FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

PRIMER SEMESTRE 2023

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ENERO 2023

(Publicado en febrero 2023)

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 10

1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas 10

1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles 17

1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural 20

1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN 26

1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS 26

1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN 27

1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN 29

1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA 30

1.8 STOCKS DE EMBALSES 32

1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA 32

1.10 OBLIGACIÓN ERNC 32

2 METODOLOGÍA 34

2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA 34

2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO 35

2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS 35

2.3.1 Costos variables de centrales térmicas 35

2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS..... 36

2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES 36

2.5.1 Centrales Eólicas..... 36

2.5.2 Centrales Fotovoltaicas 37

2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO..... 39

2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento .. 39

2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología..... 40

2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA 41

2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA..... 41

2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 42

2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA 42

2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN..... 43

2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO 43

2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión 43

2.13 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO..... 44

2.13.1 Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta 44

2.13.2 Indexación del precio de la potencia punta 45

2.13.3 Indexación del precio de la energía 48

3 RESULTADOS 50

3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO..... 50

3.2 PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA..... 53

3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA 56

3.4 PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA 60

3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN 62

3.6 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO DE MERCADO 62

3.6.1 Determinación Precio Medio Básico 62

3.6.2 Determinación de Banda de Precios 63

3.6.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado 63

3.6.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios 64

3.7 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA 66

3.7.1 Indexación cargos por energía reactiva 66

3.7.2 Condiciones de aplicación 66

3.8 COSTO DE RACIONAMIENTO 67

3.9 COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31 68

3.10 FACTORES DE MODULACIÓN 68

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 "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 "Reglamento de Precios de Nudo", la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador", y de los coordinados a través de éste, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicite:

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; y
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.

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 base a dichos antecedentes y a proyecciones que esta Comisión ha determinado para la elaboración del presente informe, se determinarán los modelos, parámetros y supuestos con lo que se modelarán las centrales de generación para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico.

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 2022, el que tiene un valor de 917,05 pesos/US$.

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 2033, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema[1]

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2023	50.868	29.252	80.121	-	-	-
2024	53.505	30.083	83.588	5,18%	2,84%	4,33%
2025	55.446	31.010	86.456	3,63%	3,08%	3,43%
2026	56.299	32.033	88.332	1,54%	3,30%	2,17%
2027	57.126	33.021	90.147	1,47%	3,08%	2,05%
2028	57.120	34.115	91.235	-0,01%	3,31%	1,21%
2029	58.039	35.276	93.315	1,61%	3,40%	2,28%
2030	58.658	36.446	95.105	1,07%	3,32%	1,92%
2031	57.640	37.806	95.446	-1,74%	3,73%	0,36%

[1] 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
2032	58.299	39.242	97.541	1,14%	3,80%	2,19%
2033	59.024	40.772	99.796	1,24%	3,90%	2,31%

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 2021-2041 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 37, del 19 de enero de 2022.

1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

La resolución temporal utilizada en la presente fijación considera una modelación de la demanda en 24 bloques. Así, para cada mes se han considerado 12 bloques que representan un día hábil promedio y 12 bloques que representan un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día, tal como se presentan en la Tabla 2.

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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
7	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
12	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
13	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
15	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
16	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
17	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
18	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
19	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
23	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
24	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

De esta forma, para cada mes de simulación se ha modelado la demanda en 24 bloques de distinta duración, donde cada hora de cada mes está asociada a un bloque de demanda. En la Tabla 3 y Tabla 4 se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda día hábil [2]

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Hábil (%)												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
2	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95	5,95
3	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
4	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
5	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
6	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
7	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
8	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
9	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
10	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
11	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
12	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65

Tabla 4: Curvas de duración mensual de demanda día inhábil[3]

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Inhábil (%)												
Mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
2	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
3	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
4	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
5	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
6	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
7	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
8	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
9	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
10	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
11	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
12	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69

[2] 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.

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

1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

De conformidad a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución N°641, para la elaboración del presente informe técnico se han utilizado como base aquellos antecedentes relativos a 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 Tabla 5.

Tabla 5: Costos variables de centrales térmicas del SEN [4]

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]
Aggreko 01	Diésel	1.518,4	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	394,6
Agni	Diésel	1.305,7	US$/Ton	0,201	Ton/MWh	45,6	308,2
Aguas Blancas	Diésel	1.251,2	US$/Ton	0,234	Ton/MWh	14,2	306,9
Aldea	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Alerce	Diésel	1.710,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	442,0
Almendrado	Diésel	1.343,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	353,7
Ampliación Central Quellón	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Ancali 1	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
Andes U1 DIE	Diésel	1.366,2	US$/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	350,1
Andes U2 DIE	Diésel	1.366,2	US$/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	350,1
Andes U3 DIE	Diésel	1.366,2	US$/Ton	0,237	Ton/MWh	20,8	344,6
Andes U4 DIE	Diésel	1.366,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,8	358,3
Andina	Carbón	387,6	US$/Ton	0,376	Ton/MWh	9,2	154,9
Andina Biomasa	Biomasa	220,0	US$/Ton	0,580	Ton/MWh	4,0	131,6
Angamos 1	Carbón	311,3	US$/Ton	0,372	Ton/MWh	3,1	119,0
Angamos 2	Carbón	311,3	US$/Ton	0,373	Ton/MWh	3,1	119,3
Antilhue U1	Diésel	1.492,3	US$/Ton	0,226	Ton/MWh	23,2	360,4
Antilhue U2	Diésel	1.492,3	US$/Ton	0,230	Ton/MWh	23,2	366,4
Arauco	Biomasa	12,9	US$/Ton	1,351	Ton/MWh	3,9	21,4
Arica GM	Diésel	1.250,8	US$/Ton	0,253	Ton/MWh	9,2	325,6
Arica M1	Diésel	1.250,8	US$/Ton	0,252	Ton/MWh	9,2	324,4
Arica M2	Diésel	1.250,8	US$/Ton	0,249	Ton/MWh	9,2	320,6
Aromos	Diésel	1.367,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	357,3
Atacama 1	Diésel	1.327,6	US$/Ton	0,181	Ton/MWh	7,8	248,1
Atacama 2	Diésel	1.327,6	US$/Ton	0,176	Ton/MWh	7,8	241,5
Bellet	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6

[4] 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.

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]
Berlioz DIE	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Bio Cruz	GN	475,1	US$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	134,1
Bluegate	Diésel	1.710,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	442,0
Boldos	Diésel	1.367,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	357,3
Calafate	Diésel	1.710,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	442,0
Calfuco	Diésel	1.710,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	442,0
Callecalle	Diésel	1.299,6	US$/Ton	0,222	Ton/MWh	21,7	310,2
Campiche	Carbón	362,7	US$/Ton	0,380	Ton/MWh	5,7	143,5
Camping	Diésel	1.320,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	345,7
Camping C	Diésel	1.320,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	345,7
Candelaria 1 DIE	Diésel	1.327,7	US$/Ton	0,242	Ton/MWh	2,8	324,1
Candelaria 1 GNL C	GN	462,7	US$/dam3	0,329	dam3/MWh	2,8	155,0
Candelaria 2 DIE	Diésel	1.327,7	US$/Ton	0,249	Ton/MWh	2,8	333,4
Candelaria 2 GNL C	GN	462,7	US$/dam3	0,318	dam3/MWh	2,8	149,9
Cañete	Diésel	1.283,3	US$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,8	327,8
Cardones	Diésel	1.409,8	US$/Ton	0,240	Ton/MWh	24,4	362,8
Casablanca 1	Diésel	1.306,0	US$/Ton	0,311	Ton/MWh	36,7	442,9
Casablanca 2	Diésel	1.306,0	US$/Ton	0,311	Ton/MWh	30,1	436,3
Celco BL1	Biomasa	20,0	US$/Ton	1,342	Ton/MWh	1,9	28,7
Celco BL2	Diésel	557,6	US$/Ton	0,310	Ton/MWh	1,9	174,8
Cementos Biobío DIE	Diésel	1.640,0	US$/Ton	0,192	Ton/MWh	16,8	331,7
Cenizas	Diésel	1.248,0	US$/Ton	0,230	Ton/MWh	13,8	300,8
Ciruelillo	Diésel	1.346,6	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	352,2
Maitencillo	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Cerezo	Diésel	1.384,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	361,5
Cern Lepanto	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Cerro Pabellón U1	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Cerro Pabellón U2	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Cerro Pabellón U3	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Chifin	Diésel	1.279,0	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	335,5
Chile Generación	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Chillán	Diésel	1.367,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	357,3
Chiloé	Diésel	1.538,8	US$/Ton	0,214	Ton/MWh	39,3	368,6
Cholguán BL1	Biomasa	24,2	US$/Ton	1,428	Ton/MWh	2,7	37,2
Cholguán BL2	Diésel	1.296,3	US$/Ton	0,320	Ton/MWh	2,7	417,5
Chorrillos	Diésel	1.278,7	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	335,4
Chufkén	Diésel	1.303,4	US$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,2	332,0
Chuyaca	Diésel	1.312,7	US$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,6	347,2
Chuyaca Amp	Diésel	1.312,7	US$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,6	347,4
CMPC Cordillera GNL A	GN	647,8	US$/dam3	0,253	dam3/MWh	3,1	167,0
CMPC Laja BL1	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,0	0,0
CMPC Laja BL2	Biomasa	44,4	US$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,0	46,9
CMPC Laja BL3	Biomasa	59,3	US$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,0	62,7

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]
CMPC Laja BL4	Biomasa	128,9	US$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,0	136,2
CMPC Laja BL5	Diésel	530,4	US$/Ton	0,618	Ton/MWh	0,0	327,8
CMPC Pacífico BL1	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	0,0
CMPC Pacífico BL2	Biomasa	33,8	US$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	39,9
CMPC Pacífico BL3	Fuel Oil	534,4	US$/Ton	0,271	Ton/MWh	0,0	144,8
CMPC Santa Fé	Biomasa	21,0	US$/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	122,6
CMPC Tissue	GN	475,1	US$/dam3	0,214	dam3/MWh	4,1	105,8
Cochrane 1	Carbón	366,8	US$/Ton	0,361	Ton/MWh	4,6	137,1
Cochrane 2	Carbón	366,8	US$/Ton	0,361	Ton/MWh	4,6	137,1
Coelemu	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Cogeneradora Aconcagua	Cogeneración	0,0	US$/dam3	0,000	dam3/MWh	0,0	0,0
Colihues U1 HFO	Fuel Oil	547,6	US$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	139,4
Colihues U2 HFO	Fuel Oil	547,6	US$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	139,4
Colmito DIE	Diésel	1.341,6	US$/Ton	0,210	Ton/MWh	14,3	296,0
Combarbalá	Diésel	1.473,2	US$/Ton	0,218	Ton/MWh	30,3	351,5
Concón DIE	Diésel	1.324,6	US$/Ton	0,241	Ton/MWh	35,2	354,4
Constitución-Egen	Diésel	1.304,7	US$/Ton	0,217	Ton/MWh	39,3	322,4
Contulmo	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Copiulemu	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
Coronel DIE	Diésel	1.252,0	US$/Ton	0,225	Ton/MWh	17,2	298,9
Cortés	Diésel	1.305,7	US$/Ton	0,194	Ton/MWh	54,9	308,3
Cummins	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Curacautín	Diésel	1.308,2	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,5	307,3
Curauma	Diésel	1.304,3	US$/Ton	0,311	Ton/MWh	37,1	442,7
Dagoberto	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Danisco	Diésel	627,0	US$/Ton	0,217	Ton/MWh	19,3	155,4
Degañ	Diésel	1.559,3	US$/Ton	0,219	Ton/MWh	33,3	374,4
Degañ 2 Nave 4	Diésel	1.559,3	US$/Ton	0,211	Ton/MWh	37,5	367,0
Degañ 2 Nave 5	Diésel	1.559,3	US$/Ton	0,254	Ton/MWh	37,5	433,9
Deuco II	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Deutz	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Diego De Almagro	Diésel	1.293,8	US$/Ton	0,337	Ton/MWh	10,1	446,1
Doña Javiera	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Don Pedro	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Dreams Valdivia II	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Égido	Diésel	1.304,7	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	341,9
El Atajo	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
El Campesino Biogás	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
El Canelo 1	Diésel	1.319,7	US$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	426,3
El Canelo 2	Diésel	1.319,7	US$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	426,3
El Faro	Diésel	1.546,3	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	401,4
El Molle	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
El Nogal	Diésel	1.510,7	US$/Ton	0,235	Ton/MWh	38,9	394,4

