWh	6,90	76,15
	CMPC Pacifico BI1	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,18	Ton/MWh	0,00	0,00
	CMPC Pacifico BI2	Biomasa	44,8	USD/Ton	1,18	Ton/MWh	0,00	52,91
	CMPC Pacifico BI3	Fuel Oil	382,8	USD/Ton	0,27	Ton/MWh	0,00	103,88
	Santa Fe BI1	Biomasa	6,5	USD/Ton	2,03	Ton/MWh	5,00	18,10
	Santa Fe BI2	Biomasa	17,4	USD/Ton	1,80	Ton/MWh	5,00	36,33
	Santa Fe BI3	Biomasa	22,6	USD/Ton	1,88	Ton/MWh	5,00	47,52
	Santa Fe BI4	Biomasa	31,5	USD/Ton	5,59	Ton/MWh	5,00	180,93
CMPC Papeles Cordillera	CMPC Cordillera BI1	Gas Natural	0,0	USD/dam3	0,11	dam3/MWh	1,40	1,40
	CMPC Cordillera BI2	Gas Natural	350,6	USD/dam3	0,11	dam3/MWh	1,40	40,32
	CMPC Cordillera BI3	Gas Natural	446,7	USD/dam3	0,12	dam3/MWh	1,40	55,18
Colbún	Antilhue U1	Diésel	669,6	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	2,80	160,04
	Antilhue U2	Diésel	669,6	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	2,80	160,04
	Candelaria 1 DIE	Diésel	660,0	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	2,80	184,98
	Candelaria 1 GNL	Gas Natural	300,9	USD/dam3	0,31	dam3/MWh	2,80	97,41
	Candelaria 2 DIE	Diésel	660,0	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	2,80	184,98
	Candelaria 2 GNL	Gas Natural	300,9	USD/dam3	0,31	dam3/MWh	2,80	97,41
	Los Pinos	Diésel	647,8	USD/Ton	0,19	Ton/MWh	4,50	127,30
	Nehuenco 1-FA GNL A	Gas Natural	198,5	USD/dam3	0,25	dam3/MWh	0,00	49,13
	Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	633,9	USD/Ton	0,16	Ton/MWh	5,21	108,19
	Nehuenco 1-TG+TV GN	Gas Natural	163,6	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	2,90	35,18
	Nehuenco 1-TG+TV GNL C	Gas Natural	276,4	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	2,90	57,44
	Nehuenco 1-TG+TV GNL Inf	Gas Natural	0,0	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	0,00	0,00
	Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	633,9	USD/Ton	0,16	Ton/MWh	5,21	108,19
	Nehuenco 2-TG+TV GN	Gas Natural	163,6	USD/dam3	0,18	dam3/MWh	2,43	32,08
Nehuenco 2-TG+TV GNL C	Gas Natural	276,4	USD/dam3	0,18	dam3/MWh	2,43	52,52	

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Nehuenco 2-TG+TV GNL INF	Gas Natural	0,0	USD/dam3	0,18	dam3/MWh	0,00	0,00
	Nehuenco 9B DIE	Diésel	633,9	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	4,30	182,30
	Santa María	Carbón	100,2	USD/Ton	0,35	Ton/MWh	3,00	38,26
Colihues Energía	Colihues U1 HFO	Fuel Oil	395,4	USD/Ton	0,21	Ton/MWh	22,18	106,79
	Colihues U2 HFO	Fuel Oil	395,4	USD/Ton	0,21	Ton/MWh	22,18	106,79
COMASA	Lautaro 1 BI1	Biomasa	9,9	USD/Ton	2,95	Ton/MWh	9,70	38,94
	Lautaro 1 BI2	Biomasa	17,2	USD/Ton	2,68	Ton/MWh	9,70	55,94
	Lautaro 2 BI1	Biomasa	18,6	USD/Ton	1,36	Ton/MWh	9,80	35,06
	Lautaro 2 BI2	Biomasa	39,5	USD/Ton	1,36	Ton/MWh	9,80	63,48
Duero Energía Copiulemu	Copiulemu	Biogás	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Duke Energy	Yungay U1 DIE	Diésel	648,4	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	22,70	204,26
	Yungay U2 DIE	Diésel	648,4	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	22,70	186,10
	Yungay U3 DIE	Diésel	648,4	USD/Ton	0,27	Ton/MWh	22,70	200,37
	Yungay U4 DIE	Diésel	648,4	USD/Ton	0,30	Ton/MWh	57,80	250,38
EDAM	Trebal Mapocho Ampl	Biomasa	0,0	USD/Ton	1,99	Ton/MWh	10,91	10,91
Eléctrica Angamos	Angamos 1	Carbón	69,0	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	2,78	28,69
	Angamos 2	Carbón	69,0	USD/Ton	0,37	Ton/MWh	2,77	28,46
Eléctrica Cenizas	Cenizas	Diésel	427,1	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	13,81	112,17
Eléctrica Cochrane	Cochrane 1	Carbón	67,4	USD/Ton	0,36	Ton/MWh	5,60	30,09
	Cochrane 2	Carbón	67,4	USD/Ton	0,36	Ton/MWh	5,60	30,09
Eléctrica Raso Power	Raso Power	Diésel	723,4	USD/Ton	0,33	Ton/MWh	30,46	267,01
	Raso Power Ampl	Diésel	723,4	USD/Ton	0,33	Ton/MWh	30,46	267,01
	Raso Power Ampl 3Y4	Diésel	723,4	USD/Ton	0,33	Ton/MWh	30,46	267,01
Elektragen	Chiloé	Diésel	682,1	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	39,27	231,44
	Constitución-Egen	Diésel	701,8	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	39,27	237,00
	Maule	Diésel	701,8	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	39,27	237,00
	Monte Patria	Diésel	646,4	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	39,27	220,26

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Punitaqui	Diésel	646,2	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	39,27	220,21
EMELDA	Emelda U1	Diésel	671,9	USD/Ton	0,26	Ton/MWh	14,50	192,13
	Emelda U2	Diésel	671,9	USD/Ton	0,28	Ton/MWh	14,50	201,11
ENAEX	Cummins	Diésel	662,7	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,84	189,52
	Deutz	Diésel	662,7	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,84	189,52
ENAP Refinería Aconcagua	Cogeneradora Aconcagua	Gas Natural	256,8	USD/dam3	0,24	dam3/MWh	3,98	66,32
Enel Generación Chile	Bocamina 1	Carbón	83,7	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	7,35	39,16
	Bocamina 2	Carbón	83,7	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	4,30	35,92
	Diego De Almagro	Diésel	657,1	USD/Ton	0,34	Ton/MWh	6,63	228,06
	Huasco-TG U1 DIE	Diésel	648,5	USD/Ton	0,35	Ton/MWh	7,86	233,55
	Huasco-TG U2 DIE	Diésel	648,5	USD/Ton	0,35	Ton/MWh	7,86	233,55
	Huasco-TG U3 DIE	Diésel	648,5	USD/Ton	0,35	Ton/MWh	7,86	233,55
	Quintero 1A DIE	Diésel	642,3	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	5,14	160,38
	Quintero 1A GN	Gas Natural	184,9	USD/dam3	0,32	dam3/MWh	3,80	62,69
	Quintero 1A GNL	Gas Natural	188,2	USD/dam3	0,32	dam3/MWh	3,80	63,74
	Quintero 1B DIE	Diésel	642,3	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	5,14	160,38
	Quintero 1B GN	Gas Natural	184,9	USD/dam3	0,32	dam3/MWh	3,80	62,51
	Quintero 1B GNL	Gas Natural	188,2	USD/dam3	0,32	dam3/MWh	3,80	63,55
	San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	642,4	USD/Ton	0,17	Ton/MWh	8,78	116,28
	San Isidro 2-TG+TV GN	Gas Natural	183,6	USD/dam3	0,19	dam3/MWh	6,06	40,63
	San Isidro 2-TG+TV GNL A	Gas Natural	188,2	USD/dam3	0,19	dam3/MWh	6,06	41,50
	San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	642,4	USD/Ton	0,19	Ton/MWh	11,04	130,15
	San Isidro-TG+TV GN	Gas Natural	183,6	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	7,46	44,71
	San Isidro-TG+TV GNL A	Gas Natural	188,2	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	7,46	45,64
	Taltal 1 DIE	Diésel	665,5	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	12,82	181,86
	Taltal 1 GNLA	Gas Natural	273,1	USD/dam3	0,30	dam3/MWh	4,00	86,75
Taltal 2 DIE	Diésel	665,5	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	12,82	181,86	

