

REF.: Aprueba Informe Técnico Preliminar, de diciembre de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

RESOLUCION EXENTA N° 804

SANTIAGO, 22 de diciembre de 2025

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la **"Comisión"**), modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, la **"Ley"**);
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado (en adelante, la **"Ley de Bases"**);
- d) Lo establecido en el Decreto Supremo N° 86 del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo (en adelante, **"D.S. N° 86"**);
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603 de la Comisión, ambas del 2017, prorrogadas mediante Resolución Exenta N° 10 de la Comisión, de 11 de enero de 2018 (en adelante, la **"Resolución Exenta N° 641"**);
- f) La Resolución Exenta N° 738, del 28 de noviembre de 2025 de la Comisión, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción;
- g) La Resolución Exenta N° 803, de 22 de diciembre de 2025, de la Comisión, que Aprueba 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 diciembre de 2025 (en adelante, la “**Resolución Exenta N° 803**”);

- h) Lo dispuesto en el en el Decreto Exento RA N°166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- i) Lo señalado en la Resolución N° 36, de 2024, de la Contraloría General de la República, y sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

- a) Que el artículo 160° de la Ley dispone que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente;
- b) Que, conforme con lo dispuesto en el artículo 171° de la Ley y el artículo primero de la Resolución Exenta N° 641, los precios de nudo de corto plazo de energía y potencia de punta serán fijados semestralmente, previo informe de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, en los meses de febrero y agosto de cada año;
- c) Que, conforme con lo señalado en el artículo 169° de la Ley y el inciso primero del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, para los efectos de cada fijación semestral de precios de nudo de corto plazo, la Comisión comunicará, al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas que corresponda, un informe técnico definitivo del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, los días 31 de enero y 31 de julio de cada año, respectivamente, o al día siguiente hábil;
- d) Que, conforme con lo señalado en el artículo 165° de la Ley y el inciso segundo del artículo tercero de la Resolución Exenta N° 641, dentro de los primeros quince días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo referido en el considerando c) anterior, la Comisión deberá poner en conocimiento del Coordinador, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico preliminar del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162° de la Ley, el que deberá contener lo señalado en el artículo 165° de la misma;
- e) Que, en virtud de la emisión y aprobación 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 diciembre de 2025, aprobado mediante Resolución Exenta N°803, en el presente informe se consideran los nuevos valores de costos de las unidades de punta; y

- f) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores, y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme con el mérito del informe ya singularizado precedentemente, la Comisión estima procedente aprobar este último en los términos señalados en la parte resolutive del presente acto.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébese el Informe Técnico Preliminar, de diciembre de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

**FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO
DE CORTO PLAZO
PRIMER SEMESTRE 2026**

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR
DICIEMBRE 2025

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	23
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS	23
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN	24
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	26
1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA.....	28
1.8 STOCKS DE EMBALSES	29
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	30
1.10 OBLIGACIÓN ERNC	30
2 METODOLOGÍA.....	32
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	32
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	33
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	33

2.3.1	Costos variables de centrales térmicas	33
2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	34
2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	34
2.5.1	Centrales Eólicas.....	34
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas	35
2.5.3	Sistemas de Almacenamiento de Energía	37
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	38
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento ..	38
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	40
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	43
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	43
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	45
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	45
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN	46
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO	46
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión	46
2.13	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	47
2.13.1	Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta	47
2.13.2	Indexación del Precio de la Potencia Punta	48
2.13.3	Indexación del Precio de la Energía.....	52
3	RESULTADOS	53
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	53
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	54

3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA.....	56
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	61
3.5	REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	62
3.6	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	64
3.6.1	Indexación de cargos por energía reactiva	64
3.6.2	Condiciones de aplicación	64
3.7	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	66
3.8	FACTORES DE MODULACIÓN	66

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con 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, en materia de energía eléctrica (en adelante, “Ley General de Servicios Eléctricos” o “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, la “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, el “Reglamento de Precios de Nudo”), la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la “Comisión” o “CNE”) 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 explicita:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos; 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 con 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 con 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, el “SING”) con el Sistema Interconectado Central (en adelante, el “SIC”), para la determinación de los precios de nudo de corto plazo, el presente informe técnico se considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, el “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 las denominaciones “SEN-SIC” y “SEN-SING” con el objeto de permitir una debida transición respecto de aquellas variables de este informe que no han sido unificadas a la fecha, y respecto de 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, según corresponda, parte de los sistemas SIC y SING, y a aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad a dichos sistemas 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, 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 con 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 los que se representarán las centrales de generación para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico.

En consideración de 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 2025, el que tiene un valor de 935,70 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 2041, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema¹

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Regulado	Libre	Sistema	Regulado	Libre	Sistema
2026	30.668	51.926	82.594	-	-	-
2027	31.103	53.346	84.449	1,42%	2,73%	2,25%
2028	31.581	56.410	87.990	1,54%	5,74%	4,19%
2029	32.284	57.439	89.723	2,23%	1,83%	1,97%
2030	32.850	62.285	95.136	1,75%	8,44%	6,03%
2031	34.025	64.117	98.142	3,58%	2,94%	3,16%
2032	35.240	68.574	103.813	3,57%	6,95%	5,78%
2033	36.644	68.409	105.053	3,98%	-0,24%	1,19%
2034	38.153	67.511	105.664	4,12%	-1,31%	0,58%

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		
	Regulado	Libre	Sistema	Regulado	Libre	Sistema
2035	39.593	68.156	107.749	3,77%	0,96%	1,97%
2036	40.780	71.086	111.866	3,00%	4,30%	3,82%
2037	42.231	72.285	114.516	3,56%	1,69%	2,37%
2038	43.771	73.175	116.946	3,65%	1,23%	2,12%
2039	45.230	74.225	119.455	3,33%	1,43%	2,15%
2040	46.701	75.366	122.067	3,25%	1,54%	2,19%
2041	48.060	78.694	126.754	2,91%	4,41%	3,84%

Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el “Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2024-2044 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”², aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°169, de 08 de abril de 2025, cuyas bases de cálculo se encuentran publicadas en la página web de la Comisión.

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 inhábil promedio. Cada uno de ellos agrupa 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 inhábil											
	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

²La asignación de la demanda se realiza con base en la información contenida en los anexos del informe referido. A partir de ello, se efectúa una modelación detallada por barra, considerando, para su distribución entre las distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, la información de clientes libres y regulados contenida en dichos anexos, antecedentes históricos de retiros a fin de mejorar la representatividad de la modelación, y agrupaciones en los casos en que la subestación del cliente no forme parte de la base de modelación.

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día inhábil											
	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
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 en la Tabla 4 se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda día hábil³

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 inhábil⁴

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

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.

⁴ La tabla consigna una representación simplificada de la base de datos utilizada en la modelación. Diferencias en la suma de los porcentajes mensuales se deben a aproximaciones de redondeo.

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Inhabil (%)												
Mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
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

1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

De conformidad con 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 ⁵

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 RM QUILICURA DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Aggreko 01	Diésel	1.518,4	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	392,7
Agni	Diésel	1.147,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	302,3
Aguas Blancas	Diésel	858,9	US\$/Ton	0,234	Ton/MWh	14,150	214,9
Aldea	Diésel	943,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	252,7
Alerce	Diésel	1.001,1	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	266,8
Almendrado	Diésel	1.088,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	288,1
Ancali 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Andes U1 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	9,780	369,7
Andes U2 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	9,780	369,7
Andes U3 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,212	Ton/MWh	13,540	326,9
Andes U4 DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,207	Ton/MWh	11,500	318,3
Andina	Carbón	112,0	US\$/Ton	0,376	Ton/MWh	8,880	51,0
Angamos 1	Carbón	117,3	US\$/Ton	0,372	Ton/MWh	4,120	47,7
Angamos 2	Carbón	117,3	US\$/Ton	0,370	Ton/MWh	4,110	47,5