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]
El Peñón	Diésel	1.461,4	US$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	348,1
El Salvador	Diésel	1.288,6	US$/Ton	0,337	Ton/MWh	45,6	479,9
El Totoral	Diésel	1.329,7	US$/Ton	0,228	Ton/MWh	34,6	337,8
Emelda U1	Diésel	1.563,7	US$/Ton	0,264	Ton/MWh	14,5	427,3
Emelda U2	Diésel	1.563,7	US$/Ton	0,234	Ton/MWh	14,5	380,4
Energía Pacífico	Biomasa	31,8	US$/Ton	1,563	Ton/MWh	9,8	59,6
Ermitaño	Diésel	1.513,3	US$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	394,0
Escuadrón	Biomasa	29,7	US$/Ton	1,850	Ton/MWh	4,8	59,8
Esperanza DS1	Diésel	1.307,6	US$/Ton	0,225	Ton/MWh	28,2	322,4
Esperanza DS2	Diésel	1.307,6	US$/Ton	0,222	Ton/MWh	25,7	316,0
Esperanza TG1	Diésel	1.307,6	US$/Ton	0,340	Ton/MWh	9,1	453,7
Espinos BL1	Diésel	1.425,1	US$/Ton	0,221	Ton/MWh	26,4	341,4
Espinos BL2	Diésel	1.425,1	US$/Ton	0,221	Ton/MWh	67,8	382,8
Estancilla	Diésel	1.510,7	US$/Ton	0,228	Ton/MWh	39,2	383,6
Estandartes 13	Diésel	1.274,9	US$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,3	298,9
Estandartes 7-12	Diésel	1.274,9	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	334,5
Etersol	Diésel	1.285,7	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	337,2
Exequiel Fernández	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Gami	Diésel	1.317,3	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	345,0
Guacolda 1	Carbón	365,0	US$/Ton	0,397	Ton/MWh	3,4	148,3
Guacolda 2	Carbón	365,0	US$/Ton	0,404	Ton/MWh	3,2	150,7
Guacolda 3	Carbón	298,9	US$/Ton	0,373	Ton/MWh	3,2	114,7
Guacolda 4	Carbón	320,7	US$/Ton	0,378	Ton/MWh	5,7	126,9
Guacolda 5	Carbón	376,8	US$/Ton	0,362	Ton/MWh	3,2	139,6
HBS	GN	475,1	US$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	128,7
HBS GNL	GN	475,1	US$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	128,7
Holley	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Horcones DIE	Diésel	1.289,1	US$/Ton	0,347	Ton/MWh	10,0	457,3
Hornitos	Carbón	388,9	US$/Ton	0,381	Ton/MWh	9,3	157,4
Hornitos Biomasa	Biomasa	220,0	US$/Ton	0,580	Ton/MWh	4,0	131,6
Huasco-TG U1 DIE	Diésel	1.286,6	US$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	455,6
Huasco-TG U2 DIE	Diésel	1.286,6	US$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	455,6
Huasco-TG U3 DIE	Diésel	1.286,6	US$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	455,6
IE Mejillones	Carbón	370,6	US$/Ton	0,350	Ton/MWh	4,6	134,3
IE Mejillones GNL	GN	475,1	US$/dam3	0,214	dam3/MWh	6,3	108,1
Inacal	Diésel	1.698,7	US$/Ton	0,235	Ton/MWh	9,1	408,3
Jardín	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	1.164,8	US$/Ton	0,162	Ton/MWh	3,2	191,9
Kelar-TG1+TG2+TV GNL A	GN	697,8	US$/dam3	0,183	dam3/MWh	1,7	129,4
Lagunitas	Diésel	1.243,8	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	326,8
Laja-Eve 1	Biomasa	16,9	US$/Ton	2,660	Ton/MWh	3,4	48,4
Laja-Eve 2	Biomasa	0,0	US$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,0	0,0
Dalias DIE	Diésel	1.266,0	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	332,3

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]
Las Quemas	Diésel	1.266,0	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	332,3
Las Vegas	Diésel	1.341,6	US$/Ton	0,223	Ton/MWh	31,9	331,2
Lautaro 1 BL1	Biomasa	8,3	US$/Ton	2,952	Ton/MWh	9,7	34,3
Lautaro 1 BL2	Biomasa	15,8	US$/Ton	2,682	Ton/MWh	9,7	52,1
Lautaro 2 BL1	Biomasa	18,5	US$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	34,9
Lautaro 2 BL2	Biomasa	37,3	US$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	60,6
La Gloria	Biomasa	21,0	US$/Ton	1,481	Ton/MWh	3,1	34,3
La Portada	Diésel	1.488,8	US$/Ton	0,216	Ton/MWh	16,1	337,6
Lebu	Diésel	1.300,4	US$/Ton	0,240	Ton/MWh	17,4	329,5
Licantén BL1	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	1,9
Licantén BL2	Biomasa	27,5	US$/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	43,0
Linares	Diésel	1.342,0	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	45,6	340,8
Llanos Blancos	Diésel	1.498,6	US$/Ton	0,223	Ton/MWh	29,8	364,0
Loma Los Colorados 1	Biogás	0,0	US$/dam3	1,654	dam3/MWh	11,6	11,6
Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	US$/dam3	2,330	dam3/MWh	10,3	10,3
Lonquimay	Diésel	1.318,3	US$/Ton	0,270	Ton/MWh	25,0	381,0
Los Alamos	Diésel	1.328,4	US$/Ton	0,240	Ton/MWh	25,5	344,3
Los Guindos	Diésel	1.432,3	US$/Ton	0,251	Ton/MWh	3,3	362,8
Los Guindos 2	Diésel	1.432,3	US$/Ton	0,249	Ton/MWh	4,6	361,3
Los Negros	Diésel	1.279,0	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	335,5
Los Pinos	Diésel	1.318,4	US$/Ton	0,190	Ton/MWh	4,5	255,0
Los Pinos Biogás-Etapa 1	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
Los Vientos	Diésel	1.350,7	US$/Ton	0,256	Ton/MWh	6,2	351,9
Los Vientos GNL	GN	475,1	US$/dam3	0,214	dam3/MWh	4,1	105,8
Los Vientos GNL Aum	GN	475,1	US$/dam3	0,214	dam3/MWh	4,1	105,8
Louisiana Pacific	Diésel	1.320,5	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	312,0
Louisiana Pacific 2	Diésel	1.299,1	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	307,3
Mantos Blancos	Diésel	1.316,9	US$/Ton	0,222	Ton/MWh	23,0	315,3
MAPA	Biomasa	21,0	US$/Ton	1,481	Ton/MWh	3,1	34,3
Masisa	Biomasa	29,0	US$/Ton	1,468	Ton/MWh	3,4	45,9
Maule	Diésel	1.304,7	US$/Ton	0,222	Ton/MWh	39,3	328,9
Mejillones 1	Carbón	371,4	US$/Ton	0,421	Ton/MWh	15,3	171,6
Mejillones 2	Carbón	371,4	US$/Ton	0,414	Ton/MWh	13,2	166,9
Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	1.256,8	US$/Ton	0,164	Ton/MWh	7,2	213,3
Mejillones 3-TG+TV GNL A	GN	358,4	US$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	78,8
Mejillones 3-TG+TV GNL B	GN	520,6	US$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	112,4
Mimbre	Diésel	1.511,3	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	392,8
Molina	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
Monte Patria	Diésel	1.267,2	US$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	394,1
Multiexport I	Diésel	1.291,0	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	303,3
Multiexport II	Diésel	1.291,0	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	303,3
Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	1.309,4	US$/Ton	0,156	Ton/MWh	5,2	209,5
Nehuenco 1-TG+TV GNL C	GN	443,9	US$/dam3	0,192	dam3/MWh	3,3	88,6

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]
Nehuenco 1-TG+TV GN A	GN	387,5	US$/dam3	0,192	dam3/MWh	3,3	77,7
Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	1.309,4	US$/Ton	0,163	Ton/MWh	5,9	219,3
Nehuenco 2-TG+TV GNL C	GN	443,9	US$/dam3	0,190	dam3/MWh	2,5	86,9
Nehuenco 2-TG+TV GN A	GN	387,5	US$/dam3	0,190	dam3/MWh	2,5	76,2
Nehuenco 9B DIE	Diésel	1.309,4	US$/Ton	0,281	Ton/MWh	4,3	372,2
Newén DIE	Diésel	1.294,2	US$/Ton	0,245	Ton/MWh	7,5	324,6
Newén GNL A	GN	587,6	US$/dam3	0,292	dam3/MWh	7,5	179,1
Nueva Aldea 1 BL1	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,0	0,0
Nueva Aldea 1 BL2	Biomasa	11,4	US$/Ton	1,395	Ton/MWh	2,2	18,1
Nueva Aldea 2	Diésel	1.294,4	US$/Ton	0,293	Ton/MWh	12,0	391,3
Nueva Aldea 3	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,330	Ton/MWh	0,0	0,0
Nueva Renca-FA GLP	GLP	712,3	US$/Ton	0,240	Ton/MWh	0,1	171,0
Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	1.339,3	US$/Ton	0,168	Ton/MWh	7,5	232,5
Nueva Renca-TG+TV GN A	GN	372,5	US$/dam3	0,198	dam3/MWh	3,9	77,6
Nueva Renca-TG+TV GNL A	GN	452,9	US$/dam3	0,198	dam3/MWh	3,9	93,5
Nueva Tocopilla 1	Carbón	327,4	US$/Ton	0,427	Ton/MWh	3,4	143,2
Nueva Tocopilla 2	Carbón	327,4	US$/Ton	0,414	Ton/MWh	3,4	138,9
Nueva Ventanas	Carbón	361,2	US$/Ton	0,364	Ton/MWh	6,2	137,6
Olivos Bl1	Diésel	1.422,5	US$/Ton	0,231	Ton/MWh	30,4	359,0
Olivos Bl2	Diésel	1.422,5	US$/Ton	0,231	Ton/MWh	69,7	398,3
Orafti	Biomasa	21,0	US$/Ton	1,481	Ton/MWh	3,1	34,3
Pajonales	Diésel	1.518,5	US$/Ton	0,225	Ton/MWh	30,2	371,9
PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	-	0,000	-	0,0	0,0
Petropower	Petcoke	0,0	US$/Ton	0,450	Ton/MWh	3,9	3,9
Picoltué	Diésel	1.367,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	357,3
Pinares	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Placilla	Diésel	1.325,4	US$/Ton	0,199	Ton/MWh	29,4	293,1
PMGD Conchalí	Diésel	1.521,2	US$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	395,8
Coya DIE	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Prime Los Cóndores	Diésel	1.456,3	US$/Ton	0,215	Ton/MWh	30,2	343,3
Punitaqui	Diésel	1.267,0	US$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	394,0
Punta Colorada DIE	Diésel	1.266,6	US$/Ton	0,190	Ton/MWh	28,9	269,6
Quellón 2	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Quintay	Diésel	1.327,5	US$/Ton	0,211	Ton/MWh	30,0	310,1
Quintero 1A DIE	Diésel	1.250,6	US$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	307,8
Quintero 1A GNL E	GN	490,6	US$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	160,3
Quintero 1B DIE	Diésel	1.250,6	US$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	307,8
Quintero 1B GNL E	GN	490,6	US$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	160,3
Ramadilla	Diésel	735,3	US$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,9
Rapaco	Diésel	1.279,0	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	335,5
Raso Power	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	467,4
Raso Power Ampl	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	467,4
Raso Power Ampl 3 y 4	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	467,4

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]
Renca U1	Diésel	1.339,3	US$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	492,5
Renca U2	Diésel	1.339,3	US$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	492,5
Rey Ex Corral	Diésel	811,3	US$/Ton	0,220	Ton/MWh	23,9	202,4
Río Azul	Diésel	1.710,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	442,0
Salmofood I	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Salmofood II	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Santa Fé BL1	Biomasa	8,9	US$/Ton	2,293	Ton/MWh	5,0	25,5
Santa Fé BL2	Biomasa	17,0	US$/Ton	1,617	Ton/MWh	5,0	32,5
Santa Fé BL3	Biomasa	29,9	US$/Ton	1,517	Ton/MWh	5,0	50,4
Santa Fé BL4	Biomasa	39,3	US$/Ton	1,522	Ton/MWh	5,0	64,8
Santa Lidia	Diésel	1.355,7	US$/Ton	0,260	Ton/MWh	5,9	358,4
Santa María	Carbón	172,3	US$/Ton	0,336	Ton/MWh	3,5	61,4
Santa Marta	Biogás	0,0	US$/dam3	518,000	dam3/MWh	15,0	15,0
San Gregorio	Diésel	1.342,0	US$/Ton	0,222	Ton/MWh	45,6	343,2
San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	1.253,3	US$/Ton	0,152	Ton/MWh	10,0	200,5
San Isidro-TG+TV GNL E	GN	490,6	US$/dam3	0,185	dam3/MWh	6,4	97,2
SAN ISIDRO-TG+TV GN A	GN	377,1	US$/dam3	0,185	dam3/MWh	6,4	76,2
SAN ISIDRO 2-TG+TV GN A	GN	377,1	US$/dam3	0,188	dam3/MWh	4,7	75,6
San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	1.253,3	US$/Ton	0,167	Ton/MWh	7,4	216,7
San Isidro 2-TG+TV GNL E	GN	490,6	US$/dam3	0,188	dam3/MWh	4,7	96,9
San Javier Etapa I	Diésel	1.455,0	US$/Ton	0,212	Ton/MWh	31,0	339,5
San Javier Etapa II	Diésel	1.455,0	US$/Ton	0,214	Ton/MWh	31,0	342,4
San Lorenzo U1	Diésel	1.322,3	US$/Ton	0,342	Ton/MWh	24,1	476,3
San Lorenzo U2	Diésel	1.322,3	US$/Ton	0,380	Ton/MWh	24,1	526,6
San Lorenzo U3	Diésel	1.322,3	US$/Ton	0,289	Ton/MWh	22,8	404,9
Sepultura	Diésel	1.513,3	US$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	394,0
Taltal 1 DIE	Diésel	1.288,2	US$/Ton	0,270	Ton/MWh	12,8	360,6
Taltal 2 DIE	Diésel	1.288,2	US$/Ton	0,270	Ton/MWh	12,8	360,6
Tambores	Diésel	1.279,0	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	335,5
Tamm	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Tapihue	GN	907,5	US$/dam3	0,293	dam3/MWh	51,1	317,0
Tarapacá-TG DIE	Diésel	1.264,1	US$/Ton	0,410	Ton/MWh	0,4	518,7
Teno	Diésel	1.389,6	US$/Ton	0,219	Ton/MWh	34,3	338,6
Teno50 GLP	GLP	705,6	US$/Ton	0,218	Ton/MWh	18,6	172,2
Termopacífico	Diésel	1.548,5	US$/Ton	0,244	Ton/MWh	24,2	402,1
Tirúa	Diésel	1.317,5	US$/Ton	0,270	Ton/MWh	29,8	385,6
Tocopilla-TG1	Diésel	1.258,9	US$/Ton	0,329	Ton/MWh	1,0	415,2
Tocopilla-TG2	Diésel	1.258,9	US$/Ton	0,318	Ton/MWh	1,0	401,3
Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	1.258,9	US$/Ton	0,277	Ton/MWh	1,0	349,7
Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	1.258,9	US$/Ton	0,172	Ton/MWh	85,4	301,9
Tocopilla U16-TG+TV GNL A	GN	358,4	US$/dam3	0,190	dam3/MWh	6,4	74,5
Tocopilla U16-TG+TV GNL B	GN	520,6	US$/dam3	0,190	dam3/MWh	6,4	105,3
Tomaval 1	GN	475,1	US$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	134,1