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Taltal 2 GNL A	Gas Natural	273,1	USD/dam3	0,30	dam3/MWh	4,00	86,75
Energia Generacion	Septultura	Diésel	731,7	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	37,90	210,06
Energía León	Coelemu	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Energía Pacífico	Energía Pacífico	Biomasa	31,8	USD/Ton	1,56	Ton/MWh	9,83	59,54
Enerkey	CERN Lepanto	Diésel	662,7	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,84	189,52
Engie	Arica GM	Diésel	644,4	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	9,20	172,22
	Arica M1	Diésel	644,4	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	9,20	171,35
	Arica M2	Diésel	644,4	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	9,20	169,65
	IE Mejillones	Carbón	68,1	USD/Ton	0,35	Ton/MWh	4,18	27,98
	Mejillones 1	Carbón	77,0	USD/Ton	0,42	Ton/MWh	8,43	40,84
	Mejillones 2	Carbón	83,9	USD/Ton	0,41	Ton/MWh	8,09	42,80
	Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	633,8	USD/Ton	0,16	Ton/MWh	7,21	111,22
	Mejillones 3-TG+TV GNL A	Gas Natural	150,6	USD/dam3	0,21	dam3/MWh	4,65	35,87
	Tamaya	Fuel Oil	402,0	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	12,66	103,31
	Tocopilla U14	Carbón	126,7	USD/Ton	0,42	Ton/MWh	9,85	62,50
	Tocopilla U15	Carbón	126,7	USD/Ton	0,39	Ton/MWh	9,31	58,77
	Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	635,4	USD/Ton	0,17	Ton/MWh	85,35	191,16
	Tocopilla U16-TG+TV GNL A	Gas Natural	150,6	USD/dam3	0,19	dam3/MWh	6,37	35,40
	Tocopilla-TG1	Diésel	635,4	USD/Ton	0,39	Ton/MWh	0,99	246,04
	Tocopilla-TG2	Diésel	635,4	USD/Ton	0,39	Ton/MWh	0,99	246,04
	Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	635,4	USD/Ton	0,29	Ton/MWh	0,99	184,89
ENLASA	El Peñón	Diésel	631,4	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	28,00	166,46
	San Lorenzo U1	Diésel	644,2	USD/Ton	0,34	Ton/MWh	24,10	244,41
	San Lorenzo U2	Diésel	644,2	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	24,10	269,14
	San Lorenzo U3	Diésel	644,2	USD/Ton	0,29	Ton/MWh	22,80	208,97
	Teno	Diésel	655,0	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	28,00	171,64
	Trapén	Diésel	642,5	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	28,00	168,90

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Enorchile	Esperanza DS1	Diésel	701,7	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	28,20	186,09
	Esperanza DS2	Diésel	701,7	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	25,70	181,48
	Esperanza TG1	Diésel	701,7	USD/Ton	0,34	Ton/MWh	9,10	247,69
	Estandartes 13	Diésel	710,6	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	17,28	174,26
	Estandartes 7-12	Diésel	710,6	USD/Ton	0,21	Ton/MWh	23,03	171,64
	Mantos Blancos	Diésel	688,1	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	22,99	197,85
	Ujina U1 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	17,00	186,59
	Ujina U2 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,26	Ton/MWh	17,00	194,48
	Ujina U3 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,26	Ton/MWh	17,00	194,10
	Ujina U4 DIE	Diésel	688,6	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	17,00	192,29
	Ujina U5 HFO	Fuel Oil	409,2	USD/Ton	0,21	Ton/MWh	15,90	99,79
	Ujina U6 HFO	Fuel Oil	409,2	USD/Ton	0,20	Ton/MWh	15,90	98,15
	Zofri 1	Diésel	649,9	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,39	164,58
	Zofri 2-5	Diésel	649,9	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	17,51	161,01
	Zofri 6	Diésel	649,9	USD/Ton	0,20	Ton/MWh	19,39	146,90
Equipos de Generación	Inacal	Diésel	513,9	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	9,06	130,07
Epinos	Picoltué	Diésel	768,7	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,84	216,49
	Yumbel	Diésel	768,7	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,84	216,49
Gas Sur	Newén DIE	Diésel	767,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	7,49	195,60
	Newén GNL A	Gas Natural	430,9	USD/dam3	0,29	dam3/MWh	7,49	133,29
Gasatagama	Atacama 1	Diésel	670,8	USD/Ton	0,18	Ton/MWh	7,83	128,90
	Atacama 2	Diésel	670,8	USD/Ton	0,18	Ton/MWh	7,83	125,65
	Tarapacá	Carbón	78,6	USD/Ton	0,39	Ton/MWh	1,40	32,35
	Tarapacá-TG DIE	Diésel	645,4	USD/Ton	0,39	Ton/MWh	0,41	252,35
Gen Power	Chorrillos	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Generadora Azul	Calfuco	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Generadora Eléctrica Gami	Gami	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62



Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Generadora Ermitaño	Ermitaño	Diésel	731,7	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	37,90	210,06
Generadora Estancilla	El Nogal	Diésel	715,7	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	38,90	207,30
	Estancilla	Diésel	715,7	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	39,20	202,37
Generadora La Calera	Alerce	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Ramadilla	Diésel	735,3	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	37,90	210,91
	Río Azul	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Generadora Metropolitana	Los Vientos	Diésel	660,9	USD/Ton	0,26	Ton/MWh	6,16	178,85
	Nueva Renca-FA GLP	GLP	393,9	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	0,06	94,57
	Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	656,2	USD/Ton	0,17	Ton/MWh	7,47	117,48
	Nueva Renca-TG+TV GN	Gas Natural	179,3	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	3,85	39,34
	Nueva Renca-TG+TV GNL A	Gas Natural	199,8	USD/dam3	0,20	dam3/MWh	3,85	43,40
	Renca U1	Diésel	656,2	USD/Ton	0,37	Ton/MWh	3,64	243,17
	Renca U2	Diésel	656,2	USD/Ton	0,37	Ton/MWh	3,64	243,17
	Santa Lidia	Diésel	666,0	USD/Ton	0,26	Ton/MWh	5,95	180,38
Generadora Mimbres	Mimbres	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Generadora Zapallar	Zapallar	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
GENPAC	Termopacífico	Diésel	674,0	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	24,22	175,87
Geotérmica del Norte	Cerro Pabellón U1	Geotérmica	0,0	USD/Ton	0,00	Ton/MWh	1,14	1,14
	Cerro Pabellón U2	Geotérmica	0,0	USD/Ton	0,00	Ton/MWh	1,14	1,14
Guacolda	Guacolda 1	Carbón	64,3	USD/Ton	0,40	Ton/MWh	2,83	28,36
	Guacolda 2	Carbón	64,3	USD/Ton	0,40	Ton/MWh	2,66	28,63
	Guacolda 3	Carbón	71,9	USD/Ton	0,37	Ton/MWh	3,05	29,91
	Guacolda 4	Carbón	67,0	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	4,20	29,52
	Guacolda 5	Carbón	64,7	USD/Ton	0,36	Ton/MWh	2,73	26,13
HBS Energía	HBS	Biogás	377,8	USD/dam3	0,26	dam3/MWh	6,94	103,75
	HBS GNL	Gas Natural	377,8	USD/dam3	0,26	dam3/MWh	6,94	103,75
Hornitos	Hornitos	Carbón	65,3	USD/Ton	0,38	Ton/MWh	5,74	30,63

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
IC Power	Cardones	Diésel	663,2	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	24,41	182,92
	Colmito DIE	Diésel	646,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	14,30	174,76
	Colmito GNL	Gas Natural	300,5	USD/dam3	0,26	dam3/MWh	10,20	89,35
IMELSA Energía	Almadrado	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Ciruelillo	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
INERSA	Teno50 GLP	GLP	393,9	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	0,06	94,57
KDM	Loma Los Colorados 1	Biogás	0,0	USD/Ton	1,65	Ton/MWh	11,57	11,57
	Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	USD/Ton	2,33	Ton/MWh	10,25	10,25
Las Pampas	Las Pampas	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Lipigas	Concon GNL	Gas Natural	256,8	USD/dam3	0,24	dam3/MWh	3,98	66,32
Los Espinos	Espinos BI1	Diésel	668,5	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	26,40	174,13
	Espinos BI2	Diésel	668,5	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	67,80	215,53
Los Guindos	Los Guindos	Diésel	765,2	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	3,25	195,54
	Los Guindos Ampl	Diésel	765,2	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	3,25	195,54
Mocho Energy	Cortés	Diésel	791,4	USD/Ton	0,19	Ton/MWh	54,89	208,48
Neomas	Masisa	Biomasa	28,5	USD/Ton	1,47	Ton/MWh	3,40	45,26
Nueva Degañ	Degañ	Diésel	690,3	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	33,30	184,31
	Degañ 2 Nave4	Diésel	690,3	USD/Ton	0,21	Ton/MWh	37,45	183,36
	Degañ 2 Nave5	Diésel	690,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	37,45	212,98
Nueva Energía	Escuadrón	Biomasa	23,8	USD/Ton	1,85	Ton/MWh	4,80	48,83
Nutreco	Skretting	Diésel	673,0	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,84	192,12
Petropower	Petropower	Petcoke	0,0	USD/Ton	0,45	Ton/MWh	3,90	3,90
Planta Ácido Sulfúrico Mejillones	PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	USD/Ton	0,00	Ton/MWh	0,00	0,00
PMGD Chile Generación	Chile Generación	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Potencia	Olivos BI1	Diésel	668,2	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	30,40	184,76
	Olivos BI2	Diésel	668,2	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	69,70	224,06
Prime Energía	Pajonales	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C. Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Prime Los Cóndores	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Combarbalá	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Quemchi Generadora de Electricidad	PMGD Conchali	Diésel	735,3	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	37,90	210,91
SAGESA	Ampliación Central Quellón	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Biomar	Diésel	723,1	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	178,37
	Cañete	Diésel	631,0	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	19,78	171,21
	Chufkén	Diésel	650,0	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	19,17	175,17
	Contulmo	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Curacautín	Diésel	655,4	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,49	163,68
	Danisco	Diésel	627,0	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	155,39
	Eagon	Diésel	673,0	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	168,18
	JCE	Diésel	659,2	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	22,05	165,14
	Lebu	Diésel	634,6	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	17,43	169,75
	Lonquimay	Diésel	661,5	USD/Ton	0,27	Ton/MWh	25,02	203,62
	Los Alamos	Diésel	687,2	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	25,45	190,37
	Louisiana Pacific	Diésel	653,3	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	21,49	165,23
	Louisiana Pacific 2	Diésel	651,3	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	21,49	164,78
	Multiexport I	Diésel	646,5	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	161,52
	Multiexport Ii	Diésel	646,5	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	161,52
	Quellón 2	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Rey Ex Corral	Diésel	843,2	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	23,92	209,43
	Salmofood I	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Salmofood Ii	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
	Skretting Osorno	Diésel	740,9	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	182,28
	Tirúa	Diésel	872,0	USD/Ton	0,27	Ton/MWh	29,83	265,27
	Trongol	Diésel	818,2	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	19,49	207,35
Watt	Diésel	680,4	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	169,83	