⁵ 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 Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Antilhue U1	Diésel	1.196,6	US\$/Ton	0,226	Ton/MWh	29,490	299,9
Antilhue U2	Diésel	1.196,6	US\$/Ton	0,229	Ton/MWh	29,490	304,1
Arauco	Biomasa	23,9	US\$/Ton	1,351	Ton/MWh	0,000	32,3
Arauco Mapa BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	0,325	Ton/MWh	0,000	0,0
Arauco Mapa BL2	Biomasa	25,3	US\$/Ton	0,506	Ton/MWh	0,000	12,8
Arica GM	Diésel	855,2	US\$/Ton	0,250	Ton/MWh	9,200	222,7
Arica M1	Diésel	855,2	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	9,200	221,0
Arica M2	Diésel	855,2	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	9,200	215,8
Aromos	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	318,8
ATA-TG1A+TG1B+TV1C DIE	Diésel	937,2	US\$/Ton	0,175	Ton/MWh	1,360	165,6
ATA-TG1A+TG1B+TV1C GNL E	GN	292,6	US\$/dam3	0,203	dam3/MWh	1,200	60,7
ATA-TG2A+TG2B+TV2C DIE	Diésel	937,2	US\$/Ton	0,178	Ton/MWh	1,410	168,2
ATA-TG2A+TG2B+TV2C GNL E	GN	292,6	US\$/dam3	0,203	dam3/MWh	1,220	60,7
BELLET DIE	Diésel	894,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	240,9
Berlioz DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Bio Cruz	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
Biocircular Los Laureles	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Bluegate	Diésel	1.005,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	267,9
Boldos	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	318,8
CALA MORRITOS DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Calafate	Diésel	907,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	244,1
Calfuco	Diésel	994,5	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	265,2
Campiche	Carbón	120,2	US\$/Ton	0,355	Ton/MWh	5,170	47,8
Camping	Diésel	1.048,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	278,2
Camping C die	Diésel	1.197,4	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	314,6
Candelaria 1 DIE	Diésel	842,2	US\$/Ton	0,236	Ton/MWh	2,800	201,8
Candelaria 1 GNL C	GN	377,8	US\$/dam3	0,325	dam3/MWh	2,800	125,5
Candelaria 2 DIE	Diésel	842,2	US\$/Ton	0,224	Ton/MWh	2,800	191,5
Candelaria 2 GNL C	GN	377,8	US\$/dam3	0,324	dam3/MWh	2,800	125,1
Canete	GN	953,7	US\$/dam3	0,243	dam3/MWh	23,219	255,3
Cardones	Diésel	988,8	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	24,410	263,3
Casablanca 1	Diésel	1.135,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	299,6
Casablanca 2	Diésel	1.135,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	299,6
Celco BL1	Biomasa	24,2	US\$/Ton	1,342	Ton/MWh	0,000	32,4
Celco BL2	Fuel Oil	656,1	US\$/Ton	0,310	Ton/MWh	0,000	203,4
Cementos Biobio DIE	Diésel	1.479,3	US\$/Ton	0,346	Ton/MWh	16,840	528,6
Cenizas U2	Diésel	958,1	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	13,811	246,8
Cenizas U3	Diésel	958,1	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	49,130	292,7
Cenizas U4	Diésel	958,1	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	53,620	292,6
CENTRAL DE RESPALDO CIRUELILLO	Diésel	1.073,5	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	284,4
Cerezo die	Diésel	1.137,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	299,9
Cern Lepanto	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Cerro Pabellon U1	Geotérmica	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
Cerro Pabellon U2	Geotérmica	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
CERRO PABELLON U3	Geotérmica	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Chagual	Diésel	1.368,6	US\$/Ton	0,215	Ton/MWh	44,860	338,5
Chifin	Diésel	948,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	253,9
Chile Generacion	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Chillan	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	318,8
Chiloe	Diésel	1.173,7	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	60,909	311,8
Chocalan 1	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Cholguan BL1	Biomasa	29,7	US\$/Ton	1,428	Ton/MWh	0,000	42,4
Cholguan BL2	Diésel	906,2	US\$/Ton	0,320	Ton/MWh	0,000	290,0
Chorrillos	Diésel	1.399,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	363,8
Chufken	Diésel	980,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	261,7
Chuyaca	Diésel	1.000,1	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,632	269,8
CMPC Bucalemu 1	Biomasa	11,5	US\$/Ton	2,660	Ton/MWh	0,000	30,5
CMPC Bucalemu 2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
CMPC Cordillera GNL A	GN	575,6	US\$/dam3	0,253	dam3/MWh	3,138	148,6
CMPC Laja BL1	Biomasa	5,9	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	6,2
CMPC Laja BL2	Biomasa	53,8	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	56,9
CMPC Laja BL3	Biomasa	66,5	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	70,3
CMPC Laja BL4	Biomasa	128,9	US\$/Ton	1,057	Ton/MWh	0,000	136,3
CMPC Laja BL5	Fuel Oil	505,2	US\$/Ton	0,618	Ton/MWh	0,000	312,1
CMPC Pacifico BL1	Biomasa	4,1	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,000	4,8
CMPC Pacifico BL2	Biomasa	32,4	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,000	38,2
CMPC Pacifico BL3	Fuel Oil	509,7	US\$/Ton	0,271	Ton/MWh	0,000	138,3
CMPC Santa Fe	Biomasa	22,7	US\$/Ton	5,590	Ton/MWh	2,407	129,1
CMPC Tissue	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
Cochrane 1	Carbón	115,8	US\$/Ton	0,368	Ton/MWh	6,979	49,6
Cochrane 2	Carbón	115,8	US\$/Ton	0,363	Ton/MWh	6,983	49,1
Coelemu	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Cogeneradora Aconcagua	Cogeneración	278,0	US\$/Ton	0,304	Ton/MWh	0,000	84,4
Colmito DIE	Diésel	851,9	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	14,300	185,2
Combarbala	Diésel	1.420,5	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	45,160	354,5
Concon DIE	Diésel	845,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	32,460	238,1
Constitucion-Egen	Diésel	861,2	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	40,804	228,1
Contulmo	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Copiulemu	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Coronel DIE	Diésel	812,3	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	17,225	197,3
Cortes	Diésel	1.155,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	304,5
Cummins	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Curacautin	Diésel	998,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	266,1
Curauma	Diésel	1.135,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	299,5
Dagoberto die	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Danisco	Diésel	627,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	175,8
Degan 2	Diésel	1.225,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	46,940	345,2
Degan Nave 12	Diésel	1.225,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	45,520	343,8
Degan Nave 5	Diésel	1.225,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	57,010	355,2
Deuco II	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Deutz	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Diego De Almagro	Diésel	858,4	US\$/Ton	0,337	Ton/MWh	6,630	295,9
Don Pedro	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Dona Javiera	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Doña Luzma die	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Dreams Valdivia II	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
egido die	Diésel	1.054,4	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	279,8
El Atajo	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
El Campesino Biogas	Diésel	0,0	US\$/Ton	1,357	Ton/MWh	19,665	19,7
El Canelo 1	Diésel	981,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	262,1
El Canelo 2	Diésel	1.027,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	273,3
El Faro	Diésel	1.546,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	399,4
El Molle	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
El Nogal	Diésel	804,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	218,9
El Penon	Diésel	840,5	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	37,280	221,6
El Salvador	Diésel	938,8	US\$/Ton	0,340	Ton/MWh	15,990	335,5
El Totoral U1	Diésel	822,8	US\$/Ton	0,200	Ton/MWh	28,060	192,7
El Totoral U2	Fuel Oil	822,8	US\$/Ton	0,200	Ton/MWh	28,060	192,7
El Totoral U3	Diésel	822,8	US\$/Ton	0,207	Ton/MWh	28,060	198,4
Emelda U1	Diésel	1.662,7	US\$/Ton	0,265	Ton/MWh	11,770	453,1
Emelda U2	Diésel	1.662,7	US\$/Ton	0,276	Ton/MWh	12,380	470,8
Energia Pacifico	Biomasa	34,7	US\$/Ton	1,563	Ton/MWh	9,830	64,1
Ermitano	Diésel	867,5	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	234,3
Escuadron	Biomasa	29,3	US\$/Ton	1,850	Ton/MWh	4,800	59,0
Esperanza DS1	Diésel	901,2	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	28,200	235,6
Esperanza DS2	Diésel	901,2	US\$/Ton	0,203	Ton/MWh	25,700	208,6
Esperanza TG1	Diésel	901,2	US\$/Ton	0,345	Ton/MWh	9,100	320,4
Espinos BL1	Diésel	820,1	US\$/Ton	0,209	Ton/MWh	26,400	197,6
Espinos BL2	Diésel	820,1	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	67,800	236,2
Estancilla	Diésel	814,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	221,5
Estandartes 13	Diésel	1.133,4	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	299,0
Etersol	Diésel	951,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	254,7
Exequiel Fernandez die	Diésel	930,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	249,5
Gami	Diésel	946,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	253,6
Guacolda 1	Carbón	117,4	US\$/Ton	0,397	Ton/MWh	5,178	51,7
Guacolda 2	Carbón	114,0	US\$/Ton	0,423	Ton/MWh	4,790	53,0
Guacolda 3	Carbón	118,0	US\$/Ton	0,367	Ton/MWh	3,437	46,7
Guacolda 4	Carbón	118,3	US\$/Ton	0,333	Ton/MWh	5,646	45,0
Guacolda 5	Carbón	127,3	US\$/Ton	0,381	Ton/MWh	4,118	52,6
HBS	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
HBS GNL	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
Holley die	Diésel	894,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	240,9
Horcones DIE	Diésel	899,0	US\$/Ton	0,325	Ton/MWh	10,000	302,1
Hornitos	Carbón	112,0	US\$/Ton	0,382	Ton/MWh	9,040	51,8
Huasco-TG U1 DIE	Diésel	928,7	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,860	331,0

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Huasco-TG U2 DIE	Diésel	928,7	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,860	331,0
Huasco-TG U3 DIE	Diésel	928,7	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,860	331,0
IE Mejillones GNLA	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
Jardin die	Diésel	991,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	264,3
Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	773,7	US\$/Ton	0,165	Ton/MWh	3,190	131,1
KELAR-TG1+TG2+TV GNL D	GN	422,9	US\$/dam3	0,182	dam3/MWh	1,690	78,8
La Gloria-21 Biomasa	Biomasa	7,5	US\$/Ton	1,436	Ton/MWh	2,407	13,2
La Portada	Diésel	1.488,8	US\$/Ton	0,216	Ton/MWh	16,070	338,2
Lagunitas die	Diésel	945,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	253,4
Las Mercedes	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
LAS DALIAS DIE	Diésel	998,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	266,0
Las Quemadas die	Diésel	944,6	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	253,0
Las Vegas	Fuel Oil	1.138,0	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	25,400	276,4
Lautaro 1 BL1	Biomasa	10,8	US\$/Ton	2,952	Ton/MWh	9,700	41,5
Lautaro 1 BL2	Biomasa	17,1	US\$/Ton	2,682	Ton/MWh	9,700	55,6
Lautaro 2 BL1	Biomasa	20,0	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,800	37,0
Lautaro 2 BL2	Biomasa	31,8	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,800	53,0
Lebu	Diésel	958,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	256,5
Linares	Diésel	1.154,9	US\$/Ton	0,206	Ton/MWh	21,610	260,1
Llanos Blancos	Diésel	1.393,1	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	45,240	331,0
Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	24,330	24,3
Lonquimay	Diésel	998,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	266,2
Los Arrayanes	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Los Alamos	Diésel	996,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	265,8
Los Guindos	Diésel	986,8	US\$/Ton	0,253	Ton/MWh	13,650	263,5
Los Guindos 2	Diésel	986,8	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	13,710	252,8
Los Negros	Diésel	950,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	254,4
Los Pinos	Diésel	842,0	US\$/Ton	0,188	Ton/MWh	10,330	168,7
Los Pinos Biogas-Etapa 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Los Sauces	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Los Vientos DIE	Diésel	824,7	US\$/Ton	0,258	Ton/MWh	8,520	221,7
Los Vientos GNL A	GN	316,4	US\$/dam3	0,300	dam3/MWh	6,970	102,0
Louisiana Pacific	Diésel	1.008,8	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	268,7
Louisiana Pacific 2	Diésel	974,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	260,4
CENTRAL DE RESPALDO MAITENCILLO	Diésel	904,4	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	43,760	241,3
Mantos Blancos	Diésel	881,6	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	22,040	217,5
MARVER_DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Masisa	Biomasa	36,4	US\$/Ton	1,468	Ton/MWh	3,400	56,8
Maule	Diésel	821,3	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	61,710	244,2
Mayor Power die	Diésel	577,6	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	163,7
Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	889,3	US\$/Ton	0,169	Ton/MWh	10,190	160,6
Mejillones 3-TG+TV GNL B	GN	346,5	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	2,860	74,7
Mimbre	Diésel	889,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	239,5
Molina	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Monte Patria	Diésel	1.112,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	293,8

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]
Multiexport I	Diésel	967,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	258,7
Multiexport II	Diésel	967,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	258,7
Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	1.091,4	US\$/Ton	0,156	Ton/MWh	6,430	176,3
Nehuenco 1-TG+TV GNL C	GN	363,7	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	4,540	74,2
Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	1.091,4	US\$/Ton	0,162	Ton/MWh	7,120	184,4
Nehuenco 2-TG+TV GNL C	GN	363,7	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	3,750	72,1
Nehuenco 9B DIE	Diésel	1.091,4	US\$/Ton	0,281	Ton/MWh	4,300	310,8
Newen DIE	Diésel	927,2	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	7,490	243,9
Nueva Aldea 2	Diésel	904,4	US\$/Ton	0,295	Ton/MWh	12,000	279,0
Nueva Aldea BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,000	0,0
Nueva Aldea BL2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,330	Ton/MWh	0,000	0,0
Nueva Aldea BL3	Biomasa	15,1	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,000	21,1
Nueva Renca-FA GLP	GLP	657,2	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	0,000	157,7
Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	1.028,9	US\$/Ton	0,171	Ton/MWh	3,174	179,4
Nueva Renca-TG+TV GNL A	GN	321,2	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	3,034	63,5
Nueva Ventanas	Carbón	138,5	US\$/Ton	0,372	Ton/MWh	5,490	57,0
Olivos BL1	Diésel	920,9	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	30,400	232,0
Olivos BL2	Diésel	920,9	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	69,700	270,5
Orafti	Biomasa	22,7	US\$/Ton	1,436	Ton/MWh	2,407	34,9
Pajonales	Diésel	1.457,7	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	45,160	373,0
PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,000	0,0
Petropower	Petcoke	0,0	US\$/Ton	0,450	Ton/MWh	3,900	3,9
Picoltue	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	318,8
Pinares die	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Placilla	Diésel	872,2	US\$/Ton	0,199	Ton/MWh	26,870	200,8
PMGD Alerce Gas	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
PMGD ANDES 1 GN	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
PMGD COLACO PARGUA DIE	Diésel	836,5	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	226,7
PMGD Conchali	Diésel	879,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	237,3
PMGD COYA DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
PMGD LAS MERCEDES I DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
PMGD PRP Melipulli	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
PMGD Ter Lipigas Concón	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
PMGD Ter Lomas Coloradas	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Punitaqui	Diésel	1.112,1	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	293,8
Punta Colorada DIE	Diésel	1.030,1	US\$/Ton	0,190	Ton/MWh	28,900	224,9
QUETALMAHUE DIE	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Quintero 1A DIE	Diésel	1.069,6	US\$/Ton	0,319	Ton/MWh	5,140	346,8
Quintero 1A GNL E	GN	317,9	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,800	105,3
Quintero 1B DIE	Diésel	1.069,6	US\$/Ton	0,318	Ton/MWh	5,140	345,3
Quintero 1B GNL E	GN	317,9	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	3,800	104,9
Ramadilla	Diésel	1.011,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	269,3
Rapaco	Diésel	944,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	253,0
Raso Power	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Raso Power Ampl	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1