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]
Tomaval 2	GN	475,1	US$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	134,1
Trapén	Diésel	1.403,1	US$/Ton	0,219	Ton/MWh	30,4	337,7
Trebal Mapocho	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
Trebal Mapocho Ampl	Biogás	0,0	US$/dam3	1,992	dam3/MWh	12,3	12,3
Trongol	Diésel	823,5	US$/Ton	0,230	Ton/MWh	19,5	208,6
Ujina U1 DIE	Diésel	1.198,6	US$/Ton	0,246	Ton/MWh	19,8	314,6
Ujina U2 DIE	Diésel	1.198,6	US$/Ton	0,258	Ton/MWh	19,8	329,0
Ujina U3 DIE	Diésel	1.198,6	US$/Ton	0,257	Ton/MWh	19,8	327,8
Ujina U4 DIE	Diésel	1.198,6	US$/Ton	0,255	Ton/MWh	19,8	325,4
Ujina U5 HFO	Fuel Oil	579,1	US$/Ton	0,205	Ton/MWh	15,9	134,6
Ujina U6 HFO	Fuel Oil	579,1	US$/Ton	0,201	Ton/MWh	15,9	132,3
Valdivia Bl1 Pino	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,630	Ton/MWh	0,0	0,0
Valdivia Bl2 Pino	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,197	Ton/MWh	0,0	0,0
Valdivia Bl3 Pino	Biomasa	17,5	US$/Ton	1,197	Ton/MWh	3,1	24,0
Valdivia Bl4 Pino	Diésel	563,9	US$/Ton	0,270	Ton/MWh	3,1	155,3
Ventanas 2	Carbón	392,6	US$/Ton	0,401	Ton/MWh	5,0	162,4
Viñales BL1	Biomasa	0,0	US$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,0	0,0
Viñales BL2	Biomasa	11,0	US$/Ton	1,353	Ton/MWh	4,1	19,0
Yumbel	Diésel	1.367,5	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	357,3
Yungay U1 DIE	Diésel	1.313,1	US$/Ton	0,243	Ton/MWh	22,7	341,8
Yungay U2 DIE	Diésel	1.313,1	US$/Ton	0,239	Ton/MWh	22,7	336,5
Yungay U3 DIE	Diésel	1.313,1	US$/Ton	0,237	Ton/MWh	22,7	333,9
Yungay U4 DIE	Diésel	1.313,1	US$/Ton	0,276	Ton/MWh	57,8	420,2
Zapallar	Diésel	1.525,1	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	396,2
Zofri 1	Diésel	1.274,9	US$/Ton	0,223	Ton/MWh	19,4	304,2
Zofri 2-5	Diésel	1.274,9	US$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,5	299,0
Zofri 6	Diésel	1.274,9	US$/Ton	0,196	Ton/MWh	19,4	269,5
LAS DALIAS DIE	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Las Mercedes	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Chocalan 1	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6
Los Arrayanes	Diésel	1.336,2	US$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,0	349,6

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 determinadas por esta Comisión mostradas en las tablas siguientes. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de Precios de Combustibles 2023-2037”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 903, de fecha 20 de diciembre de 2022, publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural, se modelan los costos combustibles informados por el Coordinador a través de los factores de modulación ya citados.

Para los combustibles diésel, fuel oil, GLP y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realiza a través del coeficiente de modulación del crudo Brent corregido por CPI de la Tabla 8.

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 "GNL") por costos de regasificación. Se considera una capacidad de regasificación 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 considerado como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día.

Tabla 6: **Proyección precio del carbón térmico – 6.350 [kcal/kg]**[5]

Año	Precio [US$/ton]	Factor de Modulación
2023	79,875	1,000
2024	78,757	0,986
2025	78,822	0,987
2026	78,733	0,986
2027	77,507	0,970
2028	77,618	0,972
2029	77,699	0,973
2030	77,905	0,975
2031	77,891	0,975
2032	77,920	0,976
2033	78,189	0,979

Tabla 7: Proyección precio de GNL

Año	Precio [US$/MMBtu]	Factor de Modulación
2023	8,914	1,000
2024	8,523	0,956
2025	8,309	0,932
2026	8,281	0,929
2027	8,401	0,942
2028	8,611	0,966
2029	8,756	0,982
2030	8,873	0,995

[5] Diferencias en el precio del carbón térmico se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Precio [US$/MMBtu]	Factor de Modulación
2031	8,976	1,007
2032	9,017	1,012
2033	9,102	1,021

Tabla 8: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI

Año	Precio [US$/bbl]	Factor de Modulación
2023	64,728	1,000
2024	70,225	1,085
2025	71,580	1,106
2026	73,291	1,132
2027	75,178	1,161
2028	76,797	1,186
2029	77,554	1,198
2030	79,021	1,221
2031	80,625	1,246
2032	81,823	1,264
2033	82,726	1,278

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 9: Disponibilidad de Gas Natural [m^3]

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Bioenergías Forestales
Terminal													
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	Mejillones	GNA	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	Quintero
29/12/2022	04/01/2023	0	0	14.000.000	0	0	21.210.000	0	35.000	0	0	5.138.000	150.000
05/01/2023	11/01/2023	0	0	14.000.000	0	0	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
12/01/2023	18/01/2023	23.390.236	0	14.000.000	4.088.026	0	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
19/01/2023	25/01/2023	23.390.236	0	14.000.000	4.088.026	0	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
26/01/2023	01/02/2023	20.048.773	0	14.000.000	4.292.380	478.053	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
02/02/2023	08/02/2023	0	0	14.000.000	5.518.505	3.346.374	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
09/02/2023	15/02/2023	0	0	14.000.000	5.518.505	3.346.374	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
16/02/2023	22/02/2023	0	0	14.000.000	5.518.505	3.346.374	21.210.000	0	0	0	0	5.138.000	0
23/02/2023	01/03/2023	0	0	14.000.000	5.383.193	5.055.741	21.210.000	0	0	857.650	0	5.138.000	0
02/03/2023	08/03/2023	0	0	14.000.000	4.571.324	15.311.945	21.210.000	0	0	6.003.547	0	5.138.000	0
09/03/2023	15/03/2023	0	0	14.000.000	4.571.324	15.311.945	21.210.000	0	0	6.003.547	0	5.138.000	0
16/03/2023	22/03/2023	0	0	14.000.000	4.571.324	15.311.945	21.210.000	0	0	6.003.547	0	5.138.000	0
23/03/2023	29/03/2023	0	0	14.000.000	4.571.324	15.311.945	21.210.000	0	0	6.003.547	0	5.138.000	0
30/03/2023	05/04/2023	0	0	14.000.000	4.831.489	15.370.070	21.210.000	0	0	1.715.299	1.964.417	5.138.000	0
06/04/2023	12/04/2023	0	0	14.000.000	4.935.555	15.393.321	21.210.000	0	0	0	2.750.183	5.138.000	0
13/04/2023	19/04/2023	0	0	14.000.000	4.935.555	15.393.321	21.210.000	0	0	0	2.750.183	5.138.000	0
20/04/2023	26/04/2023	0	0	14.000.000	4.935.555	15.393.321	21.210.000	0	0	0	2.750.183	5.138.000	0

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Bioenergías Forestales
Terminal													
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	Mejillones	GNA	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	Quintero
27/04/2023	03/05/2023	20.312.722	0	8.000.000	4.878.479	15.529.263	12.120.000	0	0	1.960.074	6.487.827	5.138.000	0
04/05/2023	10/05/2023	47.396.351	0	0	4.802.378	15.710.520	0	0	0	4.573.505	11.471.353	0	0
11/05/2023	17/05/2023	47.396.351	0	0	4.802.378	15.710.520	0	0	0	4.573.505	11.471.353	0	0
18/05/2023	24/05/2023	47.396.351	0	0	4.802.378	15.710.520	0	0	0	4.573.505	11.471.353	0	0
25/05/2023	31/05/2023	47.396.351	0	0	4.802.378	15.710.520	0	0	0	4.573.505	11.471.353	0	0
01/06/2023	07/06/2023	24.169.910	0	0	4.955.078	7.876.850	0	0	0	6.619.725	7.941.706	0	0
08/06/2023	14/06/2023	24.169.910	0	0	4.955.078	7.876.850	0	0	0	6.619.725	7.941.706	0	0
15/06/2023	21/06/2023	24.169.910	0	0	4.955.078	7.876.850	0	0	0	6.619.725	7.941.706	0	0
22/06/2023	28/06/2023	24.169.910	0	0	4.955.078	7.876.850	0	0	0	6.619.725	7.941.706	0	0
29/06/2023	05/07/2023	40.760.225	0	0	2.850.671	2.250.528	0	0	0	6.439.843	10.462.882	0	0
06/07/2023	12/07/2023	47.396.351	0	0	2.008.908	0	0	0	0	6.367.890	11.471.353	0	0
13/07/2023	19/07/2023	47.396.351	0	0	2.008.908	0	0	0	0	6.367.890	11.471.353	0	0
20/07/2023	26/07/2023	47.396.351	0	0	2.008.908	0	0	0	0	6.367.890	11.471.353	0	0
27/07/2023	02/08/2023	40.537.461	0	0	2.089.322	0	0	0	0	6.360.076	11.471.353	0	0
03/08/2023	09/08/2023	23.390.236	0	0	2.290.357	0	0	0	0	6.340.541	11.471.353	0	0
10/08/2023	16/08/2023	23.390.236	0	0	2.290.357	0	0	0	0	6.340.541	11.471.353	0	0
17/08/2023	23/08/2023	23.390.236	0	0	2.290.357	0	0	0	0	6.340.541	11.471.353	0	0
24/08/2023	30/08/2023	23.390.236	0	0	2.290.357	0	0	0	0	6.340.541	11.471.353	0	0
31/08/2023	06/09/2023	45.321.087	0	0	2.793.121	0	0	0	0	905.792	5.420.529	0	0
07/09/2023	13/09/2023	48.976.229	0	0	2.876.915	0	0	0	0	0	4.412.059	0	0
14/09/2023	20/09/2023	48.976.229	0	0	2.876.915	0	0	0	0	0	4.412.059	0	0
21/09/2023	27/09/2023	48.976.229	0	0	2.876.915	0	0	0	0	0	4.412.059	0	0
28/09/2023	04/10/2023	34.041.982	0	0	6.636.451	0	0	0	0	5.376.603	8.067.765	0	0

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Bioenergías Forestales
Terminal													
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	Mejillones	GNA	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	Quintero
05/10/2023	11/10/2023	23.390.236	0	0	6.783.555	0	0	0	0	6.272.703	7.941.706	0	0
12/10/2023	18/10/2023	23.390.236	0	0	6.783.555	0	0	0	0	6.272.703	7.941.706	0	0
19/10/2023	25/10/2023	23.390.236	0	0	6.783.555	0	0	0	0	6.272.703	7.941.706	0	0
26/10/2023	01/11/2023	23.501.618	0	0	6.898.816	0	0	0	0	5.376.603	7.374.441	0	0
02/11/2023	08/11/2023	24.169.910	0	0	7.590.386	0	0	0	0	0	3.970.853	0	0
09/11/2023	15/11/2023	24.169.910	0	0	7.590.386	0	0	0	0	0	3.970.853	0	0
16/11/2023	22/11/2023	24.169.910	0	0	7.590.386	0	0	0	0	0	3.970.853	0	0
23/11/2023	29/11/2023	24.169.910	0	0	7.590.386	0	0	0	0	0	3.970.853	0	0
30/11/2023	06/12/2023	3.452.844	0	0	7.962.839	0	0	0	0	0	567.265	0	0
07/12/2023	13/12/2023	0	0	0	8.024.914	0	0	0	0	0	0	0	0
14/12/2023	20/12/2023	0	0	0	8.024.914	0	0	0	0	0	0	0	0
21/12/2023	27/12/2023	0	0	0	8.024.914	0	0	0	0	0	0	0	0
28/12/2023	03/01/2024	0	0	0	4.524.134	0	0	0	0	0	0	0	0
04/01/2024	10/01/2024	0	0	0	7.917.235	0	0	0	0	0	0	0	0
11/01/2024	17/01/2024	0	0	0	7.917.235	0	0	0	0	0	0	0	0
18/01/2024	24/01/2024	0	0	0	7.917.235	0	0	0	0	0	0	0	0
25/01/2024	31/01/2024	1.043.931	0	0	7.982.118	478.053	0	0	0	0	309.785	0	0
01/02/2024	07/02/2024	7.307.517	0	0	8.371.417	3.346.374	0	0	0	0	2.168.497	0	0
08/02/2024	14/02/2024	7.307.517	0	0	8.371.417	3.346.374	0	0	0	0	2.168.497	0	0
15/02/2024	21/02/2024	7.307.517	0	0	8.371.417	3.346.374	0	0	0	0	2.168.497	0	0
22/02/2024	28/02/2024	8.149.396	0	0	8.571.421	5.055.741	0	0	0	857.650	2.418.324	0	0
29/02/2024	06/03/2024	13.200.675	0	0	9.771.447	15.311.945	0	0	0	6.003.547	3.917.285	0	0
07/03/2024	13/03/2024	13.200.675	0	0	9.771.447	15.311.945	0	0	0	6.003.547	3.917.285	0	0