Propietario	Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Watt II	Diésel	678,0	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	19,29	169,30
Santa Marta	Santa Marta	Biogás	0,0	USD/Ton	518,00	Ton/MWh	15,00	15,00
SGA	Callecalle	Diésel	643,6	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	21,69	168,52
	Chuyaca	Diésel	639,7	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	21,63	183,80
	Coronel DIE	Diésel	621,2	USD/Ton	0,23	Ton/MWh	17,23	157,09
Stericycle Urbano	El Molle	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
SW Consulting	El Salvador	Diésel	659,0	USD/Ton	0,34	Ton/MWh	45,63	267,72
Tacora Energy	Agni	Diésel	719,9	USD/Ton	0,20	Ton/MWh	45,55	190,37
Tamakaya	Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	624,6	USD/Ton	0,16	Ton/MWh	3,19	104,45
	Kelar-TG1+TG2+TV GNL A	Gas Natural	341,4	USD/dam3	0,18	dam3/MWh	1,69	64,32
	Kelar-TG1+TG2+TV GNL INF	Gas Natural	0,0	USD/dam3	0,18	dam3/MWh	0,00	0,00
TAMM	Tamm	Diésel	664,3	USD/Ton	0,25	Ton/MWh	20,85	189,62
Tecnet	La Portada	Diésel	700,3	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	16,07	167,59
Tecnored	Casablanca 1	Diésel	623,5	USD/Ton	0,31	Ton/MWh	36,71	230,62
	Casablanca 2	Diésel	623,5	USD/Ton	0,31	Ton/MWh	30,10	224,01
	Concón	Diésel	636,0	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	35,20	188,72
	Curauma	Diésel	621,8	USD/Ton	0,31	Ton/MWh	37,08	230,46
	El Totoral	Diésel	641,1	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	34,59	186,07
	Las Vegas	Diésel	640,2	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	32,85	187,39
	Linares	Diésel	654,1	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	45,59	191,82
	Placilla	Diésel	636,7	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	29,35	179,81
	Quintay	Diésel	639,0	USD/Ton	0,24	Ton/MWh	29,98	180,97
	San Gregorio	Diésel	654,1	USD/Ton	0,22	Ton/MWh	45,59	191,82
Tomaval Generación	Tapihue	Gas Natural	625,4	USD/dam3	0,29	dam3/MWh	51,06	234,30
	Tomaval 1	Gas Natural	433,5	USD/dam3	0,27	dam3/MWh	6,94	123,02
	Tomaval 2	Gas Natural	433,5	USD/dam3	0,27	dam3/MWh	6,94	123,02

## 1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se han modelado, para el horizonte de estudio, a través de 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 2020-2034”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°775, de fecha 13 diciembre de 2019 , publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural, los costos de combustibles informados por el Coordinador se modelan hasta diciembre de 2024, a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2025, se utilizan como costos combustibles de estas centrales los precios de la proyección elaborada por la Comisión. Para los combustibles diésel, fuel oil, GLP y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo Brent corregido por CPI de la Tabla 7.

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural regasificado se consideró un valor adicional de 0,12 [US\$/MMBtu] a los valores proyectados de gas natural licuado (en adelante e indistintamente, “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 5: Proyección precio del carbón térmico – 7.000 [kcal/kg]<sup>4</sup>**

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2020	84,192	1,000
2021	84,570	1,004
2022	84,617	1,005
2023	84,623	1,005
2024	82,410	0,979
2025	82,939	0,985
2026	83,078	0,987
2027	83,349	0,990
2028	83,602	0,993
2029	83,751	0,995
2030	83,889	0,996
2031	84,065	0,998
2032	84,022	0,998

<sup>4</sup> Diferencias en el precio del carbón térmico se deben a aproximaciones de redondeo.

**Tabla 6: Proyección precio de GNL**

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2020	8,253	1,000
2021	8,154	0,988
2022	8,157	0,988
2023	8,307	1,007
2024	8,513	1,032
2025	8,782	1,064
2026	8,867	1,074
2027	8,895	1,078
2028	8,988	1,089
2029	9,008	1,091
2030	9,051	1,097
2031	9,034	1,095
2032	9,191	1,114

**Tabla 7: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI**

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2020	75,049	1,000
2021	76,245	1,016
2022	76,208	1,015
2023	78,065	1,040
2024	81,253	1,083
2025	83,722	1,116
2026	86,930	1,158
2027	89,624	1,194
2028	91,594	1,220
2029	93,468	1,245
2030	95,245	1,269
2031	96,926	1,292
2032	98,511	1,313

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 utilizaron 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, si corresponde.

### 1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

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

**Tabla 8: Disponibilidad de Gas Natural – SEN**

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal		Quintero	Gas Natural Argentino	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	Gas Natural Argentino
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]								
26-12-2019	01-01-2020	-	36.050.000	-	9.000.000	1.317.419	3.985.826	240.000	70.000	12.180.000
02-01-2020	08-01-2020	-	36.050.000	-	8.500.000	9.221.935	14.140.193	-	70.000	12.180.000
09-01-2020	15-01-2020	-	36.050.000	-	8.500.000	9.221.935	14.292.034	-	70.000	12.180.000
16-01-2020	22-01-2020	-	36.050.000	-	8.500.000	9.221.935	14.292.034	-	70.000	12.180.000
23-01-2020	29-01-2020	-	36.050.000	-	6.500.000	9.221.935	13.817.531	-	70.000	12.180.000
30-01-2020	05-02-2020	197.270	19.250.000	-	6.938.012	9.186.563	8.825.343	-	-	12.180.000
06-02-2020	12-02-2020	27.221.950	19.250.000	-	7.130.941	9.172.414	8.991.078	-	-	12.180.000
13-02-2020	19-02-2020	27.221.950	19.250.000	-	7.130.941	9.172.414	8.991.078	-	-	12.180.000
20-02-2020	26-02-2020	27.221.950	19.250.000	-	7.130.941	9.172.414	8.991.078	-	-	12.180.000
27-02-2020	04-03-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.745.084	9.469.099	8.659.609	-	-	12.180.000
05-03-2020	11-03-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.455.691	9.691.613	8.411.008	-	-	12.180.000
12-03-2020	18-03-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.455.691	9.691.613	8.411.008	-	-	12.180.000
19-03-2020	25-03-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.455.691	9.691.613	8.411.008	-	-	12.180.000
26-03-2020	01-04-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.518.198	9.661.097	15.469.079	-	-	12.180.000
02-04-2020	08-04-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.893.243	9.478.000	8.691.375	-	-	12.180.000
09-04-2020	15-04-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.893.243	9.478.000	8.691.375	-	-	12.180.000
16-04-2020	22-04-2020	27.221.950	19.250.000	-	6.893.243	9.478.000	8.691.375	-	-	12.180.000
23-04-2020	29-04-2020	27.221.950	19.250.000	-	13.786.486	18.956.000	17.382.750	-	-	12.180.000
30-04-2020	06-05-2020	27.221.950	7.250.000	-	12.298.603	19.728.645	16.902.121	-	-	1.740.000
07-05-2020	13-05-2020	27.221.950	4.500.000	-	12.050.623	19.857.419	16.822.016	-	-	-
14-05-2020	20-05-2020	27.221.950	4.500.000	-	12.050.623	19.857.419	16.822.016	-	-	-
21-05-2020	27-05-2020	27.221.950	4.500.000	-	12.050.623	19.857.419	16.822.016	-	-	-
28-05-2020	03-06-2020	27.221.950	4.500.000	-	6.886.070	19.887.097	17.062.331	-	-	-
04-06-2020	10-06-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
11-06-2020	17-06-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
18-06-2020	24-06-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal		Quintero	Gas Natural Argentino	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	Gas Natural Argentino
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]								
25-06-2020	01-07-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
02-07-2020	08-07-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
09-07-2020	15-07-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
16-07-2020	22-07-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
23-07-2020	29-07-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
30-07-2020	05-08-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
06-08-2020	12-08-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
13-08-2020	19-08-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
20-08-2020	26-08-2020	27.221.950	4.500.000	-	5.121.900	-	8.277.571	-	-	-
27-08-2020	02-09-2020	27.221.950	3.750.000	-	5.121.900	-	7.258.345	-	-	-
03-09-2020	09-09-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	6.850.654	-	-	-
10-09-2020	16-09-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	6.850.654	-	-	-
17-09-2020	23-09-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	6.850.654	-	-	-
24-09-2020	30-09-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	10.721.539	-	-	-
01-10-2020	07-10-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
08-10-2020	14-10-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	-	-	-	-
15-10-2020	21-10-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	-	-	-	-
22-10-2020	28-10-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
29-10-2020	04-11-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
05-11-2020	11-11-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
12-11-2020	18-11-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
19-11-2020	25-11-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
26-11-2020	02-12-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
03-12-2020	09-12-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
10-12-2020	16-12-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
17-12-2020	23-12-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	-	9.075.839	-	-	-
24-12-2020	30-12-2020	27.221.950	-	-	5.121.900	8.320.000	9.075.839	-	-	-
31-12-2020	06-01-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
07-01-2021	13-01-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
14-01-2021	20-01-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
21-01-2021	27-01-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
28-01-2021	03-02-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-



Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Tamakaya	ICPower	Gas Sur	Generadora Metropolitana
Terminal		Quintero	Gas Natural Argentino	Mejillones	Mejillones	Quintero	Mejillones	Quintero	Quintero	Gas Natural Argentino
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]								
04-02-2021	10-02-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
11-02-2021	17-02-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
18-02-2021	24-02-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
25-02-2021	03-03-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
04-03-2021	10-03-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
11-03-2021	17-03-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
18-03-2021	24-03-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-
25-03-2021	31-03-2021	27.221.950	-	-	5.121.900	9.740.000	9.075.839	-	-	-

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

- Para las centrales San Isidro 1 y 2; Quintero 1 y 2; Nueva Renca; Candelaria 1 y 2; Taltal 1 y 2; y Nehuenco 1 y 2: disponibilidad completa desde abril de 2021.
- Para las centrales U16, CTM3 y Kelar: Disponibilidad completa desde abril 2021.