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]
RASO POWER AMPL 3Y4	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Rey Ex Corral	Diésel	811,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	220,6
Rio Azul	Diésel	996,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	265,6
Salmofood I	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Salmofood II	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
San Gregorio	Diésel	1.154,9	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	23,760	270,6
San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	1.008,6	US\$/Ton	0,167	Ton/MWh	4,597	173,4
San Isidro 2-TG+TV GNL E	GN	317,9	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	3,111	61,9
San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	1.008,6	US\$/Ton	0,152	Ton/MWh	6,507	159,4
San Isidro-TG+TV GNL E	GN	317,9	US\$/dam3	0,187	dam3/MWh	4,396	63,8
San Javier Etapa I	Diésel	1.154,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	44,840	325,7
San Javier Etapa II	Diésel	1.154,3	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	44,950	325,8
San Lorenzo U1	Diésel	1.132,0	US\$/Ton	0,342	Ton/MWh	34,890	422,0
San Lorenzo U2	Diésel	1.132,0	US\$/Ton	0,380	Ton/MWh	39,160	469,8
San Lorenzo U3	Diésel	1.132,0	US\$/Ton	0,289	Ton/MWh	46,070	373,2
Santa Fe BL1	Biomasa	5,4	US\$/Ton	2,293	Ton/MWh	5,000	17,4
Santa Fe BL2	Biomasa	25,7	US\$/Ton	1,617	Ton/MWh	5,000	46,5
Santa Fe BL3	Biomasa	27,9	US\$/Ton	1,517	Ton/MWh	5,000	47,4
Santa Fe BL4	Biomasa	66,2	US\$/Ton	1,522	Ton/MWh	5,000	105,9
Santa Lidia	Diésel	827,4	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	20,450	231,1
Santa Maria	Carbón	196,3	US\$/Ton	0,346	Ton/MWh	2,370	70,3
Santa Marta	Biogás	0,0	US\$/dam3	0,272	dam3/MWh	15,000	15,0
Sepultura	Diésel	874,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	235,9
Taltal 1 DIE	Diésel	1.110,5	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	12,824	312,6
Taltal 1 GNL E	GN	292,6	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	4,004	97,2
Taltal 2 DIE	Diésel	1.110,5	US\$/Ton	0,269	Ton/MWh	12,824	312,0
Taltal 1 GNL E	GN	292,6	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	4,004	97,2
Tambores	Diésel	943,2	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	252,7
Tamm	Diésel	1.018,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	271,1
Tapihue	GN	907,5	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	224,6
Tarapaca-TG DIE	Diésel	1.029,1	US\$/Ton	0,410	Ton/MWh	0,410	422,3
Teno	Diésel	863,3	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	36,930	226,3
Tengo Gas GLP	GLP	466,3	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	16,930	118,4
Tengo Gas GLP Amp	GLP	466,3	US\$/Ton	0,244	Ton/MWh	16,930	130,7
Termopacifico	Diésel	1.579,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	17,670	401,9
Tirua	Diésel	1.038,9	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	276,0
Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	929,8	US\$/Ton	0,171	Ton/MWh	104,430	263,8
Tocopilla U16-TG+TV GNL B	GN	346,5	US\$/dam3	0,179	dam3/MWh	5,000	66,9
Tocopilla-TG1	Diésel	929,8	US\$/Ton	0,329	Ton/MWh	0,990	306,9
Tocopilla-TG2	Diésel	929,8	US\$/Ton	0,317	Ton/MWh	0,990	296,1
Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	929,8	US\$/Ton	0,265	Ton/MWh	0,990	247,4
Tomaval 1	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
Tomaval 2	GN	349,1	US\$/dam3	0,244	dam3/MWh	3,269	88,4
Trapen	Diésel	890,0	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	37,380	232,5
Trebal Mapocho	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7

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]
Trebal Mapocho Ampl	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,357	dam3/MWh	19,665	19,7
Trincao	Diésel	896,7	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	44,630	224,7
Trongol	Diésel	959,7	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	256,7
Ujina U1 DIE	Diésel	799,7	US\$/Ton	0,246	Ton/MWh	18,980	215,9
Ujina U2 DIE	Diésel	799,7	US\$/Ton	0,258	Ton/MWh	18,980	225,1
Ujina U3 DIE	Diésel	799,7	US\$/Ton	0,257	Ton/MWh	18,980	224,6
Ujina U4 DIE	Diésel	799,7	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	18,980	222,5
Ujina U6 HFO	Fuel Oil	655,3	US\$/Ton	0,169	Ton/MWh	17,430	128,3
Valdivia BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,680	Ton/MWh	0,000	0,0
Valdivia BL2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,532	Ton/MWh	0,000	0,0
Valdivia BL3	Biomasa	22,8	US\$/Ton	1,532	Ton/MWh	0,000	35,0
Valdivia BL4	Fuel Oil	665,3	US\$/Ton	0,350	Ton/MWh	0,000	232,9
Vinales BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,000	0,0
Vinales BL2	Biomasa	21,8	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,000	29,5
Yumbel	Diésel	1.215,0	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	318,8
Yungay U1 DIE	Diésel	924,5	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	22,700	244,8
Yungay U2 DIE	Diésel	924,5	US\$/Ton	0,238	Ton/MWh	22,700	242,5
Yungay U3 DIE	Diésel	924,5	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	22,700	240,2
Yungay U4 DIE	Diésel	924,5	US\$/Ton	0,266	Ton/MWh	57,800	303,6
Zapallar	Diésel	850,4	US\$/Ton	0,243	Ton/MWh	23,219	230,1
Zofri 1	Diésel	1.054,9	US\$/Ton	0,223	Ton/MWh	19,390	255,1
Zofri 2-5	Diésel	1.054,9	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,510	250,4
Zofri 6	Diésel	1.054,9	US\$/Ton	0,196	Ton/MWh	19,390	226,4

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. Las proyecciones y principales criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de precios de petróleo crudo, carbón térmico mineral y gas natural 2025-2045”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°334, de 17 de junio de 2025, publicado en la página web de la Comisión. Se hace presente que las proyecciones del referido informe se encuentran indexadas a abril de 2025, por lo que, para efectos de este proceso, fueron actualizadas a noviembre de 2025 utilizando el índice *Consumer Price Index* correspondiente, en consistencia con la metodología de indexación empleada.

Adicionalmente, respecto del precio del carbón térmico, las proyecciones fueron ajustadas a un poder calorífico de 7.000 [kcal/kg] normalizando los valores originalmente expresados en base a un poder calorífico de 6.350 [kcal/kg].

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural se modelan los costos combustibles para el primer año de cálculo de acuerdo con lo informado por

el Coordinador. Posteriormente, se proyectan hacia el futuro a través de los factores de modulación ya citados.

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.

Las proyecciones asociadas al precio del carbón y GNL se muestran en la Tabla 6 y Tabla 7.

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

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

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2026	101,281	1,000
2027	101,248	1,000
2028	101,186	0,999
2029	100,553	0,993
2030	100,113	0,988
2031	100,775	0,995
2032	101,088	0,998
2033	100,529	0,993
2034	100,359	0,991
2035	100,520	0,992
2036	100,831	0,996
2037	100,842	0,996
2038	100,704	0,994
2039	101,098	0,998
2040	101,462	1,002
2041	101,873	1,006
2042	101,897	1,006

Tabla 7: Proyección precio de GNL corregido por CPI ⁷

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2026	7,853	1,000
2027	7,712	0,982
2028	7,842	0,999
2029	8,036	1,023
2030	8,257	1,052
2031	8,430	1,074
2032	8,994	1,145

⁶ Diferencias en el precio del carbón térmico se deben a aproximaciones de redondeo.

⁷ Diferencias en el precio del GNL se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2033	9,465	1,205
2034	9,741	1,240
2035	9,848	1,254
2036	9,845	1,254
2037	9,783	1,246
2038	9,709	1,236
2039	9,632	1,227
2040	9,661	1,230
2041	9,751	1,242
2042	9,841	1,253

Tabla 8: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI⁸

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2026	83,643	1,000
2027	82,540	0,987
2028	81,909	0,979
2029	81,647	0,976
2030	81,954	0,980
2031	82,537	0,987
2032	81,990	0,980
2033	83,464	0,998
2034	84,212	1,007
2035	84,551	1,011
2036	84,842	1,014
2037	85,464	1,022
2038	85,768	1,025
2039	86,414	1,033
2040	86,940	1,039
2041	87,326	1,044
2042	87,158	1,042

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.

⁸ Diferencias en el precio del crudo Brent se deben a aproximaciones de redondeo.

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 [m³]

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Saesa	ICPower	Gassur	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Yungay Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	GNA	Quintero	GNA	Mejillones	GNA	GNA	Quintero	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	GNA
01-01-2026	07-01-2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500.000	2.695.000	0	0	0
08-01-2026	14-01-2026	0	0	2.416.127	2.420.000	0	0	0	0	0	0	0	0	1.297.500	0	0	0
15-01-2026	21-01-2026	1.560.641	0	5.637.665	6.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
22-01-2026	28-01-2026	2.512.779	0	5.637.665	8.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
29-01-2026	04-02-2026	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
05-02-2026	11-02-2026	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
12-02-2026	18-02-2026	2.484.681	0	6.108.166	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
19-02-2026	25-02-2026	2.484.681	0	6.108.166	8.870.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
26-02-2026	04-03-2026	2.484.681	0	6.108.166	7.570.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
05-03-2026	11-03-2026	2.484.681	0	6.108.166	7.430.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
12-03-2026	18-03-2026	2.841.106	0	6.017.529	7.430.000	0	8.000.000	0	3.830.319	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
19-03-2026	25-03-2026	2.900.501	0	6.002.409	7.430.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
26-03-2026	01-04-2026	2.900.501	0	6.002.409	8.700.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
02-04-2026	08-04-2026	2.900.501	0	6.002.409	7.970.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	432.500	0	0	0
09-04-2026	15-04-2026	2.928.464	0	6.058.959	7.970.000	0	8.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	1.297.500	0	0	0
16-04-2026	22-04-2026	2.965.776	0	6.134.341	7.470.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
23-04-2026	29-04-2026	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
30-04-2026	06-05-2026	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
07-05-2026	13-05-2026	4.987.841	0	6.291.771	8.570.000	0	9.000.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	1.263.158	0	0
14-05-2026	20-05-2026	16.701.157	0	7.236.350	9.070.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
21-05-2026	27-05-2026	11.738.976	0	7.236.350	10.090.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
28-05-2026	03-06-2026	17.120.310	0	7.236.350	10.090.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
04-06-2026	10-06-2026	11.099.746	0	7.236.350	10.090.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
11-06-2026	17-06-2026	11.047.017	0	7.240.089	13.770.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
18-06-2026	24-06-2026	16.281.516	0	7.241.579	15.350.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
25-06-2026	01-07-2026	16.281.516	0	7.241.579	11.100.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
02-07-2026	08-07-2026	16.281.516	0	7.241.579	14.660.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
09-07-2026	15-07-2026	15.163.304	0	7.319.563	14.660.000	0	10.800.000	0	2.553.546	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
16-07-2026	22-07-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.180.000	0	10.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
23-07-2026	29-07-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	5.231.238	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
30-07-2026	05-08-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
06-08-2026	12-08-2026	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
13-08-2026	19-08-2026	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0
20-08-2026	26-08-2026	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0
27-08-2026	02-09-2026	9.469.928	0	5.645.415	14.230.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0
03-09-2026	09-09-2026	9.469.928	0	5.645.415	17.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Saesa	ICPower	Gassur	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Yungay
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	GNA	Quintero	GNA	Mejillones	GNA	GNA	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	GNA	GNA
10-09-2026	16-09-2026	6.675.157	0	4.843.092	17.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	4.096.387	0	0
17-09-2026	23-09-2026	4.579.092	0	4.241.364	17.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0	0
24-09-2026	30-09-2026	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0	0
01-10-2026	07-10-2026	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0	0
08-10-2026	14-10-2026	3.270.800	0	4.238.383	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	850.004	0	0
15-10-2026	21-10-2026	0	0	4.230.877	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
22-10-2026	28-10-2026	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
29-10-2026	04-11-2026	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
05-11-2026	11-11-2026	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
12-11-2026	18-11-2026	0	0	3.115.565	12.900.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
19-11-2026	25-11-2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
26-11-2026	02-12-2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
03-12-2026	09-12-2026	0	0	2.929.684	15.490.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
10-12-2026	16-12-2026	0	0	3.059.638	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
17-12-2026	23-12-2026	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
24-12-2026	30-12-2026	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
31-12-2026	06-01-2027	0	0	2.706.085	15.428.571	0	0	0	0	0	0	0	0	2.595.000	300.011	0	0
07-01-2027	13-01-2027	0	0	2.416.127	2.420.000	0	0	0	0	0	0	0	0	1.297.500	0	0	0
14-01-2027	20-01-2027	1.560.641	0	5.637.665	6.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
21-01-2027	27-01-2027	2.512.779	0	5.637.665	8.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
28-01-2027	03-02-2027	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
04-02-2027	10-02-2027	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
11-02-2027	17-02-2027	2.484.681	0	6.108.166	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
18-02-2027	24-02-2027	2.484.681	0	6.108.166	8.870.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
25-02-2027	03-03-2027	2.484.681	0	6.108.166	7.570.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
04-03-2027	10-03-2027	2.484.681	0	6.108.166	7.430.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
11-03-2027	17-03-2027	2.841.106	0	6.017.529	7.430.000	0	8.000.000	0	3.830.319	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
18-03-2027	24-03-2027	2.900.501	0	6.002.409	7.430.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
25-03-2027	31-03-2027	2.900.501	0	6.002.409	8.700.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
01-04-2027	07-04-2027	2.900.501	0	6.002.409	7.970.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	432.500	0	0	0
08-04-2027	14-04-2027	2.928.464	0	6.058.959	7.970.000	0	8.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	1.297.500	0	0	0
15-04-2027	21-04-2027	2.965.776	0	6.134.341	7.470.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
22-04-2027	28-04-2027	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
29-04-2027	05-05-2027	2.965.776	0	6.134.341	8.570.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
06-05-2027	12-05-2027	4.987.841	0	6.291.771	8.570.000	0	9.000.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	1.263.158	0	0
13-05-2027	19-05-2027	16.701.157	0	7.236.350	9.070.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
20-05-2027	26-05-2027	11.738.976	0	7.236.350	10.090.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
27-05-2027	02-06-2027	17.120.310	0	7.236.350	10.090.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
03-06-2027	09-06-2027	11.099.746	0	7.236.350	10.090.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
10-06-2027	16-06-2027	11.047.017	0	7.240.089	13.770.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
17-06-2027	23-06-2027	16.281.516	0	7.241.579	15.350.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
24-06-2027	30-06-2027	16.281.516	0	7.241.579	11.100.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
01-07-2027	07-07-2027	16.281.516	0	7.241.579	14.660.000	0	10.800.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
08-07-2027	14-07-2027	15.163.304	0	7.319.563	14.660.000	0	10.800.000	0	2.553.546	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
15-07-2027	21-07-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.180.000	0	10.800.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
22-07-2027	28-07-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	5.231.238	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
29-07-2027	04-08-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
05-08-2027	11-08-2027	13.672.355	0	7.423.531	15.970.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.842.105	0	0
12-08-2027	18-08-2027	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Saesa	ICPower	Gassur	Bioenergías Forestales	Enap	Generadora Metropolitana	Generadora Metropolitana	Yungay Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	GNA	Quintero	GNA	Mejillones	GNA	GNA	Quintero	Quintero	Quintero	Quintero	GNA	GNA
19-08-2027	25-08-2027	9.469.928	0	5.645.415	20.010.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0
26-08-2027	01-09-2027	9.469.928	0	5.645.415	14.230.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0
02-09-2027	08-09-2027	9.469.928	0	5.645.415	17.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	8.158.237	0	0
09-09-2027	15-09-2027	6.675.157	0	4.843.092	17.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	4.096.387	0	0
16-09-2027	22-09-2027	4.579.092	0	4.241.364	17.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0	0
23-09-2027	29-09-2027	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0	0
30-09-2027	06-10-2027	4.579.092	0	4.241.364	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	1.050.000	0	0
07-10-2027	13-10-2027	3.270.800	0	4.238.383	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	850.004	0	0
14-10-2027	20-10-2027	0	0	4.230.877	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
21-10-2027	27-10-2027	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
28-10-2027	03-11-2027	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
04-11-2027	10-11-2027	0	0	4.230.877	17.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
11-11-2027	17-11-2027	0	0	3.115.565	12.900.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
18-11-2027	24-11-2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
25-11-2027	01-12-2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
02-12-2027	08-12-2027	0	0	2.929.684	15.490.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
09-12-2027	15-12-2027	0	0	3.059.638	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
16-12-2027	22-12-2027	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
23-12-2027	29-12-2027	0	0	3.157.103	18.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.027.500	350.012	0	0
30-12-2027	05-01-2028	0	0	2.706.085	15.428.571	0	0	0	0	0	0	0	0	2.595.000	300.011	0	0
06-01-2028	12-01-2028	0	0	2.416.127	2.420.000	0	0	0	0	0	0	0	0	1.297.500	0	0	0
13-01-2028	19-01-2028	1.560.641	0	5.637.665	6.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
20-01-2028	26-01-2028	2.512.779	0	5.637.665	8.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
27-01-2028	02-02-2028	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
03-02-2028	09-02-2028	2.512.779	0	5.637.665	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
10-02-2028	16-02-2028	2.484.681	0	6.108.166	9.060.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
17-02-2028	23-02-2028	2.484.681	0	6.108.166	8.870.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
24-02-2028	01-03-2028	2.484.681	0	6.108.166	7.570.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
02-03-2028	08-03-2028	2.484.681	0	6.108.166	7.430.000	0	2.600.000	0	0	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
09-03-2028	15-03-2028	2.841.106	0	6.017.529	7.430.000	0	8.000.000	0	3.830.319	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
16-03-2028	22-03-2028	2.900.501	0	6.002.409	7.430.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
23-03-2028	29-03-2028	2.900.501	0	6.002.409	8.700.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	3.027.500	0	0	0
30-03-2028	05-04-2028	2.900.501	0	6.002.409	7.970.000	0	8.900.000	0	4.468.705	0	0	0	0	432.500	0	0	0