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Bioenergías Forestales
Terminal													
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	Mejillones	GNA	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	Quintero
14/03/2024	20/03/2024	13.200.675	0	0	9.771.447	15.311.945	0	0	0	6.003.547	3.917.285	0	0
21/03/2024	27/03/2024	13.200.675	0	0	9.771.447	15.311.945	0	0	0	6.003.547	3.917.285	0	0
28/03/2024	03/04/2024	20.358.354	0	0	7.224.042	15.370.070	0	0	0	1.715.299	5.295.449	0	0
04/04/2024	10/04/2024	23.221.426	0	0	6.205.080	15.393.321	0	0	0	0	5.846.714	0	0
11/04/2024	17/04/2024	23.221.426	0	0	6.205.080	15.393.321	0	0	0	0	5.846.714	0	0
18/04/2024	24/04/2024	23.221.426	0	0	6.205.080	15.393.321	0	0	0	0	5.846.714	0	0
25/04/2024	01/05/2024	25.209.947	0	0	7.360.726	15.529.263	0	0	0	1.960.074	6.228.243	0	0
02/05/2024	08/05/2024	27.861.307	0	0	8.901.588	15.710.520	0	0	0	4.573.505	6.736.947	0	0
09/05/2024	15/05/2024	27.861.307	0	0	8.901.588	15.710.520	0	0	0	4.573.505	6.736.947	0	0
16/05/2024	22/05/2024	27.861.307	0	0	8.901.588	15.710.520	0	0	0	4.573.505	6.736.947	0	0
23/05/2024	29/05/2024	27.861.307	0	0	8.901.588	15.710.520	0	0	0	4.573.505	6.736.947	0	0
30/05/2024	05/06/2024	20.542.101	0	0	11.744.101	7.876.850	0	0	0	6.619.725	6.952.949	0	0
06/06/2024	12/06/2024	20.542.101	0	0	11.744.101	7.876.850	0	0	0	6.619.725	6.952.949	0	0
13/06/2024	19/06/2024	20.542.101	0	0	11.744.101	7.876.850	0	0	0	6.619.725	6.952.949	0	0
20/06/2024	26/06/2024	20.542.101	0	0	11.744.101	7.876.850	0	0	0	6.619.725	6.952.949	0	0
27/06/2024	03/07/2024	19.340.641	0	0	14.350.078	2.250.528	0	0	0	6.439.843	6.657.298	0	0
04/07/2024	10/07/2024	18.860.057	0	0	15.392.469	0	0	0	0	6.367.890	6.539.037	0	0
11/07/2024	17/07/2024	18.860.057	0	0	15.392.469	0	0	0	0	6.367.890	6.539.037	0	0
18/07/2024	24/07/2024	18.860.057	0	0	15.392.469	0	0	0	0	6.367.890	6.539.037	0	0
25/07/2024	31/07/2024	18.490.880	0	0	13.558.083	0	0	0	0	6.360.076	6.633.344	0	0
01/08/2024	07/08/2024	17.567.937	0	0	8.972.117	0	0	0	0	6.340.541	6.869.112	0	0
08/08/2024	14/08/2024	17.567.937	0	0	8.972.117	0	0	0	0	6.340.541	6.869.112	0	0
15/08/2024	21/08/2024	17.567.937	0	0	8.972.117	0	0	0	0	6.340.541	6.869.112	0	0

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora	Generadora	Bioenergías
Terminal											Metropolitana	Metropolitana	Forestales
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	Mejillones	GNA	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	Quintero
22/08/2024	28/08/2024	17.567.937	0	0	8.972.117	0	0	0	0	6.340.541	6.869.112	0	0
29/08/2024	04/09/2024	13.835.523	0	0	7.126.261	0	0	0	0	905.792	6.552.154	0	0
05/09/2024	11/09/2024	13.213.454	0	0	6.818.618	0	0	0	0	0	6.499.327	0	0
12/09/2024	18/09/2024	13.213.454	0	0	6.818.618	0	0	0	0	0	6.499.327	0	0
19/09/2024	25/09/2024	13.213.454	0	0	6.818.618	0	0	0	0	0	6.499.327	0	0
26/09/2024	02/10/2024	7.242.776	0	0	9.654.218	0	0	0	0	5.376.603	7.167.300	0	0
03/10/2024	09/10/2024	4.045.421	0	0	8.990.381	0	0	0	0	6.272.703	6.195.407	0	0
10/10/2024	16/10/2024	4.045.421	0	0	8.990.381	0	0	0	0	6.272.703	6.195.407	0	0
17/10/2024	23/10/2024	4.045.421	0	0	8.990.381	0	0	0	0	6.272.703	6.195.407	0	0
24/10/2024	30/10/2024	4.051.756	0	0	10.276.053	0	0	0	0	5.376.603	6.119.537	0	0
31/10/2024	06/11/2024	4.089.763	0	0	17.990.083	0	0	0	0	0	5.664.314	0	0
07/11/2024	13/11/2024	4.089.763	0	0	17.990.083	0	0	0	0	0	5.664.314	0	0
14/11/2024	20/11/2024	4.089.763	0	0	17.990.083	0	0	0	0	0	5.664.314	0	0
21/11/2024	27/11/2024	4.089.763	0	0	17.990.083	0	0	0	0	0	5.664.314	0	0
28/11/2024	04/12/2024	4.295.761	0	0	24.947.769	0	0	0	0	0	809.188	0	0
05/12/2024	11/12/2024	4.330.094	0	0	26.107.383	0	0	0	0	0	0	0	0
12/12/2024	18/12/2024	4.330.094	0	0	26.107.383	0	0	0	0	0	0	0	0
19/12/2024	25/12/2024	4.330.094	0	0	26.107.383	0	0	0	0	0	0	0	0
26/12/2024	01/01/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	1.421.209	0	0	0	0	5.195.342	0	0
02/01/2025	08/01/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
09/01/2025	15/01/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
16/01/2025	22/01/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
23/01/2025	29/01/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0

Empresa		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Bioenergías Forestales
Terminal													
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	Mejillones	GNA	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	Quintero
30/01/2025	05/02/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
06/02/2025	12/02/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
13/02/2025	19/02/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
20/02/2025	26/02/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
27/02/2025	05/03/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
06/03/2025	12/03/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
13/03/2025	19/03/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
20/03/2025	26/03/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0
27/03/2025	02/04/2025	15.426.928	0	0	10.078.964	9.948.461	0	0	0	0	5.195.342	0	0

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

- Desde abril de 2025 hasta marzo de 2027, la disponibilidad modelada corresponde a los últimos 12 meses informados por el Coordinador.
- Desde abril de 2027, se considera disponibilidad completa para las centrales San Isidro 1 y 2, Quintero 1 y 2, Nueva Renca, Nehuenco 1 y 2, Candelaria 1 y 2, U16, CTM3 y Kelar.

Para efectos de la elaboración del programa indicativo de obras de generación y almacenamiento, 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° 860, del 29 de noviembre de 2022, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, cuyas fechas estimadas de interconexión han sido actualizadas considerando la información contenida en la Resolución Exenta CNE N° 915, del 28 de diciembre de 2022, en vista de las contingencias provocadas por la crisis sanitaria existente en el país, que ha constituido una de las causas relevantes en las modificaciones informadas por parte de los proyectos 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 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 10: Obras de Generación Comprometidas

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Los Vientos Reconvertida	dic-22	110,0	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Los Vientos Reconvertida Ampliación	dic-23	10,0	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Punta del Viento	dic-23	165,0	Solar Fotovoltaica	Punta Colorada 220
Parque Eólico San Rarinco	dic-23	99,0	Eólica	María Dolores 220
Parque Eólico San Andrés	nov-25	119,7	Eólica	Río Malleco 220
Socompa Solar	dic-25	250,0/80,0/4,0	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Likanantai 220
Arboleda Solar	dic-25	80,0/25,0/4,0	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Teno 154
Alcones	dic-25	90,0	Solar Fotovoltaica	Portezuelo 110
Don Carlos	dic-25	196,0	Solar Fotovoltaica	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago	dic-25	125,4	Eólica	Frutillar Norte 220
Dañicalqui	dic-25	68,4	Eólica	Entre Ríos 220
Colinas	dic-25	188,1	Eólica	Hualqui 220
Tagua Tagua	dic-25	176,0	Solar Fotovoltaica	Polpaico 220
Andino Occidente	dic-25	147,0	Solar Fotovoltaica	Loica 220
Tirana Oeste	dic-26	120,4	Solar Fotovoltaica	Nueva Pozo Almonte 220
Loncualhue	dic-26	187,2	Eólica	Nueva Cauquenes 220
Zaldívar	dic-26	250,0/35,0/4,0	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Zaldívar 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 11.

Tabla 11: Obras de transmisión en construcción

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	ene-23	Consorcio Saesa - Chilquinta
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	ene-23	Consorcio Ferrovial
Ampliación en S/E Candelaria	ene-23	Colbún
Ampliación en S/E Algarrobal	ene-23	Edelnor Transmisión

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	abr-23	Interchile
Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	abr-23	Interchile
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	abr-23	Eletrans
Ampliación en S/E Polpaico	abr-23	Transelec
Ampliación en S/E Calama 220 kV	abr-23	Transemel
Seccionamiento línea 2x220 kV Ancoa - Itahue, en S/E Santa Isabel	abr-23	CGE
Nueva S/E Seccionadora Roncacho	jun-23	Engie
Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	jun-23	Transquinta
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	Transelec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	dic-23	Transelec
Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	dic-23	Transelec
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	Transelec
Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (S/E Santa Barbara)	ene-24	Transelec
Nueva línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	ene-24	Consorcio Ferrovial
Cambio Interruptores Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Chena en S/E Alto Jahuel	mar-24	Transelec
Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	abr-24	Centinela Transmisión
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	abr-24	Transelec
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)	oct-24	Celeo Redes Chile
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	dic-24	Transelec
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	dic-24	TSGF
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	dic-24	Engie
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	dic-24	Don Goyo Transmisión
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	dic-24	Transelec; Pacific Hydro Punta Sierra
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	dic-24	Colbún Transmisión
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	ene-25	Transelec
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transelec
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	jun-25	Transelec; Kelti; Sociedad Austral de Transmisión Troncal; Zaldívar Transmisión; TSGF

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	jun-25	Transelec; Besalco Transmisión; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel; Edelnor Transmisión
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	may-29	Consorcio Yallique

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. Además, se consideran:

- Carta AR-0102-2021 de AES Gener, que comunica modificación en la fecha de retiro y cese de operaciones de la unidad Ventanas 2, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 72°-18, de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Anuncio del Ministerio de Energía del 28 de abril de 2021, en el que reafirma el compromiso con el cronograma de cierre de las seis unidades más antiguas de Engie para el 2024, además de anunciar la reconversión de tres unidades al 2025: Infraestructura Energética Mejillones (IEM), que será convertida a gas natural, y, centrales térmicas Andina (CTA) y Hornitos (CTH), que comenzarán a funcionar con biomasa.
- Anuncio del Ministerio de Energía del 6 de julio de 2021, en el que se anuncia el cierre adelantado de las centrales Angamos 1, Angamos 2, Nueva Ventanas y Campiche, las que estarán a disposición para cesar su operación a contar desde del día 1 de enero de 2025, o en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y eficiencia operacional del sistema lo permitan.
- Carta DE 03406-21 del Coordinador Eléctrico Nacional dirigida a la Comisión, de 22 de julio de 2021, en la que se comunica que la fecha estimada para el cierre de operaciones de Ventanas 2 debe ser postergada al 1 de mayo de 2022.
- La Resolución Exenta de la Comisión N° 496, de 22 de noviembre de 2021, que complementa Resolución Exenta CNE N° 605, de 16 de septiembre de 2019, que autoriza solicitud de desconexión y retiro de instalaciones de generación de Engie Energía Chile S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctricos y posterga la fecha de desconexión y retiro de instalaciones de generación de Engie Energía Chile S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctrico.
- Carta DE 00062-22 del Coordinador Eléctrico Nacional dirigida a la Comisión, de 7 de enero de 2022, en la que comunica que la fecha estimada para el cambio operativo a “Estado de

Reserva Estratégica" de la unidad Ventanas 2 debe ser postergada al 1° de septiembre de 2022.

