

INFORME DPRO-GM-SEN N° 16/2022
ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO
PERÍODO JUNIO 2022 – MAYO 2023

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Junio 2022



TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES Y SUPUESTOS	3
3	RESULTADOS	12
4	COMENTARIOS FINALES	20
5	ANEXOS	22
	ANEXO 1 Resultados caso base.....	23
	ANEXO 2 Plan de Obras de Generación.	33
	ANEXO 3 Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que Complementa al Convenio de 1958, Carta ENDESA GC N°0426 del 22 de noviembre de 2017.	41
	ANEXO 4 Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.	42
	ANEXO 5 Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.	43
	ANEXO 6 Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.	44
	ANEXO 7 Proyecciones de Costos, Costos Combustibles.	45

1 INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los supuestos utilizados y los resultados obtenidos del estudio de seguridad de abastecimiento de acuerdo con el artículo 6° del DS 97/2008, que mensualmente prepara la Gerencia de Mercados, correspondiente al período junio de 2022 – mayo de 2023.

El objetivo de este informe es disponer de una prospectiva de la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 12 meses, bajo las condiciones hidrológica desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio e indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño y en localizaciones relevantes, de forma tal de identificar situaciones de riesgo de abastecimiento del sistema eléctrico y eventuales medidas de mitigación de dichos riesgos.

2 ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

Los supuestos utilizados en este análisis se detallan a continuación:

- a. Para junio 2022 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo con las proyecciones entregadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales (SPC). De acuerdo con lo indicado en el decreto N° 51 del Ministerio de Energía, los caudales de la primera semana de junio de 2022 se consideran limitados a un máximo equivalente al promedio de los últimos 14 días del mes de mayo de 2022. Para el período junio de 2022 a mayo de 2023 se han utilizado las series de hidrologías sintéticas proporcionadas por el SPC. Estas series hidrológicas sintéticas se elaboran a partir del estado actual de las cuencas y las precipitaciones históricas, resultando más secas o húmedas que las series hidrológicas históricas correspondientes, según la condición inicial de cada cuenca hidrológica.
- b. La disponibilidad mensual de Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) para el periodo junio 2022 – mayo 2023 se indica en las siguientes tablas, la cual corresponde a una representación de los volúmenes informados por las empresas generadoras que utilizan GNL.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla	Mejillones	Kelar	Gas	Taltal
	U16	3		Atacama	1 y 2
jun-22	68%	21%	0%	67%	10%
jul-22	24%	0%	0%	63%	0%
ago-22	33%	0%	0%	0%	0%
sep-22	57%	5%	0%	0%	0%
oct-22	100%	33%	0%	0%	0%
nov-22	82%	1%	0%	0%	0%
dic-22	36%	0%	0%	0%	0%
ene-23	97%	5%	0%	0%	0%
feb-23	100%	3%	0%	0%	0%
mar-23	100%	0%	0%	0%	0%
abr-23	100%	6%	0%	0%	0%
may-23	100%	6%	0%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-Sur SEN

Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
jun-22	63%	90%	83%	93%	0%	84%	5%	7%
jul-22	30%	98%	32%	90%	0%	64%	0%	13%
ago-22	0%	100%	0%	5%	0%	65%	20%	0%
sep-22	6%	74%	0%	0%	0%	16%	0%	0%
oct-22	25%	0%	0%	0%	0%	57%	0%	0%
nov-22	47%	20%	0%	0%	0%	54%	0%	0%
dic-22	0%	60%	0%	4%	0%	3%	0%	0%
ene-23	33%	100%	0%	77%	0%	48%	0%	0%
feb-23	38%	100%	0%	81%	0%	50%	0%	0%
mar-23	38%	100%	0%	81%	0%	50%	0%	0%
abr-23	38%	100%	0%	81%	0%	45%	0%	0%
may-23	38%	100%	0%	79%	0%	50%	0%	0%

- c. La disponibilidad de GNL para los terminales de Quintero y Mejillones, actualizada a la última semana de mayo de 2022 y declarada según Norma Técnica GNL de 2021 para el proceso de programación. Respecto del ESA del mes de mayo se considera una disminución del GNL de la empresa Engie entre los meses de junio a septiembre de 2022, producto de la cancelación del buque GNL programado para el 24 de junio de 2022, debido a razones de fuerza mayor del suministrador de GNL.
- d. No se considera Gas Natural Argentino disponible para generación eléctrica en la modelación.
- e. Las limitaciones técnicas de potencia máxima de centrales carboneras se consideran vigentes para todo el horizonte de estudio, totalizando una potencia indisponible de 137,4 MW, según el siguiente detalle:

Central	Potencia limitada [MW]
MEJILLONES_1	31.8
MEJILLONES_2	32.0
TOCOPILLA_U15	40.2
VENTANAS_2	33.0
Total	137,4

- f. Se simulan los siguientes casos para el horizonte de estudio con el fin de identificar los efectos sobre el SEN en escenarios en que se reduce la disponibilidad de generación termoeléctrica, cuya caracterización se define a continuación:
- Caso Base: Tasa de crecimiento de los consumos netos del SEN igual a la utilizada en el proceso de programación de la operación. Considera a las centrales del complejo Neuenco indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2024, debido a restricciones medioambientales. Bocamina 2 se retira del sistema a partir del 1 de octubre de 2022, Tocopilla U14 y Tocopilla U15 se retiran a partir del 1 de julio de 2022 y Ventanas 2 se retira a partir del 1 de septiembre de 2022. Para las centrales eólicas y solares se utiliza un factor de planta basado en la generación real de los últimos años.
 - Caso 1: **Menor disponibilidad de GNL.** Además de los supuestos para el Caso Base, se considera adicionalmente una menor disponibilidad de GNL, esto es, para el Terminal Quintero considera disponibilidad según declaraciones para junio de 2022, 3 buques entre julio y diciembre de 2022, 3 buques entre enero y marzo de 2023 y 3 entre abril y junio de 2023. Para el Terminal

Mejillones considera disponibilidad según declaraciones para junio de 2022, 2 buques de julio a diciembre de 2022, 1 buque entre enero y abril de 2023 y 1 buque entre abril y junio de 2023.

La disponibilidad mensual de GNL para el período junio 2022 – mayo 2023 del Caso 1 se indica en las siguientes tablas:

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
jun-22	68%	21%	0%	67%	10%
jul-22	20%	0%	0%	57%	0%
ago-22	30%	0%	0%	0%	0%
sep-22	55%	2%	0%	0%	0%
oct-22	98%	0%	0%	0%	0%
nov-22	63%	0%	0%	0%	0%
dic-22	26%	0%	0%	0%	0%
ene-23	64%	0%	0%	0%	0%
feb-23	66%	0%	0%	0%	0%
mar-23	66%	0%	0%	0%	0%
abr-23	65%	0%	0%	0%	0%
may-23	65%	0%	0%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-Sur SEN								
Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
jun-22	61%	89%	82%	92%	0%	83%	5%	7%
jul-22	0%	81%	0%	56%	0%	38%	0%	0%
ago-22	0%	72%	0%	3%	0%	38%	0%	0%
sep-22	3%	42%	0%	0%	0%	9%	0%	0%
oct-22	15%	0%	0%	0%	0%	33%	0%	0%
nov-22	27%	11%	0%	0%	0%	31%	0%	0%
dic-22	0%	35%	0%	3%	0%	2%	0%	0%
ene-23	0%	81%	0%	48%	0%	30%	0%	0%
feb-23	0%	84%	0%	50%	0%	31%	0%	0%
mar-23	0%	84%	0%	50%	0%	31%	0%	0%
abr-23	0%	83%	0%	50%	0%	28%	0%	0%
may-23	0%	83%	0%	48%	0%	31%	0%	0%

- Caso 2: **Restricciones en la disponibilidad de centrales diésel.** Además de los supuestos para el Caso base, se considera adicionalmente restricciones de disponibilidad de centrales diésel, no suministradas vía oleoducto, durante 12 meses a partir del 1 de junio de 2022. Se simulan 2 sensibilidades, donde todas las unidades contarían con disponibilidad de diésel durante solo 3 y 4 horas al día respectivamente. Esto es una representación general del déficit de diésel que presentó el sistema en los meses de mayor exigencia durante el año 2021, en que el valor promedio de suministro total de diésel alcanza valores sostenibles entre 3.500 y 4.000 m3 de

consumo diario. De acuerdo con los resultados de los últimos Estudios de Seguridad y con lo informado mediante Oficio Ordinario N°108572 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, se autoriza el uso de diésel en caso de emergencia para el complejo Nehuenco, por lo tanto, en este escenario de emergencia se considera disponibilidad de diésel a través de oleoducto a la unidad Nehuenco1 y, adicionalmente, se incorpora la disponibilidad de San Isidro 1 con suministro a través del mismo oleoducto.

- Caso 3: **Indisponibilidad de puertos por marejadas.** Además de los supuestos para el Caso Base, se considera adicionalmente indisponibilidad en el suministro de GNL y carbón en centrales termoeléctricas debido al cierre de operaciones de terminales marítimos en la bahía de Quintero por marejadas, habida consideración de los eventos ocurridos en 2021. En el caso del suministro de GNL para las centrales San Isidro y Quintero de Enel, Nehuenco y Candelaria de Colbún y central Nueva Renca de Generadora Metropolitana. Para el suministro de carbón para las unidades Ventanas 2, Campiche y Nueva Ventanas, se consideran disponibles para operar solo a nivel de mínimo técnico. Estas indisponibilidades se mantienen para la primera semana de junio, así como también para la última semana de agosto y última de septiembre.
- Caso 4: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes I.** Además de los supuestos para el Caso Base, se considera adicionalmente la central Santa María indisponible entre el 1 de julio de 2022 y el 31 de diciembre de 2022.
- Caso 5: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes II.** Indisponibilidad de centrales ubicadas en centro de carga para exigir capacidad de transporte entre las zona norte-centro y zona centro-sur. Además de los supuestos para el Caso Base, se considera adicionalmente la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2022.
- Caso 6: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes III,** indisponibilidad de centrales ubicadas en centro de carga para exigir capacidad de transporte entre las zona norte-centro y zona centro-sur, incluyendo adicionalmente indisponibilidad de centrales diésel no suministradas vía oleoducto. Considera la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2022, así como las indisponibilidades de centrales diésel no suministradas vía oleoducto descritas en el Caso 2. Del mismo modo que en el Caso 2, de acuerdo con lo informado mediante Oficio Ordinario N°108572 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, se autoriza el uso de diésel en caso de emergencia para el complejo Nehuenco, por lo tanto, lo Nehuenco 1 se considera con diésel a través de oleoducto y, adicionalmente, se incorpora la disponibilidad de San Isidro 1 con suministro a través del mismo oleoducto en el período que está disponible.

Todos los casos consideran las siguientes disminuciones de capacidad de generación por mantenimiento mayor:

Potencia indisponible por Mantenimiento Mayor en todos los casos estudiados

	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Mantenimiento Mayor [MW]	1270	1208	1327	1092	1616	1881	471	534	570	1263	1295	594

La tabla siguiente muestra la potencia media mensual indisponible en cada uno de los casos descritos con respecto al Caso Base. Para los casos 2 y 6 se muestra la potencia media indisponible de centrales diésel, excepto las centrales Nehuenco y San Isidro que son suministradas vía oleoducto:

	Promedio de potencia indisponible por caso respecto al caso base [MW]											
	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Caso base	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso1	11	249	79	26	6	22	28	153	162	162	164	160
Caso2 3h (P eficiente ¹)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(P diésel)	3328	3735	3935	4003	3874	3842	4480	4084	3952	3794	4033	4178
Caso2 4h (P eficiente)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(P diésel)	3169	3557	3748	3812	3690	3659	4267	3890	3764	3613	3841	3979
Caso3	229	-	130	108	2	-	-	-	-	-	193	191
Caso4	-	311	311	311	311	44	311	-	-	-	-	-
Caso5	-	547	311	495	554	258	588	-	-	-	-	-
Caso6 3h (P eficiente)	-	547	311	495	554	258	588	-	-	-	-	-
(P diésel)	3586	3681	3935	4104	3693	3713	4237	4084	3952	3794	4033	4178
Caso6 4h (P eficiente)	-	547	311	495	554	258	588	-	-	-	-	-
(P diésel)	3415	3505	3748	3909	3517	3536	4035	3890	3764	3613	3841	3979

- g. Para los casos de estudio mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1° de junio de 2022.
- h. El modelo utilizado corresponde al empleado en el proceso de programación de largo plazo denominado PLP, el cual incorpora una modelación del sistema de transmisión y la demanda con granularidad semanal, para lo cual se definen 5 bloques de consumo para las 48 semanas estudiadas. Como resultado de lo anterior se obtienen 240 (48x5) despachos para cada escenario hidrológico. El primer bloque de cada semana corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.
- i. Se ha modelado el aporte de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas considerando la disponibilidad del recurso primario de energía en cada uno de los 5 bloques de la curva de duración semanal.
- j. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo con el programa de mantenimiento mayor del período enero 2022 – junio 2023, actualizado al 30 de mayo del 2022.
- k. Las proyecciones de costos de combustibles fueron actualizadas durante la primera semana de junio de 2022. Se elaboran a partir de la proyecciones entregadas por las empresas coordinadas generadoras y según la metodología indicada en el documento “Estudio de Proyección de Costos Combustibles del Sistema Eléctrico Nacional”, versión definitiva de noviembre 2020, disponible en el sitio web <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/estudio-de-proyeccion-de-costos-combustibles/>.
- Diesel- Fuel Oil: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por central y se indexan según los valores futuros del índice Brent.

¹ Se refiere a centrales con costos variables más eficiente con respecto a centrales diésel, esto es, centrales que operan con combustibles carbón y gas natural. Para los casos 2 y 6, se considera el suministro de Nehuenco 1 y San Isidro 1 mediante oleoducto.

- Carbón: se utiliza proyección de costos informadas por las empresas Coordinadas, según carta DE00425-22.
- GNL: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por empresa, fórmulas de indexación establecidas en los acuerdos de suministro de largo plazo usando la proyección de los índices Brent y Henry Hub.

i. Se han utilizado las cotas iniciales de los embalses correspondientes a las 00:00 horas del 1° de junio de 2022.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1.312,93
Embalse Colbún	426,81
Laguna del Maule	2.158,48
Embalse Ralco	710,41
Lago Chapo	236,08
Embalse Rapel	103,00
Laguna La Invernada	1.284,08

- m. Este estudio toma en cuenta las siguientes consideraciones por efecto de la conformación de la Reserva Hídrica:
- Embalse Colbún: cota mínima 404.5 m.s.n.m. (67,0 GWh) hasta el 30 de septiembre de 2022.
 - Embalse Ralco: cota mínima 701.8 m.s.n.m. (131,5 GWh) hasta el 30 de septiembre de 2022.
 - Lago Laja: inhabilitado para generar hasta el 30 de septiembre de 2022.
 - Laguna del Maule: inhabilitada para generar hasta el 30 de septiembre de 2022.

Esto corresponde a la energía destinada a Reserva Hídrica, la que no se considera disponible para generación dado que es exclusivamente para reducir o eliminar los déficits de energía que se produzcan en el sistema.