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

- Desde abril de 2028 hasta marzo de 2030, la disponibilidad modelada corresponde a los últimos 12 meses informados por el Coordinador⁹.
- Desde abril de 2030, 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, Kelar, Los Vientos y Cogeneradora Aconcagua.

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 con lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 738, de 28 de noviembre de 2025, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS

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

⁹ Si bien la disponibilidad informada por el Coordinador considera volúmenes hasta el día 5 de abril de 2028, para efectos de la modelación se utiliza la información hasta el día 31 de marzo de 2028 y desde abril de 2028 en adelante se considera la metodología indicada en este apartado.

Tabla 10: Obras de Generación Comprometidas

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Socompa Solar	dic-25	250/250/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Likanantai 220
Arboleda Solar	dic-25	80/80/2	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Teno 66
Don Carlos	dic-25	196/196/5	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago	dic-25	132,0	Eólica	Frutillar Norte 220
Dañicalqui	dic-25	95,2	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	250/35/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Zaldívar 220

1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación con las obras del Sistema de Transmisión Nacional, se representan en la modelación aquellas instalaciones en construcción de acuerdo con las fechas de entrada en operación contempladas en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y antecedentes actualizados enviados 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
Ampliación S/E Candelaria	ene-26	Colbún Transmisión S.A.
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	ene-26	Interchile S.A.
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	ene-26	Eletrans S.A.
Ampliación en S/E Calama 220 kV	ene-26	Transemel S.A.
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	ene-26	Transmisora del Pacífico S.A.
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-26	Transec Holdings Rentas Limitada
Cambio Interruptores Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Chena en S/E Alto Jahuel	ene-26	Transec S.A.
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	ene-26	Transec S.A.
Cambio Interruptor Paño Acoplador en S/E Temuco 66 kV	ene-26	B.Bosch S.A.
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	ene-26	Transec S.A.
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	ene-26	TSGF SpA

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	ene-26	Don Goyo Transmisión S.A.
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	ene-26	Transec S.A.; Pacific Hydro Punta Sierra SpA
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	ene-26	Colbún Transmisión S.A.
Ampliación en S/E Temuco (BPS+BT)	ene-26	B.Bosch S.A.
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	ene-26	Transec S.A.; Kelti S.A.; Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.; Zaldívar Transmisión S.A.; TSGF SpA
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	ene-26	Transec S.A.; Besalco Transmisión SpA; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Edelnor Transmisión S.A.
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	ene-26	Elecnor Chile S.A.
Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	ene-26	Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	ene-26	Transec Holdings Rentas Limitada
Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)	ene-26	Sonnedix Don Goyo Transmisión S.A.
Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	mar-26	CAM Chile SpA
Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	may-26	Red Eléctrica del Norte S.A.
Ampliación en S/E Lagunillas 220 kV (IM)	may-26	Transec S.A.
Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	may-27	Transec S.A.
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	may-27	Transec S.A.
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, tramo Nueva Lagunas - Lagunas	jun-27	Transec S.A.
Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	jun-27	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA
Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	may-28	Transec S.A.
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel ¹⁰	abr-28	CGE S.A.
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	may-29	Conexión Kimal – Lo Aguirre S.A.
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín ¹¹	jul-32	Transec S.A.

¹⁰ Se ha considerado que el proyecto “Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel” actualmente se encuentra en proceso de relicitación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, de conformidad al artículo 157° del Decreto Supremo N° 37, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el “Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, lo cual ha implicado estimar una nueva fecha de interconexión de la obra en base a los plazos estándares para la licitación, adjudicación y ejecución de este tipo de obras.

¹¹ Se ha considerado que el proyecto “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín” actualmente se encuentra en proceso de relicitación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, de conformidad al artículo 157° del Decreto Supremo N° 37, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el “Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, lo cual ha

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 4 de junio de 2019 y actualizado el 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía. Además, se consideran:

- Anuncio del Ministerio de Energía de 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 comenzarían a funcionar con biomasa.
- Anuncio del Ministerio de Energía de 6 de julio de 2021, en el que se señala 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 del 1 de enero de 2025, o en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y eficiencia operacional del sistema lo permitan.
- Carta N° 18742, de 7 de diciembre de 2023, de Engie Energía Chile S.A., dirigida a la Comisión, que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para el retiro y desconexión de las unidades Central Térmica Mejillones 1 (CTM1) y Central Térmica Mejillones 2 (CTM2) a partir del 31 de diciembre de 2025.
- El Oficio N° 161, de 06 de marzo de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, mediante el que se toma conocimiento del retiro, desconexión y cese de operaciones de las Unidades Central Termoeléctrica Mejillones 1 y Central Termoeléctrica Mejillones 2 de la central TER Mejillones, propiedad de Engie Energía Chile S.A., a partir del 31 de diciembre de 2025.
- Carta N° 18743 de 7 de diciembre de 2023, de Engie Energía Chile S.A., dirigida a la Comisión, que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para la modificación relevante de la Central Térmica IEM, consistente en la reconversión a Gas Natural de dicha central. En dicha carta, se informa la desconexión de la unidad el 31 de diciembre de 2025 y su entrada en operación reconvertida el 01 de julio de 2026.
- La Resolución Exenta de la Comisión N° 117, de 25 de marzo de 2024, que autoriza solicitud de exención de plazo de Engie Energía Chile S.A. asociada a la reconversión de la Central Termoeléctrica Infraestructura Energética Mejillones, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Carta N° 19179 de 10 de mayo de 2024, de Engie Energía Chile S.A., dirigida a la Comisión, que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para el retiro y desconexión de la

implicado estimar una nueva fecha de interconexión de la obra. En atención a lo anterior, y considerando que el Coordinador, en el contexto de la entrega de información a que hace referencia la Resolución Exenta CNE N°641, de 30 de agosto de 2016 no posee un nuevo cronograma de los trabajos a ejecutar, se ha incluido una modelación de los trabajos análoga a la efectuada en procesos anteriores, pero con un desfase en el tiempo. Considerando que, la ejecución de los trabajos en meses de verano supone una condición crítica para la zona, es que se han realizado ajustes propendiendo a que estos no se realicen en dichos meses y reasignándolos para el periodo inmediatamente siguiente, es decir, los trabajos asociados al tramo de transporte Cautín – Metrenco 2x220 kV se desarrollan en el periodo de abril a junio de 2032.

Central Termoeléctrica Hornitos, solicitando exención de plazo a partir del 1 de enero de 2026.

- Carta N° 19180 de 10 de mayo de 2024, de Engie Energía Chile S.A., dirigida a la Comisión, que inicia tramitación según artículo 72°-18 de la LGSE para el retiro y desconexión de la Central Termoeléctrica Andina, solicitando exención de plazo a partir del 1 de enero de 2026.
- La Resolución Exenta N° 468, de 2 de septiembre de 2024, de la Comisión, que rechaza solicitud de exención de plazo de Engie Energía Chile S.A. asociada al retiro, desconexión y cese de operaciones de la unidad Ter Hornitos U1 de la central Ter Hornitos, la unidad Ter Andina U1 de la central Ter Andina, las unidades Ter Arica GMAR U1, Ter Arica M1AR U1, Ter Arica M2AR U1, Ter Arica GMAR U2, Ter Arica GMAR U3, Ter Arica GMAR U4, Ter Arica M1AR U2, Ter Arica M1AR U3 y Ter Arica M2AR U2 de la central Ter Arica y las unidades Ter Tocopilla TG1 y Ter Tocopilla TG2 de la central Ter Tocopilla, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

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 carbón¹²

Central	Fecha	Tipo
IEM	dic-25	Reconversión a GN
Andina	abr-26	Cierre de operaciones
Hornitos	abr-26	Cierre de operaciones
Angamos 1	oct-30	Cierre de operaciones
Angamos 2	oct-30	Cierre de operaciones
Nueva Ventanas	oct-30	Cierre de operaciones
Campiche	oct-30	Cierre de operaciones

¹² En atención al anuncio de julio de 2021, relativo al cierre adelantado de las centrales Angamos 1, Angamos 2, Nueva Ventanas y Campiche, cuya salida se indicó disponible a contar del 1 de enero de 2025, o en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y eficiencia operacional del Sistema Eléctrico Nacional lo permitan, y considerando que a la fecha no se ha recibido comunicación formal de los titulares respecto de sus intenciones de retiro en el contexto del artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctricos, esta Comisión evaluó el impacto que produciría el cese de operación de dichas unidades en los costos esperados de operación y de falla del sistema. Sobre esta base, se efectuaron dos simulaciones consistentes con la base de datos del proceso de Precio de Nudo de Corto Plazo 2-2025 (escenario base y escenario con cese de operación de las unidades), identificándose como fecha indicativa aquella a partir de la cual el diferencial de costos se mantiene bajo un umbral de al menos un 5% del valor esperado del costo total actualizado de operación y falla del sistema, resultando marzo de 2030 como la primera fecha que cumpliría dicho criterio. No obstante, considerando que el sistema típicamente presenta mejores condiciones de abastecimiento durante el período de deshielo, se adopta como fecha referencial de retiro octubre de 2030. Lo anterior, queda sujeto a actualización en función de nueva información y de la evolución de los supuestos considerados.