- Carta DE 03143-22 del Coordinador Eléctrico Nacional dirigida a la Comisión, de 7 de julio de 2022, en la que comunica que la fecha estimada para el cambio operativo a "Estado de Reserva Estratégica" de la unidad Ventanas 2 debe ser postergada al 19 de diciembre de 2022.
- Estado de avance del proyecto NUP 888 "Ampliación en SE Agua Santa", dispuesto en el sitio web pgp.coordinador.cl, en el que se indica que la solicitud de entrada en operación del referido proyecto se realizaría entre el 31/03/2023 y el 30/04/2023. Considerando que el retiro de la unidad Ventanas 2 se encuentra condicionado a la entrada en operación del proyecto Ampliación en SE Agua Santa, tal como se señala en las comunicaciones de párrafos anteriores, es que se ha modificado la fecha de cambio a Estado de Reserva Estratégica.

En virtud de los antecedentes antes señalados, se considera el siguiente cronograma de descarbonización:

Tabla 12: Cronograma considerado del cierre y reconversión de centrales térmicas a carbón

Central	Fecha	Tipo
Ventanas 2	abr-23	Estado de Reserva Estratégica
Mejillones 1	dic-24	Cierre de operaciones
Mejillones 2	dic-24	Cierre de operaciones
IEM	dic-25	Reconversión a GN
Andina	dic-25	Reconversión a Biomasa
Hornitos	dic-25	Reconversión a Biomasa
Angamos 1	abr-29	Cierre de operaciones
Angamos 2	abr-29	Cierre de operaciones
Nueva Ventanas	abr-29	Cierre de operaciones
Campiche	abr-29	Cierre de operaciones

1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidráulicas se ha utilizado una proyección de caudales entre 2020 y 2050, la que se ha restringido al horizonte de simulación del presente informe, y contempla 34 posibles escenarios hidrológicos, construidos a partir de la estadística hidrológica según lo establecido en el estudio "Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía", del 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata). Este estudió concluyó que la estadística histórica no es representativa del periodo futuro que se pretende modelar, ya que los efectos de cambio climático parecen ser de una magnitud suficientemente importante como para tener un impacto significativo en la programación del Sistema Eléctrico Nacional, a pesar de que los resultados de las simulaciones del siglo XX muestran que existe una alta variabilidad natural. En general, el caudal medio de la proyección respecto de la estadística histórica, según lo indicado en el estudio, disminuye entre 12% y 22% en las cuencas principales. De esta

forma, se ha recomendado utilizar como metodología para los datos de entrada del presente modelo de simulación, la base de datos que resulta de este estudio, en lugar de la estadística observada, para, de esta forma, representar conjuntamente la variabilidad hidrológica y el impacto del cambio climático en los modelos de simulación de la operación esperada.

En resumen, en la presente fijación se ha utilizado una proyección de caudales con 34 escenarios que consideran la variabilidad natural y el impacto del cambio climático en las hidrologías. En la elaboración y calibración de los modelos hidrológicos que permitieron obtener los 34 escenarios de la proyección de caudales, se ha considerado la estadística histórica de caudales del sistema.

Por último, a continuación, se presenta en los siguientes gráficos la energía anual total afluente [GWh] por año hidrológico (abril a marzo del siguiente año).

Gráfico 1: Energía anual afluente (orden de mayor a menor según probabilidad de excedencia)

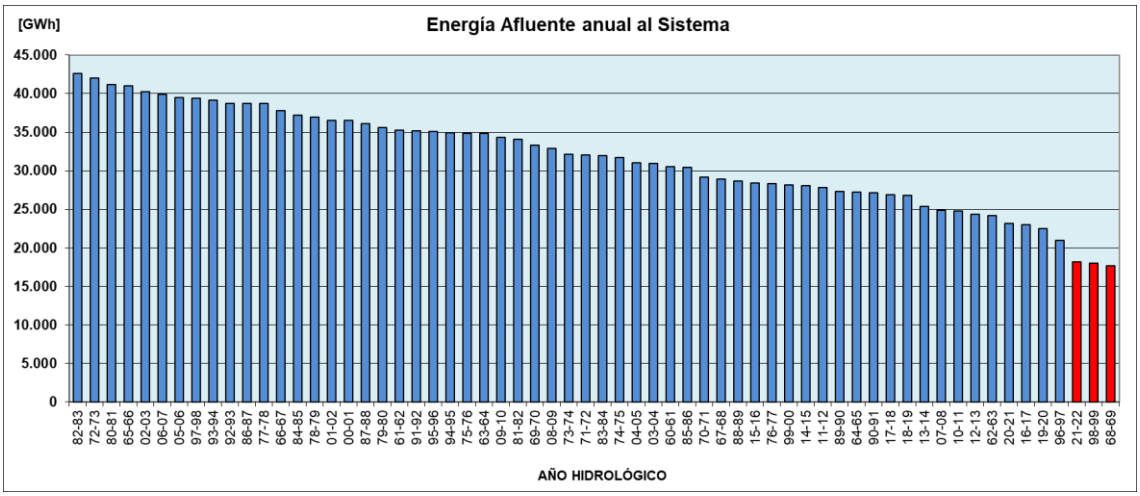
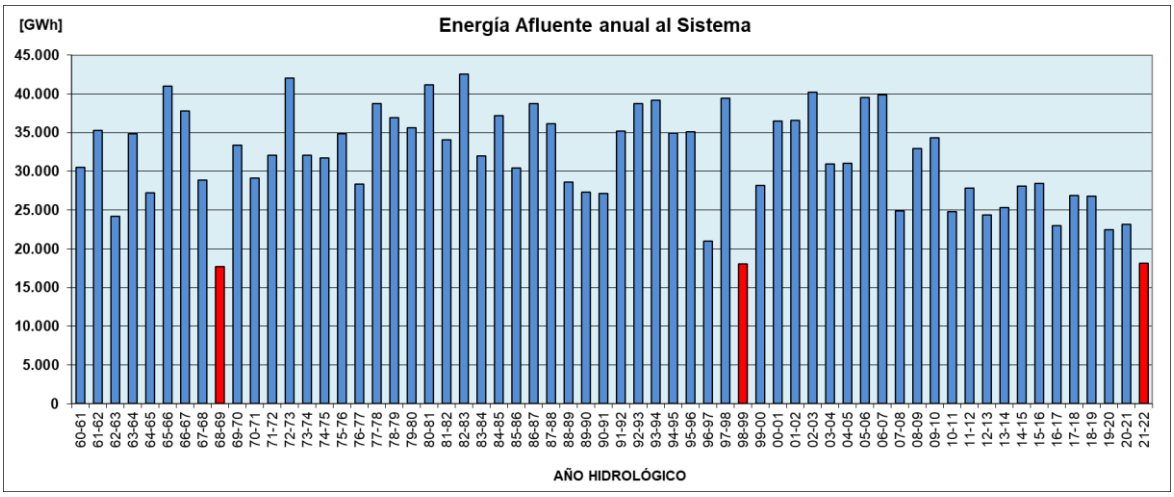


Gráfico 2: Energía anual afluente (orden cronológico)



1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas iniciales de los embalses al 1 de enero de 2023 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 13.

Tabla 13: Cotas iniciales reales al 1 de enero de 2023

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.322,90
Laguna del Maule	2.160,04
Embalse Rapel	103,91
Laguna La Invernada	1.309,01
Lago Chapo	236,60
Embalse Colbún	429,21
Embalse Melado	641,19
Embalse Ralco	717,01
Embalse Pangue	508,75
Poza Polcura	731,47
Embalse Machicura	257,49

Para efectos de representar la conformación de la reserva hídrica definida en el Decreto Supremo N°51 de 2021, se consideró en el Embalse Colbún una restricción operacional de cota mínima hasta el 31 de marzo de 2023.

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 que inicia su vigencia el 1 de abril 2023, 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 no convencionales, 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 un 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 14: Obligación ERNC

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2023	80.121	11.466	14,31%
2024	83.588	13.294	15,90%
2025	86.456	15.543	17,98%
2026	88.332	16.079	18,20%
2027	90.147	16.835	18,67%
2028	91.235	17.249	18,91%
2029	93.315	17.692	18,96%
2030	95.105	18.169	19,10%
2031	95.446	18.291	19,16%
2032	97.541	18.737	19,21%
2033	99.796	19.317	19,36%

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 previamente 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 2023, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2023, 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.

Los escenarios o años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación en la modelación de las centrales hidroeléctricas corresponden a aquellos obtenidos a partir de la proyección de caudales que son el resultado del estudio "Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía", los cuales consideran la variabilidad natural y los efectos del cambio climático.

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 de 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 las 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 del 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, 34 días con el objeto de obtener un símil a las 34 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, centrales en construcción y comprometidas es la que se muestra a continuación.

Tabla 15: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Norte de SE Los Changos [6]

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	21%	27%	50%	52%	51%	34%	36%	27%	8%	4%	2%	9%
2	14	35%	41%	57%	60%	58%	54%	57%	46%	29%	16%	8%	19%
3	15	43%	50%	58%	60%	59%	61%	64%	53%	43%	27%	15%	24%
4	16	51%	57%	65%	65%	56%	66%	66%	54%	42%	29%	21%	21%
5	17	42%	51%	61%	63%	54%	49%	44%	34%	21%	13%	9%	16%
6	18	9%	13%	25%	30%	24%	18%	11%	13%	13%	18%	23%	12%
7	19	41%	36%	22%	27%	30%	59%	59%	63%	65%	66%	67%	54%
8	20	66%	58%	52%	55%	59%	71%	71%	74%	73%	75%	75%	74%
9	21	61%	53%	48%	50%	54%	69%	67%	70%	71%	74%	75%	71%
10	22	42%	29%	31%	26%	23%	40%	47%	64%	61%	69%	69%	58%
11	23	9%	6%	7%	9%	6%	11%	13%	24%	21%	30%	30%	17%
12	24	5%	12%	25%	34%	33%	12%	7%	6%	3%	6%	6%	3%

Tabla 16: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Sur de SE Los Changos [7]

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	26%	31%	31%	33%	30%	36%	40%	31%	35%	39%	40%	35%
2	14	25%	31%	31%	34%	31%	34%	39%	31%	31%	36%	36%	33%
3	15	23%	31%	29%	35%	32%	33%	37%	28%	28%	34%	35%	29%
4	16	21%	30%	26%	36%	30%	29%	32%	26%	25%	31%	33%	23%
5	17	20%	29%	27%	36%	31%	28%	30%	24%	22%	28%	30%	21%
6	18	16%	27%	26%	32%	28%	27%	29%	24%	23%	25%	29%	17%
7	19	22%	31%	30%	32%	35%	35%	37%	32%	38%	33%	35%	22%
8	20	27%	36%	37%	36%	41%	40%	43%	39%	47%	39%	41%	29%
9	21	28%	37%	37%	37%	41%	42%	44%	42%	49%	43%	45%	32%
10	22	31%	36%	37%	38%	40%	40%	43%	45%	48%	44%	51%	37%
11	23	28%	32%	33%	35%	36%	36%	40%	43%	45%	43%	51%	36%
12	24	26%	30%	33%	34%	35%	35%	37%	39%	41%	39%	47%	34%

2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística generación horaria, relacionando dicha generación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación de la generación de dicha tecnología en cada uno de los bloques. De esta manera, la disponibilidad de la generación, 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.

[6] Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.

[7] Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos y el extremo sur del SEN.

Tabla 17: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas– Zona Norte del SEN[8]

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	16	0%	2%	1%	0%	2%	15%	41%	51%	46%	28%	18%	0%
5	17	37%	53%	51%	50%	60%	81%	93%	94%	93%	87%	84%	49%
6	18	78%	68%	65%	66%	71%	87%	96%	100%	96%	96%	93%	88%
7	19	78%	66%	63%	64%	69%	85%	96%	98%	96%	92%	90%	89%
8	20	77%	68%	66%	67%	72%	86%	94%	97%	94%	93%	93%	88%
9	21	74%	34%	34%	38%	49%	67%	75%	82%	86%	84%	83%	87%
10	22	17%	0%	0%	0%	0%	2%	6%	12%	21%	24%	20%	38%
11	23	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	24	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 18: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas – Zona Centro del SEN[9]

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	16	2%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	3%	2%	1%	0%	0%
5	17	37%	33%	15%	22%	37%	37%	38%	43%	35%	27%	24%	22%
6	18	75%	70%	46%	63%	72%	79%	80%	81%	75%	68%	67%	67%
7	19	83%	78%	57%	77%	78%	93%	95%	96%	92%	87%	89%	89%
8	20	63%	57%	42%	59%	61%	82%	85%	86%	85%	84%	86%	84%
9	21	18%	10%	5%	10%	19%	46%	52%	55%	57%	58%	59%	55%
10	22	0%	0%	0%	0%	0%	4%	9%	10%	15%	17%	16%	11%
11	23	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	24	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 19: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas – Zona Sur del SEN[10]

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	16	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	2%	1%	0%	0%
5	17	29%	24%	10%	16%	27%	32%	33%	38%	32%	25%	22%	19%
6	18	59%	52%	33%	46%	53%	68%	70%	73%	69%	64%	62%	59%
7	19	66%	57%	40%	55%	58%	81%	83%	86%	84%	83%	82%	78%
8	20	50%	42%	30%	42%	45%	71%	74%	78%	78%	80%	79%	73%
9	21	15%	7%	4%	7%	14%	40%	45%	49%	52%	55%	54%	48%
10	22	0%	0%	0%	0%	0%	4%	8%	9%	14%	16%	15%	10%
11	23	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12	24	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

8 Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la Zona Norte del SEN hasta la Subestación Punta Colorada.