- n. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1° de junio de 2022. Cabe señalar que la colocación de las centrales considera el abastecimiento de energía en cada bloque de la curva de duración.
- o. En el estudio se considera el Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que complementa el convenio del año 1958, según lo informado por Enel Generación mediante su comunicación GC-N°0426 del 22 de noviembre de 2017, la cual se adjunta en Anexo 3.
- p. Se incluye una capacidad total de 4731 MW de nuevas obras de generación cuya fecha de entrada en operación está informada entre junio de 2022 y mayo de 2023. El detalle de las centrales generadoras contenidas en el plan de obras dentro del horizonte de simulación se observa en el Anexo 2, siendo las principales, las siguientes.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Sol de Atacama	Solar	01/09/2022	80.8	Cardones110
Solar Pampa Tigre	Solar	01/09/2022	100.0	Ohiggins220_BP1
Solar Valle Escondido	Solar	01/09/2022	105.0	Cardones220
Solar Andes 2B	Solar	01/09/2022	112.5	Andes220
Ampliación Finis Terrae Etapa I	Solar	01/09/2022	126.2	Crucero220
Solar Valle del Sol	Solar	01/09/2022	149.9	Miraje220
Solar Sol de Lila	Solar	01/09/2022	161.3	Andes220
Solar Punta del Viento	Solar	01/09/2022	165.0	PColorada220
Solar Domeyko	Solar	01/09/2022	186.2	Domeyko220
Solar Diego de Almagro Sur	Solar	01/09/2022	205.0	DAlmagro220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Guanchoi	Solar	01/09/2022	369.6	CPinto220
Solar Campos de Sol	Solar	01/09/2022	381.0	CPinto220
Solar Capricornio	Solar	01/10/2022	87.9	Capricornio110
Solar Coya	Solar	01/11/2022	180.0	Crucero220
Eólica Lomas de Duqueco	Eólica	01/12/2022	57.4	Temuco220
Eólica Cabo Leones 1 extensión	Eólica	01/12/2022	60.0	Maitencillo220
Eólica Mesamavida	Eólica	01/12/2022	60.0	Charrua154
Solar Sol de Varas	Solar	01/12/2022	100.8	CPinto220
Eólica Ckani	Eólica	01/12/2022	107.2	Conchi220
Eólica Renaico 2	Eólica	01/12/2022	144.0	Temuco220
Eólica Puelche Sur	Eólica	01/12/2022	152.4	PMontt220
Trupán	Hidráulica	01/01/2023	20.0	Charrua154
Solar Meseta de Los Andes	Solar	01/01/2023	152.5	Polpaico220
Solar Las Salinas	Solar	01/01/2023	364.0	Crucero220
Solar El Manzano	Solar	01/02/2023	87.0	Polpaico220
Eólica Llanos del Viento	Eólica	01/02/2023	156.1	Ohiggins220_BP1
Eólica Cardonal	Eólica	01/04/2023	32.9	Rapel220
Solar Willka	Solar	01/04/2023	98.0	Condores220
Solar Sol de Loa Etapa 1	Solar	01/04/2023	110.0	Lagunas220
Solar Elena	Solar	01/04/2023	270.0	Crucero220
Cerro Pabellón U3	Térmica	01/05/2023	33.0	Conchi220
Llanos Blancos	Térmica	01/05/2023	149.6	PAzucar220
Mapa	Térmica	01/05/2023	166.0	Lagunillas220

Cabe señalar que la fecha de puesta en servicio de los proyectos ha sido ajustada en base a la estadística de retraso de la fecha de entrada en operación de las centrales respecto a las fechas que se pueden estimar utilizando la información recabada en el proceso de conexión de las nuevas centrales.

La potencia adicional acumulada debido a la conexión de nuevos proyectos de generación se muestra en la figura 1.

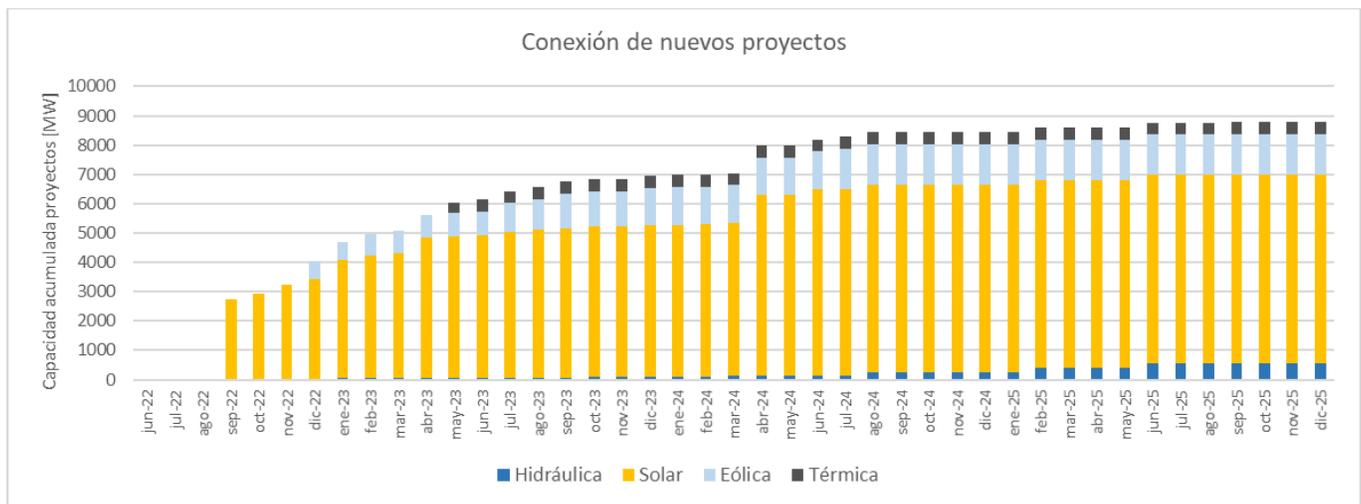


Figura 1: Evolución de capacidad instalada asociada a nuevos proyectos, periodo junio 2022-noviembre 2025

q. Se considera las siguientes fechas de puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión.

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	01/07/2022	90
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito	01/07/2022	250
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	01/07/2022	386
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	01/07/2022	386
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV	01/07/2022	500
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	01/08/2022	660
Ampliación en S/E Agua Santa	01/09/2022	300
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV	01/01/2023	580
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	01/12/2023	187

Se ha incorporado la programación de los trabajos asociados al plan de desconexiones los circuitos de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt para efectos de ejecutar los trabajos de reemplazo de sus conductores de acuerdo con el proceso de conexión NUP 1197 “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt - Etapa 2”, según lo comunicado al Coordinador mediante comunicación OR-000021-2022 del 22 de marzo de 2022, y actualizado posteriormente. El cronograma de desconexiones² se indica a continuación:

Instalación	Fecha inicio	Fecha término	Duración desconexión [días]
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	04/06/2022	07/06/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	12/06/2022	19/06/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	24/06/2022	01/07/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	06/07/2022	13/07/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	18/07/2022	25/07/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	30/07/2022	06/08/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	11/08/2022	18/08/2022	8

También se ha incorporado los trabajos asociados al plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Cautín - Río Tolten – Ciruelos para efectuar el reemplazo de sus conductores en el marco del proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”, de acuerdo con lo informado por el propietario a través de la plataforma de mantenimiento preventivo mayor. El cronograma de desconexiones se indica a continuación:

Instalación	Fecha inicio	Fecha término	Duración desconexión [días]
Río Tolten - Ciruelos	11/08/2022	17/08/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	01/09/2022	07/09/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	08/09/2022	14/09/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	15/09/2022	21/09/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	19/09/2022	25/09/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	29/09/2022	05/10/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	06/10/2022	12/10/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	03/11/2022	09/11/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	01/12/2022	07/12/2022	7
Río Tolten - Ciruelos	29/12/2022	04/01/2023	7
Río Tolten - Ciruelos	05/01/2023	11/01/2023	7
Cautin - Río Tolten	19/01/2023	25/01/2023	7
Cautin - Río Tolten	26/01/2023	01/02/2023	7
Cautin - Río Tolten	18/05/2023	24/05/2023	7

Instalación	Fecha inicio	Fecha término	Duración desconexión [días]
Cautin - Rio Tolten	01/06/2023	07/06/2023	7
Cautin - Rio Tolten	29/06/2023	05/07/2023	7

r. Respecto de plan de retiro del servicio de centrales carboneras, se utiliza las siguientes fechas:

Central	Tipo de central	Retiro del servicio	Potencia Bruta [MW]	Barra de inyección
Bocamina 2	Térmica	01-10-2022	349,6	Lagunillas220
Tocopilla U14	Térmica	01-07-2022	136,4	Tocopilla110
Tocopilla U15	Térmica	01-07-2022	132,4	Tocopilla110

s. Las centrales generadoras en Estado de Reserva Estratégica (ERE) son las siguientes:

Central	Tipo de central	Inicio ERE	Potencia Bruta [MW]	Barra de inyección
Ventanas 1	Térmica	29-12-2020	115	Ventanas110
Ventanas 2	Térmica	01-09-2022	208	Ventanas110

- t. Se han modelado los cambios topológicos correspondientes a la alternativa de conexión de la central Los Vientos directamente a la subestación Cerro Navia 110 [KV], mediante la apertura de la línea San Pedro-Cerro Navia 110 kV para redireccionar flujos hacia la Región Metropolitana.
- u. Las unidades generadoras de la central Quintero no están disponibles para generar con combustible diésel, según lo informado por su propietario en carta GC-N°109 de fecha 27 de agosto de 2014.

3 RESULTADOS

3.1.- Déficit de energía

La siguiente tabla se muestra los montos de los déficits de energías identificados en los casos de estudio.

		Energía de Déficit [GWh]												
Hidrología SPC		jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	Total
Caso Base	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso1	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso2 3h	68-69	22,8	15,1	13,6	5,5	2,0	0,7	-	3,6	-	-	-	1,3	64,6
	98-99	22,8	15,0	16,0	8,1	19,6	6,7	2,0	26,7	5,5	10,8	2,7	34,9	170,8
	16-17	22,8	16,6	14,9	3,8	6,3	1,9	-	4,3	-	-	-	5,3	75,9
	96-97	22,8	16,2	15,6	4,0	2,3	0,7	-	3,6	-	-	-	-	65,0
	19-20	22,8	15,6	15,1	4,3	2,5	0,8	-	4,1	-	-	-	11,5	76,7
Caso2 4h	68-69	22,8	15,1	13,6	5,5	2,4	0,7	-	3,6	-	-	-	1,3	65,0
	98-99	22,8	15,0	15,7	8,1	19,6	6,7	2,0	21,4	-	-	1,8	34,2	147,2
	16-17	22,8	16,6	14,9	3,8	7,9	1,9	-	4,3	-	-	-	5,3	77,6
	96-97	22,8	16,2	15,6	4,0	2,3	0,7	-	3,6	-	-	-	-	65,1
	19-20	22,8	15,6	15,1	4,3	3,1	0,8	-	4,1	-	-	-	5,4	71,2
Caso3	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso4	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso5	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Caso6 3h	68-69	22.8	15.1	13.6	5.5	7.8	1.2	-	3.6	-	-	-	1.3	71.0
	98-99	22.8	15.0	15.7	8.1	19.6	7.1	4.1	61.8	5.6	10.8	2.7	34.9	208.2
	16-17	22.8	16.6	14.9	3.9	6.3	1.9	-	4.3	-	-	-	5.3	75.9
	96-97	22.8	16.2	15.6	4.0	2.3	0.7	-	3.6	-	-	-	-	65.1
	19-20	22.8	15.6	15.1	4.3	3.5	1.0	-	4.1	-	-	-	11.9	78.2
Caso6 4h	68-69	22.8	15.1	13.6	5.5	7.1	1.2	-	3.6	-	-	-	1.3	70.3
	98-99	22.8	15.0	15.7	8.1	19.6	6.7	2.0	21.4	0.6	7.7	2.7	34.3	156.6
	16-17	22.8	16.6	14.9	3.9	7.1	1.9	-	4.3	-	-	-	5.3	76.8
	96-97	22.8	16.2	15.6	4.0	2.6	0.7	-	3.6	-	-	-	-	65.3
	19-20	22.8	15.6	15.1	4.3	5.5	0.8	-	4.1	-	-	-	11.0	79.2

Cabe destacar que, según lo indicado en la sección de antecedentes y supuestos (2.m), estos resultados no consideran el uso de la reserva hídrica de 650 GWh que se encuentra en formación de acuerdo con el Decreto 51 de 2021 (362 GWh a la fecha) y cuya finalidad es reducir o eliminar el déficit identificado, ya que es una reserva que se utilizará ante condiciones de falla. Por lo tanto, los montos de falla que se identifican en la tabla anterior serían reducidos o eliminados según sea el caso.

El déficit de energía presentado para los Casos 2-3h y 2-4h hasta abril de 2023 se ubica en la zona al sur de Ciruelos, debido a la ejecución de los trabajos asociados al plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Cautín – Río Toltén – Ciruelos por el reemplazo de conductores, correspondiente al proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín.

Ante un eventual déficit de suministro de energía identificado en la tabla anterior, causado por la indisponibilidad de centrales generadoras que utilizan petróleo diésel en la zona de Puerto Montt, se podrían detener los trabajos y/o aumentar el nivel de despacho de la central Canutillar para mitigar el déficit, siempre que no se comprometa la operación segura de la zona afectada. Por otro lado, para la modelación del trabajo se consideraron las centrales eólicas de la zona: Aurora, San Pedro 1 y San Pedro 2; sin inyecciones de generación. Estas centrales podrían inyectar energía al sistema de acuerdo con la disponibilidad del recurso primario.

Aproximadamente el 91% del déficit de energía obtenido en la hidrología 1968-1969 de los casos 6-3h y 6-4h se presenta en la zona desde Ciruelos al sur. Este déficit se genera principalmente debido a dos factores:

- Las limitaciones impuestas para la realización de los trabajos asociados a los planes de desconexión de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos
- Indisponibilidad de las centrales que utilizan petróleo diésel en la zona sur y que permiten brindar las condiciones de seguridad requeridas durante la realización de dichos trabajos.

El 9% restante en el caso 6, se presenta distribuido en el resto del sistema centro-norte, entre los meses de octubre a noviembre de 2022. En estos casos, el déficit de energía se presenta producto de la indisponibilidad de centrales diésel; menor disponibilidad de GNL; y falta de disponibilidad de recurso hídrico. El déficit antes señalado puede ser mitigado con la implementación de las medidas descritas en la sección 3.3 del presente Estudio.

Para la operación del sistema en la hidrología 1998-1999, se observa que a partir del mes de agosto de 2022 la energía de déficit en los distintos casos es mayor a la resultante para las condiciones hidrológicas determinadas por el año 1968-1969.

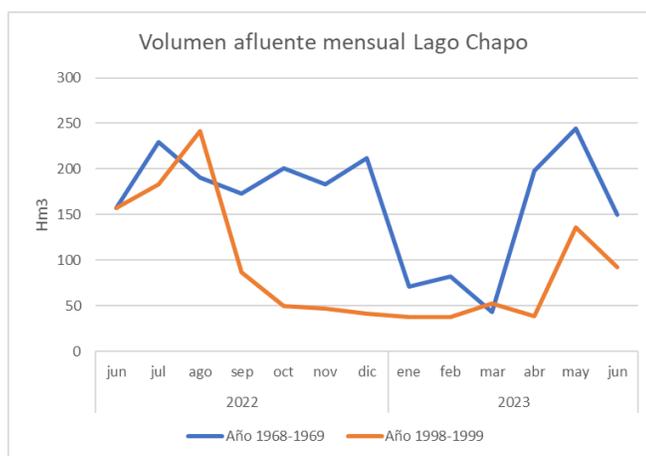
El 93% del déficit de energía obtenido en la hidrología 1998-1999 para el caso 6-3h y el 91% para el caso 6-4h, se presenta en la zona desde Ciruelos al sur, mientras que el monto restante se encuentra distribuido en la zona centro-norte.

La siguiente tabla presenta la distribución del déficit de energía obtenido para las hidrologías sintéticas 1968-1969 y 1998-1999 del caso 6-3h. Se puede apreciar que el déficit al norte de SE Ciruelos se presenta sólo en los meses de octubre y noviembre de 2022, con una reducción significativa respecto de los montos identificados en las ediciones anteriores del Estudio de Seguridad de Abastecimiento. El déficit de la zona al sur de SE Ciruelos, podría evitarse mediante la suspensión de trabajos durante los períodos de menor oferta de generación local, tal como se indicó anteriormente.