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, contruidos a partir de la estadística hidrológica establecida en el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, de 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata). Este estudio 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 afluyente [GWh] por año hidrológico (abril a marzo del siguiente año).

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

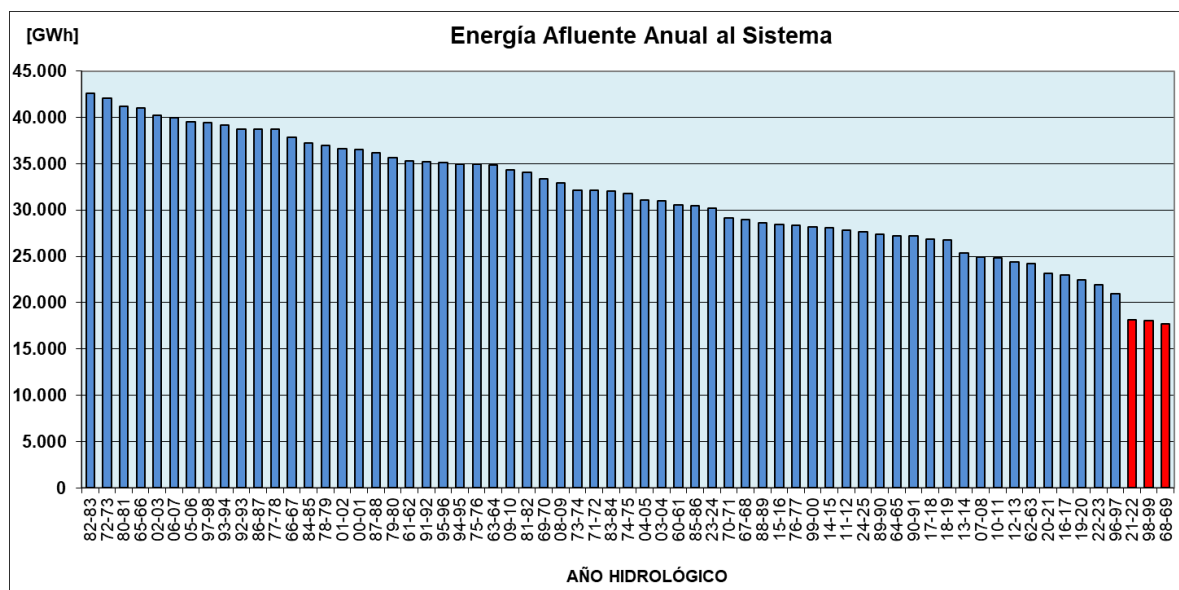
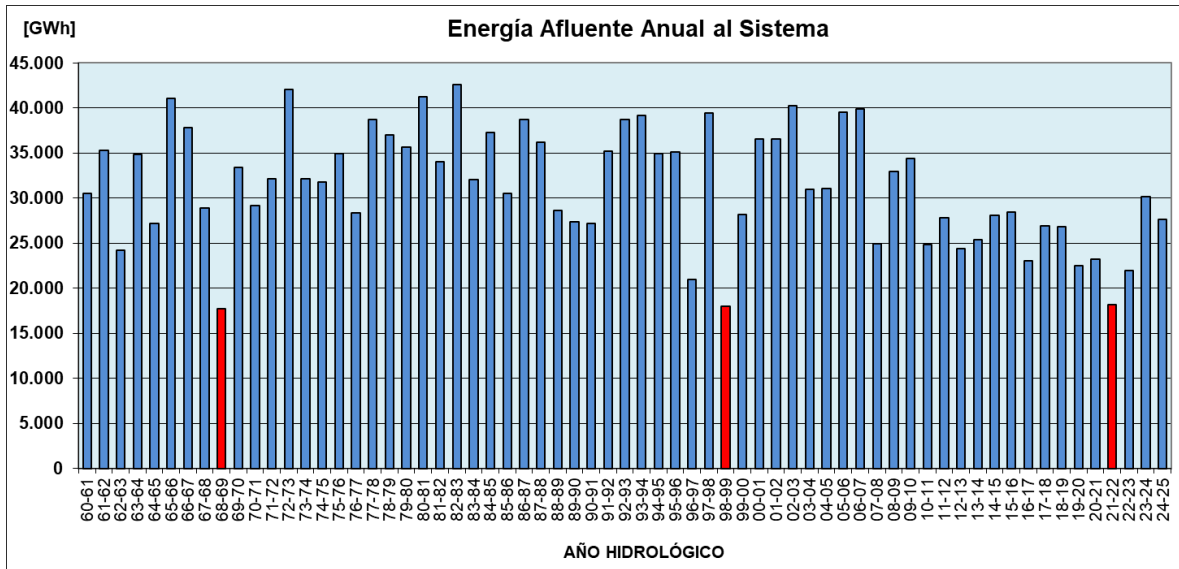


Gráfico 2: Energía anual afluyente (orden cronológico)



1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas iniciales estimadas de los embalses al 1 de enero de 2026 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 estimadas al 1 de enero de 2026

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.325,37
Laguna del Maule	2.167,11
Embalse Rapel	104,89
Laguna La Invernada	1.308,37
Lago Chapo	237,67
Embalse Colbún	428,91
Embalse Melado	645,00
Embalse Ralco	717,55
Embalse Pangue	507,00
Poza Polcura	735,00
Embalse Machicura	257,00

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 de 2026, 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 con 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 de 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 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

Tabla Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2026	82.594	15.114	18,30%
2027	84.449	15.778	18,68%
2028	87.990	16.633	18,90%
2029	89.723	17.021	18,97%
2030	95.136	18.185	19,11%
2031	98.142	18.897	19,25%
2032	103.813	20.146	19,41%
2033	105.053	20.553	19,56%
2034	105.664	20.690	19,58%
2035	107.749	21.193	19,67%

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 con lo establecido en la Ley y en la Resolución Exenta N° 641.

2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA

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

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

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

A continuación, se realiza una simulación utilizando los valores del agua 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 2026, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2026, en concordancia con el inicio de vigencia de los precios establecido en la Resolución N° 641.

2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

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

2.3.1 Costos variables de centrales térmicas

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

Para aquellas centrales térmicas en construcción, y aquellas que son parte del programa de obras indicativo de generación, 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 ya citado “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 Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

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 ¹³

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 ¹⁴

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	33%	42%	35%	40%	39%	41%	43%	38%	39%	41%	42%	36%
2	14	31%	42%	36%	43%	42%	41%	44%	40%	37%	40%	40%	35%
3	15	30%	43%	36%	44%	42%	41%	44%	41%	35%	39%	39%	32%
4	16	28%	43%	34%	43%	41%	41%	43%	36%	31%	29%	34%	25%
5	17	25%	41%	34%	42%	41%	37%	39%	32%	23%	24%	27%	22%
6	18	18%	35%	30%	34%	34%	32%	31%	26%	20%	21%	24%	16%
7	19	19%	32%	32%	29%	33%	33%	33%	29%	36%	34%	33%	22%
8	20	27%	33%	36%	35%	39%	44%	47%	47%	52%	48%	48%	34%
9	21	30%	31%	38%	39%	41%	46%	49%	51%	53%	51%	50%	40%
10	22	27%	29%	34%	35%	35%	38%	43%	45%	49%	45%	50%	34%
11	23	22%	30%	32%	32%	32%	30%	34%	34%	36%	34%	40%	29%
12	24	28%	39%	37%	35%	37%	39%	37%	37%	36%	34%	41%	30%

2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de 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.

¹³ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.

¹⁴ 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 SEN¹⁵

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 SEN¹⁶

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 SEN¹⁷

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%

¹⁵ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la Zona Norte del SEN hasta la Subestación Punta Colorada.

¹⁶ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas en la Zona Centro del SEN, entre la Subestación Punta Colorada y la Subestación Parral.

¹⁷ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas desde la Subestación Parral hasta el extremo sur del SEN.

2.5.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía

Los sistemas de almacenamiento de energía se modelaron a partir de las potencias máximas, horas de almacenamiento y factor de eficiencia para cada proyecto. En base a esta información, se determinaron perfiles de carga y descarga, por cada bloque e hidrología, considerando la siguiente metodología:

En el software OSE2000 se implementó, en la etapa de operación, un algoritmo para modelar acumuladores que tiene como objetivo replicar la estrategia de carga y descarga intradiaria que tiene este tipo de tecnología. Dicha metodología tiene por objetivo arbitrar energía entre distintas horas del día, contribuyendo a una operación más económica del sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, la aplicación de esta estrategia por parte de un acumulador genera efectos a nivel sistémico, los cuales se intensifican en la medida que varios acumuladores operan simultáneamente bajo criterios similares. En consecuencia, dicho efecto sistémico debe ser tomado en consideración por el algoritmo.

Para tal efecto, para cada uno de los días típicos definidos en cada etapa del horizonte de planificación (señalados en la sección 1.1.2), el algoritmo obtiene un punto de referencia a través de un despacho económico para el sistema completo. Sobre la base de dicho punto, se procede a ajustar los perfiles de carga y descarga por bloque horario e hidrología de cada acumulador, en función de los costos marginales en su respectiva barra de conexión, obteniéndose de esta forma un nuevo punto de referencia sistémico. El algoritmo repite esta estrategia en un proceso iterativo hasta que se alcanza un equilibrio en la operación de los distintos acumuladores.

Como resultado de este proceso, del algoritmo se obtuvieron perfiles de carga y descarga para cada una de las etapas y series hidrológicas consideradas en el horizonte de evaluación.

Es preciso mencionar que, dado el algoritmo implementado en el software OSE2000, los perfiles óptimos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento se obtienen como resultado del proceso de operación, es decir, no son considerados en la parte de la etapa de optimización. Con el objeto de incorporar sus efectos en la etapa de optimización, se retroalimentaron los perfiles de carga y descarga de la etapa de operación en la etapa de simulación para luego optimizar nuevamente la operación de los sistemas de almacenamiento.

Por último, con el fin de reducir la cantidad de ciclos resultantes por etapa, se limitó exógenamente al modelo la restricción de que los sistemas de almacenamiento sólo puedan cargar en aquellos bloques con oferta solar, lo que implicó considerar una operación propendiendo a un ciclo de carga y descarga para esta tecnología. Asimismo, considerando que el algoritmo actualmente no permite representar de forma explícita la eficiencia del ciclo de carga y descarga en el modelo OSE2000, se

aplicó de forma externa al modelo un factor eficiencia igual a un 81%¹⁸ con el fin de representar la eficiencia promedio de los sistemas de almacenamiento.

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, de acuerdo con los antecedentes disponibles para esta Comisión, relativos tanto a proyectos que se encuentran actualmente en estudio como aquellos comprometidos en los contratos que surgen como parte del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados.

2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento

De acuerdo con lo señalado en el artículo 10° ter de la Resolución Exenta N°641, la Comisión elaborará un programa de obras de generación y transmisión, en adelante e indistintamente el Programa de Obras, considerando un escenario único respecto de las instalaciones existentes y en construcción de generación y transmisión, la demanda eléctrica, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización indicada en el literal d) del artículo 165º de la Ley, que permita minimizar el costo total actualizado de abastecimiento correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantención, administración y racionamiento, durante el horizonte de simulación.

Para determinar las alternativas de expansión y localización de las centrales de generación y sistemas de almacenamiento de energía del programa indicativo, esta Comisión consideró las fuentes de información y metodologías utilizadas para la determinación de los escenarios de generación en el proceso de Planificación de la Transmisión del año 2024, los cuales se determinaron sobre la base del informe “Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo” elaborado por el Ministerio de Energía.