9 Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas en la Zona Centro del SEN, entre la Subestación Punta Colorada y la Subestación Parral.

10 Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas desde la Subestación Parral hasta el extremo sur del SEN.

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. En particular, se debe tener en consideración que 270 proyectos fueron declarados en construcción entre los meses de junio y noviembre de 2022. Estos proyectos, adicionan en comparación con la fijación anterior, un total de 2.563 MW[11][12] de capacidad neta instalada hasta diciembre de 2026, de los cuales 2.109 MW corresponden a tecnología solar fotovoltaica, 292 MW son eólicos, 147 MW son de almacenamiento tipo BESS[13], 6,8 MW son hidráulica de pasada y 9 MW son diésel.

2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento

Para determinar las alternativas de expansión y la localización de las centrales de generación del programa indicativo, o de los sistemas de almacenamiento que corresponda, esta Comisión ha tenido a la vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación y sistemas de almacenamiento en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación de 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 y almacenamiento, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte de simulación, 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

---

[11] No se consideran los proyectos revocados.

[12] Esta información fue actualizada en consideración de lo dispuesto en el último párrafo de la sección 1.3 del presente informe.

[13] Corresponde a la componente de almacenamiento de una central renovable con sistemas de almacenamiento.

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, los costos marginales esperados, entre otros.

2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación en el programa indicativo son los que se presentan en la Tabla 20, en concordancia con el "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", aprobado por Resolución Exenta de la Comisión N° 279, de 20 de abril de 2022. 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 20: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología[14]

Tecnología	Costo de inversión referencial [US$/kW]
Térmica a gas natural (CA)	725
Térmica a gas natural (CC)	965
Conjunto motores a gas	960
Térmica diésel (GMG)	448
Eólica	1.248
Solar fotovoltaica	818
Solar térmica - @13 hrs	5.673
Hidráulica de embalse	5.126
Hidráulica de pasada	4.216
Mini-hidráulica	2.471
Térmica a biomasa	3.697

14 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.

Tecnología	Costo de inversión referencial [US$/kW]
Térmica a biogás	1.229
Geotérmica	4.664
Solar con almacenamiento - @5hrs /25% P_{nom}	1.518
Eólica con almacenamiento - @5hrs /25% P_{nom}	1.935

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

A su turno, para efectos de estimar el costo de los sistemas de almacenamiento, se ha considerado como insumo el Informe de Actualización de Antecedentes 2022 del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), periodo 2018-2022, publicado en junio de 2022 por el Ministerio de Energía[15].

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, Pangue, 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.

[15] El informe se puede revisar en el siguiente enlace https://energia.gob.cl/pelp/repositorio.

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 2 con una operación forzada a mínimo técnico, que corresponde a 165,6 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 1.

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 Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, de 21 de julio de 2021, 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 reducciones del consumo eléctrico 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 valor representativo de los costos de falla en el sistema.

2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN

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

2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO

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

2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante la 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 21: Indisponibilidad de transmisión para instalaciones del SEN-SIC y el SEN-SING

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

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

Se 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.

2.13 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

2.13.1 Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta

A partir de la aplicación de los resultados del Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", de 2021, el Precio Básico de la Potencia de Punta asociada a la capacidad en turbinas diésel, se obtiene de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Pbpot\left[\frac{\frac{\$}{kW}}{mes}\right] = Dol_i \cdot \left\{\left[\left(\mathrm{C_{TG}\,FRC_{TG}} + \mathrm{C_{SE}\,FRC_{SE}} + \mathrm{C_{LT}\,FRC_{LT}}\right)\mathrm{CF} + \mathrm{C_{fijo}}\right](1+\mathrm{MRT})(1+\mathrm{FP})\right\}$$

Donde:

$\mathbf{C_{TG}}$ [US$/kW]:	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
$\mathbf{FRC_{TG}}$:	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
$\mathbf{C_{SE}}$ [US$/kW]:	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
$\mathbf{FRC_{SE}}$:	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
$\mathbf{C_{LT}}$ [US$/kW]:	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
$\mathbf{FRC_{LT}}$:	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF:	Costo financiero.

$\mathbf{C_{fijo}}$ [US$/kW]: Costo fijo de operación y mantenimiento.

$\mathbf{1 + MRT}$: Incremento por Margen de Reserva Teórico.

$\mathbf{1 + FP}$: Incremento por factor de pérdidas.

Pbpot [US$/kW/mes]: Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.

$\mathbf{Dol_i}$ [$/US$]: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Pbpot [$/kW/mes]: Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

2.13.2 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 y documentos de respaldo del ya citado Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", de 2021.

Así, la fórmula de indexación para el precio de la potencia de punta, se encuentra diferenciada por las siguientes componentes: (i) central generadora, (ii) subestación, (iii) línea de transmisión, y (iv) costos fijos de operación.

A continuación, se muestra la fórmula de indexación correspondiente a la componente de la central generadora.

$$C_{componente} = \boldsymbol{C_{componente-0}} \cdot \left[\boldsymbol{Coef_1} \cdot \frac{\boldsymbol{PPIturb_i}}{\boldsymbol{PPIturb_0}} + \boldsymbol{Coef_2} \cdot \frac{\boldsymbol{PPI_i}}{\boldsymbol{PPI_o}} + \boldsymbol{Coef_3} \cdot \frac{\boldsymbol{Dol_0}}{\boldsymbol{Dol_i}} \cdot \frac{\boldsymbol{IPC_i}}{\boldsymbol{IPC_o}}\right]$$

Dónde:

$\boldsymbol{C_{componente}}$: Costo unitario de inversión actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).

$\boldsymbol{C_{componente\text{-}0}}$: Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.

$\boldsymbol{Dol_i}$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

$\boldsymbol{Dol_0}$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US$.

PPIturb$_i$: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPIturb$_0$: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 222,3.

PPI$_i$: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI$_0$: Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.

IPC$_i$: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC$_0$: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

Coef$_n$: Peso de cada indexador en la componente central generadora del costo de inversión.

Por su parte, la fórmula para indexar la componente de la subestación y de la línea de transmisión es presentada a continuación.

$$\boldsymbol{C_{componente} = C_{componente-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]}$$

Dónde:

C$_{componente}$: Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.

C$_{componente\text{-}0}$: Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.

Dol$_i$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol$_0$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US$.

PPI$_i$: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI$_0$: Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.

IPC$_i$: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC$_0$: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

Coef$_n$: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

Finalmente, la indexación de la componente asociada a los costos fijos de operación se presenta a continuación.

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} \cdot \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Dónde:

C$_{fijo-i}$: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.

C$_{fijo-0}$: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.

Dol$_i$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol$_0$: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US$.

IPC$_i$: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC$_0$: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

Las expresiones señaladas anteriormente permiten indexar el precio de la potencia a partir de la fórmula del precio básico de la potencia de punta definida en la sección 2.13.1.

A continuación, se presentan en la Tabla 22 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 23, Tabla 24, Tabla 25 y Tabla 26, los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación[16].

Tabla 22: 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	222,3	jun-19

[16]Diferencias en los coeficientes mostrados en el informe se deben a aproximaciones de redondeo.

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Producer Price Index-Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	200,3	jun-19
Índice de Precios al Consumidor (Base 2018=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	103,55	nov-19

Tabla 23: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente central generadora

Subestación	Potencia [MW]	$C_{TG\text{-}o}$ [US$/kW]	COEF 1 PPIturb	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Nogales 220	70	546,00	0,72697	0,05934	0,21369
Pto. Montt 220	70	523,88	0,73074	0,05964	0,20962

Tabla 24: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente subestación

Subestación	Potencia [MW]	$C_{SE\text{-}o}$ [US$/kW]	COEF 1 PPI	COEF 2 IPC
Nogales 220	70	72,837	0,54988	0,45012
Pto. Montt 220	70	67,846	0,64307	0,35693

Tabla 25: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente línea de transmisión

Subestación	Potencia [MW]	$C_{LT\text{-}o}$ [US$/kW]	COEF 1 PPI	COEF 2 IPC
Nogales 220	70	11,918	0,15295	0,84705
Pto. Montt 220	70	7,721	0,12336	0,87664

Tabla 26: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia – Componente costos fijos de operación

Subestación	Potencia [MW]	$C_{fijo\text{-}o}$ [US$/kW]
Nogales 220	70	1,107
Pto. Montt 220	70	0,953

2.13.3 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:

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

Dónde:

$\mathrm{PMM_i}$: 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.

$\mathrm{PMM_0}$: 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: 95,083 $/kWh

Dentro de los primeros cinco días de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del $\mathrm{PMM_i}$ respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

3 RESULTADOS

3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

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

Tabla 27: Programa de obras indicativo de generación y almacenamiento

Nombre Central o sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Almacenamiento Tap M V Central01	abr-27	50/4	Almacenamiento	Tap M V Central 154
Almacenamiento Rancagua 01	abr-27	50/4	Almacenamiento	Rancagua 154
Almacenamiento Tap M V Central02	abr-27	50/4	Almacenamiento	Tap M V Central 154
Eólica Maitencillo 01	abr-27	200	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Don Goyo 01	abr-27	250	Eólica	Don Goyo 220
Eólica Melipilla 01	abr-27	100	Eólica	Alto Melipilla 220
Eólica Ancud 01	abr-27	150	Eólica	Nueva Ancud 220
Eólica Rancagua 01	abr-27	100	Eólica	Tap M V Central 154
Eólica Rancagua 02	abr-27	120	Eólica	Rancagua 154
Eólica Polpaico 01	abr-27	100	Eólica	Polpaico 220
Eólica Rio Malleco 01	abr-27	200	Eólica	Rio Malleco 220
Eólica Ancoa 01	abr-27	200	Eólica	Ancoa 220
Eólica Concepción 01	abr-27	200	Eólica	Concepción 220
Hidroeléctrica VII Región 03	abr-27	20	Hidroeléctrica de Pasada	Ancoa 220
Almacenamiento Parinacota 220 1	abr-27	100/4	Almacenamiento	Parinacota 220
Almacenamiento Kimal 220 1	abr-27	100/4	Almacenamiento	Kimal 220
Eólica Parinacota 220	abr-27	200	Eólica	Parinacota 220
Eólica Chuquicamata 220	abr-27	100	Eólica	Chuquicamata 220
Eólica Nueva Pozo Almonte 220	abr-27	200	Eólica	Nueva Pozo Almonte 220
Eólica Pozo Almonte 220	abr-27	100	Eólica	Pozo Almonte 066
Eólica Quebrada Blanca	abr-27	100	Eólica	Quebrada Blanca Fase 2 220
Almacenamiento Polpaico 01	ene-28	110/4	Almacenamiento	Polpaico 220

Nombre Central o sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Almacenamiento Algarrobo Norte 01	ene-28	40/4	Almacenamiento	Tap Algarrobo Norte 066
Eólica Rahue 02	ene-28	200	Eólica	Rahue 220
Eólica Maitencillo 02	ene-28	120	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Charrúa 01	ene-28	200	Eólica	Nueva Charrúa 220
Eólica Temuco 02	ene-28	200	Eólica	Temuco 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-28	20	Hidroeléctrica de Pasada	Nueva Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-28	20	Hidroeléctrica de Pasada	Nueva Charrúa 220
Almacenamiento Kimal 220 2	ene-28	150/4	Almacenamiento	Kimal 220
Almacenamiento Los Changos 1	ene-28	150/4	Almacenamiento	Los Changos 220
Grupo MH X Región 01	jun-28	60	Hidroeléctrica de Pasada	Nueva Puerto Montt 220
Eólica Mulchén 01	ene-29	150	Eólica	Mulchén 220
Almacenamiento Chuquicamata 220 1	ene-29	60/4	Almacenamiento	Chuquicamata 220
Almacenamiento Cóndores 220 1	ene-29	60/4	Almacenamiento	Cóndores 220
Almacenamiento Pozo Almonte 220 1	ene-29	100/4	Almacenamiento	Pozo Almonte 220
Almacenamiento Salar 220 1	ene-29	60/4	Almacenamiento	Salar 220
Almacenamiento Parinacota 220 2	ene-29	60/4	Almacenamiento	Parinacota 220
Almacenamiento Collahuasi 220 1	ene-29	100/4	Almacenamiento	Collahuasi 220
Almacenamiento Diego de Almagro 220	may-29	50/4	Almacenamiento	Diego de Almagro 220
Almacenamiento Maitencillo 01	may-29	40/4	Almacenamiento	Maitencillo 220
Eólica Maitencillo 03	may-29	130	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Charrúa 02	may-29	300	Eólica	Nueva Charrúa 220
Eólica Itahue 01	may-29	200	Eólica	Itahue 220
Eólica Laberinto 220	may-29	200	Eólica	Laberinto 220
Eólica Encuentro 220	may-29	200	Eólica	Encuentro 220
Eólica Kimal 220 1	may-29	100	Eólica	Kimal 220
Almacenamiento Romeral 01	ene-30	110/4	Almacenamiento	Romeral 110
Almacenamiento Santiago Solar 01	ene-30	50/4	Almacenamiento	Santiago Solar 110
Almacenamiento San Sebastian 01	ene-30	45/4	Almacenamiento	Tap San Sebastian 066
Almacenamiento Rancagua 02	ene-30	50/4	Almacenamiento	Rancagua 154
Almacenamiento Algarrobo Norte 02	ene-30	45/4	Almacenamiento	Tap Algarrobo Norte 066
Almacenamiento San Sebastian 02	ene-30	50/4	Almacenamiento	San Sebastian 066
Almacenamiento Punta Cortés 01	ene-30	20/4	Almacenamiento	Punta Cortés 154