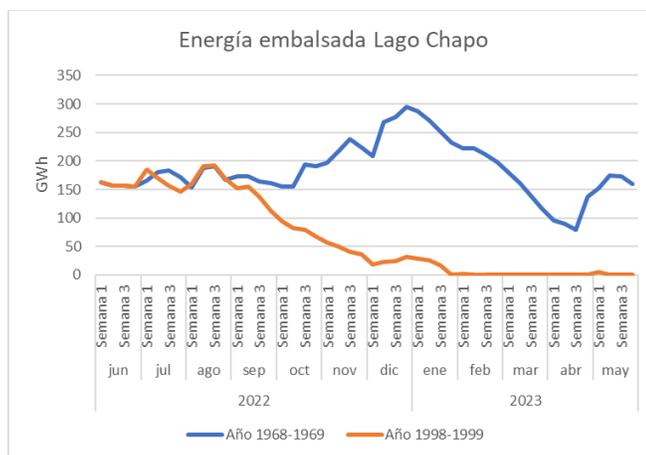
Energía de Déficit Caso 6-3h [GWh]

	Hidrología SPC	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	Total
SEN sin zona al sur de Ciruelos	68-69	-	-	-	-	5,4	1,1	-	-	-	-	-	-	6,5
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,8	13,8
Zona al sur SE Ciruelos	68-69	22,8	15,1	13,6	5,5	2,4	0,2	-	3,6	-	-	-	1,3	64,5
	98-99	22,8	15,0	15,7	8,1	19,6	7,1	4,1	61,8	5,6	10,8	2,7	21,2	194,4

El aumento en la energía de déficit en la hidrología 1998-1999 a partir de agosto de 2022 se produce en la zona al sur de SE Ciruelos. Además de las limitaciones impuestas por los trabajos descritos anteriormente y la indisponibilidad de unidades que petróleo diésel, podría sumarse el efecto de la disminución de los afluentes previstos para el Lago Chapo (central Canutillar).



En relación con la energía embalsada por el Lago Chapo, para la hidrología 1968-1969, llegaría a 159 GWh en mayo de 2023, y para la hidrología 1998-1999, a 0 GWh.



La siguiente tabla muestra el consumo de petróleo diésel para cada uno de los casos analizados, tomando como escenario hídrico el año 68-69, que corresponde al más seco en el período de invierno. Los valores de consumo de combustible diésel se presentan como valor promedio diario en cada mes, incluyendo a las centrales suministradas por oleoducto.

		Consumo Petróleo Hidrología Sintética 68-69 [m3/día]											
Hidrología SPC		jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Caso Base	68-69	263	314	1.217	594	894	501	156	52	-	-	1.322	485
Caso1	68-69	268	1.003	2.392	817	1.264	794	256	52	112	258	2.190	1.740
Caso2 3h	68-69	47	123	628	545	740	422	152	14	-	3	945	325
Caso2 4h	68-69	47	115	686	546	770	439	152	14	-	2	1.046	336
Caso3	68-69	1.088	302	2.171	737	896	504	167	52	-	5	2.027	1.428
Caso4	68-69	263	703	2.349	974	1.268	567	157	52	-	-	1.331	511
Caso5	68-69	263	734	2.349	874	1.161	780	167	51	-	-	1.310	475
Caso6 3h	68-69	47	314	1.241	912	677	600	146	14	-	2	931	367
Caso6 4h	68-69	47	359	1.460	931	737	610	154	14	-	7	992	366

Para la hidrología 98-99 los valores de consumo promedio diario de combustible diésel son los siguientes:

		Consumo Petróleo Hidrología Sintética 98-99 [m3/día]											
Hidrología SPC		jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Caso Base	98-99	263	242	937	910	1.192	924	448	293	155	526	1.775	2.195
Caso1	98-99	268	772	1.803	1.228	1.455	1.316	827	293	611	1.358	2.694	3.702
Caso2 3h	98-99	47	90	496	804	736	678	535	209	232	412	1.460	1.752
Caso2 4h	98-99	47	86	492	803	820	702	588	264	159	447	1.481	1.770
Caso3	98-99	1.088	230	1.890	1.469	1.222	965	415	293	180	586	2.447	3.165
Caso4	98-99	263	503	1.880	1.549	1.641	1.036	1.037	293	183	504	1.763	2.208
Caso5	98-99	263	489	1.854	1.412	1.465	1.151	922	293	180	715	1.825	2.264
Caso6 3h	98-99	47	229	893	1.340	895	717	685	209	218	521	1.460	1.751
Caso6 4h	98-99	47	247	994	1.350	876	953	767	264	189	618	1.495	1.872

El consumo de petróleo para todos los casos en que no se restringe la operación de unidades diésel, alcanza montos de hasta 2.349 m3/día (caso 6-3h, hidrología 68-69) en el mes de agosto de 2022 y de 3.702 m3/día (caso 1, hidrología 98-99) en el mes de mayo de 2023, considerando los caudales afluentes en las hidrologías más secas analizadas.

A partir del mes de septiembre de 2022, debido a la variación en la energía afluente en las distintas hidrologías, se evidencia un mayor consumo de diésel para la hidrología 1998-1999. En el caso 5, el consumo de petróleo diésel llega a 1.412 m3/día para la hidrología 1998-1999 en comparación con los 874 m3/día, observados para la hidrología 1968-1969.

Cabe señalar que las indisponibilidades de las centrales generadoras que utilizan petróleo diésel sin suministro vía oleoducto en los casos 2 y 6 limitan la capacidad máxima de generación a lo observado durante el año 2021, esto es un equivalente a una disponibilidad de petróleo diésel entre 3.500 y 4.000 m3/día. Respecto al oleoducto, cabe señalar que cuenta con una capacidad máxima de 180 m3/hora, equivalente a más de 4.000 m3/día.

Respecto del Estudio de Seguridad de mayo, Engie tiene una menor indisponibilidad de GNL entre junio y septiembre debido a cancelación por fuerza mayor del buque del 24 de junio 2022. Sin perjuicio de lo anterior, se aprecia una disminución en el monto de déficit de energía y utilización de combustible diésel. Las diferencias existentes se pueden explicar de acuerdo con lo siguiente:

INFORME DPRO-GM-SEN N° 16/2022: ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO JUNIO 2022 - MAYO 2023

- Mayor disponibilidad de GNL para las centrales del complejo Nehuenco en julio 2022.
- Para la zona al sur de la SE Ciruelos, las variaciones en los montos de déficit se deben al ajuste del cronograma de los trabajos asociados al plan de desconexiones de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos.
- Respecto a la generación con las distintas tecnologías disponibles, se observan diferencias en la generación ERNC asociadas a la actualización de fechas de puesta en servicio estimadas de centrales en construcción. Las diferencias mencionadas son cubiertas principalmente por unidades que operan en base a carbón.
- La generación hidráulica presenta un aumento respecto del Estudio de Seguridad de mayo en base a las condiciones hidrológicas más favorables previstas por el SPC.

El Anexo 1 contiene las trayectorias de cotas y energía embalsada, costos marginales de energía y generación por tecnología para el caso base. Para los casos 1 al 6, el detalle de los resultados se encuentra en el archivo Tablas_jun_2022, adjunto a este informe.

Finalmente, es del caso mencionar que las condiciones de abastecimiento podrían tener que enfrentar eventos intempestivos que afecten la operación del sistema, entre los cuales se podrían mencionar los siguientes:

- **Incendio bajo la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.** Un incendio bajo la línea provocaría una disminución de oferta de 2.000 MW en la zona centro-sur del SEN. De presentarse este evento, el sistema podría tener que disponer DMC de no contar con suficiente disponibilidad de centrales térmicas al sur de la subestación Polpaico.
- **Disminución de la generación eólica.** Se han observado variaciones de la generación eólica dentro de un mismo día por más de 1.000 MW instantáneos y entre días contiguos de 600 MW promedios en ambos sentidos. Esta reducción de oferta puede permanecer por 3 o 4 días, afectando negativamente la operación segura y a mínimo costo en caso de no preverse oportunamente este nivel de variabilidad.

En todos los casos, las reservas de energía requeridas para gestionar los eventos antes señalados corresponderán a la acumulación de agua en centrales de embalse y/o utilización del stock para la generación de centrales diésel, por lo que es necesario que se mantengan con sus stocks al máximo.

3.2.- Energía embalsada

En un escenario en el que persisten condiciones hidrológicas secas como las del año 2021, el sistema contaría con una reserva de energía promedio disponible para generación de aproximadamente 793 [GWh] a febrero de 2023, y de 127 [GWh] para mayo de 2023. Los niveles de reserva embalsada por hidrología, se muestra en la siguiente tabla. Si bien estos resultados de energía embalsada podrían resolver contingencias de corta duración, la energía embalsada vigente y la facultad entregada por el DS N° 51-2021 para conforma reserva hídrica, dan la posibilidad de continuar gestionando lo recursos hídricos para enfrentar adecuadamente el déficit previsto en el presente Estudio.

Energía Total embalsada al final del mes [GWh]								Energía embalsada real año 2022
Año	Mes	Año SPC 68-69	Año SPC 98-99	Año SPC 16-17	Año SPC 96-97	Año SPC 19-20	Promedio	
2023	Febrero	941	519	850	786	868	793	930
	Marzo	569	376	555	475	555	506	780
	Abril	213	111	181	380	214	220	891
	Mayo	174	50	50	295	65	127	1054

Como se indicó anteriormente, los resultados del estudio no consideran el uso de la reserva hídrica de 650 GWh que se encuentra en formación de acuerdo con el DS N° 51-2021. Por lo que el monto de energía embalsada puede alterarse por la mantención o uso que se realice de esta reserva hídrica y operacional.

El presente ESA (Estudio de Seguridad de Abastecimiento) incorpora los caudales afluentes reales a inicios de junio y la energía embalsada en el sistema más los derechos de generación del Lago Laja y Laguna del Maule en GWh. Al respecto, la energía embalsada al 27 de junio de 2022 y a la misma fecha del año anterior, se resumen en la siguiente tabla. La energía embalsada a la fecha muestra un superávit de 113,7% (+556,3 GWh) con respecto a junio 2021 y el monto total de energía embalsada utilizable es superior a la Reserva Hídrica requerida a través del Decreto DS N° 51-2021, lo cual permitiría cubrir el déficit identificado en el presente Estudio.

Embalse (Central)	27-jun-2021	27-jun-2022	Aumento (2022-2021)
Lago Chapo (Canutillar)	78.1	159.6	81.4
Embalse Rapel (Rapel)	23.3	44.1	20.9
Laguna La Invernada (Cipreses)	3.2	0.0	-3.2
Embalse Melado (Pehuenche)	0.7	1.0	0.3
Embalse Colbún (Colbún)	91.5	341.0	249.4
Laguna Laja (El Toro) Derechos Generación (may - sep)	151.4	133.2	-18.3
Embalse Ralco (Ralco)	43.9	253.1	209.2
Embalse Pangué (Pangué)	3.2	6.6	3.5
Laguna del Maule Derechos Generación (may - sep)	94.0	107.0	13.0
Total	489.4	1045.7	556.3

3.3.- Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía

A continuación, se detallan acciones o medidas que permitirían aumentar la oferta disponible o reducir las situaciones de riesgo y déficit identificados:

- i. **Aumento del suministro de gas natural por sobre los niveles informados** por los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a, al menos, 1 buque de 90 BCM con llegada en el periodo agosto a octubre 2022. Este volumen de GNL permitiría la operación de 1 ciclo combinado que no dispone de GNL para dicho periodo, permitiendo reducir los volúmenes de consumo de petróleo o eventuales fallas.

Es del caso mencionar que estos embarques de GNL serían del tipo spot o de oportunidad, por lo que para una adecuada gestión de los riesgos que implica su compra, se requiere puedan tener la posibilidad de ser calificados como GNL inflexible³ en caso de ser necesario.

- ii. **Disponibilidad completa de las centrales generadoras que utilizan diésel.** Para esto, los Coordinados propietarios de estas centrales deben adoptar al menos dos acciones:

- *Mantener el nivel máximo de almacenamiento de diésel en estanques.* Así, se tendría un stock de aproximadamente 50.000 m³ en las centrales con generación diésel y 27.000 m³ en centrales que lo utilizan como combustible alternativo.

En esta materia, el Coordinador ha sido activo realizando un monitoreo permanente del volumen de diésel efectivamente almacenado, solicitando acciones en caso de constatar disminuciones del volumen almacenado de forma de monitorear eventuales indisponibilidades de las centrales generadoras diésel e informar a la autoridad de eventuales incumplimientos de instrucciones de coordinación.

Este stock de combustible puede ser utilizado para cubrir déficit de oferta de generación para periodos específicos, llegando a consumos máximos del orden de 10.000 m³ de diésel diarios, por un periodo de corto plazo.

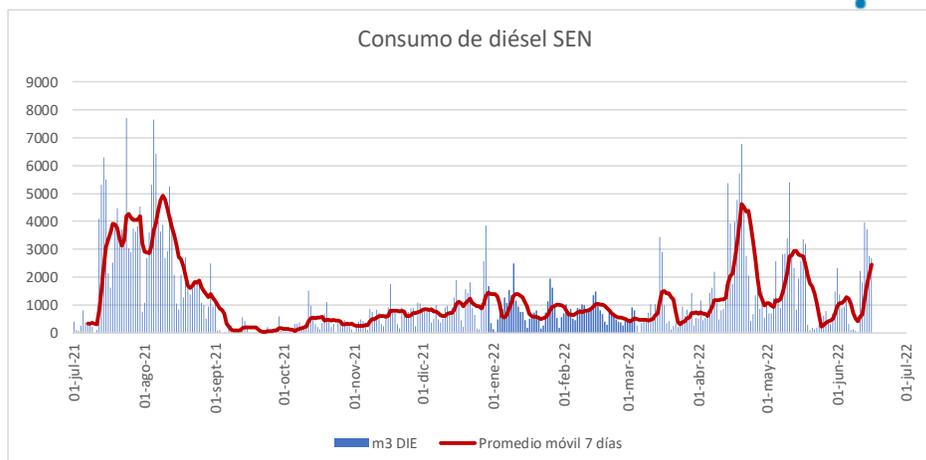
- *Aseguramiento de disponibilidad de combustible diésel.* Los Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras cumplan las instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, de forma que no presenten indisponibilidad cuando son requeridas.

El Coordinador ha informado a la autoridad competente de situaciones incumplimientos de instrucciones de coordinación de la operación ocurridas durante el segundo semestre del año pasado.

Por otra parte, se está analizando la incorporación de las indisponibilidades para operar de las centrales diésel, de forma de reflejar reducciones efectivas en su potencia de suficiencia conforme a lo indicado en DS N°51/2021.

Lo anterior, es necesario para gestionar el déficit identificado en el presente Estudio, así como para una eventual continuación de la formación de Reserva Hídrica, lo cual implica un aumento de generación con combustible diésel, tal como se observa en el siguiente gráfico, en los meses de abril y mayo:

³ Según definición NT GNL vigente



- Gestión de trabajos programados en líneas de transmisión del SEN:* Reprogramación de desconexiones asociadas proyectos “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt – Etapa 2” y “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”, en función de la disponibilidad de reserva operacional en Lago Chapo, recurso eólico esperado y centrales térmicas que permiten brindar la condición de seguridad requerida durante dichas desconexiones.
- iii. **Mantener Reservas Operacionales y monitorear Reservas Hídricas en embalses.** Considerando que a la fecha se cuenta con 1.138,3 GWh de energía embalsada y el déficit máximo identificado en el presente Estudio asciende a 6,5 GWh en el periodo posterior a la fecha de vigencia del DS N°51 -2021, esto es octubre-noviembre 2022 en la zona SEN sin considerar el déficit de la zona al sur S/E Ciruelos, se considera recomendable la flexibilización del uso de la Reserva Hídrica ante eventuales mejoras de la condición hidrológica.

Por lo tanto, se monitoreará el estado de dicha reserva de manera de coordinar las centrales hidroeléctricas para evitar vertimientos en caso de mejoras en las condiciones hidrológicas o eventualmente utilizarla en situaciones de déficit ocasionados por eventos de fallas o desconexión forzada de centrales.

Cabe señalar que, al 31 de mayo de 2022, la Reserva Hídrica acumulada es del orden de 361,8 GWh, el cual podría ser actualizado como resultado de las verificaciones de post operativas.