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.

### 1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

Esta Comisión ha actualizado el programa de obras de generación en construcción, tomando en consideración antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos han cumplido los requisitos indicados en el Capítulo 1 del Título II del Decreto Supremo N°125 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico en los términos del artículo 72°-17 de la Ley.

En ese sentido, se consideran en la presente modelación, aquellas centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N°717, del 20 de noviembre de 2019, que declara y actualiza obras de generación y transmisión en construcción.

## 1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS

Para efectos de una mejor modelación del desarrollo esperado de la matriz de generación en el horizonte de simulación, en la presente modelación se han incorporado, en el programa de obras de generación, centrales eólicas y solares fotovoltaicas comprometidas en los contratos que surgen en el marco del proceso de licitaciones de suministro a cliente regulados. Las centrales consideradas corresponden a las que se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 9: Obras de Generación Comprometidas**

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW]	Tecnología	Punto de Conexión
Lomas de Duqueco	nov-20	46,2	Eólica	Duqueco 220
Parque Eólico Malleco	nov-20	155,1	Eólica	Rio Malleco 220
Parque Eólico Malleco II	nov-20	99	Eólica	Rio Malleco 220
Sol de Los Andes	dic-20	89,4	Solar Fotovoltaica	Diego de Almagro 110
Llanos del Viento	ene-21	153	Eólica	O'Higgins 220
Valle Escondido	ene-21	105	Solar Fotovoltaica	Cardones 220
Pampa Tigre	ene-21	100	Solar Fotovoltaica	Farellones 220
Alena	ene-21	84	Eólica	Los Angeles 154
Puelche Sur	ene-21	153	Eólica	Frutillar Norte 220
Ckani	oct-21	108	Eólica	El Abra 220
Meseta de los Andes	dic-21	138	Solar Fotovoltaica	Los Maquis 220
Camán	ene-22	164	Eólica	Cerros de Huichahue 220
Punta de Talca	may-23	86,4	Eólica	La Cebada 220
Sol de Vallenar Fase II	dic-23	250	Solar Fotovoltaica	Algarrobal 220
Parque Eólico Rarínco	dic-23	99	Eólica	María Dolores 220
Punta del Viento	dic-23	165	Solar Fotovoltaica	Punta Colorada 220

## 1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación a las obras del Sistema de Transmisión Nacional, se representan en la modelación aquellas instalaciones en construcción de acuerdo a las fechas de entrada en operación contempladas en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y cartas enviadas por las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión. Estas obras son las que se presentan en la **Tabla 10**.

**Tabla 10: Obras de transmisión en construcción**

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	ene-20	Transec
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	feb-20	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20	Consorcio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	feb-20	I.S.A.
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jul-20	Transec
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20	Enel Distribución Chile S.A
S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	ago-20	Centinela Transmisión S.A.
Ampliación S/E Duqueco 220 kV	ago-20	Transemel
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huinchahue 220 kV	ago-20	Eletrans
S/E Pallata 220 kV- Seccionamiento de la línea de transmisión dedicada Encuentro-Spence 1x220 kV	ago-20	AR Tchamma SpA
S/E Lasana 220 kV – Seccionamiento de la línea de transmisión Calama – Solar Jama 1x220 kV	sep-20	GPG Solar Chile 2017 SpA
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	sep-20	I.S.A.
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	sep-20	Transec
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	sep-20	I.S.A.
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20	Engie
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	nov-20	Engie
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20	Engie
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	dic-20	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	dic-20	Eletrans
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	feb-21	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21	Transec
Nueva S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21	Transec
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Transec

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

## 1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Se considera en la modelación de centrales termoeléctricas el cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el día 4 de junio de 2019, y actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía.

**Tabla 11: Cronograma considerado del cierre de operaciones de las centrales a carbón**

Central	Fecha Salida
Ventanas 1	Diciembre 2020
Tocopilla U14	Enero 2022
Tocopilla U15	Enero 2022
Ventanas 2	Diciembre 2022
Bocamina 1	Diciembre 2023
Mejillones 1	Diciembre 2024
Mejillones 2	Diciembre 2024

## 1.7 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

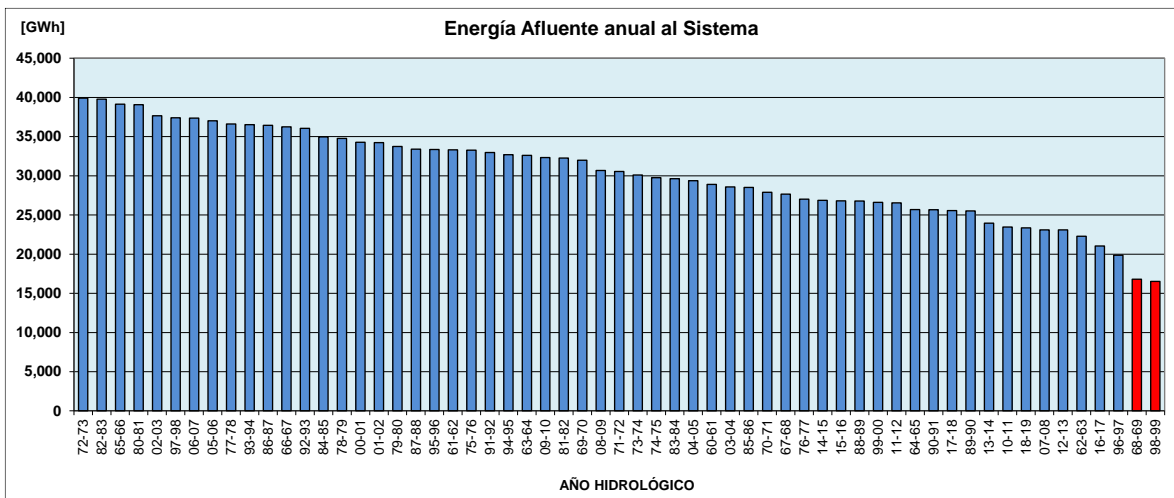
Para las centrales hidráulicas ha utilizado una muestra estadística de 59 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2019. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica. 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 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.

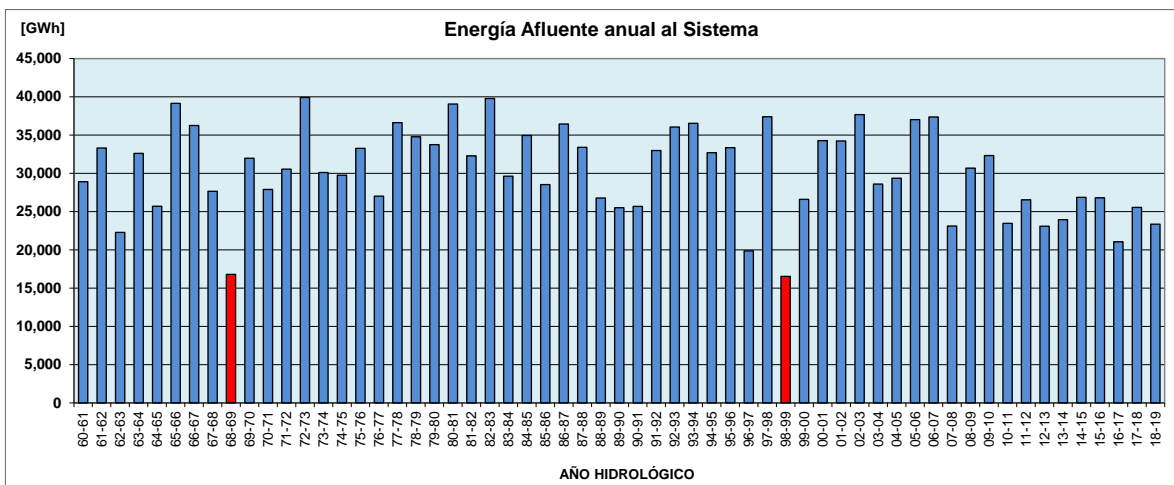
En resumen, en la presente fijación se ha utilizado una muestra de 59 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda. Mayores detalles de la utilización de la estadística hidrológica se explicitan en la sección de metodología.

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 afluente (según probabilidad de excedencia)**



**Gráfico 2: Energía anual afluente (orden cronológico)**



## 1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas iniciales reales de embalses para el primero de enero de 2020 se utilizan en el programa de simulación de la operación con la metodología indicada en el presente informe, y son consideradas como condiciones iniciales para la simulación. Estos valores fueron informados por el Coordinador, y se muestran en la Tabla 12.

**Tabla 12: Cotas reales al 1 de enero de 2020**

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.325,64
Laguna del Maule	2.160,50
Embalse Rapel	102,69
Laguna Invernada	1.294,06
Lago Chapo	238,68
Embalse Colbún	425,55
Embalse Melado	645,57
Embalse Ralco	719,72
Embalse Pangué	508,57
Poza Polcura	734,61
Embalse Machicura	257,53
Embalse Angostura	316,70

## 1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el decreto de precios de nudo de corto plazo, se entenderá por horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur definidos en el punto 3.3 del presente informe el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas.