Para ello, se utilizó el software AMEBA, el cual corresponde a una plataforma web que permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica multi embalse) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión). También, permite obtener el plan de expansión óptimo en términos técnicos y económicos, tanto de aquellas tecnologías disponibles a ser incorporadas a la matriz eléctrica como

¹⁸ Eficiencia del ciclo completo de carga y descarga utilizado en el proceso de Actualización de Antecedentes 2023 del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), periodo 2018-2022, publicado en septiembre de 2023 por el Ministerio de Energía para representar almacenamiento de baterías tipo BESS con capacidad de almacenamiento entre 1,2 y 4 horas. Dichos antecedentes pueden consultarse en el siguiente enlace <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>.

de las existentes, reconociendo sus ubicaciones a lo largo de la red y los costos de refuerzos de transmisión necesarios para su integración.

El problema de optimización que determina el parque óptimo de generación y sistemas de almacenamiento puede resumirse como sigue¹⁹:

$$\text{Mínimo costo} = \text{Costos operativos} + \text{Costos de inversión} + \text{Costo de falla}$$

Sujeto a:

- Restricciones técnicas de las instalaciones
- Restricciones operativas relativas a una operación segura del sistema eléctrico.
- Restricciones operativas asociadas a la operación de las cuencas hidrológicas.
- Restricciones de inversión.
- Trayectoria esperada de los niveles de los embalses.

En donde:

- Costos operativos: incluye los costos esperados de generación anualizados y de impuestos a las emisiones.
- Costos de inversión: costos esperados de inversión y COMA (Costos de Operación, Mantenimiento y Administración) anualizados de la expansión en generación, almacenamiento y transmisión.
- Costo de falla: incluye el costo esperado por energía no servida, entre otros.

Sobre la base de los escenarios de generación utilizados en el proceso de Planificación de la Expansión de la Transmisión 2024, se realizó una adaptación de un solo escenario, considerando para ello las fuentes de información y consideraciones del presente proceso. Las simulaciones realizadas consideraron un horizonte de 15 años, esto es, el periodo comprendido entre los años 2026 y 2041, sin perjuicio de que los resultados son presentados para los siguientes 10 años, conforme con lo señalado en la sección 2.2 del presente informe.

Conforme a lo expuesto en el párrafo anterior, se ajustaron, al menos, los siguientes supuestos:

- Previsión de demanda del sistema.
- Precios de combustibles y sus respectivas proyecciones.
- Parque de generación existente, en construcción y comprometido.
- Plan de cierre de centrales a carbón.
- Costos de inversión de las tecnologías y sus respectivas proyecciones.

¹⁹ Fuente: Informe final proceso Quinquenal PELP 2023-2027 disponible en <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>.

- Costos de falla.

Los costos de inversión de las tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento con sus respectivas proyecciones se muestran en la sección 2.6.2. del presente informe. Con respecto a los costos asociados a las instalaciones candidatas de transmisión, se mantuvieron los costos utilizados en el proceso de Planificación de la Expansión de la Transmisión 2024.

En cuanto al modelamiento de la demanda y de las unidades generadoras solares y eólicas, se simuló la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los distintos bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típicas de las centrales solares y de los registros de viento por zona del país. En este sentido, la demanda mensual se representó mediante 12 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 12 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Cada uno de los bloques agrupa dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día. La duración total de los bloques correspondientes a un día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a un día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días hábiles es mayor que la de días no hábiles.

La oferta de generación futura sujeta a evaluación correspondió a la considerada en el proceso de Planificación de Expansión de la Transmisión 2024. Asimismo, se consideró la nueva capacidad de generación y sistemas de almacenamiento entrante respecto la fijación anterior. Por otro lado, en los casos de los proyectos solares y eólicos, cada candidato dispone de un perfil horario de generación, de modo que, si como resultado del proceso de optimización, este candidato es identificado como una obra del plan de obras indicativo, el perfil de generación resultante para ser implementado en la base de simulación OSE2000 es determinado aplicando una metodología análoga a la sección 2.5.

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 y Almacenamiento”, aprobado por Resolución Exenta de la Comisión N° 243, de 15 de mayo de 2025. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo con 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 y almacenamiento se han 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 y almacenamiento por tecnología²⁰

Tecnología	Costo de inversión referencial [US\$/kW]
Térmica a gas natural (CC)	1.117
Térmica a gas natural (CA)	839
Térmica Diésel	525
Eólica	1.483
Eólica MGPE	1.630
Solar	809
Solar MGPE	946
Solar Térmica	6.560
Hidráulica de embalse	5.520
Hidro-Pasada	4.880
Mini Hidro-Pasada	2.754
Térmica a biomasa	4.003
Térmica a biogás	1.423
Geotérmica	5.451
Eólica + Almacenamiento @4-5 hrs/80%Pnom	1.727
Solar + Almacenamiento @2-4 hrs/90%Pnom	1.371
Solar + Almacenamiento @5-8 hrs/90%Pnom	1.569
Almacenamiento BESS @2-3 hrs	689
Almacenamiento BESS @ 4 hrs	814
Almacenamiento BESS @5-6 hrs	920

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

Respecto de las obras de transmisión, se han considerado los costos de inversión utilizados en el proceso de Planificación de Expansión de la Transmisión 2024.

Para efectos de determinar el plan de obras indicativo, los costos de inversión informados en la tabla anterior se proyectaron en base a las tendencias de precios futuros presentados en el informe “Informe de Actualización de Antecedentes 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo” elaborado por el Ministerio de Energía. Considerando que los costos previamente mencionados corresponden al año 2025, sobre estos se aplicaron las tendencias futuras identificadas en dicho informe.

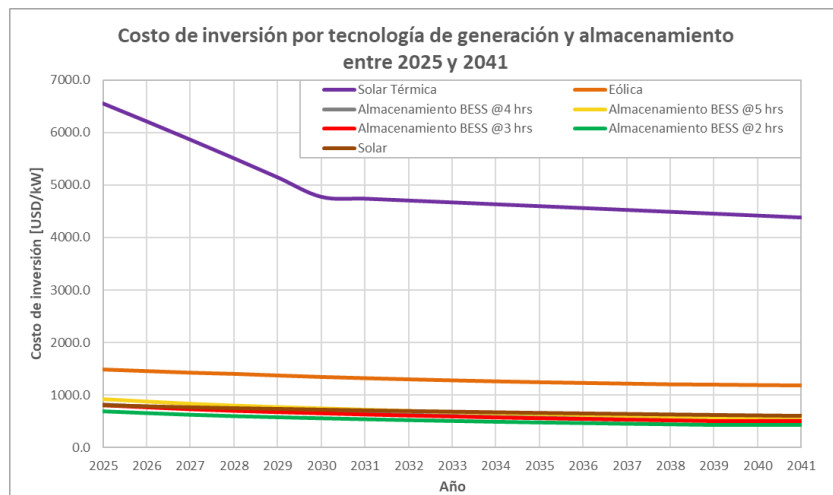
²⁰ En el contexto del plan de descarbonización del Ministerio de Energía individualizado en el presente Informe Técnico, en esta fijación, esta Comisión ha estimado innecesario considerar un costo de inversión para centrales térmicas a carbón.

Adicionalmente, con respecto a los sistemas de almacenamiento, se consideró que:

- El costo de inversión de los sistemas de almacenamiento Stand Alone de capacidad de almacenamiento de 5 horas corresponde a 920 USD/kW.
- El costo de inversión de los sistemas de almacenamiento Stand Alone de capacidad de almacenamiento de 3 horas corresponde a 804,5 USD/kW.

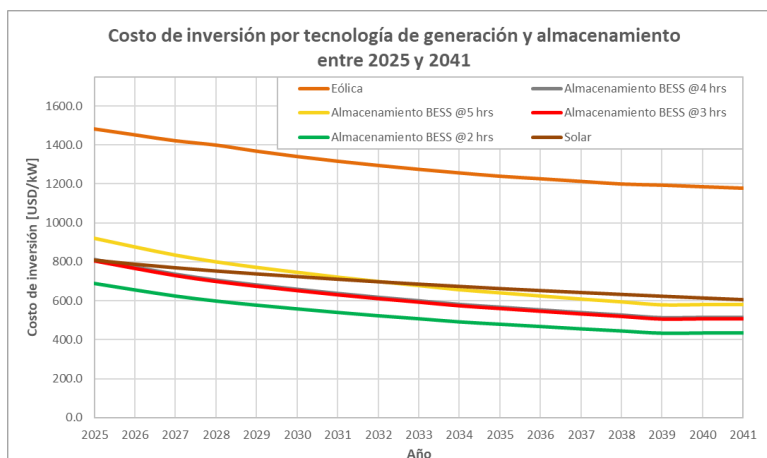
A continuación, se muestran proyecciones de costos de inversión para las principales tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento.

Gráfico 3: Proyección costos de inversión por tecnología de generación y almacenamiento



Por otro lado, a continuación, se presenta un gráfico complementario de la proyección de los costos de inversión por tecnología de generación y almacenamiento, sin considerar los valores asociados a la tecnología Solar Térmica.

Gráfico 4: Proyección costos de inversión por tecnología sin Solar Térmica



2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

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

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

2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

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

En este contexto, de acuerdo con lo expuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N°113, de 2027, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, son Servicios Complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos. El Coordinador, a través de los Servicios Complementarios, debe preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica y de calidad para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente.

A su vez, de acuerdo con lo expuesto en la sección 3.1.2 de la Resolución Exenta N°545, de 04 de septiembre de 2025 que “Modifica y reemplaza Informe de Definición de Servicios Complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 189, de 23 de abril de 2024”, el Servicio Complementario de Control de Tensión corresponde a aquellas acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local. Dada esta característica, el mecanismo de prestación que ha determinado el Coordinador Eléctrico Nacional en cada informe a que hace referencia el inciso tercero del Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, ha correspondido a instrucción directa, lo cual puede

ser corroborado mediante la revisión de los Registros de Instrucciones de Operaciones (RIO)²¹ del Coordinador Eléctrico Nacional, o mediante licitación.

Por otra parte, en el estudio contratado por esta Comisión denominado “Análisis y propuesta metodológica de apoyo para la definición de Precios de Nudo de Corto Plazo y Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala” elaborado por el consorcio GME y Synex, se dio cuenta de que en el año 2022 la gran mayoría de las instrucciones por control de tensión se refirió a centrales renovables variables. Además, en dicho estudio se concluyó que en la mayoría de los casos no se recurría a una condición de operación forzada a mínimo técnico de una central térmica para controlar los niveles de tensión y, por lo mismo, se recomendó en no persistir con dicha modelación.

Conforme a lo expuesto, dado el aumento progresivo y a gran escala de tecnologías de energías renovables en base a inversores, la capacidad intrínseca de estos de controlar tensión y los procedimientos de control de tensión que realiza el Coordinador en su programación y en la Operación en Tiempo Real, en este informe se ha modelado el control de tensión en base a inversores de plantas fotovoltaicas y eólicas, de forma local, con las centrales que han prestado mayormente el servicio en el último año.

Para el caso de las centrales renovables con generación variable, existen sobrecostos operacionales asociados a la prestación del servicio de control de tensión, cuando, por razones técnicas o instrucciones del CDC del Coordinador, se ven en la necesidad de retirar energía del sistema para seguir prestando el servicio o deben operar en un nivel menor al que operarían sin la instrucción de controlar tensión.

Actualmente, en las transferencias económicas asociadas a los balances de Servicios Complementarios, se distinguen los siguientes cargos por la prestación del servicio de control de tensión: Costo de Oportunidad ERNC, en adelante “CO ERNC”, y Retiro de Energía Adicional, en adelante “REA”.

- CO ERNC: es el costo de oportunidad de una central ERNC de reducir total o parcialmente su inyección máxima de energía activa, con el propósito de inyectar energía reactiva. Para efectos de este informe, esta reducción de potencia activa se modela como una reserva de potencia en ciertas centrales solares fotovoltaicas o eólicas del sistema. Para ello, como se mencionó anteriormente, se realizó una revisión de los balances de transferencias de Servicios Complementarios publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional, con el fin de identificar las centrales que fueron instruidas a reducir su generación de potencia activa para prestar el servicio de control de tensión. Para efectos de representar esta reducción en la modelación, se determinó el impacto de esta en el factor de planta anual de la central.

²¹ Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>

- REA: corresponde a la energía adicional que una central en base a inversores debe retirar de la red para controlar reactivos. Para efectos de este informe, se modela como una demanda adicional en ciertas zonas, proporcionales al REA utilizado en dichas zonas a partir de los retiros de energía adicional observados en los balances de transferencias de Servicios Complementarios.