4 COMENTARIOS FINALES

Los resultados de este Estudio de Seguridad de Junio-2022 muestran una reducción del déficit de suministro a nivel sistémico respecto del Estudio de Seguridad de Mayo-2022. Para la hidrología 68-69, el déficit observado a nivel sistémico llega al 0,3% de la demanda en octubre y noviembre de 2022 y asciende a 6,5 GWh sin considerar la zona al sur de la SE Ciruelos, en el período octubre-noviembre 2022, para escenarios donde se combinan condiciones de sequía extrema, indisponibilidad de centrales térmicas a carbón o gas de gran tamaño e indisponibilidad de suministro de diésel. Para la hidrología 98-99 se observa en el mes de mayo de 2023 un déficit de 13,8 GWh sin considerar la zona al sur de la SE Ciruelos, situación que será monitoreada en los siguientes estudios considerando que este monto se registra al final del período de análisis.

La reducción del déficit con respecto al ESA de mayo 2022 se debe en parte a un aumento de la energía embalsada prevista para el mes de junio, un leve aumento en los caudales previstos para los distintos escenarios hidrológicos, y a un mayor volumen de GNL disponible en julio de 2022 para las centrales del complejo Nehuenco.

Puntualmente, el potencial déficit localizado en la zona al sur de SE Ciruelos se debe a eventuales indisponibilidades de centrales generadoras que utilizan combustible diésel, la ocurrencia de condiciones hidrológicas secas y la ejecución de los proyectos de ampliación de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos. Estos déficits podrían ser mitigados mediante la modificación transitoriamente de la operación de la central Canutillar; la interrupción o postergación de los trabajos de los proyectos de ampliación del sistema de transmisión; y las acciones que tomen los propietarios de las centrales diésel para asegurar una disponibilidad permanente de sus centrales.

Respecto al déficit de energía observado en la hidrología sintética para escenario 1968-1969 para el caso 6-3h (casos con restricciones de disponibilidad de diésel), alrededor de un 93% se debe a la ocurrencia simultánea de una menor disponibilidad de las centrales diésel en las barras desde Puerto Montt al sur y la ejecución los trabajos asociados a los planes de desconexión de las líneas 2x220 Frutillar Norte – Puerto Montt y 2x220 Cautín – Río Toltén – Ciruelos. El monto restante del déficit de energía del caso 6-3h se produce en las distintas barras del sistema, principalmente entre los meses de julio a noviembre de 2022. Este déficit se genera producto de la menor disponibilidad de GNL, la indisponibilidad de las centrales que utilizan combustible diésel y la indisponibilidad de recurso hídrico asociada a los escenarios más secos considerados en el presente Estudio.

Cabe señalar que las indisponibilidades de las centrales generadoras diésel en los casos 2 y 6 se basan en la tasa de generación observada el segundo semestre de 2021, equivalente a un consumo de combustible diésel de entre 3.500 y 4.000 m³/día. Esta restricción de disponibilidad de generación para las centrales que utilizan diésel no se extiende a las centrales que son suministradas vía oleoducto, como es el caso de Nehuenco 1 y San Isidro 1.

Para mitigar eventuales déficit de suministro de energía y estrechez de suministro, se mantienen las recomendaciones identificadas en las versiones previas del ESA y que no han sido implementadas a la fecha:

- Aumento del suministro gas natural por sobre los niveles informados a la fecha de emisión de este informe por los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a al menos 1 buque con llegada en el periodo de agosto a octubre de 2022.
- Acciones por parte de los Coordinados para asegurar el suministro de combustible diésel en las centrales que utilizan este insumo, precisando que es necesario e imprescindible que los coordinados adopten las medidas

para que sus centrales generadoras operen cumpliendo las instrucciones de coordinación y se mejore en general la resiliencia del suministro de este combustible por parte de las entidades relacionadas con esta cadena de suministro.

Durante el segundo semestre de 2021 se evidenció una falta de suministro de diésel para diversas centrales térmicas, las cuales utilizan ese combustible como fuente primaria de generación. En virtud de lo anterior, resulta fundamental que se aumente la capacidad de abastecimiento de diésel en las centrales térmicas, en especial en los periodos de mayor demanda identificados en este estudio.

Esto implica que los Coordinados deben realizar esfuerzos para que el sistema eléctrico cuente con la capacidad de proveer diésel superior a los 3.500 m³/día, hasta valores de 4.500m³/día, en caso de condiciones hidrológicas u operacionales desfavorables.

Sin perjuicio de las medidas antes señaladas, la Reserva Hídrica acumulada a la fecha sería suficiente para mitigar el déficit de energía identificado en este estudio. El Coordinador continuará monitoreando el estado de la Reserva Hídrica acumulada a la fecha de manera de coordinar las centrales hidroeléctricas para evitar vertimientos en caso de mejoras en las condiciones hidrológicas o eventualmente utilizarla en situaciones de falla o detención forzada de unidades generadoras.

Dada la disminución de los niveles de déficit, es oportuno implementar un mecanismo de flexibilidad para el uso o devolución de la Reserva Hídrica, de modo tal que sea posible disponer de ella con anterioridad al término de la vigencia del decreto para una adecuada gestión y minimizar el riesgo de vertimiento, teniendo en consideración la evolución de la hidrología y los convenios de riego vigentes.

5 ANEXOS

- 1.- Resultados de caso base. Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales.
- 2.- Plan de Obras de Generación.
- 3.- Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958, Carta Enel Generación GC N°0415 del 17 de noviembre de 2017.
- 4.- Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.
- 5.- Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.
- 6.- Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.
- 7.- Proyecciones de Costos, Costos Combustibles.

ANEXO 1

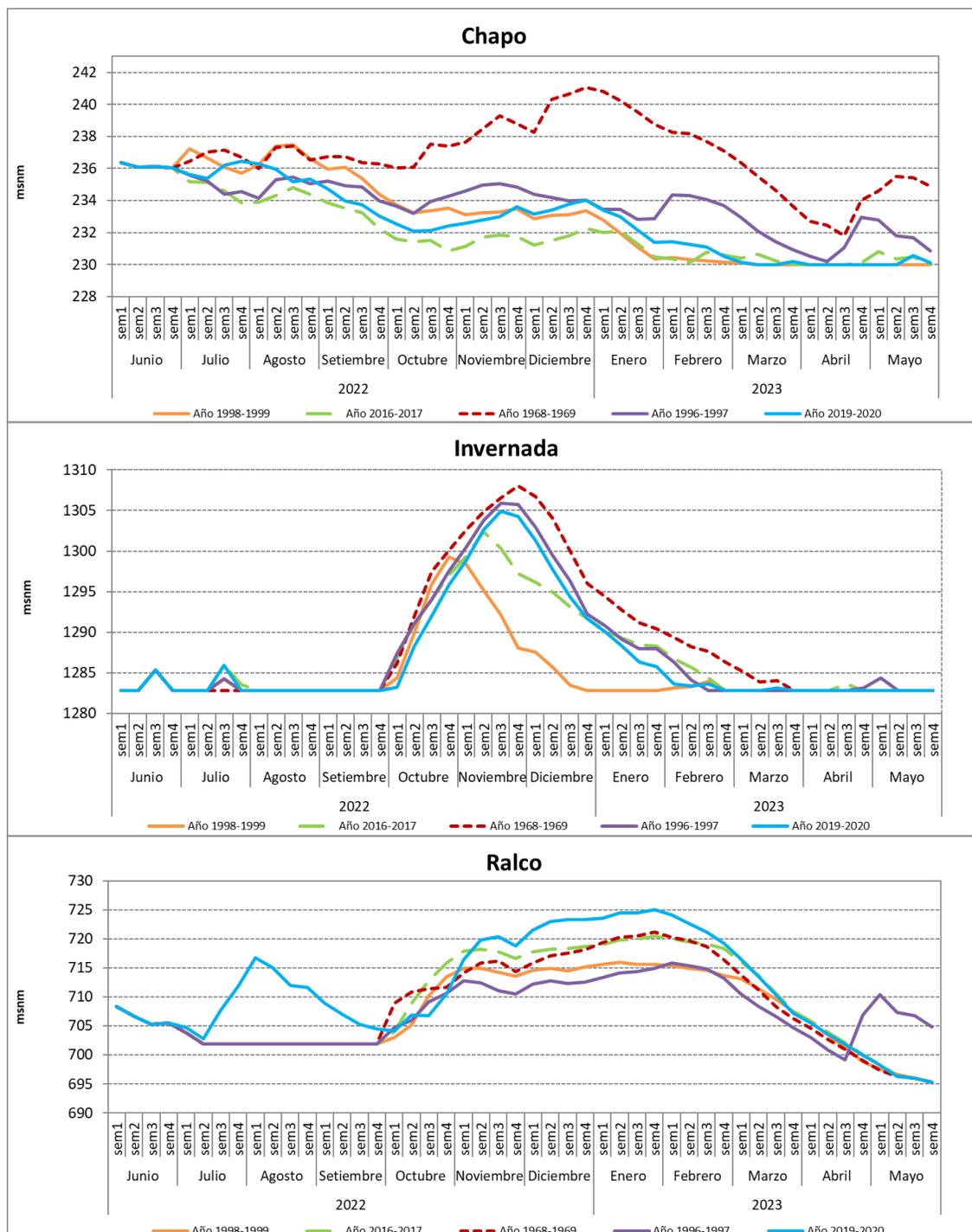
Resultados caso base.

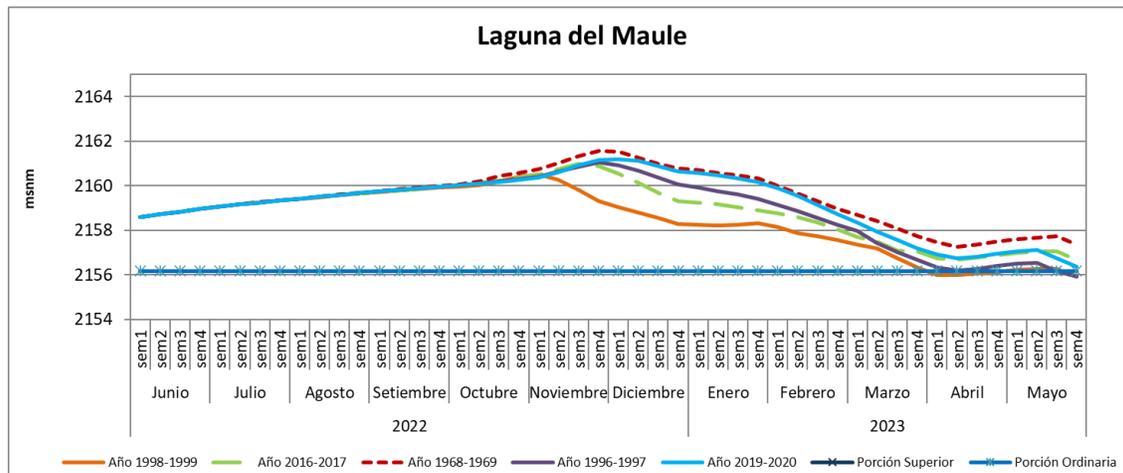
Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN, Costos Marginales y Generación por Tecnología

Los gráficos siguientes resumen los resultados generados a partir del caso base para el primer año. El detalle de los resultados para los casos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se encuentra en el archivo Tablas_jun_2022, adjunto a este informe.