## 1.10 OBLIGACIÓN ERNC

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

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6%, y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

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

**Tabla 13: Obligación ERNC**

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2020	71.658	6.540	9,13%
2021	73.234	7.691	10,50%
2022	74.894	9.039	12,07%
2023	76.768	10.433	13,59%
2024	78.639	12.015	15,28%
2025	80.482	13.765	17,10%
2026	82.455	14.526	17,62%
2027	84.238	15.231	18,08%
2028	86.352	16.054	18,59%
2029	88.450	16.758	18,95%
2030	90.254	17.192	19,05%
2031	92.173	17.700	19,20%
2032	94.021	18.804	20,00%

## 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 de 2016.

### 2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA

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

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

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

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

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

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



## 2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones es de 10 años, incluyendo en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. Para efectos de recoger adecuadamente las características de las condiciones hidrológicas, la simulación fue efectuada a partir de enero de 2020, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2020, en concordancia con el inicio de vigencia de los precios establecido en la Resolución N°641 de 2016.

## 2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

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

### 2.3.1 Costos variables de centrales térmicas

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

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

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

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

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

## **2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

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

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

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

A efectos de generar una muestra hidrológica que contenga situaciones más extremas que aquellas presentadas en la estadística del punto 1.7, y en base a la energía afluente en el sistema para cada año hidrológico, se agregan tres hidrologías a la estadística real, bajo los siguientes criterios:

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

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 62.

## **2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

Los antecedentes técnicos utilizados en la modelación de centrales de energías renovables no convencionales se encontrarán disponibles junto con el presente informe en la página web de la Comisión.

### **2.5.1 Centrales Eólicas**

Se han utilizado estadísticas de recurso eólico y generación eólica para distintas regiones dentro del Sistema Eléctrico Nacional, las que se han representado a través de la modulación mensual de las potencias máximas de las centrales eólicas. Para ello se utilizó la información del recurso primario a partir de la series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años y la altura del aerogenerador, la

cual fue obtenida a partir de el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). A partir de lo anterior, se procedió a escoger aleatoriamente, para cada uno de los meses del año, 62 días con el objeto de obtener un símil a las 62 hidrologías utilizadas actualmente en la modelación, y separarlos en bloques de días hábiles y no hábiles.

Tomando en consideración estos antecedentes, la disponibilidad de recurso primario promedio de centrales actualmente en operación y centrales en construcción es la que se muestra a continuación.

**Tabla 14: Disponibilidad del recurso primario de Centrales Eólicas - Norte de SE Los Changos <sup>5</sup>**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	17%	21%	40%	45%	42%	27%	41%	34%	22%	14%	9%	15%
2	29%	34%	38%	43%	47%	43%	41%	34%	22%	14%	9%	15%
3	35%	39%	47%	52%	49%	48%	51%	43%	34%	22%	13%	17%
4	41%	46%	47%	51%	48%	49%	51%	43%	34%	22%	13%	17%
5	40%	46%	51%	54%	48%	49%	45%	36%	26%	15%	3%	10%
6	40%	34%	51%	54%	43%	30%	45%	36%	26%	15%	3%	10%
7	27%	34%	45%	49%	43%	30%	48%	22%	32%	34%	50%	40%
8	27%	34%	28%	49%	34%	49%	39%	12%	39%	23%	43%	31%
9	42%	38%	30%	32%	38%	53%	73%	75%	76%	78%	78%	75%
10	42%	62%	58%	32%	63%	75%	74%	71%	76%	77%	78%	75%
11	65%	58%	57%	57%	58%	74%	62%	75%	72%	78%	78%	71%
12	65%	58%	57%	57%	58%	74%	62%	75%	74%	78%	77%	71%
13	58%	47%	52%	52%	41%	58%	46%	61%	61%	67%	67%	56%
14	58%	47%	52%	52%	41%	58%	46%	61%	61%	67%	67%	56%
15	15%	12%	21%	23%	17%	19%	11%	16%	16%	21%	20%	13%
16	15%	12%	21%	23%	17%	19%	11%	16%	16%	21%	20%	13%

**Tabla 15: Disponibilidad del recurso primario de Centrales Eólicas - Sur de SE Los Changos <sup>6</sup>**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	23%	25%	28%	31%	29%	32%	30%	27%	26%	26%	25%	23%
2	20%	23%	28%	31%	29%	28%	30%	27%	26%	26%	25%	23%
3	19%	23%	25%	31%	29%	27%	23%	22%	19%	19%	20%	17%
4	17%	22%	26%	31%	28%	24%	23%	22%	19%	19%	20%	17%
5	17%	22%	24%	32%	28%	24%	23%	21%	18%	19%	19%	16%
6	17%	21%	24%	32%	27%	23%	23%	21%	18%	19%	19%	16%
7	16%	21%	23%	31%	27%	23%	31%	23%	24%	20%	22%	19%
8	16%	24%	26%	31%	31%	29%	28%	22%	26%	18%	21%	18%
9	21%	25%	27%	31%	31%	30%	39%	35%	42%	34%	31%	29%
10	21%	29%	31%	31%	35%	36%	39%	34%	41%	30%	31%	28%
11	28%	30%	31%	34%	35%	37%	38%	39%	43%	38%	38%	35%
12	28%	30%	31%	34%	35%	37%	38%	39%	43%	37%	40%	35%
13	31%	30%	31%	34%	36%	35%	38%	40%	43%	39%	41%	35%
14	31%	30%	31%	34%	36%	35%	38%	40%	43%	39%	41%	35%
15	28%	28%	30%	33%	35%	33%	36%	37%	38%	35%	38%	32%
16	28%	28%	30%	33%	35%	33%	36%	37%	38%	35%	38%	32%

<sup>5</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos 500 kV.

<sup>6</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos 550 kV y el extremo sur del SEN.

## 2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de radiación horaria, relacionando dicha radiación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación mediante la disponibilidad del recurso primario en base a dicha tecnología en cada uno de los bloques. De esta manera, la disponibilidad de recurso primario, por bloque, es la que se utiliza para la modulación de las potencias máximas de las centrales fotovoltaicas. Estos factores representativos, son los que se muestran a continuación.

**Tabla 16: Disponibilidad del recurso primario de Centrales Fotovoltaicas– Norte de SE Punta Colorada <sup>7</sup>**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	56%	54%	2%	19%	9%
4	0%	0%	0%	0%	1%	15%	2%	56%	54%	2%	19%	9%
5	3%	0%	0%	0%	1%	15%	40%	81%	81%	37%	67%	59%
6	3%	30%	0%	0%	37%	65%	40%	81%	81%	37%	67%	59%
7	48%	30%	17%	18%	37%	65%	89%	94%	95%	88%	90%	85%
8	48%	66%	53%	18%	74%	83%	88%	94%	95%	87%	89%	85%
9	77%	67%	60%	64%	74%	84%	89%	92%	92%	94%	93%	87%
10	77%	69%	62%	64%	74%	86%	91%	93%	95%	95%	92%	87%
11	75%	65%	64%	67%	71%	83%	77%	50%	64%	86%	88%	78%
12	75%	65%	64%	67%	71%	83%	77%	50%	81%	91%	84%	78%
13	57%	38%	61%	65%	54%	70%	31%	5%	13%	68%	61%	39%
14	57%	38%	61%	65%	54%	70%	31%	5%	13%	68%	61%	39%
15	2%	0%	5%	8%	2%	4%	0%	0%	0%	4%	3%	0%
16	2%	0%	5%	8%	2%	4%	0%	0%	0%	4%	3%	0%

**Tabla 17: Disponibilidad del recurso primario de Centrales Fotovoltaicas – Sur de SE Punta Colorada<sup>8</sup>**

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%	2%	19%	18%	3%	15%	9%
4	0%	0%	0%	0%	1%	10%	2%	19%	18%	3%	15%	9%
5	4%	0%	0%	0%	1%	10%	24%	39%	38%	23%	45%	39%
6	4%	19%	0%	0%	23%	37%	24%	39%	38%	23%	45%	39%
7	31%	19%	10%	11%	23%	37%	74%	75%	79%	76%	82%	78%
8	31%	57%	42%	11%	59%	70%	73%	71%	80%	73%	80%	76%
9	69%	56%	49%	55%	58%	69%	54%	78%	80%	81%	84%	73%
10	69%	49%	50%	55%	53%	62%	69%	79%	89%	89%	80%	76%
11	44%	33%	44%	45%	40%	47%	33%	28%	37%	45%	54%	38%
12	44%	33%	44%	45%	40%	47%	33%	28%	59%	64%	44%	38%
13	24%	13%	26%	29%	20%	28%	10%	4%	8%	25%	23%	13%
14	24%	13%	26%	29%	20%	28%	10%	4%	8%	25%	23%	13%
15	1%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	1%	0%

<sup>7</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Punta Colorada

<sup>8</sup> Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Punta Colorada y el extremo sur del SEN

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
16	1%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	1%	0%

## 2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El programa de obras considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte de simulación, según los antecedentes de los que dispone esta Comisión en relación a proyectos que se encuentran actualmente en estudio y aquellos comprometidos en los contratos que surgen como parte del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados. Cabe mencionar que, para la presente fijación, se han considerado los antecedentes del Informe de Costos de Tecnologías de Generación, elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta N°207, de fecha 12 de marzo de 2019.

### 2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador

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

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

A partir de lo anterior, esta Comisión ha conformado un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte 2020-2030, incluyendo alternativas tecnológicas que cubran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos han sido escalados conforme a la utilización óptima de los recursos disponibles, para la determinación del programa de obras indicativo, por lo que no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico pueden tomar las decisiones privadas de acuerdo a criterios individuales, que no necesariamente responden a los mismos criterios bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, ya que éstos se relacionan con una utilización adecuada de los recursos bajo una óptica sistémica. Estos criterios individuales pueden incluir por ejemplo, el establecimiento de contratos de suministro con clientes, la disponibilidad de combustibles, entre otros.

## 2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación en el programa indicativo son los que se presentan en la Tabla 18, en concordancia con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, aprobado por Resolución Exenta N°207, de 12 de marzo 2019. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo a los proyectos que se encuentran en etapa de estudio, y de la interacción con distintos agentes públicos y privados de la industria.