Nombre Central o sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Almacenamiento Melipilla 01	ene-30	20/4	Almacenamiento	Tap Alto Melipilla 220
Almacenamiento Paposo 01	ene-30	15/4	Almacenamiento	Paposo 220
Eólica Ciruelos 01	ene-30	150	Eólica	Ciruelos 220
Eólica Puerto Montt 02	ene-30	250	Eólica	Nueva Puerto Montt 220
Eólica Rahue 01	ene-30	100	Eólica	Rahue 220
Eólica Valdivia 01	ene-30	100	Eólica	Valdivia 220
Eólica Temuco 01	ene-30	100	Eólica	Temuco 220
Almacenamiento Salar 220 2	ene-30	80/4	Almacenamiento	Salar 220
Almacenamiento Quebrada Blanca Fase 2 220 1	ene-30	120/4	Almacenamiento	Quebrada Blanca Fase 2 220
Almacenamiento Collahuasi 220 2	ene-30	120/4	Almacenamiento	Collahuasi 220
Almacenamiento Uribe 110 1	ene-30	80/4	Almacenamiento	Uribe 110
Almacenamiento Parinacota 220 3	ene-30	100/4	Almacenamiento	Parinacota 220
Almacenamiento Cóndores 220 2	ene-30	150/4	Almacenamiento	Cóndores 220
Almacenamiento Domeyko 220 1	ene-30	80/4	Almacenamiento	Domeyko 220
Almacenamiento O Higgins 220 1	ene-30	80/4	Almacenamiento	O Higgins 220
Eólica Parinacota 220 02	ene-30	50	Eólica	Parinacota 066
Almacenamiento San Bernardo 01	ene-31	35/4	Almacenamiento	Tap San Bernardo 110
Almacenamiento San Antonio	ene-31	40/4	Almacenamiento	San Antonio 110
Almacenamiento Rancagua 03	ene-31	20/4	Almacenamiento	Rancagua 154
Eólica Ancud 02	ene-31	150	Eólica	Nueva Ancud 220
Eólica Ancoa 02	ene-31	220	Eólica	Ancoa 220
Eólica Pan de azúcar 01	ene-31	50	Eólica	Pan de Azucar 220
Solar Valdivia 01	ene-31	40	Solar Fotovoltaica	Valdivia 066 1
Almacenamiento Kimal 220 3	ene-31	100/4	Almacenamiento	Kimal 220
Almacenamiento Los Changos 220 1	ene-31	100/4	Almacenamiento	Los Changos 220
Almacenamiento Pozo Almonte 220 2	ene-31	40/4	Almacenamiento	Pozo Almonte 220
Almacenamiento Escondida 220 1	ene-31	40/4	Almacenamiento	Escondida 220
Eólica Sierra Gorda 220	ene-31	150	Eólica	Sierra Gorda 220
Eólica Kimal 220 2	ene-31	100	Eólica	Kimal 220
Almacenamiento San Bernardo 02	ene-32	10/4	Almacenamiento	Tap San Bernardo 110
Almacenamiento La Florida 01	ene-32	12/4	Almacenamiento	Florida 110
Eólica Antofagasta 110	ene-32	50	Eólica	Antofagasta 110
Almacenamiento Rancagua 04	ene-33	20/4	Almacenamiento	Rancagua 154
Hidroeléctrica VII Región 02	ene-33	20	Hidroeléctrica de Pasada	Ancoa 220

Nombre Central o sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Hidroeléctrica X Región 02	ene-33	20	Hidroeléctrica de Pasada	Rahue 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 potenciales recursos energéticos. Además, se debe tener en consideración que los sistemas de almacenamiento que se presentan en este programa de obras pueden ser atribuibles a centrales renovables con capacidad de almacenamiento.

En base a las obras de generación y transmisión en construcción, al programa indicativo de obras de generación y almacenamiento 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 2023 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2023 y marzo de 2027, 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 28: 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]	Tasa descuento
Abril	2023	90,05	29,20	1,000
Mayo	2023	85,52	29,37	0,992
Junio	2023	89,91	28,85	0,984
Julio	2023	75,88	29,74	0,976
Agosto	2023	72,73	30,16	0,969
Septiembre	2023	63,62	29,31	0,961

Mes	Año	CMg Equivalente [US$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2023	56,74	30,59	0,953
Noviembre	2023	53,64	31,10	0,946
Diciembre	2023	51,73	30,73	0,938
Enero	2024	63,85	33,29	0,931
Febrero	2024	71,64	31,53	0,924
Marzo	2024	83,42	33,89	0,916
Abril	2024	81,70	30,58	0,909
Mayo	2024	76,06	30,64	0,902
Junio	2024	76,37	30,16	0,895
Julio	2024	69,75	31,52	0,888
Agosto	2024	68,73	32,02	0,881
Septiembre	2024	61,22	31,12	0,874
Octubre	2024	57,31	32,57	0,867
Noviembre	2024	52,44	32,86	0,860
Diciembre	2024	47,63	32,59	0,853
Enero	2025	58,35	35,61	0,846
Febrero	2025	69,99	33,64	0,840
Marzo	2025	95,39	36,19	0,833
Abril	2025	95,23	32,79	0,826
Mayo	2025	88,53	32,84	0,820
Junio	2025	86,12	32,24	0,813
Julio	2025	78,35	33,25	0,807
Agosto	2025	76,10	33,68	0,801
Septiembre	2025	64,73	32,87	0,794
Octubre	2025	57,45	33,99	0,788
Noviembre	2025	54,55	34,56	0,782
Diciembre	2025	49,90	34,19	0,776
Enero	2026	56,29	37,06	0,769
Febrero	2026	67,41	35,03	0,763
Marzo	2026	87,56	37,69	0,757
Abril	2026	92,23	34,58	0,751
Mayo	2026	83,56	34,66	0,745
Junio	2026	87,91	33,99	0,739
Julio	2026	76,63	35,03	0,734
Agosto	2026	77,95	35,52	0,728
Septiembre	2026	66,51	34,69	0,722
Octubre	2026	60,52	36,10	0,716
Noviembre	2026	53,30	36,34	0,711
Diciembre	2026	47,68	35,94	0,705
Enero	2027	53,90	38,54	0,699

Mes	Año	CMg Equivalente [US$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Febrero	2027	66,54	36,42	0,694
Marzo	2027	92,67	39,15	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 2023, el Precio Básico de la Energía se determina como:

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

$\text{N}_{\text{Calculado}}$: Nudo del sistema respectivo, para el Precio Básico de la Energía.
$\text{CMg}_{\text{NCalculado,i}}$: Costo marginal mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.
$\text{E}_{\text{NCalculado,i}}$: Energía mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.
i : Mes i-ésimo.
r : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% real anual.

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

Precio Básico Energía Quillota 220 kV= 70,753 [US$/MWh] x 917,05 [$/US$] = 64,884[17] [$/kWh]

Es importante señalar que los Precios Básicos de la Energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles, por lo que tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-térmico. 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.

[17] Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

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 contenidos en la Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, de junio de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", rectificado por la Resolución Exenta N° 17 del 7 de enero de 2022. Dicho Informe Técnico se enmarca en lo establecido en el Reglamento de Precio de Nudo en su artículo 49°.

El Informe Técnico Preliminar "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM" fue publicado en la página web de la Comisión, publicación que fue comunicada al Coordinador mediante oficio CNE N°164 del 04 de marzo de 2021, con el objeto de permitir a las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres, interconectadas a los sistemas eléctricos correspondientes, realizar sus observaciones al mismo, para lo cual se estableció un plazo hasta el día 26 de marzo de 2021, el que fue extendido hasta el día 7 de abril 2021 mediante oficio CNE N°209 del 24 de marzo de 2021. Las observaciones recibidas fueron analizadas por esta Comisión y se realizaron los cambios pertinentes en los resultados del informe en concordancia con este análisis. El Informe Técnico Definitivo, en su versión posterior a las observaciones, se encuentra publicado en la página web de esta Comisión desde la fecha de su emisión.

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", modificado por el Decreto Supremo N° 42, de 2020, del Ministerio de Energía, 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:

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

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 09 de enero de 2023, realizados sobre la base del cálculo definitivo de potencia de suficiencia del año 2021 versión 04, en respuesta al Oficio Ordinario N°805, de fecha 29 de diciembre de 2022.

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:

$$Margen\ de\ Potencia\ = \frac{\Sigma_{i=1}^{N}\ potencia\ inicial_i}{demanda\ de\ punta} = \frac{17.008{,}60\ MW}{10.267{,}23\ \ MW} = 1{,}66$$

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:

$$Margen\ de\ Potencia = \frac{\Sigma_{i=1}^{N}\ potencia\ inicial_i}{demanda\ de\ punta} = \frac{783{,}23\ MW}{511{,}90\ MW} = 1{,}53$$

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%.

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 de potencia respecto de una determinada subestación básica de potencia en cada subsistema. Para lo anterior, se han evaluado dichos factores en condiciones de demanda máxima para los períodos correspondientes al control de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, y la comparación las referidas diferencias con las pérdidas marginales, considerando un margen adicional, para definir la existencia de un subsistema de potencia.

Cabe señalar, que esta Comisión permanentemente analiza, desde el punto de vista técnico, la estructura y nivel de los precios de la potencia de suficiencia. En este contexto, actualmente la Comisión se encuentra analizando el adecuado dimensionamiento de la unidad de punta en los distintos subsistemas del SEN, cuya implementación se deberá realizar teniendo a la vista las modificaciones regulatorias en desarrollo y los cambios en las condiciones del sistema eléctrico, y en particular las referentes al proceso de descarbonización. En virtud de lo anterior, esta Comisión ha determinado, para la presente fijación, mantener el dimensionamiento de la unidad de punta en 70 MW para ambos subsistemas.

En virtud de lo señalado en la sección 2.13.1, 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:

$$Pbpot\left[\frac{\frac{\$}{kW}}{mes}\right] = Dol_i \cdot \left\{\left[\left(\mathrm{C_{TG}}\ \mathrm{FRC_{TG}} + \mathrm{C_{SE}}\ \mathrm{FRC_{SE}} + \mathrm{C_{LT}}\ \mathrm{FRC_{LT}}\right)\mathrm{CF} + \mathrm{C_{fijo}}\right](1+\mathrm{MRT})(1+\mathrm{FP})\right\}$$

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 29: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro - Norte[18]

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
$\mathbf{C_{TG}}$ [US$/kW]	611,85	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
$\mathbf{FRC_{TG}}$	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.

[18] 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]		
$\mathbf{C_{SE}}$ [US$/kW]	90,530	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
$\mathbf{FRC_{SE}}$	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
$\mathbf{C_{LT}}$ [US$/kW]	13,171	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
$\mathbf{FRC_{LT}}$	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
$\mathbf{CF}$	1,048809	Costo financiero.
$\mathbf{C_{fijo}}$ [US$/kW]	1,165	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$\mathbf{1 + MRT}$	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$\mathbf{1 + FP}$	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
Pbpot [US$/kW/mes]	8,4950	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
$\mathbf{Dol_i}$ [$/US$]	917,05	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
Pbpot [$/kW/mes]	7.790,34	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

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 30: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur[19]

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
$\mathbf{C_{TG}}$ [US$/kW]	587,24	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
$\mathbf{FRC_{TG}}$	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
$\mathbf{C_{SE}}$ [US$/kW]	86,521	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
$\mathbf{FRC_{SE}}$	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
$\mathbf{C_{LT}}$ [US$/kW]	8,453	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
$\mathbf{FRC_{LT}}$	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
$\mathbf{CF}$	1,048809	Costo financiero.
$\mathbf{C_{fijo}}$ [US$/kW]	1,003	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$\mathbf{1 + MRT}$	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$\mathbf{1 + FP}$	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.