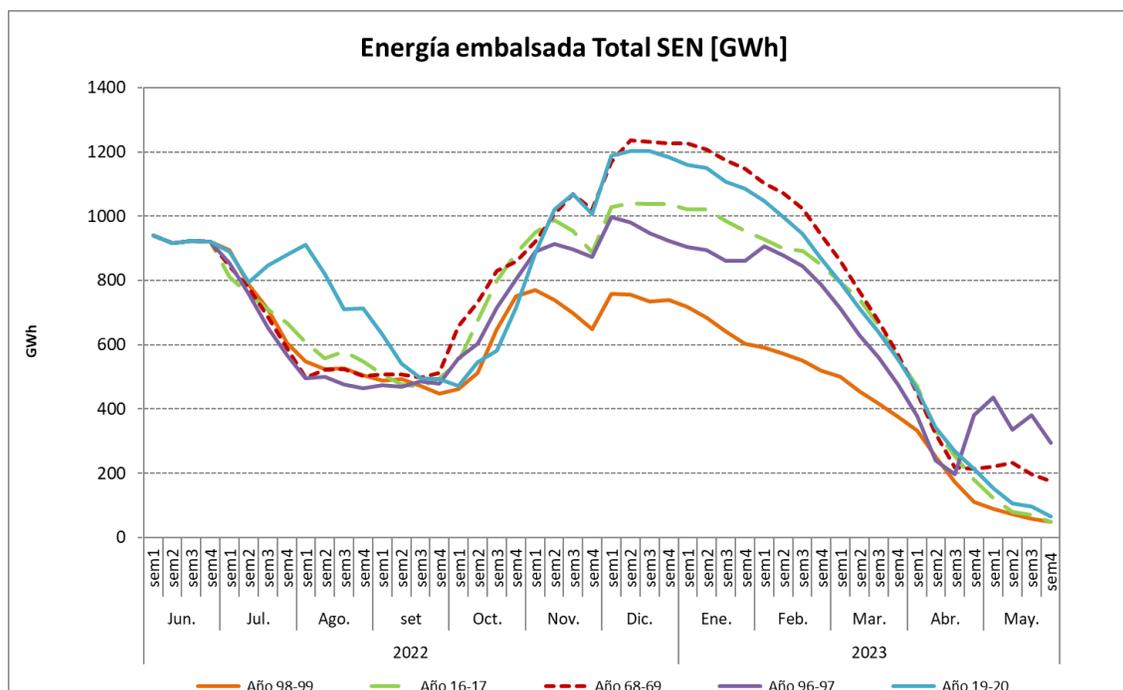
Caso base

i) Cotas finales mensuales





ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base

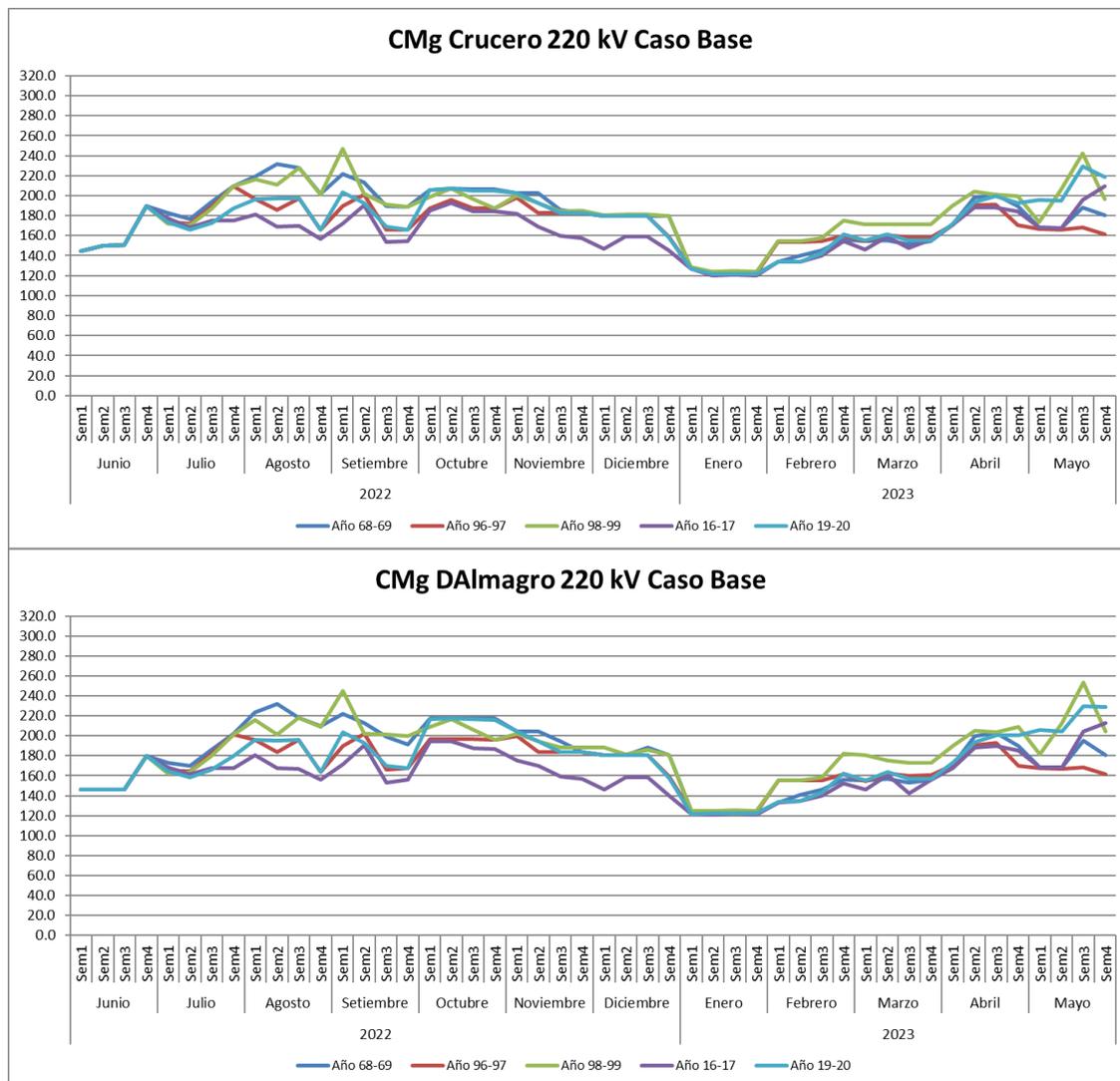


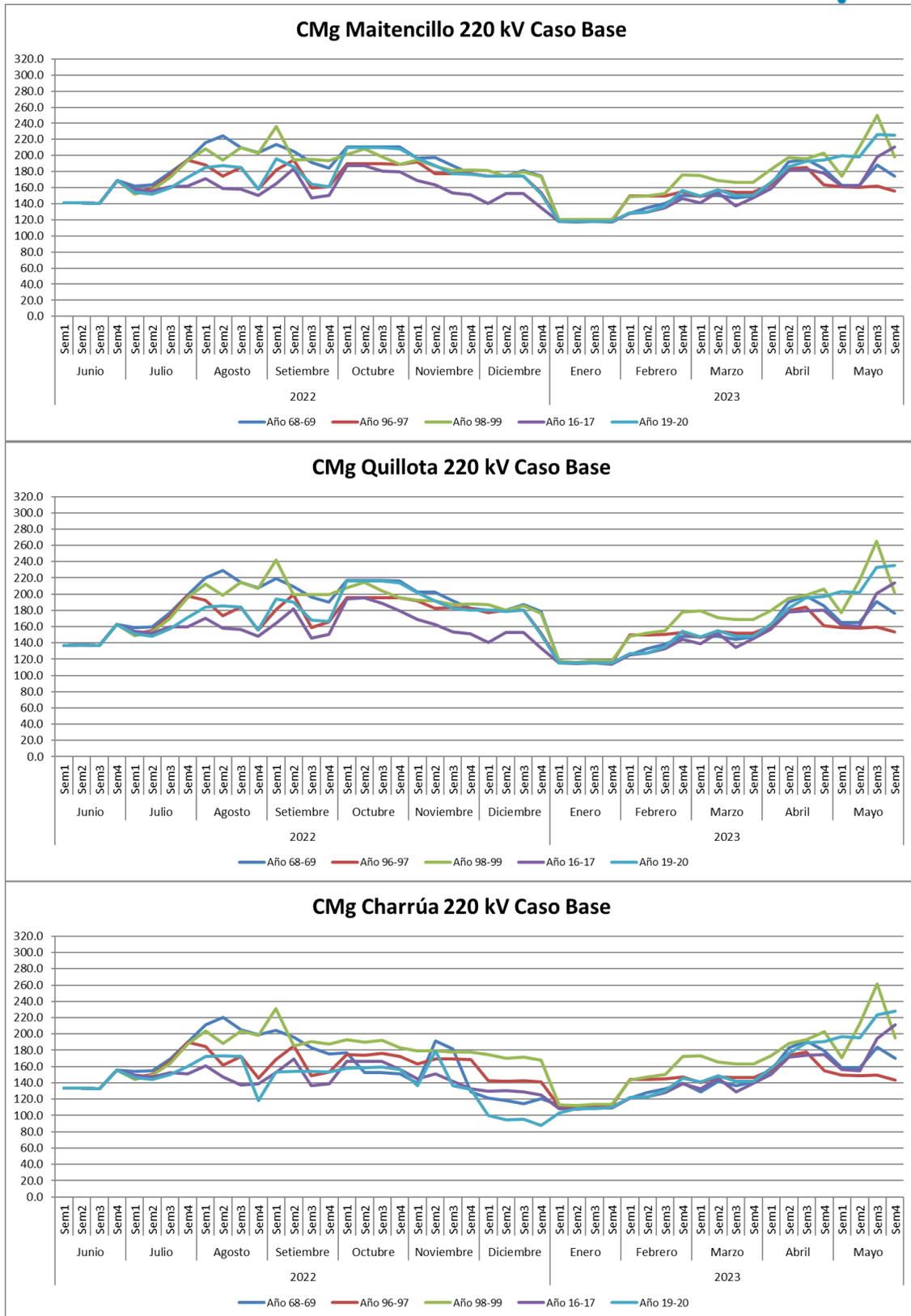
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangué, Melado, Ralco y Rapel. Además, se incluye la energía generable por el Laja dado el convenio de operación del año 2017 y se excluye en el cálculo a la Laguna del Maule debido a que el uso del agua es compartido entre generación y riego.

iii) Costos Marginales – Caso base

Se presenta el valor máximo del costo marginal para cada semana.



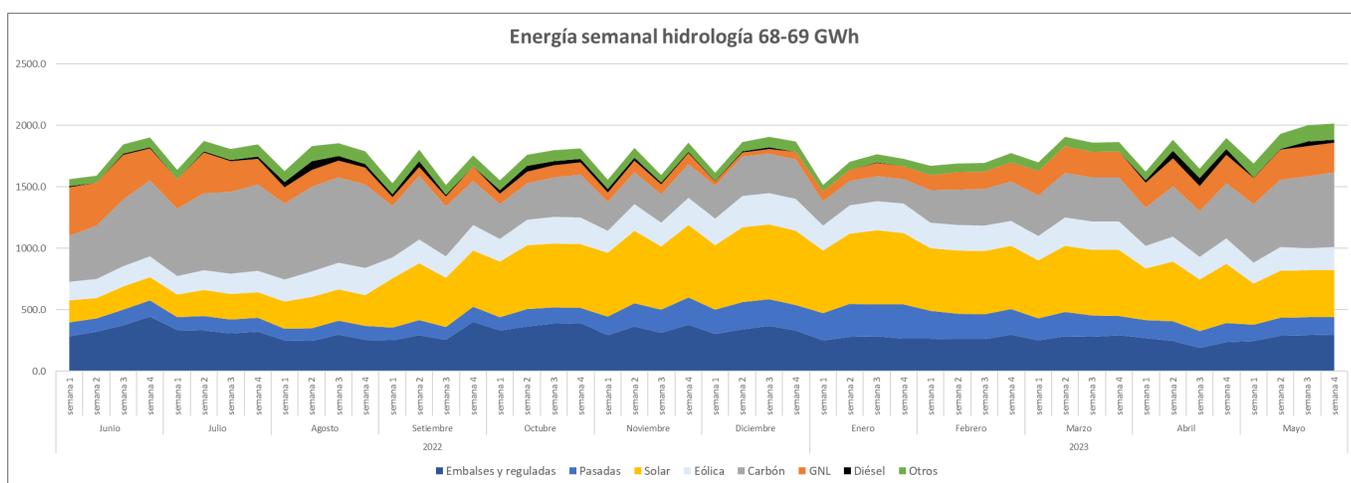


iv) Generación por tecnología – Caso base

Se presenta la energía generada por tecnología para cada hidrología estudiada durante el primer año.

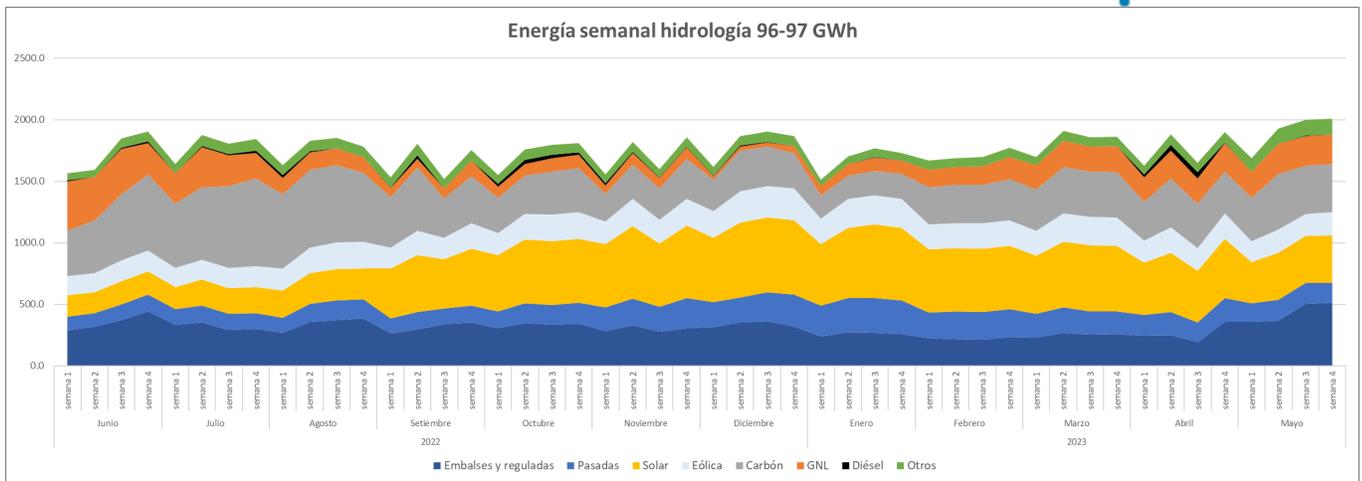
Generación por tecnología mensual hidrología 68-69 (GWh)

	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Embalses y reguladas	1420,6	1293,1	1050,5	1204,8	1478,5	1347,6	1346,6	1083,4	1084,7	1106,8	942,7	1131,7
Pasadas	485,5	453,1	425,1	443,9	503,4	749,8	847,2	1021,1	845,6	709,0	594,9	562,1
Solar	718,9	809,0	983,8	1727,8	2009,1	2212,5	2340,8	2270,0	2053,6	2077,6	1814,4	1482,0
Eólica	646,2	648,4	821,7	748,1	825,5	813,3	983,0	912,0	820,0	897,0	773,6	728,5
Carbón	1961,2	2545,8	2679,0	1702,2	1252,1	1001,3	1235,2	789,8	1171,1	1408,6	1545,0	2215,7
GNL	1373,0	1027,9	544,0	339,6	377,6	336,0	164,8	382,4	560,1	834,6	860,8	940,7
Diésel	28,6	41,4	182,0	84,7	136,4	75,0	24,3	5,6	0,0	0,0	199,5	75,1
Otros	267,4	346,3	420,1	354,7	338,1	291,9	311,3	247,1	292,8	299,2	322,2	499,5



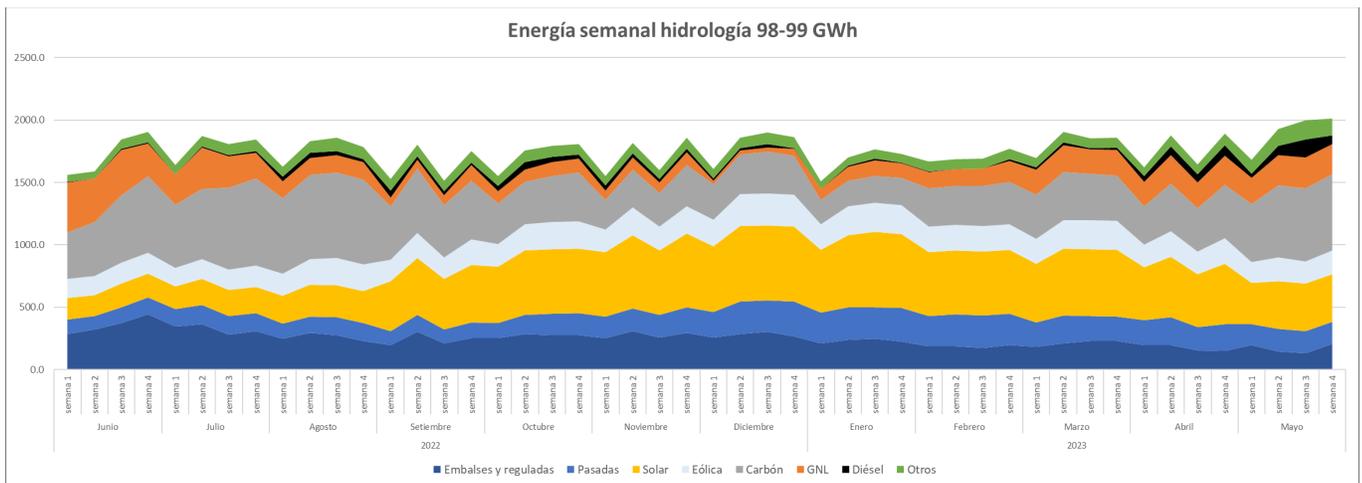
Generación por tecnología mensual hidrología 96-97 (GWh)

	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Embalses y reguladas	1420,6	1277,6	1378,8	1252,4	1332,2	1199,0	1353,0	1034,6	885,7	1010,8	1042,5	1737,3
Pasadas	485,5	524,5	581,8	527,5	623,8	847,8	895,8	1091,0	889,2	767,8	707,2	653,4
Solar	718,9	809,0	983,8	1727,8	2009,1	2212,5	2342,7	2252,6	2053,2	2077,6	1814,4	1482,0
Eólica	646,2	648,4	821,7	748,1	825,5	813,3	982,7	917,0	820,0	897,0	773,6	728,5
Carbón	1961,2	2489,1	2422,6	1631,7	1301,8	1086,6	1188,9	781,1	1262,6	1445,2	1411,7	1584,7
GNL	1373,0	1026,6	532,5	348,6	405,3	334,2	157,2	380,8	613,8	822,1	859,4	940,7
Diésel	28,6	41,6	34,9	29,9	96,4	44,2	17,4	5,5	0,0	0,0	127,2	4,0
Otros	267,4	343,7	336,0	338,5	321,2	290,2	315,5	244,4	296,4	304,5	316,5	481,0



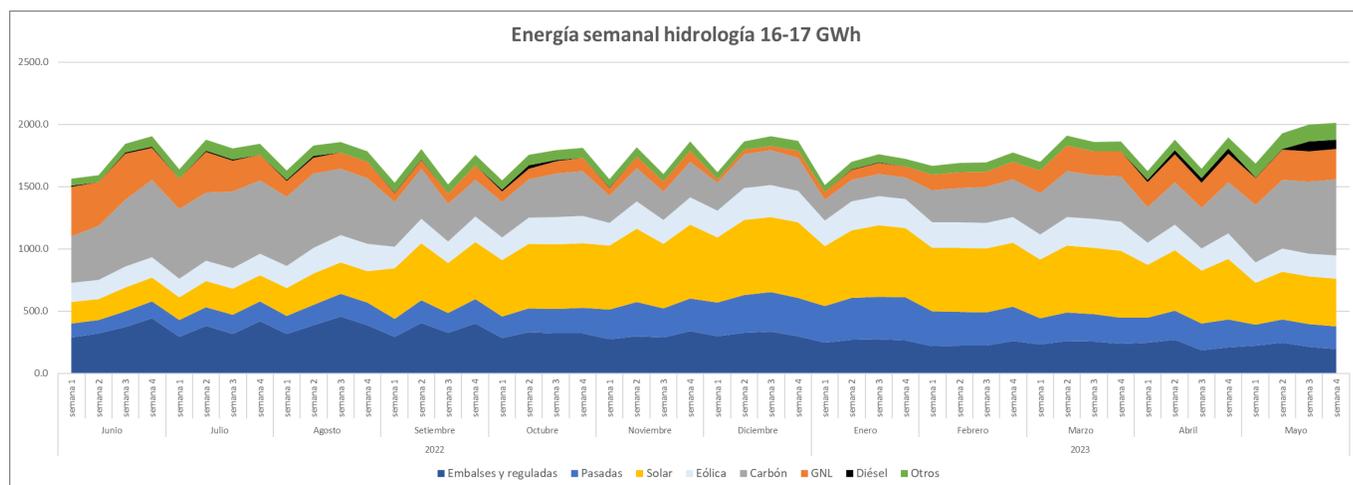
Generación por tecnología mensual hidrología 98-99 (GWh)