2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En relación con el 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 con los antecedentes disponibles de 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, complementado por la Resolución Exenta N° 153, de 19 de abril de 2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM” y por la Resolución Exenta N° 314, de 25 de julio de 2023, que Aprueba Adenda N°2 Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, 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 de Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión, siendo estos últimos dos incorporados de acuerdo con lo señalado en las secciones 2.7 y 2.8.

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 aquellos 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 aquellos 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 le 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 sobre costo. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este informe técnico incluyen este factor de sobre costo.

Cabe señalar que las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación para 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 2025, el Precio Básico de la Potencia de Punta asociada a la capacidad en turbinas diésel, se obtiene de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$P_{\text{bpot}} \left[\frac{\$}{\text{kW}} \right] = \text{Dol}_i \cdot \{ [(C_{\text{TG}} \text{FRC}_{\text{TG}} + C_{\text{SE}} \text{FRC}_{\text{SE}} + C_{\text{LT}} \text{FRC}_{\text{LT}}) \text{CF} + C_{\text{fijo}}] (1 + \text{MRT})(1 + \text{FP}) \}$$

Donde:

C_{TG} [US\$/kW]:	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
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.
C_{SE} [US\$/kW]:	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
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.
C_{LT} [US\$/kW]:	Costo unitario de inversión de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT} :	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años.
CF :	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]:	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT :	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP :	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]:	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.

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 2025.

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.

$$C_{componente} = C_{componente-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_3 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

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

C_{componente-0}: Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2024.

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.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61 pesos/US\$.

PPI_{turb}_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.

- PPI_{turb0}**: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 256,355.
- 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.
- PPI₀**: Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,86.
- IPC_i**: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- IPC₀**: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,58.
- 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.

$$C_{componente} = C_{componente-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

- C_{componente}**: Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
- C_{componente-0}**: Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2024.
- 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.
- Dol₀**: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61 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.
- PPI₀**: Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2023 cuyo valor es 253,86.
- IPC_i**: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,58.

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.

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0} \cdot \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

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.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2023 cuyo valor es 886,61 pesos/US\$.

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

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el mes de noviembre de 2023 cuyo valor es 101,58.

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 fijación²².

²²Diferencias en los coeficientes mostrados en el informe se deben a aproximaciones de redondeo.

Tabla 22: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	886,81	nov-23
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	256,355	jun-23
Producer Price Index-Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	253,860	jun-23
Índice de Precios al Consumidor (Base 2023=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	101,58	nov-23

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

Subestación	Potencia [MW]	CTG-o [US\$/kW]	COEF 1 PPIturb	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Nogales 220	70	649,06	0,63989	0,07697	0,28314
Pto. Montt 220	70	639,83	0,63853	0,07681	0,28466

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

Subestación	Potencia [MW]	CSE-o [US\$/kW]	COEF 1 PPI	COEF 2 IPC
Nogales 220	70	78,52	0,53618	0,46382
Pto. Montt 220	70	76,25	0,60698	0,39302

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

Subestación	Potencia [MW]	CLT-o [US\$/kW]	COEF 1 PPI	COEF 2 IPC
Nogales 220	70	14,08	0,13100	0,86900
Pto. Montt 220	70	17,41	0,21951	0,78049

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

Subestación	Potencia [MW]	Cfijo-o [US\$/kW]
Nogales 220	70	1,171
Pto. Montt 220	70	1,154

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 con la siguiente expresión:

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

Dónde:

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

PMM_0 : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo a 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.

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

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 numerales 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]	Tecnología	Punto de Conexión
Eólica Ancoa 01	abr-30	159	Eólica	Ancoa 220
Eólica Concepción 01	ene-31	88	Eólica	Concepción 220
Eólica Puerto Montt 01	ene-31	229	Eólica	Puerto Montt 220
Solar Lagunas 01	ene-32	440	Solar Fotovoltaica	Lagunas 220
Solar Lagunas 02	ene-32	74	Solar Fotovoltaica	Lagunas 220
Eólica Concepción 02	ene-32	172	Eólica	Concepción 220
Eólica Puerto Montt 02	ene-32	140	Eólica	Ciruelos 220
Eólica Rapel 01	ene-32	51	Eólica	Rapel 220
Eólica Puerto Montt 03	ene-32	36	Eólica	Puerto Montt 220
Solar Lagunas 03	ene-33	100	Solar Fotovoltaica	Lagunas 220
Eólica Concepción 03	ene-33	192	Eólica	Concepción 220
Eólica Puerto Montt 04	ene-33	49	Eólica	Puerto Montt 220
Eólica Pan de Azúcar 01	ene-33	328	Eólica	Pan de Azúcar 220
Eólica Ancoa 02	ene-33	187	Eólica	Ancoa 220
Solar Lagunas 04	ene-34	127	Solar Fotovoltaica	Lagunas 220
Eólica Concepción 04	ene-34	141	Eólica	Concepción 220
Eólica Pan de Azúcar 02	ene-34	228	Eólica	Pan de Azúcar 220
Eólica Pichirropulli 01	ene-34	122	Eólica	Pichirropulli 220
Solar Lagunas 05	ene-35	333	Solar Fotovoltaica	Lagunas 220
Eólica Pan de Azúcar 03	ene-35	88	Eólica	Pan de Azúcar 220
Eólica Pichirropulli 02	ene-35	83	Eólica	Pichirropulli 220
Eólica Charrúa 01	ene-35	299	Eólica	Charrúa 220
Solar Cumbres 01	ene-36	253	Solar Fotovoltaica	Cumbre 500
Solar Lagunas 06	ene-36	376	Solar Fotovoltaica	Lagunas 220
Eólica Pichirropulli 03	ene-36	57	Eólica	Pichirropulli 220
Eólica Concepción 05	ene-36	153	Eólica	Concepción 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, los proyectos han sido escalados de acuerdo con su utilización óptima de los recursos disponibles teniendo en consideración los antecedentes de la sección 2.6, por lo que no son necesariamente asimilables a

centrales o proyectos particulares, así como también podrían presentar diferencias de los resultados obtenidos en la plataforma AMEBA.

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 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 2026 para cada barra.

Las siguientes tablas muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2026 y marzo de 2030, y el valor del costo marginal equivalente para Polpaico 220 kV. Para efectos del cálculo del precio básico de energía en el nodo Polpaico 220 kV, de acuerdo con 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 Cerro Navia 110 kV.

Tabla 28: Costos marginales del nudo Polpaico 220 kV y demanda de energía asociada al nudo Polpaico 220 kV

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Abril	2026	28,60	140,48	1,000
Mayo	2026	33,07	159,01	0,992
Junio	2026	27,24	163,23	0,984
Julio	2026	19,90	158,96	0,976
Agosto	2026	16,69	157,87	0,969
Septiembre	2026	9,08	143,33	0,961
Octubre	2026	4,07	143,18	0,953
Noviembre	2026	4,54	143,42	0,946
Diciembre	2026	4,27	148,78	0,938
Enero	2027	5,85	157,47	0,931
Febrero	2027	10,36	143,19	0,924
Marzo	2027	17,75	157,20	0,916
Abril	2027	24,66	143,05	0,909
Mayo	2027	28,96	161,44	0,902
Junio	2027	24,40	165,59	0,895
Julio	2027	17,26	161,35	0,888

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Agosto	2027	14,27	160,29	0,881
Septiembre	2027	8,25	145,88	0,874
Octubre	2027	5,26	145,75	0,867
Noviembre	2027	3,94	145,99	0,860
Diciembre	2027	4,06	151,33	0,853
Enero	2028	7,36	177,19	0,846
Febrero	2028	12,14	163,14	0,840
Marzo	2028	21,83	176,68	0,833
Abril	2028	27,51	163,09	0,826
Mayo	2028	28,79	181,21	0,820
Junio	2028	22,96	185,53	0,813
Julio	2028	15,72	181,50	0,807
Agosto	2028	12,36	180,52	0,801
Septiembre	2028	6,02	166,27	0,794
Octubre	2028	4,60	165,98	0,788
Noviembre	2028	3,37	166,20	0,782
Diciembre	2028	3,88	171,39	0,776
Enero	2029	6,42	178,87	0,769
Febrero	2029	11,50	164,92	0,763
Marzo	2029	21,32	178,35	0,757
Abril	2029	27,93	164,86	0,751
Mayo	2029	28,03	182,90	0,745
Junio	2029	22,33	187,28	0,739
Julio	2029	17,51	183,29	0,734
Agosto	2029	15,03	182,34	0,728
Septiembre	2029	8,11	168,10	0,722
Octubre	2029	6,12	167,79	0,716
Noviembre	2029	4,46	167,99	0,711
Diciembre	2029	4,36	173,16	0,705
Enero	2030	11,00	185,07	0,699
Febrero	2030	17,44	171,24	0,694
Marzo	2030	27,63	184,68	0,688

En concordancia con lo presentado anteriormente para el nodo Polpaico 220 kV, los Precios Básicos de la Energía se calculan 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 de cálculo como en las barras de consumo asociadas a cada una, tal como se muestra, a modo de ejemplo, en la tabla precedente para el caso de Polpaico 220 kV.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2026, el Precio Básico de la Energía se determina como:

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

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

Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía (PBE) para el nudo Polpaico 220 kV²³ es de:

$$PBE \text{ Polpaico } 220 \text{ kV} = 15,068 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right] \times 935,70 \left[\frac{\$}{\text{US\$}} \right] / 1.000 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right] = 14,099 \left[\frac{\$}{\text{kWh}} \right]$$

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.

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 con las disposiciones establecidas en el numeral 3 del artículo 162° 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° 803, de 22 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad

²³ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Polpaico 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

de punta del SEN y de los SSMM”. 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”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°574, de 16 de septiembre de 2025, fue publicado en la página web de la Comisión y comunicado al Coordinador mediante oficio CNE N° 834, de igual fecha, con el objeto de permitir que las empresas de generación, transmisión, concesionarias de servicio público de distribución y clientes libres interconectadas a los sistemas eléctricos correspondientes formulan sus observaciones al mismo. Para tales efectos, se estableció como plazo el 10 de octubre de 2025, el que fue posteriormente extendido hasta el 20 de octubre de 2025 mediante oficio CNE N° 898, de 07 de octubre de 2025. Las observaciones recibidas fueron analizadas por esta Comisión, efectuándose los ajustes pertinentes en los resultados del informe en concordancia con este análisis. El Informe Técnico Definitivo, en su versión posterior a al proceso de 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 a 63 del Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones, en adelante e indistintamente “Decreto Supremo N° 62”, se debe definir el Margen de Reserva Teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, en adelante “MRT”, dadas las características de las unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía 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, 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 sistemas de almacenamiento de energía, y la demanda de punta de cada sistema o subsistema. En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso de que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25 el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

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

Cabe señalar que, para el presente informe técnico, los Márgenes de Potencia de los subsistemas considerados en este informe son los informados por el Coordinador a la Comisión el 22 de julio de 2025 mediante correo electrónico, en respuesta al Oficio Ordinario N° 603, de 15 de julio de 2025, y realizados sobre la base del cálculo definitivo de potencia de suficiencia del año 2023 versión 02.

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 a partir de la subestación Parinacota 220 kV, y al norte de la subestación Ciruelos 220 kV, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera como unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{18.416,37 \text{ MW}}{10.493,08 \text{ MW}} = 1,76$$

De lo anterior, se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,76, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Centro - Norte corresponde a un 10%.

Subsistema Sur:

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

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{833,34 \text{ MW}}{565,29 \text{ MW}} = 1,47$$

De lo anterior, se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,47, 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 de 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, para la presente fijación se ha determinado mantener el dimensionamiento de la turbina diésel como unidad de punta en 70 MW para ambos subsistemas. Esta determinación se sustenta en que el dimensionamiento señalado resulta coherente con la evolución observada del parque generador y

con las condiciones logísticas de abastecimiento que han respaldado históricamente la operación del sistema ante la señal de precios aplicada. Por lo anterior, la selección de esta unidad permite entregar una señal eficiente y estable, orientada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual a mínimo costo.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión continuará evaluando de manera permanente el dimensionamiento adecuado de la unidad de punta en los distintos subsistemas del SEN, el cual podrá ser ajustado considerando los cambios en las condiciones del sistema eléctrico y, en particular, aquellos asociados al proceso de descarbonización y a modificaciones en la regulación vigente.