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

Para centrales hidroeléctricas este costo debe reflejar, además las obras hidráulicas propias de este tipo de proyectos. Para las centrales geotérmicas se han considerado también las instalaciones propias de la producción geotérmica (pozos, sistemas de conducción, separación, almacenamiento, entre otros), en tanto que, para proyectos de centrales termoeléctricas convencionales se consideran las instalaciones para el suministro, almacenamiento y logística del combustible.

**Tabla 18: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología<sup>9</sup>**

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Gas Natural Ciclo Abierto	800
Gas Natural Ciclo Combinado	1.048
Eólica	1.361
Solar Fotovoltaica	970
Solar Térmica (CSP)	6.055
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.565
Biomasa	3.100
Biogás	3.500
Geotérmica	5.870

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.

---

<sup>9</sup> En el contexto del plan de descarbonización del Ministerio de Energía individualizado en el presente Informe Técnico, en esta fijación, esta Comisión ha estimado innecesario considerar un costo de inversión para centrales térmicas a carbón.

## 2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

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

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

## 2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

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

Así, la regulación de tensión para el extremo norte del SEN es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. A 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.

En tanto, la regulación de tensión para la zona centro sur del SEN 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 II con una operación forzada a mínimo técnico, que corresponde a 174,7 MW netos, durante el horizonte de análisis.
- Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro I como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

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

## **2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

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

Para efectos de la presente modelación, se representa el sistema de transmisión incorporando instalaciones desde el nivel de 23 kV hasta el nivel de 500 kV. La representación del sistema de transmisión propende a un mayor nivel de detalle en la asignación de la demanda eléctrica a las distintas barras del SEN para su posterior uso en el cálculo de los precios básicos de la energía.

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 de seguridad N-1 para tramos relevantes del sistema.

## **2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA**

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

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

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

## **2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN**

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

## **2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO**

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



### 2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión

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

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

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0,00176 horas/km al año para el SEN-SING se ha simulado la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 23 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

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

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

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

**Tabla 19: Indisponibilidad de transmisión para instalaciones del SEN-SIC y el SEN-SING**

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

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

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

Cabe señalar que las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.

### 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.

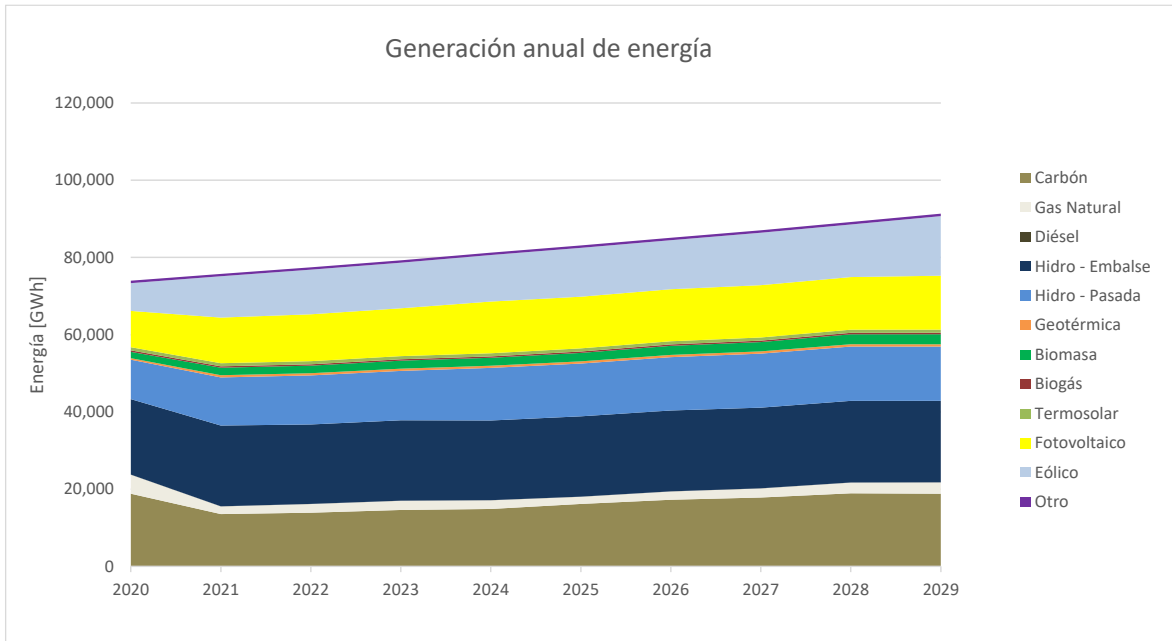
**Tabla 20: Programa de obras indicativo de generación**

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Eólica SING IV	ene-25	200	Eólica	Chuquicamata 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-26	20	Pasada	Ancoa 220
Eolica Puerto Montt 01	ene-27	250	Eólica	Puerto Montt 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-27	20	Pasada	Nueva Charrua 220
Grupo MH X Región 01	jun-27	60	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
Eolica Charrúa 01	ene-29	200	Eólica	Nueva Charrua 220
Eólica SING III	ene-29	200	Eólica	Encuentro 220
Solar SING I	ene-29	100	Solar	Parinacota 220
Eólica Maitencillo 01	abr-29	200	Eólica	Maitencillo 220
Solar Polcaico 01	nov-29	220	Solar	Polpaico 220
Solar Cardones 03	ene-30	100	Solar	Cardones 220
Eólica SING I	ene-30	200	Eólica	Laberinto 220

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

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

**Gráfico 3: Generación anual de energía eléctrica sistema**



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

### 3.2 PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico, se han calculado los costos marginales para los diferentes años de operación analizados en el sistema eléctrico en los distintos nudos del Sistema de Transmisión Nacional. Una vez obtenidos los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en un período de 48 meses, a partir de abril de 2020 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2020 y marzo de 2024, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV. Para efectos del cálculo del precio básico de energía en el nodo Quillota 220 kV, de acuerdo a lo señalado en el artículo 9° de la Resolución Exenta N°641, y careciendo dicho nodo de demanda propia, se ha considerado como demanda asociada aquella demanda presente en la barra Quillota 110 kV.

**Tabla 21: Costos marginales del nudo Quillota 220 kV y demanda de energía asociada al nudo Quillota 220 kV**

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Factor de actualización
Abril	2020	37,42	33,87	1,000
Mayo	2020	36,58	33,78	0,992
Junio	2020	40,15	33,24	0,984
Julio	2020	35,34	34,37	0,976
Agosto	2020	34,70	34,18	0,969
Septiembre	2020	29,74	32,22	0,961
Octubre	2020	23,26	28,83	0,953
Noviembre	2020	20,17	35,23	0,946
Diciembre	2020	20,40	36,81	0,938
Enero	2021	23,92	37,31	0,931
Febrero	2021	28,64	34,12	0,924
Marzo	2021	33,80	36,60	0,916
Abril	2021	35,39	34,36	0,909
Mayo	2021	36,29	34,26	0,902
Junio	2021	32,79	33,73	0,895
Julio	2021	31,61	34,92	0,888
Agosto	2021	28,06	34,72	0,881
Septiembre	2021	22,94	32,74	0,874
Octubre	2021	19,33	29,23	0,867
Noviembre	2021	16,85	35,76	0,860
Diciembre	2021	18,46	37,35	0,853
Enero	2022	23,83	37,84	0,846
Febrero	2022	27,61	34,58	0,840
Marzo	2022	32,98	37,09	0,833
Abril	2022	35,40	34,88	0,826
Mayo	2022	36,85	34,78	0,820
Junio	2022	32,84	34,22	0,813
Julio	2022	33,53	35,51	0,807
Agosto	2022	27,75	35,31	0,801
Septiembre	2022	23,12	33,28	0,794
Octubre	2022	19,68	29,64	0,788
Noviembre	2022	17,46	36,35	0,782
Diciembre	2022	19,08	37,93	0,776
Enero	2023	24,42	38,79	0,769
Febrero	2023	28,59	35,48	0,763
Marzo	2023	33,85	38,03	0,757

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Factor de actualización
Abril	2023	36,06	35,80	0,751
Mayo	2023	37,70	35,68	0,745
Junio	2023	33,30	35,13	0,739
Julio	2023	34,65	36,48	0,734
Agosto	2023	29,08	36,26	0,728
Septiembre	2023	24,42	34,21	0,722
Octubre	2023	20,65	30,43	0,716
Noviembre	2023	18,34	37,33	0,711
Diciembre	2023	18,36	38,97	0,705
Enero	2024	24,02	39,89	0,699
Febrero	2024	28,32	36,49	0,694
Marzo	2024	33,47	39,10	0,688

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

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2020, el Precio Básico de la Energía se determina como:

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

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

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

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

$i$  : Mes  $i$ -ésimo.