	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Embalses y reguladas	1420,6	1293,6	1046,5	961,0	1084,6	1110,4	1106,6	919,5	743,1	848,4	695,0	673,9
Pasadas	485,5	588,2	541,0	480,9	624,1	738,3	996,2	1024,2	1006,4	814,3	825,5	702,7
Solar	718,9	809,0	983,8	1727,8	2009,1	2212,5	2339,3	2282,7	2053,5	2077,6	1814,4	1482,0
Eólica	646,2	648,4	821,7	748,1	825,5	813,3	982,1	908,5	820,0	897,0	773,6	728,5
Carbón	1961,2	2427,0	2648,0	1831,8	1426,0	1149,9	1243,8	825,2	1278,0	1474,8	1470,1	2233,0
GNL	1373,0	1026,0	544,0	350,3	421,6	352,3	157,2	442,8	573,7	811,3	860,7	943,4
Diésel	28,6	30,3	138,0	129,3	173,5	133,5	65,9	32,1	18,1	74,4	264,6	324,9
Otros	267,4	339,1	377,8	366,5	345,4	317,0	341,2	266,5	320,9	318,3	335,0	533,4



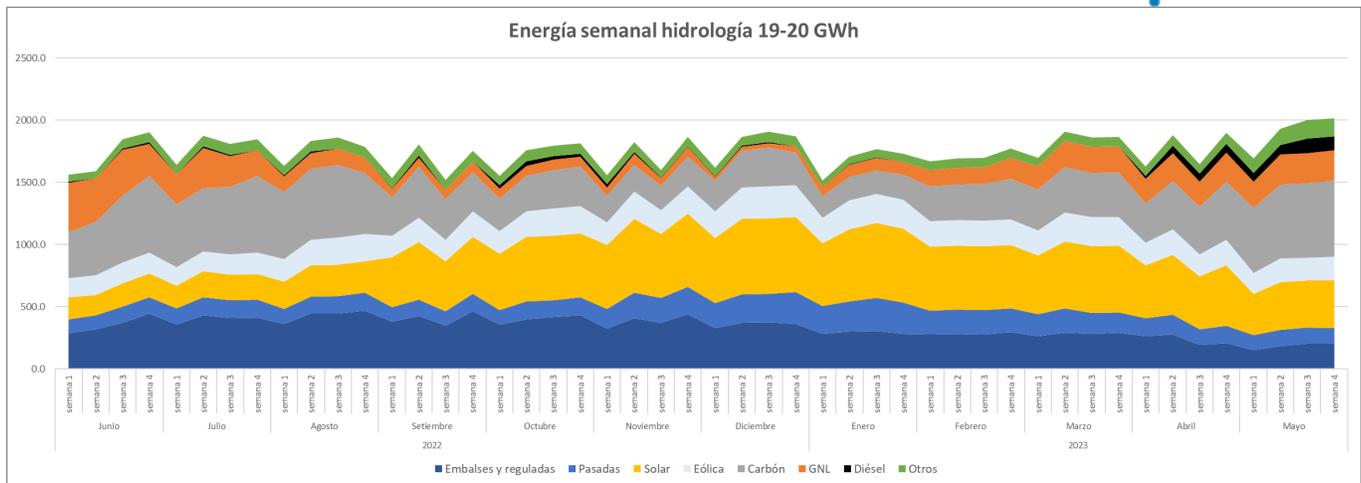
Generación por tecnología mensual hidrología 16-17 (GWh)

	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Embalses y reguladas	1420,6	1408,0	1541,5	1427,3	1253,1	1194,5	1252,9	1054,9	923,8	978,3	907,9	880,2
Pasadas	485,5	599,7	671,5	674,7	766,8	1014,8	1200,4	1313,7	1092,3	873,9	875,6	711,7
Solar	718,9	809,0	983,8	1727,8	2009,1	2212,5	2336,6	2156,0	2053,6	2077,6	1814,4	1482,0
Eólica	646,2	648,4	821,7	748,1	825,5	813,3	981,5	901,3	820,0	897,0	773,6	728,5
Carbón	1961,2	2313,1	2218,3	1353,8	1305,7	996,3	1040,4	697,3	1125,6	1412,9	1362,1	2203,1
GNL	1373,0	1024,6	513,0	336,5	376,2	324,7	155,2	319,7	515,2	786,6	858,3	940,7
Diésel	28,6	20,8	20,6	7,4	53,7	5,2	0,4	6,8	0,0	0,0	124,7	163,5
Otros	267,4	334,7	324,0	325,7	320,0	273,5	282,8	244,2	290,7	298,6	320,6	510,7



Generación por tecnología mensual hidrología 19-20 (GWh)

	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23
Embalses y reguladas	1420,6	1612,2	1720,1	1620,7	1610,9	1541,5	1437,9	1167,4	1135,0	1123,2	942,3	736,1
Pasadas	485,5	555,9	538,0	497,8	530,6	783,4	910,4	985,4	769,8	714,3	568,8	511,8
Solar	718,9	809,0	983,8	1727,8	2009,1	2212,5	2341,9	2276,7	2053,7	2077,6	1814,4	1482,0
Eólica	646,2	648,4	821,7	748,1	825,5	813,3	982,6	912,9	820,0	897,0	773,6	728,5
Carbón	1961,2	2169,5	2183,6	1358,6	1177,4	862,8	1113,3	747,3	1193,8	1405,9	1555,6	2326,5
GNL	1373,0	1024,6	512,2	308,8	317,8	298,0	151,2	374,4	565,7	817,7	861,1	940,7
Diésel	28,6	19,6	23,8	17,9	117,5	46,7	17,7	10,7	0,0	0,0	213,9	367,5
Otros	267,4	331,9	327,7	329,6	330,2	286,6	308,5	246,7	293,2	299,9	323,9	547,4



ANEXO 2
Plan de Obras de Generación.

A continuación, se muestra la lista completa de unidades generadoras proyectadas como parte del plan de obras de generación considerado en este estudio.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	01/09/2022	0.1	Ochagavia110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	01/09/2022	0.1	Miraflores110
Solar Techos Solares Watts	Solar	01/09/2022	0.9	Chena110
Solar Watts Lonquén	Solar	01/09/2022	0.9	Bocamina154
Solar Plomo del Verano	Solar	01/09/2022	2.4	SantaMarta220
Solar Cintac	Solar	01/09/2022	2.5	Chena110
Solar San Javier I	Solar	01/09/2022	2.5	Maule154
Solar EA SF San Isidro	Solar	01/09/2022	2.6	SFCoMost066
Solar Fulgor	Solar	01/09/2022	2.6	Charrua154
Solar Caracoles	Solar	01/09/2022	2.7	Linares154
Solar Colchagua	Solar	01/09/2022	2.7	Rapel220
Solar Cancura II	Solar	01/09/2022	2.8	Cautin220
Solar Castilla	Solar	01/09/2022	2.8	Cardones110
Solar Doña Victoria	Solar	01/09/2022	2.8	Lautaro066
Solar El Palqui	Solar	01/09/2022	2.8	ElPenon110
Solar Nanco	Solar	01/09/2022	2.8	Lautaro066
Solar Quillén	Solar	01/09/2022	2.8	Lautaro066
Solar Bulnes los Barones	Solar	01/09/2022	2.9	Chillan154
Solar Cantera	Solar	01/09/2022	2.9	Rapel220
Solar Coltauco Almendro	Solar	01/09/2022	2.9	Malloa154
Solar El Raco	Solar	01/09/2022	2.9	Charrua154
Solar Falcon	Solar	01/09/2022	2.9	AMelipilla220
Solar Nihue	Solar	01/09/2022	2.9	AMelipilla220
Solar Panguilemo	Solar	01/09/2022	2.9	Talca066
Solar Pequén	Solar	01/09/2022	2.9	Teno154
Solar Linares San Antonio	Solar	01/09/2022	2.9	Linares154
Solar San Marcos	Solar	01/09/2022	2.9	Condores220
Solar Cauquenes	Solar	01/09/2022	3.0	Parral154
Solar El Rosal	Solar	01/09/2022	3.0	Parral154
Solar El Sharon	Solar	01/09/2022	3.0	Rapel220
Solar Faramalla	Solar	01/09/2022	3.0	Rapel220
Solar Fardela Negra	Solar	01/09/2022	3.0	ASanta220
Solar Foster	Solar	01/09/2022	3.0	SanLuis220
Solar Guaraná	Solar	01/09/2022	3.0	Rapel220
Solar Idahue del Verano	Solar	01/09/2022	3.0	Malloa154
Solar Jacarandá	Solar	01/09/2022	3.0	ElPenon110
Solar Linares VDN	Solar	01/09/2022	3.0	Linares154
Solar Llayllay 1Y	Solar	01/09/2022	3.0	LVegas110
Solar Loica	Solar	01/09/2022	3.0	Teno154
Solar Los Tauretes	Solar	01/09/2022	3.0	Florida110
Solar Milan A	Solar	01/09/2022	3.0	Teno154
Solar Piduco	Solar	01/09/2022	3.0	Talca066
Solar Playero_3	Solar	01/09/2022	3.0	LVegas110
Solar San Antonio Malvilla	Solar	01/09/2022	3.0	AMelipilla220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar San Emilio I	Solar	01/09/2022	3.0	Itahue154
Solar SLK CB Nueve	Solar	01/09/2022	3.0	Polpaico220
Solar Milan B	Solar	01/09/2022	3.8	Teno154
Solar Aeropuerto	Solar	01/09/2022	5.5	Talca066
Solar Alcaldesa	Solar	01/09/2022	6.0	Chillan154
Solar Alhué	Solar	01/09/2022	6.0	Rapel220
Solar Guanaco Ampliación	Solar	01/09/2022	6.0	AJahuel110
Solar Nancagua	Solar	01/09/2022	6.0	Tinguiririca154
Solar Newentun	Solar	01/09/2022	6.0	Rapel220
Solar Parque Valparaíso	Solar	01/09/2022	6.0	LVegas110
Solar RCU	Solar	01/09/2022	6.0	Teno154
Solar Santa Francisca	Solar	01/09/2022	6.0	PAzucar110
Solar Teno	Solar	01/09/2022	7.4	Teno154
Solar Tierra	Solar	01/09/2022	8.0	Cardones110
Solar Torino	Solar	01/09/2022	8.0	Teno154
Solar Avilés	Solar	01/09/2022	8.3	Rapel220
Solar Anakena	Solar	01/09/2022	9.0	ElPenon110
Solar Astillas	Solar	01/09/2022	9.0	Maitencillo110
Solar Avel	Solar	01/09/2022	9.0	Charrua154
Solar Bramada	Solar	01/09/2022	9.0	Cardones110
Solar Cabrero	Solar	01/09/2022	9.0	Charrua066
Solar Centauro	Solar	01/09/2022	9.0	Chillan154
Solar Chicauma Verano	Solar	01/09/2022	9.0	Batuco110
Solar Chimbarongo	Solar	01/09/2022	9.0	Tinguiririca154
Solar Cóndor	Solar	01/09/2022	9.0	Rapel220
Solar Corrales del Verano	Solar	01/09/2022	9.0	AJahuel110
Solar Don Enrique	Solar	01/09/2022	9.0	ElPenon110
Solar El Flamenco	Solar	01/09/2022	9.0	Itahue154
Solar El Trile	Solar	01/09/2022	9.0	Linares154
Solar Fuster del Verano	Solar	01/09/2022	9.0	Batuco110
Solar Gabriela	Solar	01/09/2022	9.0	PAzucar110
Solar Granada	Solar	01/09/2022	9.0	Linares154
Solar Granate	Solar	01/09/2022	9.0	ElPenon110
Solar Huaquélón	Solar	01/09/2022	9.0	ElPenon110
Solar Itihue	Solar	01/09/2022	9.0	Parral154
Solar Javiera Carrera	Solar	01/09/2022	9.0	Buin110
Solar Las Catitas	Solar	01/09/2022	9.0	Linares154
Solar Lockma	Solar	01/09/2022	9.0	Esmeralda110
Solar Maitenes	Solar	01/09/2022	9.0	Rapel220
Solar Mitchi	Solar	01/09/2022	9.0	Cardones110
Solar Peñaflor 1	Solar	01/09/2022	9.0	AJahuel110
Solar Picunche	Solar	01/09/2022	9.0	SFCoMost066
Solar Portezuelo del Verano	Solar	01/09/2022	9.0	Polpaico220
Solar Recoleta	Solar	01/09/2022	9.0	ElPenon110
Solar Rinconada Alcones	Solar	01/09/2022	9.0	Rapel220
Solar Romero	Solar	01/09/2022	9.0	Teno154
Solar Rucasol	Solar	01/09/2022	9.0	PPeuco110
Solar Sunhunter	Solar	01/09/2022	9.0	ElPenon110

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Tamarana	Solar	01/09/2022	9.0	Maitencillo110
Solar Duqueco	Solar	01/09/2022	9.0	Mulchen220
Solar Cabildo	Solar	01/09/2022	9.0	LVilos220
Solar Litoral	Solar	01/09/2022	9.0	ASanta220
Solar Palto Sunlight	Solar	01/09/2022	9.0	LVegas110
Solar Santa elizabeth	Solar	01/09/2022	9.0	SFcoMost066
Solar Ckilir	Solar	01/09/2022	9.0	Esmeralda110
Solar Barrancón	Solar	01/09/2022	9.0	AJahuel110
Solar Santa Cruz	Solar	01/09/2022	9.0	SFcoMost066
Solar Andes IIA E2	Solar	01/09/2022	11.4	Andes220
Solar Sol de Atacama	Solar	01/09/2022	80.8	Cardones110
Solar Pampa Tigre	Solar	01/09/2022	100.0	Ohiggins220_BP1
Solar Valle Escondido	Solar	01/09/2022	105.0	Cardones220
Solar Andes 2B	Solar	01/09/2022	112.5	Andes220
Ampliación Finis Terrae Etapa I	Solar	01/09/2022	126.2	Crucero220
Solar Valle del Sol	Solar	01/09/2022	149.9	Miraje220
Solar Sol de Lila	Solar	01/09/2022	161.3	Andes220
Solar Punta del Viento	Solar	01/09/2022	165.0	PColorada220
Solar Domeyko	Solar	01/09/2022	186.2	Domeyko220
Solar Diego de Almagro Sur	Solar	01/09/2022	205.0	DAlmagro220
Solar Guanchoi	Solar	01/09/2022	369.6	CPinto220
Solar Campos de Sol	Solar	01/09/2022	381.0	CPinto220
Solar ICB	Solar	01/10/2022	0.3	ELSalto110
Solar El Huaso	Solar	01/10/2022	2.7	ASanta220
Solar Salamanca	Solar	01/10/2022	2.9	ELPenon110
Solar San José	Solar	01/10/2022	3.0	Chillan154
Solar Paranal	Solar	01/10/2022	4.0	Francisco220
Solar Armazones	Solar	01/10/2022	5.0	Francisco220
Solar San Francisco 5	Solar	01/10/2022	6.0	LVegas110
Solar Nan	Solar	01/10/2022	6.7	Rancagua154
Solar Cachanas	Solar	01/10/2022	9.0	Tinguiririca154
Solar Cantillana	Solar	01/10/2022	9.0	Paine154
Solar Caracas 1	Solar	01/10/2022	9.0	LVilos220
Solar Golondrinas	Solar	01/10/2022	9.0	Colbun220
Solar La Colonia	Solar	01/10/2022	9.0	Paine154
Solar Mandinga	Solar	01/10/2022	9.0	AMelipilla220
Solar Palermo	Solar	01/10/2022	9.0	Rapel220
Solar Pastrán	Solar	01/10/2022	9.0	SanLuis220
Solar Santa Emilia	Solar	01/10/2022	9.0	SFcoMost066
Solar Pueblo Seco	Solar	01/10/2022	9.0	Canutillar220
Solar Capricornio	Solar	01/10/2022	87.9	Capricornio110
Solar SGT Cholguan	Solar	01/11/2022	2.2	Charrua066
Solar Las Palmas del Verano	Solar	01/11/2022	2.8	AMelipilla220
Solar Ranguil Norte	Solar	01/11/2022	2.9	Itahue154
Solar Cóndor Chépica	Solar	01/11/2022	3.0	Rapel220
Solar Cóndor Chépica Etapa 2	Solar	01/11/2022	3.0	Rapel220
Solar el Cuervo	Solar	01/11/2022	3.0	Teno154
Solar LGS	Solar	01/11/2022	3.0	Charrua154