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

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
Pbpot [US$/kW/mes]	7,9801	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [$/US$]	917,05	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
Pbpot [$/kW/mes]	7.318,15	Precio Básico de la Potencia en pesos por 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 31. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 31 se muestran los factores de penalización de potencia y los precios de nudo de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

Tabla 31: Factores de penalización y precios de nudo en el Sistema Eléctrico Nacional

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [$/kW/mes]
PARINACOTA	220	75,622	1,1866	9.244,02
POZO ALMONTE	220	77,517	1,1445	8.916,04
CONDORES	220	72,740	1,1530	8.982,26
TARAPACA	220	74,974	1,1385	8.869,30
LAGUNAS	220	74,371	1,1288	8.793,74
NUEVA VICTORIA	220	73,971	1,1230	8.748,55
CRUCERO	220	72,811	1,0683	8.322,42
ENCUENTRO	220	73,489	1,0692	8.329,43
CHUQUICAMATA	220	74,338	1,0820	8.429,15
CALAMA	220	74,519	1,0885	8.479,78
EL TESORO	220	74,685	1,0886	8.480,56
ESPERANZA SING	220	74,684	1,0884	8.479,01
ATACAMA	220	72,739	1,0858	8.458,75
EL COBRE	220	69,838	1,0719	8.350,47
LABERINTO	220	68,232	1,0655	8.300,61
O'HIGGINS	220	67,933	1,0616	8.270,22

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [$/kW/mes]
D. DE ALMAGRO	220	69,907	1,0448	8.139,35
CARRERA PINTO	220	69,456	1,0380	8.086,37
CARDONES	220	69,220	1,0340	8.055,21
MAITENCILLO	220	66,509	1,0126	7.888,50
PUNTA COLORADA	220	66,311	1,0103	7.870,58
PAN DE AZUCAR	220	67,646	1,0178	7.929,01
LOS VILOS	220	64,977	1,0063	7.839,42
NOGALES	220	68,508	1,0000	7.790,34
QUILLOTA	220	64,884	0,9964	7.762,29
POLPAICO	220	60,077	1,0010	7.798,13
EL LLANO	220	67,035	1,0052	7.830,85
LOS MAQUIS	220	66,928	1,0049	7.828,51
LAMPA	220	61,373	1,0268	7.999,12
CERRO NAVIA	220	58,548	0,9983	7.777,10
MELIPILLA	220	61,051	0,9975	7.770,86
RAPEL	220	60,933	0,9929	7.735,03
CHENA	220	57,719	0,9953	7.753,73
MAIPO	220	60,666	0,9736	7.584,67
ALTO JAHUEL	220	61,766	0,9773	7.613,50
ITAHUE	220	49,738	0,8743	6.811,09
ANCOA	220	53,565	0,8572	6.677,88
CHARRUA	220	51,201	0,8256	6.431,70
COLBUN	220	53,570	0,8573	6.678,66
CANDELARIA	220	58,989	0,9535	7.428,09
HUALPEN	220	53,767	0,8505	6.625,68
LAGUNILLAS	220	53,961	0,8459	6.589,85
CAUTÍN	220	46,981	0,7249	5.647,22
TEMUCO	220	45,049	0,7240	5.640,21
CIRUELOS	220	45,891	1,0543	7.715,53
VALDIVIA	220	49,307	1,0505	7.687,72
RAHUE	220	44,070	0,9673	7.078,85
PUERTO MONTT	220	45,091	1,0000	7.318,15
MELIPULLI	220	45,092	1,0000	7.318,15
CHILOE	220	45,853	1,0097	7.389,14

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 2 con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 165,6 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 1.

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:

Frv: 1,00852

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

3.6.1 Determinación Precio Medio Básico

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

Tabla 32: Precio Medio Básico [20]

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía [$/kWh]	60,077
Precio Básico Potencia [$/kW/mes]	7.798,13
Precio Medio Básico [$/kWh]	**73,769**

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

3.6.2 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 (ΔPMB/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 33: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [$/kWh]	73,769
Precio Medio de Mercado [$/kWh]	95,083
Δ PMB / PMM (%)[21]	**-22,40%**

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

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

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a **5,0%**[22] en el SEN.

3.6.3 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 cuociente 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:

21 Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.
22 Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

Tabla 34: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [$/kWh]	80,691
Precio Medio de Mercado [$/kWh]	95,083
Diferencia (%)[23]	**-15,14%**

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 35: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [$/kWh]	90,329
Precio Medio de Mercado [$/kWh]	95,083
Diferencia (%)	**-5,0%**

3.6.4 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 36.

Tabla 36: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [$/kW/mes]
PARINACOTA	220	87,085	1,1866	9.244,02
POZO ALMONTE	220	89,267	1,1445	8.916,04
CONDORES	220	83,766	1,1530	8.982,26
TARAPACA	220	86,339	1,1385	8.869,30
LAGUNAS	220	85,644	1,1288	8.793,74
NUEVA VICTORIA	220	85,184	1,1230	8.748,55
CRUCERO	220	83,848	1,0683	8.322,42
ENCUENTRO	220	84,629	1,0692	8.329,43
CHUQUICAMATA	220	85,606	1,0820	8.429,15
CALAMA	220	85,815	1,0885	8.479,78
EL TESORO	220	86,006	1,0886	8.480,56
ESPERANZA SING	220	86,005	1,0884	8.479,01
ATACAMA	220	83,765	1,0858	8.458,75

23 Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [$/kW/mes]
EL COBRE	220	80,424	1,0719	8.350,47
LABERINTO	220	78,575	1,0655	8.300,61
O'HIGGINS	220	78,230	1,0616	8.270,22
D. DE ALMAGRO	220	80,504	1,0448	8.139,35
CARRERA PINTO	220	79,984	1,0380	8.086,37
CARDONES	220	79,713	1,0340	8.055,21
MAITENCILLO	220	76,591	1,0126	7.888,50
PUNTA COLORADA	220	76,363	1,0103	7.870,58
PAN DE AZUCAR	220	77,900	1,0178	7.929,01
LOS VILOS	220	74,826	1,0063	7.839,42
NOGALES	220	78,893	1,0000	7.790,34
QUILLOTA	220	74,719	0,9964	7.762,29
POLPAICO	220	69,184	1,0010	7.798,13
EL LLANO	220	77,196	1,0052	7.830,85
LOS MAQUIS	220	77,073	1,0049	7.828,51
LAMPA	220	70,676	1,0268	7.999,12
CERRO NAVIA	220	67,423	0,9983	7.777,10
MELIPILLA	220	70,305	0,9975	7.770,86
RAPEL	220	70,169	0,9929	7.735,03
CHENA	220	66,468	0,9953	7.753,73
MAIPO	220	69,862	0,9736	7.584,67
ALTO JAHUEL	220	71,129	0,9773	7.613,50
ITAHUE	220	57,277	0,8743	6.811,09
ANCOA	220	61,685	0,8572	6.677,88
CHARRUA	220	58,962	0,8256	6.431,70
COLBUN	220	61,690	0,8573	6.678,66
CANDELARIA	220	67,931	0,9535	7.428,09
HUALPEN	220	61,917	0,8505	6.625,68
LAGUNILLAS	220	62,141	0,8459	6.589,85
CAUTÍN	220	54,103	0,7249	5.647,22
TEMUCO	220	51,878	0,7240	5.640,21
CIRUELOS	220	52,847	1,0543	7.715,53
VALDIVIA	220	56,781	1,0505	7.687,72
RAHUE	220	50,750	0,9673	7.078,85
PUERTO MONTT	220	51,926	1,0000	7.318,15
MELIPULLI	220	51,927	1,0000	7.318,15
CHILOE	220	52,804	1,0097	7.389,14

3.7 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

3.7.1 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 37.

Tabla 37: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Fuente	Índice Base	Fecha	Índice Fijación Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	849,39	may-22	917,05	nov-22
PPI Commodities (serie WPUFD41312)	Bureau of Labor Statistics	192,26	dic-21	202,91	jun-22

3.7.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 38 y Tabla 39. 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 la Tabla 38 y Tabla 39 para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 38 y Tabla 39 será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

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

Tabla 38: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-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	11,237	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	20,233	20,233	0,000
Sobre 40 y hasta 50	20,233	20,233	20,233
Sobre 50 y hasta 80	26,964	26,964	26,964
Sobre 80	33,690	33,690	33,690

Tabla 39: 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	11,143	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	20,063	20,063	0,000
Sobre 40 y hasta 50	20,063	20,063	20,063
Sobre 50 y hasta 80	26,735	26,735	26,735
Sobre 80	33,403	33,403	33,403

3.8 COSTO DE RACIONAMIENTO

Sobre la base del Informe Técnico Final "Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM", aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, del 21 de julio de 2021, 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, son los que se presentan a continuación:

Tabla 40: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[$/kWh]	[US$/MWh]
0-5%	398,97	435,06
5-10%	425,49	463,98
10-20%	489,01	533,24
Sobre 20%	536,70	585,25

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

SEN: 435,06 [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 frente a un escenario de racionamiento.

3.9 COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31

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, establecer la compensación por indisponibilidad de suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios, según lo señalado en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 31 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y para cualquier otro efecto a que haya lugar según la normativa aplicable, la componente de energía del Precio Medio de Mercado para el SEN corresponde a 88,754 [US$/MWh], la que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de 103,684[US$/MWh] descontando la componente de potencia, variabilizada en energía, de 14,930 [US$/MWh], de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados.

3.10 FACTORES DE MODULACIÓN

Los factores de modulación se calculan para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley, y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley.

Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales, tanto en la barra de referencia para el cálculo de los Factores de Modulación (Polpaico 220 kV), como en las barras para las cuales se han calculado dichos factores. De esta forma, considerando los primeros 24 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2023, los factores de modulación se determinaron como:

$$\text{Factor de Modulación}_{\text{NUDO BÁSICO CALCULADO}} = \frac{\dfrac{\sum_{i=1}^{24} \dfrac{CMg_{NCalculado,i}\, E_{NCalculado,i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{24} \dfrac{E_{NCalculado,i}}{(1+r)^{i-1}}}}{\dfrac{\sum_{i=1}^{24} \dfrac{CMg_{Polpaico220,i}\, E_{Polpaico220,i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{24} \dfrac{E_{Polpaico220,i}}{(1+r)^{i-1}}}}$$

$N_{Calculado}$: Nudo del sistema respectivo, para el cálculo de los factores de modulación.
$CMg_{NCalculado,i}$: Costo marginal mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.
$E_{NCalculado,i}$: Energía mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.
$CMg_{Polpaico220,i}$: Costo marginal mensual en el mes i en la barra Polpaico 220 kV.
$E_{Polpaico220,i}$: Energía mensual en el mes i asociada a la barra Polpaico 220 kV.
i : Mes i-ésimo.
r : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% real anual.

Conforme a lo expuesto, en la siguiente tabla, se presentan los factores de modulación.

Tabla 41. Factores de Modulación

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	1,2165	1,2844
POZO ALMONTE	220	1,1740	1,3181
CONDORES	220	1,1813	1,2351
TARAPACA	220	1,1621	1,2740
LAGUNAS	220	1,1514	1,2631
NUEVA VICTORIA	220	1,1454	1,2557
QUILLAGUA	220	1,1177	1,2562
MARIA ELENA	220	1,0950	1,2176
CRUCERO	220	1,0886	1,2352
ENCUENTRO	220	1,0929	1,2475
SALAR	220	1,1063	1,2539
CHUQUICAMATA	220	1,1059	1,2611
CALAMA	220	1,1082	1,2608
EL TESORO	220	1,1254	1,2776
ESPERANZA SING	220	1,1251	1,2776
ATACAMA	220	1,1111	1,2411
EL COBRE	220	1,1027	1,1986
LABERINTO	220	1,0990	1,1708
O'HIGGINS	220	1,0923	1,1625
D. DE ALMAGRO	220	1,0567	1,1770
CARRERA PINTO	220	1,0494	1,1691
SAN ANDRES	220	1,0473	1,1694
CARDONES	220	1,0450	1,1663

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
MAITENCILLO	220	1,0190	1,1198
PUNTA COLORADA	220	1,0145	1,1150
PAN DE AZUCAR	220	1,0223	1,1364
DON GOYO	220	0,8239	0,9734
LA CEBADA	220	0,8181	0,9726
LAS PALMAS	220	1,0047	1,1104
LOS VILOS	220	1,0081	1,0854
NOGALES	220	1,0000	1,1346
QUILLOTA	220	0,9941	1,0816
POLPAICO	500	1,0075	1,1124
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	1,0017	1,1166
LOS MAQUIS	220	1,0006	1,1144
LAMPA	220	1,0171	1,0304
CERRO NAVIA	220	0,9890	0,9618
MELIPILLA	220	0,9926	1,0136
RAPEL	220	0,9877	1,0118
CHENA	220	0,9825	0,9362
MAIPO	220	0,9545	0,9709
EL RODEO	220	0,9597	0,9938
PAINE	154	0,9525	1,0233
ALTO JAHUEL	500	0,9461	0,9593
ALTO JAHUEL	220	0,9544	0,9846
RANCAGUA	154	0,9533	1,0434
PUNTA CORTES	154	0,9460	1,0171
TILCOCO	154	0,9334	0,9973
SAN FERNANDO	154	0,9129	0,9169
TENO	154	0,8965	0,9097
ITAHUE	220	0,8763	0,8742
ITAHUE	154	0,8795	0,8820
ANCOA	500	0,8523	0,8645
ANCOA	220	0,8599	0,8743
CHARRUA	500	0,8332	0,8359
CHARRUA	220	0,8287	0,8337
COLBUN	220	0,8600	0,8744
CANDELARIA	220	0,9368	0,9479
HUALPEN	220	0,8467	0,8787
LAGUNILLAS	220	0,8418	0,8839
EL ROSAL	220	0,8166	0,8231
DUQUECO	220	0,8056	0,7544
CAUTÍN	220	0,7133	0,7583
TEMUCO	220	0,7125	0,7231
CIRUELOS	220	0,9698	0,7485
VALDIVIA	220	0,9666	0,8399
RAHUE	220	0,9209	0,7710

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PUERTO MONTT	220	0,9394	0,7783
MELIPULLI	220	0,9394	0,7784
CHILOE	220	0,9495	0,7955