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

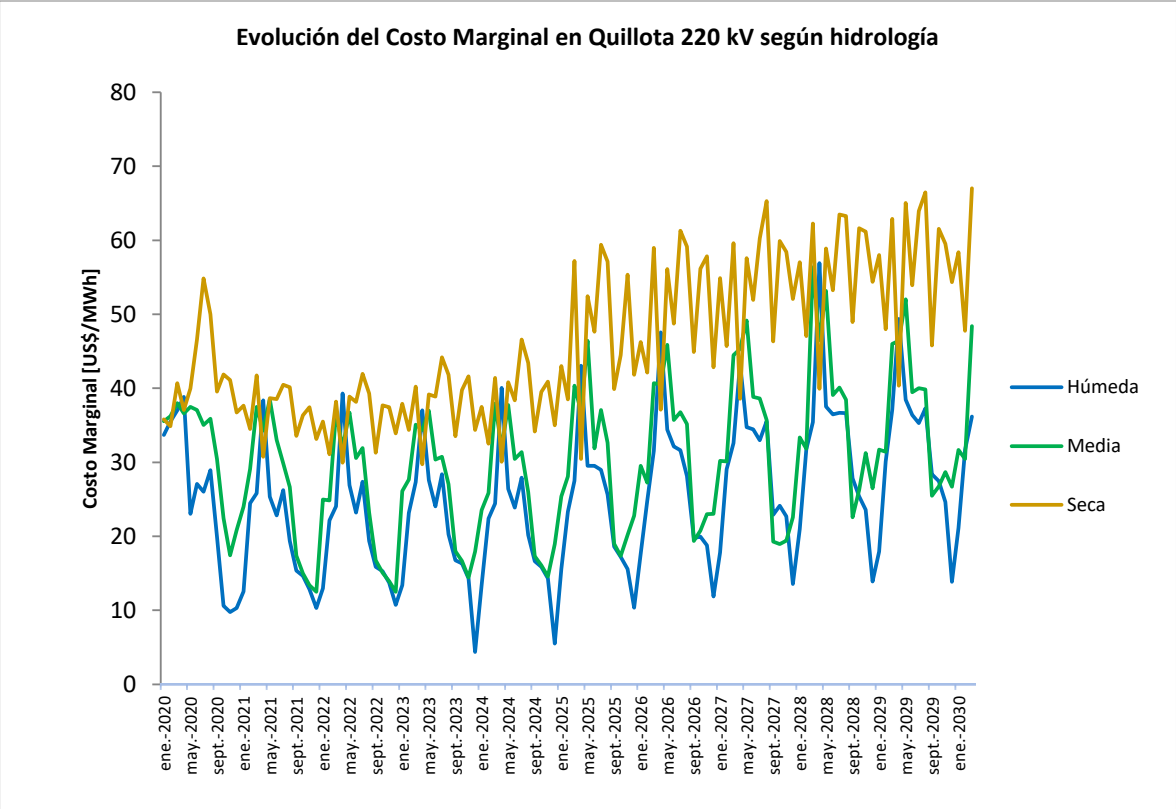
Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de <sup>10</sup>:

$$\text{Precio Básico Energía Quillota 220 kV} = 28,517 \text{ [US$/MWh]} \times 776,53 \text{ [$/US\$]} = 22,144 \text{ [$/kWh]}$$

<sup>10</sup> Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

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

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



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

### **3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA**

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

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

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

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

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

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

Como indica el artículo 63° del Decreto Supremo N° 62, de 2006, el MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia, que corresponde al cociente entre la suma de las

potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada sistema o subsistema. En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25 el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

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

Cabe señalar que, para el presente informe técnico, los Márgenes de Potencia de los subsistemas considerados en este informe son los informados por el Coordinador a la Comisión con fecha 06 de enero de 2020, realizados sobre la base del cálculo definitivo de transferencias de potencia publicado el año 2019, en respuesta al Oficio Ordinario N°924, de fecha 17 de diciembre de 2019.

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

**Subsistema Centro - Norte:**

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Parinacota 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{16.056,3 \text{ MW}}{9.692,4 \text{ MW}} = 1,66$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,66, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Centro - Norte corresponde a un 10%.

**Subsistema 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 como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{683,9 \text{ MW}}{448,2 \text{ MW}} = 1,53$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,53, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Sur corresponde a un 10%.



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

Es importante destacar además que, con fecha 30 de mayo de 2019, el Coordinador ha informado a la Comisión la autorización de la entrada en operación del proyecto Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico a las 00:00 horas del día 30 de mayo de 2019. Desde la referida fecha de entrada en operación, las instalaciones de este proyecto han quedado disponibles para ser consideradas en la programación y despacho económico por parte del Coordinador, para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. Es así también que esta nueva instalación de transmisión ha tenido un impacto relevante en la definición de subsistemas de potencia ya descrita.

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

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

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

### Subsistema Centro - Norte

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

**Tabla 22: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro - Norte<sup>11</sup>**

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
$C_{\text{TG}}$ [US\$/kW]	554,04	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
$\text{FRC}_{\text{TG}}$	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.
$C_{\text{SE}}$ [US\$/kW]	70,326	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
$\text{FRC}_{\text{SE}}$	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.

<sup>11</sup> Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	13,257	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	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.
<b>CF</b>	1,048809	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	1,152	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP</b>	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
<b>P<sub>bpot</sub></b> [US\$/kW/mes]	7,7488	Precio Básico de la Potencia.

### Subsistema Sur

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

**Tabla 23: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur<sup>12</sup>**

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>TG</sub></b> [US\$/kW]	528,43	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
<b>FRC<sub>TG</sub></b>	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.
<b>C<sub>SE</sub></b> [US\$/kW]	64,199	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
<b>FRC<sub>SE</sub></b>	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.
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	8,141	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	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.
<b>CF</b>	1,048809	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	0,963	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP</b>	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
<b>P<sub>bpot</sub></b> [US\$/kW/mes]	7,1602	Precio Básico de la Potencia.

<sup>12</sup> Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

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

Precio Básico Potencia Nogales 220 kV = 7,7488 [US\$/kW/mes] x 776,53 [\$/US\$] = 6.017,18 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Puerto Montt 220 kV = 7,1602 [US\$/kW/mes] x 776,53 [\$/US\$] = 5.560,11 [\$/kW/mes]

### 3.4 PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA

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

Los precios de potencia se determinaron aplicando Factores de Penalización respecto del Precio Básico de la Potencia, de los nudos referenciales señalados en el punto 3.3 anterior. Estos factores de penalización se muestran en la Tabla 24.

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

En la Tabla 24 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

**Tabla 24: 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	22,035	0,9268	5.576,72
CALAMA	220	20,393	0,8875	5.340,24
CHUQUICAMATA	220	23,809	0,9569	5.757,84
CONDORES	220	22,666	0,9457	5.690,44
CRUCERO	220	21,872	0,9197	5.534,00
EL COBRE	220	22,543	0,9407	5.660,36
EL TESORO	220	22,513	0,9499	5.715,72
ENCUENTRO	220	22,108	0,9306	5.599,58
ESPERANZA SING	220	22,505	0,9502	5.717,52
LABERINTO	220	22,184	0,9361	5.632,68
LAGUNAS	220	21,639	0,9140	5.499,70

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
NUEVA VICTORIA	220	21,586	0,9123	5.489,47
O'HIGGINS	220	21,953	0,9314	5.604,40
PARINACOTA	220	23,215	0,9594	5.772,88
POZO ALMONTE	220	22,955	0,9345	5.623,05
TARAPACA	220	21,761	0,9191	5.530,39
D. DE ALMAGRO	220	20,031	0,9114	5.484,05
CARRERA PINTO	220	21,064	0,9418	5.666,98
CARDONES	220	21,684	0,9627	5.792,74
MAITENCILLO	220	21,092	0,9516	5.725,94
PUNTA COLORADA	220	21,109	0,9560	5.752,42
PAN DE AZUCAR	220	21,532	0,9803	5.898,64
LOS VILOS	220	21,967	1,0081	6.065,91
NOGALES	220	21,178	1,0000	6.017,18
QUILLOTA	220	22,144	1,0398	6.256,66
POLPAICO	220	21,932	1,0249	6.167,00
LOS MAQUIS	220	22,102	1,0379	6.245,23
EL LLANO	220	22,318	1,0398	6.256,66
LAMPA	220	22,037	1,0325	6.212,73
CERRO NAVIA	220	22,011	1,0367	6.238,01
CHENA	220	21,771	1,0382	6.247,03
MAIPO	220	21,404	1,0285	6.188,67
CANDELARIA	220	21,750	1,0249	6.167,00
COLBUN	220	21,299	1,0045	6.044,25
ALTO JAHUEL	220	21,405	1,0286	6.189,27
MELIPILLA	220	21,711	1,0415	6.266,89
RAPEL	220	21,139	0,9755	5.869,75
ITAHUE	220	20,455	1,0159	6.112,85
ANCOA	220	21,299	1,0045	6.044,25
CHARRUA	220	20,424	0,9944	5.983,48
HUALPEN	220	20,668	1,0072	6.060,50
LAGUNILLAS	220	20,546	1,0007	6.021,39
TEMUCO	220	20,365	0,9776	5.882,39
CAUTÍN	220	20,449	0,9789	5.890,21
CIRUELOS	220	19,605	1,0443	5.806,42
VALDIVIA	220	20,104	1,0809	6.009,92
RAHUE	220	18,554	0,9874	5.490,05

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PUERTO MONTT	220	18,469	1,0000	5.560,11
MELIPULLI	220	18,469	1,0000	5.560,11
CHILOE	220	18,612	1,0043	5.584,02

### 3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

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

Se ha incorporado, en la modelación, a la central San Isidro II con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 174,7 MW netos, 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 I, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

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

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

$$F_{rv} = 1,00784$$

### 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.
- Pb<sub>0</sub> : Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.
- Dol<sub>i</sub> : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior a cual se registre la indexación.
- Dol<sub>0</sub> : Dólar observado EEUU promedio según la última fijación tarifaria.
- PPI<sub>turb<sub>i</sub></sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI<sub>turb<sub>0</sub></sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, según la última fijación tarifaria.
- PPI<sub>i</sub> : Producer Price Index- Commodities, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI<sub>0</sub> : Producer Price Index- Commodities, según la última fijación tarifaria.
- IPC<sub>i</sub> : Índice de precios al consumidor para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de precios al consumidor según la última fijación tarifaria.