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Añuñuca del Verano Solar	Solar	01/11/2022	3.0	Polpaico220
Solar Loma Tendida del Verano	Solar	01/11/2022	3.0	Florida110
Solar Aroma Verano	Solar	01/11/2022	3.0	Rancagua154
Solar V Alemana	Solar	01/11/2022	3.0	Miraflores110
Solar PSF Paine	Solar	01/11/2022	6.0	Paine154
Solar SGT Tucapel	Solar	01/11/2022	6.8	Charrua066
Solar Caracas 2	Solar	01/11/2022	9.0	LVilos220
Solar El Olivar	Solar	01/11/2022	9.0	Charrua154
Solar Liquidambar	Solar	01/11/2022	9.0	Polpaico220
Solar Machicura	Solar	01/11/2022	9.0	Colbun220
Solar Los Canones Sunlight	Solar	01/11/2022	9.0	LVegas110
Solar La Victoria	Solar	01/11/2022	9.0	Chillan154
Solar Trigal	Solar	01/11/2022	9.0	Canutillar220
Solar Ingenio	Solar	01/11/2022	9.0	LVilos220
Solar Finis Terrae Extensión Etapa II	Solar	01/11/2022	18.0	Crucero220
Solar Coya	Solar	01/11/2022	180.0	Crucero220
Solar El Tiuque	Solar	01/12/2022	1.5	Maule154
Solar Coinco	Solar	01/12/2022	2.8	Rancagua154
Eólica El Cruce	Eólica	01/12/2022	2.9	Rahue220
Eólica Ochs	Eólica	01/12/2022	2.9	Rahue220
Solar La Brújula	Solar	01/12/2022	2.9	Rapel220
Solar Angol I	Solar	01/12/2022	2.9	Charrua154
Solar Algarrobo	Solar	01/12/2022	3.0	Teno154
Solar Los Toldos	Solar	01/12/2022	3.0	Temuco066
Solar Lucumo	Solar	01/12/2022	3.0	Linares154
Solar Los Jotes	Solar	01/12/2022	3.0	LVilos220
Solar Los Sauces II	Solar	01/12/2022	3.0	Charrua154
Solar Puangue	Solar	01/12/2022	4.0	AMelipilla220
Solar Rosario	Solar	01/12/2022	4.9	SFcoMost066
Solar Itahue	Solar	01/12/2022	5.0	Itahue154
Solar Violeta	Solar	01/12/2022	7.3	AJahuel110
Solar Marañon	Solar	01/12/2022	9.0	Maitencillo110
Solar Santa Julia Andina	Solar	01/12/2022	9.0	Charrua154
Solar Patricia Verano	Solar	01/12/2022	9.0	Paine154
Solar Tutuven	Solar	01/12/2022	9.0	Parral154
Eólica Lomas de Duqueco	Eólica	01/12/2022	57.4	Temuco220
Eólica Cabo Leones 1 extensión	Eólica	01/12/2022	60.0	Maitencillo220
Eólica Mesamavida	Eólica	01/12/2022	60.0	Charrua154
Solar Sol de Varas	Solar	01/12/2022	100.8	CPinto220
Eólica Ckani	Eólica	01/12/2022	107.2	Conchi220
Eólica Renaico 2	Eólica	01/12/2022	144.0	Temuco220
Eólica Puelche Sur	Eólica	01/12/2022	152.4	PMontt220
Chilco	Hidráulica	01/01/2023	0.2	Pichirropulli220
El Brinco	Hidráulica	01/01/2023	0.2	Mulchen220
Dos Valles Ampliación	Hidráulica	01/01/2023	1.5	PNegro220
Alto Bonito	Hidráulica	01/01/2023	2.5	Rahue220
Solar Peñafior	Solar	01/01/2023	2.5	AJahuel110

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
La Confianza	Hidráulica	01/01/2023	2.6	Rucue220
Solar Lluta	Solar	01/01/2023	2.7	Condores220
Punta del Viento	Hidráulica	01/01/2023	2.9	Tinguiririca154
Solar Don Renato	Solar	01/01/2023	2.9	LVilos220
Esolar Estancilla	Solar	01/01/2023	2.9	Maitencillo110
Solar El Run Run	Solar	01/01/2023	3.0	Tinguiririca154
Solar Los Sauces I	Solar	01/01/2023	3.0	Charrua154
Solar Siete Colores	Solar	01/01/2023	3.0	ElPenon110
Eólica Campo Lindo Etapa 2	Eólica	01/01/2023	4.2	Charrua066
Solar Encina	Solar	01/01/2023	6.0	Teno154
Las Nieves	Hidráulica	01/01/2023	6.5	Cautin220
Aillin	Hidráulica	01/01/2023	7.0	Rucue220
Solar Quemados	Solar	01/01/2023	7.0	Rancagua154
Solar La Peña	Solar	01/01/2023	8.0	LVegas110
Cipresillos	Hidráulica	01/01/2023	9.0	Sauzal110_BP2
Solar Rimini	Solar	01/01/2023	9.0	AMelipilla220
Solar Arica	Solar	01/01/2023	9.0	DARica066
Solar Pangui	Solar	01/01/2023	9.0	Andes345
Solar Pmg Cauquenes	Solar	01/01/2023	9.0	Parral154
El Pinar	Hidráulica	01/01/2023	11.4	Cholguan066
Trupán	Hidráulica	01/01/2023	20.0	Charrua154
Solar Meseta de Los Andes	Solar	01/01/2023	152.5	Polpaico220
Solar Las Salinas	Solar	01/01/2023	364.0	Crucero220
Los Portones Amp 2	Hidráulica	01/02/2023	0.2	Rahue220
Solar Bandurrias	Solar	01/02/2023	1.0	Rapel220
Solar Linares	Solar	01/02/2023	1.5	Linares154
Piedras Negras	Hidráulica	01/02/2023	3.0	Tinguiririca154
Solar Renaico III	Solar	01/02/2023	3.0	Teno154
Solar La Gamboina	Solar	01/02/2023	5.0	Rancagua154
Solar La Paz	Solar	01/02/2023	9.0	SFCoMost066
Solar Alsol	Solar	01/02/2023	9.0	Florida110
Eólica Calama Amp	Eólica	01/02/2023	12.0	Salar220
Solar El Manzano	Solar	01/02/2023	87.0	Polpaico220
Eólica Llanos del Viento	Eólica	01/02/2023	156.1	Ohiggins220_BP1
Solar Santa Eugenia	Solar	01/03/2023	2.9	Charrua154
Solar Orilla del Maule	Solar	01/03/2023	6.0	Talca066
Solar Siete Colores Amp	Solar	01/03/2023	6.0	ElPenon110
Solar Champa	Solar	01/03/2023	7.6	Paine154
Solar Ermita Verano	Solar	01/03/2023	8.7	Chena110
Solar Gaviotín	Solar	01/03/2023	9.0	PAzucar110
Solar El Peral	Solar	01/03/2023	9.0	Paine154
Solar Carena	Solar	01/03/2023	9.0	Chena110
Solar Santa Teresita	Solar	01/03/2023	9.0	Batuco110
Solar Doña Carmen RM	Solar	01/03/2023	9.0	Chena110
Solar San Bernardo	Solar	01/03/2023	9.0	Chillan154
Solar Villa Longavi	Solar	01/03/2023	9.0	Linares154
Solar Quilmo	Solar	01/03/2023	9.0	Chillan154
Solar El Conquistador	Solar	01/04/2023	2.5	Chillan154

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Don Genaro	Solar	01/04/2023	2.8	Mulchen220
Solar Dínamo	Solar	01/04/2023	2.9	AMelipilla220
Solar Las Bandurrias	Solar	01/04/2023	3.0	Itahue154
Solar El Cardenal	Solar	01/04/2023	3.0	Malloa154
Solar Blu	Solar	01/04/2023	4.8	Chillan154
Solar PVP La Rosa	Solar	01/04/2023	5.3	Malloa154
Solar Tacna	Solar	01/04/2023	9.0	DArica066
Solar Alhue Sunlight	Solar	01/04/2023	9.0	Rapel220
Eólica Cardonal	Eólica	01/04/2023	32.9	Rapel220
Solar Willka	Solar	01/04/2023	98.0	Condores220
Solar Sol de Loa Etapa 1	Solar	01/04/2023	110.0	Lagunas220
Solar Elena	Solar	01/04/2023	270.0	Crucero220
Solar Cóndor Lo Chacón II	Solar	01/05/2023	3.0	Rapel220
Solar Lo Chacón	Solar	01/05/2023	3.0	Rapel220
Solar Pellín	Solar	01/05/2023	9.0	Charrua066
Solar Vaccaro	Solar	01/05/2023	9.0	Talca066
Solar San Yolando	Solar	01/05/2023	9.0	Linares154
Solar Los Huertos	Solar	01/05/2023	9.0	Florida110
Solar Parque del Sol	Solar	01/05/2023	9.0	AJahuel110
Cerro Pabellón U3	Térmica	01/05/2023	33.0	Conchi220
Llanos Blancos	Térmica	01/05/2023	149.6	PAzucar220
Mapa	Térmica	01/05/2023	166.0	Lagunillas220
Solar San Francisco Parral	Solar	01/06/2023	2.5	Parral154
Solar Kali	Solar	01/06/2023	2.7	Linares154
Solar Samo Bajo	Solar	01/06/2023	2.8	ElPenon110
Solar Rucapaine	Solar	01/06/2023	9.0	Paine154
Solar Jardín Solar Petorca	Solar	01/06/2023	9.0	LVilos220
Solar Calderaza	Solar	01/06/2023	9.0	Cardones110
Eólica Manantiales	Eólica	01/06/2023	27.1	Rapel220
Maitencillo	Térmica	01/06/2023	60.6	Maitencillo220
Solar San Rafael_2	Solar	01/07/2023	3.0	Talca066
Solar Santa Marta	Solar	01/07/2023	5.8	Chena110
Solar Aldebarán	Solar	01/07/2023	6.0	Tinguiririca154
Solar Avellano	Solar	01/07/2023	6.0	Duqueco220
Solar El Chercán	Solar	01/07/2023	9.0	Teno154
Solar San Eugenio	Solar	01/07/2023	9.0	Duqueco220
Solar Maimalicán	Solar	01/07/2023	9.0	LVilos220
Solar Lo Miguel	Solar	01/07/2023	9.0	Tilcoco154
Solar Jotabeche	Solar	01/07/2023	9.0	Cardones110
Solar Laja	Solar	01/07/2023	9.0	Charrua066
Solar Guindo Santo	Solar	01/07/2023	9.0	Charrua066
Solar Peumo	Solar	01/07/2023	9.0	Charrua066
Solar Raulí	Solar	01/07/2023	9.0	Itahue154
Solar Cipré	Solar	01/07/2023	9.0	Linares154
Eólica Atacama	Eólica	01/07/2023	165.3	Maitencillo220
Solar Quebrada del Sol	Solar	01/08/2023	2.8	Talca066
Solar El Ñandú	Solar	01/08/2023	3.0	Cardones110
Solar Codorniz	Solar	01/08/2023	3.0	Teno154

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Belén	Solar	01/08/2023	6.0	SFcoMost066
Solar Rari	Solar	01/08/2023	7.7	Linares154
Solar San Alberto	Solar	01/08/2023	9.0	Chillan154
Solar Buenaventura	Solar	01/08/2023	9.0	Lagunas220
Solar Cardones	Solar	01/08/2023	35.0	Maitencillo110
Eólica Campo Lindo Etapa 1	Eólica	01/08/2023	67.4	Charrua066
Solar Las Gaviotas	Solar	01/09/2023	3.0	PAzucar110
Solar El Halcón	Solar	01/09/2023	3.0	Cardones110
Solar Las Chilcas	Solar	01/09/2023	9.0	DArica066
Solar El Rayador	Solar	01/09/2023	9.0	PAzucar110
Solar Dolores	Solar	01/09/2023	9.0	Tarapaca220
Solar Sand	Solar	01/09/2023	9.0	AMelipilla220
Eólica Caman	Eólica	01/09/2023	145.7	Ciruelos220
Solar Yahutela	Solar	01/10/2023	6.0	ASanta220
Solar Amanecer	Solar	01/10/2023	7.0	Crucero220
Solar Imperial	Solar	01/10/2023	9.0	Temuco066
Los Lagos	Hidráulica	01/10/2023	48.7	Pichirrahue220
Moraga	Hidráulica	01/11/2023	1.6	Charrua154
Solar Pichón	Solar	01/11/2023	3.0	Parral154
Solar Ceres	Solar	01/11/2023	9.0	AMelipilla220
Solar El Carpintero	Solar	01/12/2023	8.5	Constitucion066
Solar Ayla	Solar	01/12/2023	9.0	SFcoMost066
Solar Llançay	Solar	01/12/2023	9.0	Rapel220
Eólica Punta de Talca	Eólica	01/12/2023	86.4	LaCebada220
Solar Concorde	Solar	01/01/2024	6.0	DAlmagro110
Solar Caldera	Solar	01/01/2024	9.0	Cardones220
Solar Los Cisnes	Solar	01/02/2024	6.0	Malloa154
Solar El Mirlo	Solar	01/02/2024	9.0	Tilcoco154
Solar Las Penitas	Solar	01/02/2024	9.0	LVegas110
San José	Hidráulica	01/03/2024	1.6	Charrua154
San Luis	Hidráulica	01/03/2024	1.9	Charrua154
Solar El Huaipe	Solar	01/03/2024	2.8	Talca066
Solar La Perla del Norte	Solar	01/03/2024	9.0	LaNegra110
Solar Las Taguas	Solar	01/03/2024	9.0	PAzucar110
Solar La Sierra 2	Solar	01/10/2025	9.0	Crucero220
TOTAL			8784	

ANEXO 3

Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que Complementa al Convenio de 1958, Carta ENDESA GC N°0426 del 22 de noviembre de 2017.

ANEXO 4

Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.

ANEXO 5

Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.

ANEXO 6
Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.