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:

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

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

Subsistema Centro - Norte

Los valores de las variables y parámetros utilizados 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 - Norte²⁴

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	685,53	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	80,39	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
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.
C_{LT} [US\$/kW]	14,39	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008057	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,196	Costo fijo de operación y mantenimiento.

²⁴ 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]		
1 + MRT	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0044	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	9,1920	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]	935,70	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.
P_{bpot} [\$/kW/mes]	8.600,94	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 Sur²⁵

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	675,73	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	0,008785	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]	78,09	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
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.
C_{LT} [US\$/kW]	17,80	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008057	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 48 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,178	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,10	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0042	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	9,0817	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]	935,70	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.
P_{bpot} [\$/kW/mes]	8.497,71	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

²⁵ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

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 con la fórmula señalada en el punto 3.2 del presente informe. Estos precios incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes 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	15,044	0,9423	8.104,68
POZO ALMONTE	220	15,648	0,9281	7.982,55
CONDOROS	220	14,749	0,9530	8.196,71
TARAPACA	220	15,395	0,9609	8.264,66
LAGUNAS	220	15,374	0,9622	8.275,84
NUEVA VICTORIA	220	15,321	0,9587	8.245,73
CRUCERO	220	15,206	0,9436	8.115,86
ENCUENTRO	220	15,717	0,9517	8.185,53
CHUQUICAMATA	220	15,813	0,9538	8.203,59
CALAMA	220	16,071	0,9487	8.159,73
EL TESORO	220	15,652	0,9651	8.300,78
ESPERANZA SING	220	15,650	0,9650	8.299,92
ATACAMA	220	15,762	0,9972	8.576,87
EL COBRE	220	14,665	0,9682	8.327,44
LABERINTO	220	14,646	0,9674	8.320,56
O'HIGGINS	220	14,891	0,9778	8.410,01
D. DE ALMAGRO	220	15,519	0,9598	8.255,20
CARRERA PINTO	220	15,463	0,9577	8.237,13
CARDONES	220	15,485	0,9658	8.306,80
MAITENCILLO	220	14,992	0,9562	8.224,23
PUNTA COLORADA	220	15,031	0,9612	8.267,24
PAN DE AZUCAR	220	15,417	0,9761	8.395,39
LOS VILOS	220	15,643	1,0176	8.752,33
NOGALES	220	15,220	1,0000	8.600,95
QUILLOTA	220	15,351	1,0156	8.735,13

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
POLPAICO	220	14,099	1,0201	8.773,83
EL LLANO	220	16,545	1,0102	8.688,68
LOS MAQUIS	220	16,646	1,0177	8.753,19
LAMPA	220	14,590	1,0139	8.720,51
CERRO NAVIA	220	14,125	1,0228	8.797,06
MELIPILLA	220	14,433	1,0254	8.819,42
RAPEL	220	14,334	1,0192	8.766,09
CHENA	220	14,092	1,0216	8.786,74
MAIPO	220	14,994	0,9936	8.545,91
ALTO JAHUEL	220	15,506	0,9949	8.557,09
ITAHUE	220	12,620	0,8471	7.285,87
ANCOA	220	13,014	0,8384	7.211,04
CHARRUA	220	12,796	0,8374	7.202,44
COLBUN	220	13,015	0,8385	7.211,90
CANDELARIA	220	14,878	0,9415	8.097,80
HUALPEN	220	13,173	0,8698	7.481,11
LAGUNILLAS	220	13,133	0,8700	7.482,83
CAUTÍN	220	11,857	0,7905	6.799,05
TEMUCO	220	11,694	0,8075	6.945,27
CIRUELOS	220	12,560	1,0211	8.677,05
VALDIVIA	220	13,225	1,0159	8.632,86
RAHUE	220	12,735	1,0203	8.670,25
PUERTO MONTT	220	12,762	1,0000	8.497,75
MELIPULLI	220	12,762	1,0000	8.497,75
CHIOE	220	12,844	0,9999	8.496,90

3.5 REGULACIÓN DE TENSIÓN

Como se mencionó en la sección de desarrollo metodológico, la regulación de tensión se incorpora en la modelación, en el caso de ser efectuada por unidades de generación, mediante el control de la inyección y los retiros de los inversores de centrales ERNC, destinados a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales.

En este proceso, el control de tensión se modeló sobre la base de inversores de las plantas fotovoltaicas y eólicas, por corresponder a las centrales que han prestado mayormente este servicio en los últimos años. Dado lo anterior, para representar el CO ERNC, se limitó la potencia disponible de las unidades generadoras conforme a la metodología expuesta en la sección 2.8, lo que significó disponer de márgenes de reserva entre un 0,9% a un 4,7% según sea el caso, para la inyección de energía reactiva destinada a controlar tensión. Es preciso señalar que las centrales cuyas inyecciones

de potencia reactiva significaron menores reducciones en su capacidad de generación de potencia activa fueron agrupadas e incluidas como parte de centrales que presentaban una mayor reducción. Esta agrupación tuvo en cuenta las áreas de control de tensión identificadas por el Coordinador en su informe “Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2024”.

Por otro lado, con respecto al REA, se identificó que este es prestado principalmente en la subestación Don Héctor por las centrales conectadas en dicha barra.

En la siguiente tabla, se muestran las centrales y su margen de potencia considerado para el CO ERNC:

Tabla 32: Márgenes de reserva de las centrales que prestan el Servicio Complementario de Control de Tensión por CO ERNC.

Central	Margen de reserva
PFV GRANJA SOLAR	2,4%
PFV ATACAMA SOLAR II	3,4%
PFV SOL DEL DESIERTO	3,2%
PFV HUATACONDO	1,8%
PFV BOLERO	1,9%
PFV-DIEGOALMAGROSUR	4,7%
PFV EL ROMERO	2,0%
PFV-ELPELICANO	2,5%
PE-PUNTASIERRA	2,7%
PFV-CONEJO	0,9%
PE SAN GABRIEL	1,6%
PE AURORA	2,2%
PE-PUELCHESUR	1,6%

A continuación, se muestran la energía modelada como demanda para el caso del REA en la ubicación considerada, esto es, la subestación Don Héctor 220 kV:

Tabla 33: Demanda modelada para la subestación Don Héctor 220kV, en la que se presta el Servicio Complementario de Control de Tensión mediante REA, para cada mes en el horizonte de estudio.

Mes	REA [MWh]
1	48,8
2	49,9
3	205,1
4	235,9
5	123,8
6	84,2

Mes	REA [MWh]
7	145,2
8	233,4
9	28,9
10	33,0
11	13,3
12	0,7

El detalle de los cálculos realizados para obtener los resultados de las tablas anteriores se dispondrá como Anexo al presente informe.

3.6 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

3.6.1 Indexación de 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, PPI Commodities USA, considerando los desfases temporales que permiten contar con las versiones definitivas de dichos indexadores, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 34.

Tabla 34: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
		Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	941,01	may-25	935,7	nov-25
PPI Commodities	Bureau of Labor Statistics	220,106	dic-24	224,491	jun-25

3.6.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 35 y Tabla 36. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.

3. Conforme al cociente anterior, y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en la Tabla 35 y Tabla 36 para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 horas.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 35 y Tabla 36 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 35: 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	12,685	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	22,841	22,841	0,000
Sobre 40 y hasta 50	22,841	22,841	22,841
Sobre 50 y hasta 80	30,439	30,439	30,439
Sobre 80	38,031	38,031	38,031

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

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	12,580	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	22,648	22,648	0,000
Sobre 40 y hasta 50	22,648	22,648	22,648
Sobre 50 y hasta 80	30,181	30,181	30,181
Sobre 80	37,710	37,710	37,710

3.7 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, de 21 de julio de 2021, complementado por la Resolución Exenta N° 153, de 19 de abril de 2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM” y por la Resolución Exenta N° 314, de 25 de julio de 2023, que Aprueba Adenda N°2 Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, 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 37: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	460,77	492,43
5-10%	506,85	541,68
10-20%	606,91	648,62
Sobre 20%	694,41	742,13

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

SEN: 492,43 [US\$/MWh]

Este valor único representativo se obtiene a partir del cálculo de 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.

3.8 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 estos efectos, 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 2026, y de acuerdo con la fórmula de

cálculo para los precios básicos de energía señalada en la sección 3.2, los factores de modulación de energía se determinaron como:

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

$N_{\text{Calculado}}$: Nudo del sistema respectivo, para el cálculo de los factores de modulación.

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

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

$\text{CMg}_{\text{Polpaico220},i}$: Costo marginal mensual en el mes i en la barra Polpaico 220 kV.

$E_{\text{Polpaico220},i}$: 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.

Por su parte, con respecto a los factores de modulación de potencia, para su cálculo se determinaron precios de la potencia para cada una de las barras mencionadas en el párrafo anterior, considerando para ello los primeros 24 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2026. Esto, de forma similar a las metodologías presentadas en las secciones 3.3 y 3.4 del presente informe.

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

Tabla 38: Factores de Modulación

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	0,9362	1,0677
POZO ALMONTE	220	0,9233	1,1162
CONDORES	220	0,9465	1,0438
TARAPACA	220	0,9423	1,0796
LAGUNAS	220	0,9403	1,0764
NUEVA VICTORIA	220	0,9367	1,0722
FRONTERA	220	0,9330	1,0997
MARIA ELENA	220	0,9257	1,0749
CRUCERO	220	0,9309	1,0908
ENCUENTRO	220	0,9297	1,1074
SALAR	220	0,9278	1,0615
CHUQUICAMATA	220	0,9326	1,1146
CALAMA	220	0,9288	1,1287
EL TESORO	220	0,9402	1,0928

Subestación	Tensión	Factores de Modulación	
	[kV]	Potencia	Energía
ESPERANZA SING	220	0,9401	1,0927
ATACAMA	220	0,9726	1,1110
EL COBRE	220	0,9377	1,0159
LABERINTO	220	0,9366	1,0142
O'HIGGINS	220	0,9545	1,0436
D. DE ALMAGRO	220	0,9467	1,0927
CARRERA PINTO	220	0,9444	1,0882
SAN ANDRES	220	0,9471	1,0879
CARDONES	220	0,9514	1,0885
MAITENCILLO	220	0,9396	1,0592
PUNTA COLORADA	220	0,9446	1,0615
PAN DE AZUCAR	220	0,9603	1,0814
DON GOYO	220	0,9610	1,0834
LA CEBADA	220	0,9631	1,0850
LAS PALMAS	220	0,9703	1,0907
LOS VILOS	220	0,9977	1,0929
NOGALES	220	0,9690	1,0550
QUILLOTA	220	0,9953	1,0759
POLPAICO	500	0,9846	1,0651
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	0,9913	1,1685
LOS MAQUIS	220	0,9986	1,1758
LAMPA	220	0,9938	1,0226
CERRO NAVIA	220	1,0024	1,0019
MELIPILLA	220	1,0040	1,0061
RAPEL	220	0,9982	1,0001
CHENA	220	1,0012	0,9996
MAIPO	220	0,9739	1,0502
EL RODEO	220	0,9781	1,0939
PAINE	154	0,9593	1,1013
ALTO JAHUEL	500	0,9835	1,0986
ALTO JAHUEL	220	0,9753	1,0913
RANCAGUA	154	0,9568	1,1082
PUNTA CORTES	154	0,9480	1,0922
TILCOCO	154	0,9320	1,0735
SAN FERNANDO	154	0,8972	0,9508
TENO	154	0,8648	0,9310
ITAHUE	220	0,8321	0,8895
ITAHUE	154	0,8396	0,8957
ANCOA	500	0,8059	0,9043
ANCOA	220	0,8200	0,9164
CHARRUA	500	0,8203	0,9128
CHARRUA	220	0,8191	0,9096
COLBUN	220	0,8201	0,9165

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
CANDELARIA	220	0,9223	1,0426
HUALPEN	220	0,8540	0,9365
LAGUNILLAS	220	0,8553	0,9337
EL ROSAL	220	0,8086	0,9003
DUQUECO	220	0,7946	0,8027
CAUTÍN	220	0,7699	0,8404
TEMUCO	220	0,7858	0,8293
CIRUELOS	220	0,9762	1,0134
VALDIVIA	220	0,9698	1,0492
RAHUE	220	0,9740	1,0278
PUERTO MONTT	220	0,9574	1,0287
MELIPULLI	220	0,9574	1,0287
CHILOE	220	0,9574	1,0329

Artículo Segundo: Publíquese en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl, el Informe Técnico Preliminar, de diciembre de 2025, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado en el artículo precedente.

Anótese y Archívese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

LZG/DZO/FCP/ERQ/MCB/JBM/AOM/mhs

DISTRIBUCIÓN:

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