A continuación, se presentan en la Tabla 25 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 26 los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

**Tabla 25: Indexadores Precio de la Potencia**

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	776,53	nov-19
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	222,30	jun-19
Producer Price Index-Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	200,30	jun-19
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	122,90	nov-19

**Tabla 26: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia**

Subestación	Potencia [MW]	Pb0	COEF 1	COEF 2	COEF 3
			PPI <sub>turb</sub>	PPI	IPC
Nogales 220	70	6.017,18	0,52388	0,09410	0,38202
Pto. Montt 220	70	5.560,11	0,54447	0,10249	0,35304

### 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:

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

$\text{PMM}_0$  : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras

según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a **68,784 \$/kWh**.

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

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

### 3.7 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO 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 27: Precio Medio Básico** <sup>13</sup>

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía [\$/kWh]	21,932
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	6.167,00
Precio Medio Básico [\$/kWh]	<b>32,760</b>

#### 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.

**Tabla 28: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [\$/kWh]	32,760
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	68,784
$\Delta PMB / PMM (\%)$	<b>-52,4%</b>

<sup>13</sup> Precio Básicos en nudo Polpaico 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,7802.



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 **-19,0%** en el SEN.

### 3.7.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

De acuerdo a lo dispuesto en el numeral 2) del artículo 167° de la Ley, el Precio Medio Teórico ha sido calculado como el cociente entre la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el presente informe, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional y zonal, conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

De esta forma, conforme 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 29: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	35,576
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	68,784
<b>Diferencia (%)</b>	<b>-48,3%</b>

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

**Tabla 30: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	55,716
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	68,784
<b>Diferencia (%)</b>	<b>-19,0%</b>

### 3.7.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios

Con el ajuste de la banda señalado previamente los precios de nudo resultantes se presentan en la Tabla 31.

**Tabla 31: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización.**

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
ATACAMA	220	42,513	0,9268	5.576,72
CALAMA	220	39,345	0,8875	5.340,24
CHUQUICAMATA	220	45,936	0,9569	5.757,84
CONDORES	220	43,731	0,9457	5.690,44
CRUCERO	220	42,199	0,9197	5.534,00
EL COBRE	220	43,493	0,9407	5.660,36
EL TESORO	220	43,436	0,9499	5.715,72
ENCUENTRO	220	42,654	0,9306	5.599,58
ESPERANZA SING	220	43,420	0,9502	5.717,52
LABERINTO	220	42,801	0,9361	5.632,68
LAGUNAS	220	41,749	0,9140	5.499,70
NUEVA VICTORIA	220	41,647	0,9123	5.489,47
O'HIGGINS	220	42,355	0,9314	5.604,40
PARINACOTA	220	44,790	0,9594	5.772,88
POZO ALMONTE	220	44,288	0,9345	5.623,05
TARAPACA	220	41,985	0,9191	5.530,39
D. DE ALMAGRO	220	38,647	0,9114	5.484,05
CARRERA PINTO	220	40,640	0,9418	5.666,98
CARDONES	220	41,836	0,9627	5.792,74
MAITENCILLO	220	40,694	0,9516	5.725,94
PUNTA COLORADA	220	40,727	0,9560	5.752,42
PAN DE AZUCAR	220	41,543	0,9803	5.898,64
LOS VILOS	220	42,382	1,0081	6.065,91
NOGALES	220	40,860	1,0000	6.017,18
QUILLOTA	220	42,724	1,0398	6.256,66
POLPAICO	220	42,315	1,0249	6.167,00
LOS MAQUIS	220	42,643	1,0379	6.245,23
EL LLANO	220	43,059	1,0398	6.256,66
LAMPA	220	42,517	1,0325	6.212,73
CERRO NAVIA	220	42,467	1,0367	6.238,01
CHENA	220	42,004	1,0382	6.247,03
MAIPO	220	41,296	1,0285	6.188,67
CANDELARIA	220	41,963	1,0249	6.167,00
COLBUN	220	41,093	1,0045	6.044,25
ALTO JAHUEL	220	41,298	1,0286	6.189,27

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
MELIPILLA	220	41,888	1,0415	6.266,89
RAPEL	220	40,785	0,9755	5.869,75
ITAHUE	220	39,465	1,0159	6.112,85
ANCOA	220	41,093	1,0045	6.044,25
CHARRUA	220	39,405	0,9944	5.983,48
HUALPEN	220	39,876	1,0072	6.060,50
LAGUNILLAS	220	39,640	1,0007	6.021,39
TEMUCO	220	39,291	0,9776	5.882,39
CAUTÍN	220	39,453	0,9789	5.890,21
CIRUELOS	220	37,825	1,0443	5.806,42
VALDIVIA	220	38,788	1,0809	6.009,92
RAHUE	220	35,797	0,9874	5.490,05
PUERTO MONTT	220	35,633	1,0000	5.560,11
MELIPULLI	220	35,633	1,0000	5.560,11
CHILOE	220	35,909	1,0043	5.584,02

### 3.8 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

#### 3.8.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación han sido calculados considerando la variación del tipo de cambio, dólar observado promedio, y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, considerando los desfases temporales que permiten contar con las versiones definitivas de dichos indexadores, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 32.

**Tabla 32: Indexadores Cargos por Energía Reactiva**

Indexador	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
		Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	692,00	may-19	776,53	nov-19
IPM USA	Bureau of Labor Statistics	175,70	dic-18	177,20	jun-19

#### 3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 33. 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 33 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 33 y Tabla 34 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 33: 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	8,241	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	14,836	14,836	0,000
Sobre 40 y hasta 50	14,836	14,836	14,836
Sobre 50 y hasta 80	19,770	19,770	19,770
Sobre 80	24,701	24,701	24,701

**Tabla 34: 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	8,309	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	14,962	14,962	0,000
Sobre 40 y hasta 50	14,962	14,962	14,962

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
Sobre 50 y hasta 80	19,939	19,939	19,939
Sobre 80	24,913	24,913	24,913

### 3.9 COSTO DE RACIONAMIENTO

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

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

**Tabla 35: Costo de falla según su profundidad SEN**

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	586,85	755,73
5-10%	853,82	1.099,53
10-20%	1.233,01	1.587,84
Sobre 20%	1.681,36	2.165,22

A partir de lo anterior, y del resultado de la modelación, el valor único representativo, denominado Costo de Racionamiento, resulta igual a:

**SEN: 755,73 [US\$/MWh]**

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

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

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

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 SEN la componente de energía del Precio Medio de Mercado corresponde a **74,635** [US\$/MWh], que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de **88,579** [US\$/MWh] y un precio de potencia de **13,944** [US\$/kW/mes], de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados.

### 3.11 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 36 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema.

**Tabla 36: Factores de Modulación**

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
ATACAMA	220	0,9043	1,0047
CALAMA	220	0,8659	0,9298
CHUQUICAMATA	220	0,9337	1,0856
CONDORES	220	0,9227	1,0335
CRUCERO	220	0,8974	0,9973
EL COBRE	220	0,9178	1,0279
EL TESORO	220	0,9268	1,0265
ENCUENTRO	220	0,9080	1,0080
ESPERANZA SING	220	0,9271	1,0261
LABERINTO	220	0,9134	1,0115
LAGUNAS	220	0,8918	0,9866
MARIA ELENA	220	0,8943	1,0112
QUILLAGUA	220	0,8879	1,0002
SALAR	220	0,8700	0,9544
NUEVA VICTORIA	220	0,8901	0,9842
O'HIGGINS	220	0,9088	1,0010
PARINACOTA	220	0,9361	1,0585
POZO ALMONTE	220	0,9118	1,0466
TARAPACA	220	0,8968	0,9922
D. DE ALMAGRO	220	0,8893	0,9133
CARRERA PINTO	220	0,9189	0,9604
SAN ANDRES	220	0,9279	0,9732
CARDONES	220	0,9393	0,9887

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
MAITENCILLO	220	0,9285	0,9617
PUNTA COLORADA	220	0,9328	0,9625
PAN DE AZUCAR	220	0,9565	0,9818
DON GOYO	220	0,9588	0,9854
LA CEBADA	220	0,9561	0,9781
LAS PALMAS	220	0,9794	1,0012
LOS VILOS	220	0,9836	1,0016
NOGALES	220	0,9757	0,9656
QUILLOTA	220	1,0145	1,0097
POLPAICO	500	1,0084	1,0046
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0127	1,0078
EL LLANO	220	1,0145	1,0176
LAMPA	220	1,0074	1,0048
CERRO NAVIA	220	1,0115	1,0036
CHENA	220	1,0130	0,9927
EL RODEO	220	1,0058	0,9788
PAINE	154	1,0156	1,0192
RANCAGUA	154	1,0174	1,0349
PUNTA CORTES	154	1,0137	1,0182
TILCOCO	154	1,0078	1,0056
SAN FERNANDO	154	1,0033	0,9930
TENO	154	1,0023	0,9932
ITAHUE	154	0,9908	0,9351
MAIPO	220	1,0035	0,9759
CANDELARIA	220	1,0000	0,9917
COLBUN	220	0,9801	0,9711
ALTO JAHUEL	220	1,0036	0,9760
ALTO JAHUEL	500	1,0016	0,9724
MELIPILLA	220	1,0162	0,9899
RAPEL	220	0,9518	0,9638
ITAHUE	220	0,9912	0,9327
ANCOA	500	0,9841	0,9721
ANCOA	220	0,9801	0,9711
CHARRUA	220	0,9702	0,9312
CHARRUA	500	0,9717	0,9350
HUALPEN	220	0,9827	0,9424
LAGUNILLAS	220	0,9764	0,9368

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
EL ROSAL	220	0,9690	0,9298
TEMUCO	220	0,9538	0,9286
DUQUECO	220	0,9521	0,9225
CAUTÍN	220	0,9551	0,9324
CIRUELOS	220	0,9415	0,8939
VALDIVIA	220	0,9745	0,9167
RAHUE	220	0,8902	0,8460
PUERTO MONTT	220	0,9016	0,8421
MELIPULLI	220	0,9016	0,8421
CHILOE	220	0,9055	0,8486