ANEXO 7
Proyecciones de Costos, Costos Combustibles.

i) Proyecciones de Costos de Combustibles

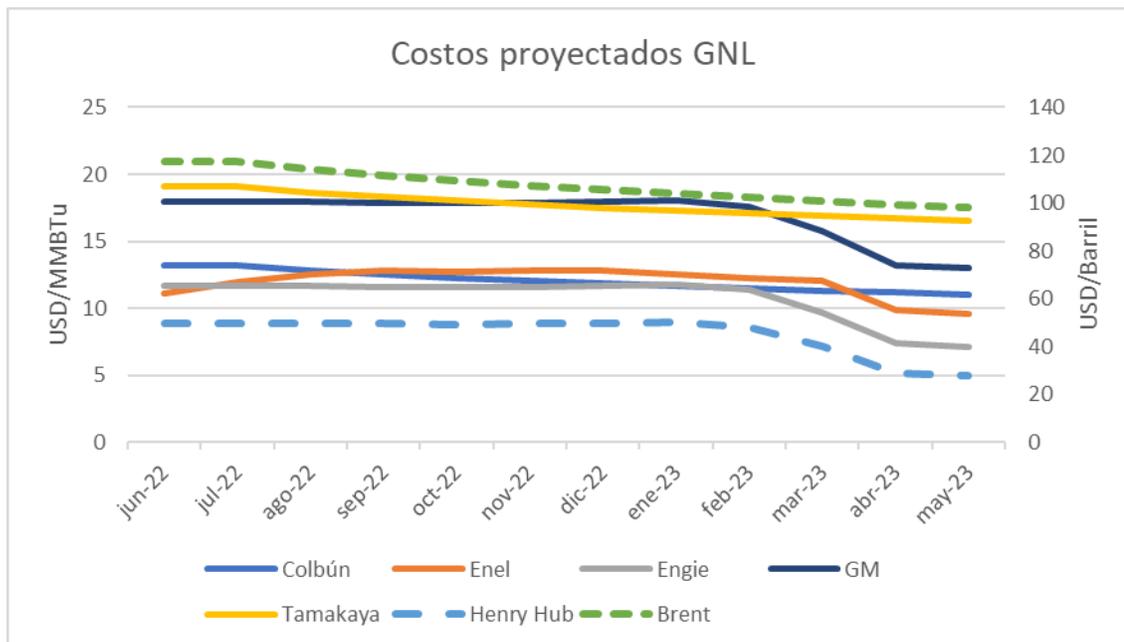


Figura 1: Proyección de costos de GNL, periodo junio 2022 – mayo 2023

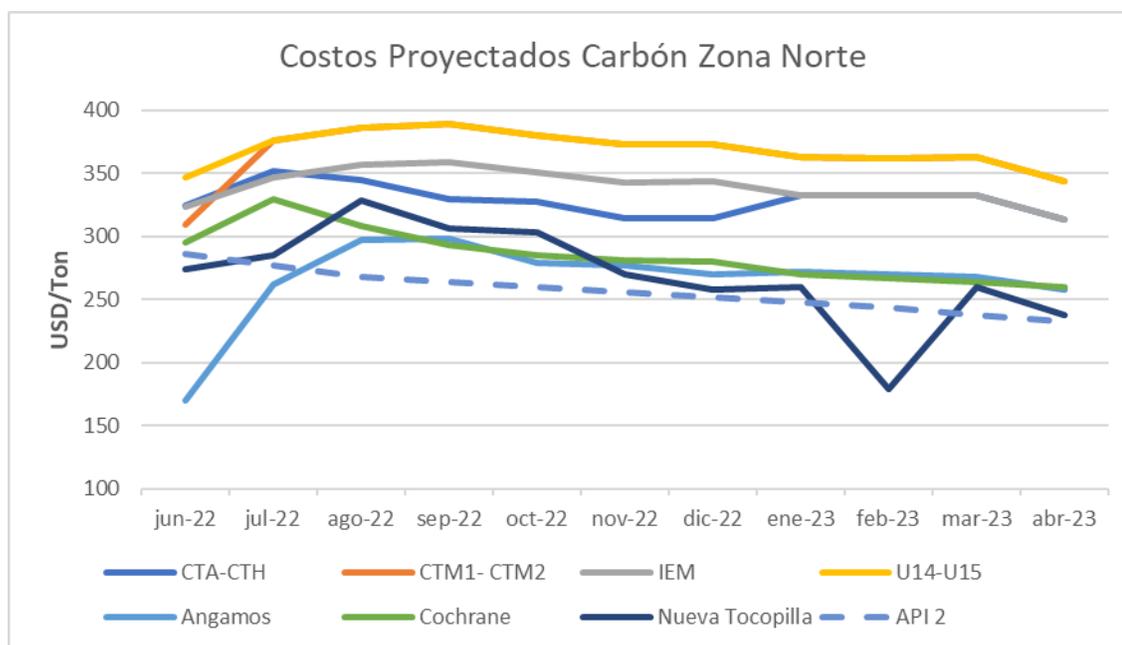


Figura 2: Proyección de costos de carbón térmico, centrales zona norte, periodo junio 2022 – mayo 2023

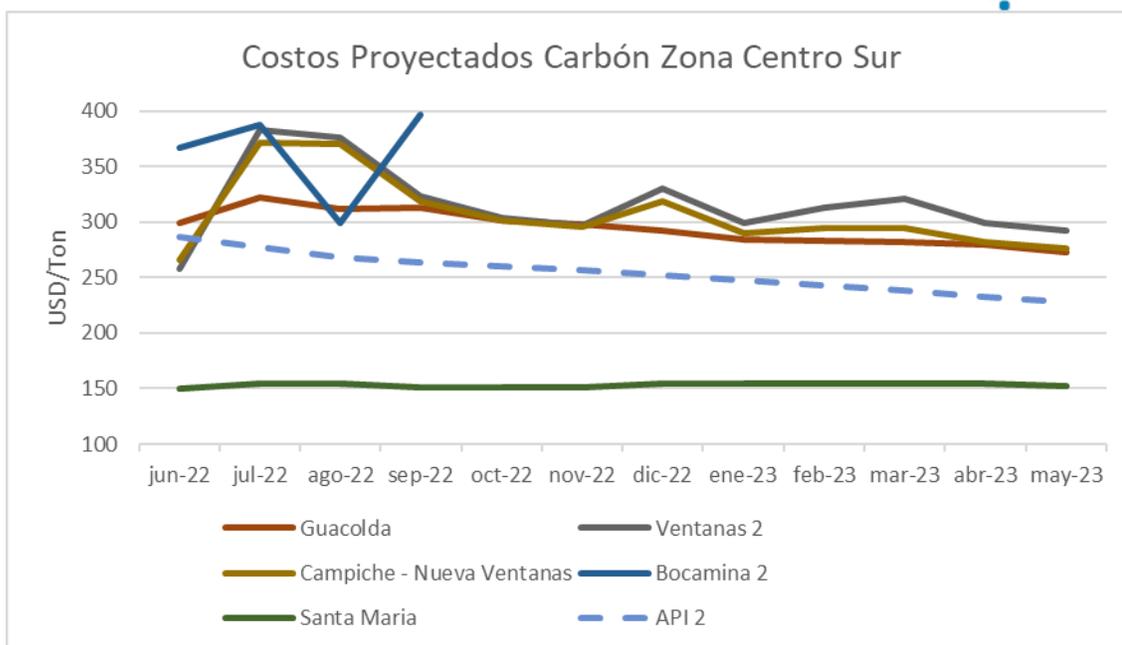


Figura 3: Proyección de costos de carbón térmico, centrales zona centro sur, periodo junio 2022 – mayo 2023

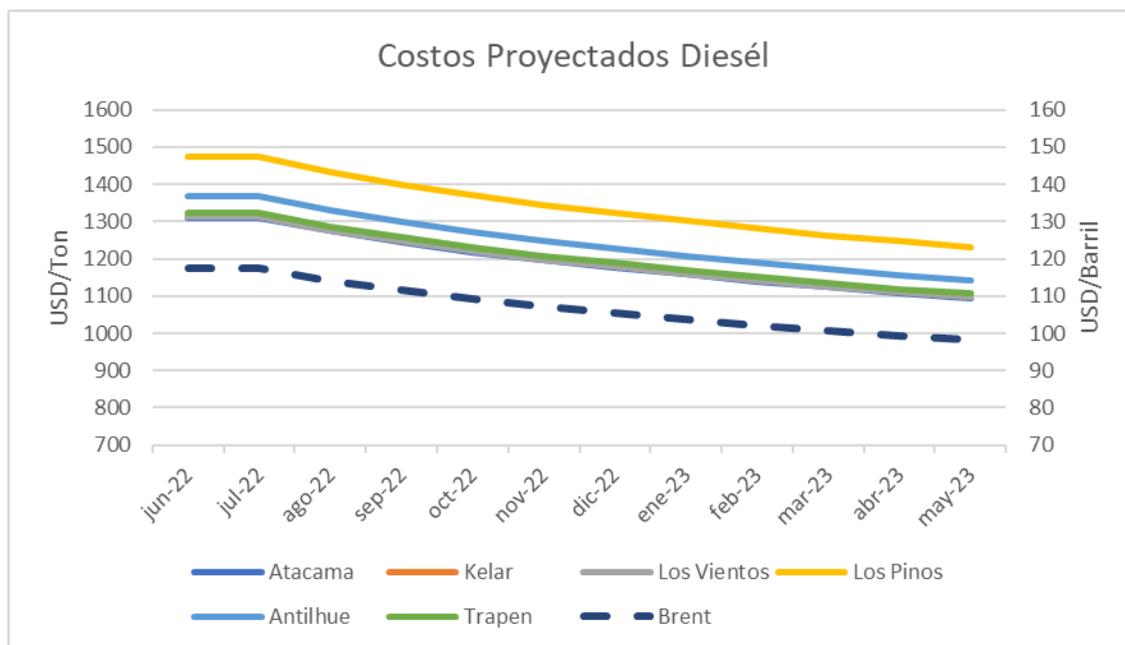


Figura 4: Proyección de costos de combustible diésel, periodo junio 2022 – mayo 2023

ii) Costos Combustibles

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
LOMA_LOS_COLORADOS_1	Biogas	0.00	US\$/Ton
LOMA_LOS_COLORADOS_2	Biogas	0.00	US\$/Ton
SANTA_MARTA	Biogas	0.00	US\$/Ton
LAJA-EVE_2	Biomasa	0.00	US\$/Ton
VINALES_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton
LICANTEN_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_1_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_3	Biomasa	0.00	US\$/Ton
VALDIVIA_BL1_EUCA	Biomasa	0.00	US\$/Ton
VALDIVIA_BL1_PINO	Biomasa	0.00	US\$/Ton
VALDIVIA_BL2_EUCA	Biomasa	0.00	US\$/Ton
VALDIVIA_BL2_PINO	Biomasa	0.00	US\$/Ton
LAUTARO_1_BL1	Biomasa	7.58	US\$/Ton
SANTA_FE_BL1	Biomasa	8.83	US\$/Ton
VINALES_BL2	Biomasa	11.40	US\$/Ton
SANTA_FE_BL2	Biomasa	12.13	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_1_BL2	Biomasa	12.51	US\$/Ton
ARAUCO	Biomasa	13.93	US\$/Ton
LAUTARO_1_BL2	Biomasa	15.15	US\$/Ton
VALDIVIA_BL3_EUCA	Biomasa	15.91	US\$/Ton
VALDIVIA_BL3_PINO	Biomasa	15.91	US\$/Ton
LAJA-EVE_1	Biomasa	18.16	US\$/Ton
LAUTARO_2_BL1	Biomasa	18.46	US\$/Ton
SANTA_FE_BL3	Biomasa	21.63	US\$/Ton
CELCO_BL1	Biomasa	22.61	US\$/Ton
CHOLGUAN_BL1	Biomasa	25.42	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL2	Biomasa	25.90	US\$/Ton
SANTA_FE_BL4	Biomasa	26.96	US\$/Ton
LICANTEN_BL2	Biomasa	28.87	US\$/Ton
MASISA	Biomasa	28.96	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL2	Biomasa	29.53	US\$/Ton
ESCUADRON	Biomasa	29.72	US\$/Ton
ENERGIA_PACIFICO	Biomasa	31.81	US\$/Ton
LAUTARO_2_BL2	Biomasa	36.79	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL3	Biomasa	40.29	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL4	Biomasa	128.90	US\$/Ton
BOCAMINA_1	Carbón	81.04	US\$/Ton
SANTA_MARIA	Carbón	149.48	US\$/Ton
ANGAMOS_1	Carbón	169.54	US\$/Ton
ANGAMOS_2	Carbón	169.54	US\$/Ton
GUACOLDA_3	Carbón	246.32	US\$/Ton
VENTANAS_2	Carbón	258.17	US\$/Ton
NUEVA_VENTANAS	Carbón	265.40	US\$/Ton
CAMPICHE	Carbón	265.40	US\$/Ton
NUEVA_TOCOPILLA_1	Carbón	273.56	US\$/Ton
NUEVA_TOCOPILLA_2	Carbón	273.56	US\$/Ton
VENTANAS_1	Carbón	273.82	US\$/Ton
COCHRANE_1	Carbón	295.38	US\$/Ton
COCHRANE_2	Carbón	295.38	US\$/Ton
GUACOLDA_1	Carbón	304.39	US\$/Ton
GUACOLDA_2	Carbón	304.39	US\$/Ton
MEJILLONES_1	Carbón	309.33	US\$/Ton

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
MEJILLONES_2	Carbón	309.33	US\$/Ton
GUACOLDA_5	Carbón	317.48	US\$/Ton
IE_MEJILLONES	Carbón	323.01	US\$/Ton
GUACOLDA_4	Carbón	324.02	US\$/Ton
ANDINA	Carbón	324.58	US\$/Ton
HORNITOS	Carbón	324.58	US\$/Ton
TOCOPILLA_U14	Carbón	346.59	US\$/Ton
TOCOPILLA_U15	Carbón	346.59	US\$/Ton
BOCAMINA_2	Carbón	367.20	US\$/Ton
PAS_MEJILLONES	Cogeneración	0.00	US\$/Ton
LAGUNA_VERDE_TG	Diésel	656.45	US\$/Ton
LAGUNA_VERDE_TV	Diésel	656.45	US\$/Ton
KELAR-TG1_DIE	Diésel	1227.46	US\$/Ton
KELAR-TG1+0.5TV_DIE	Diésel	1227.46	US\$/Ton
KELAR-TG1+TG2+TV_DIE	Diésel	1227.46	US\$/Ton
KELAR-TG2_DIE	Diésel	1227.46	US\$/Ton
KELAR-TG2+0.5TV_DIE	Diésel	1227.46	US\$/Ton
UJINA_U1_DIE	Diésel	1251.82	US\$/Ton
UJINA_U2_DIE	Diésel	1251.82	US\$/Ton
UJINA_U3_DIE	Diésel	1251.82	US\$/Ton
UJINA_U4_DIE	Diésel	1251.82	US\$/Ton
NEHUENCO_1-TG+TV_DIE	Diésel	1303.35	US\$/Ton
NEHUENCO_2-TG+TV_DIE	Diésel	1303.35	US\$/Ton
NEHUENCO_9B_DIE	Diésel	1303.35	US\$/Ton
QUINTERO_1A_DIE	Diésel	1306.49	US\$/Ton
QUINTERO_1B_DIE	Diésel	1306.49	US\$/Ton
ARICA_GM	Diésel	1309.86	US\$/Ton
ARICA_M1	Diésel	1309.86	US\$/Ton
ARICA_M2	Diésel	1309.86	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG_DIE	Diésel	1311.50	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_DIE	Diésel	1311.50	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_DIE	Diésel	1311.50	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG_DIE	Diésel	1311.50	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG+TV_DIE	Diésel	1311.50	US\$/Ton
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_DIE	Diésel	1311.50	US\$/Ton
LOS_PINOS	Diésel	1311.77	US\$/Ton
IQUIQUE_MA	Diésel	1314.13	US\$/Ton
IQUIQUE_MI	Diésel	1314.13	US\$/Ton
IQUIQUE_MS	Diésel	1314.13	US\$/Ton
IQUIQUE_SU	Diésel	1314.13	US\$/Ton
IQUIQUE_TG	Diésel	1314.13	US\$/Ton
TARAPACA-TG_DIE	Diésel	1317.98	US\$/Ton
MEJILLONES_3-TG_DIE	Diésel	1321.57	US\$/Ton
MEJILLONES_3-TG+TV_DIE	Diésel	1321.57	US\$/Ton
CANDELARIA_1_DIE	Diésel	1322.87	US\$/Ton
CANDELARIA_2_DIE	Diésel	1322.87	US\$/Ton
CORONEL_DIE	Diésel	1323.16	US\$/Ton
TOCOPILLA_U16-TG+TV_DIE	Diésel	1323.18	US\$/Ton
TOCOPILLA-TG1	Diésel	1323.18	US\$/Ton
TOCOPILLA-TG2	Diésel	1323.18	US\$/Ton
TOCOPILLA-TG3_DIE	Diésel	1323.18	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_2	Diésel	1330.56	US\$/Ton

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
CHOLGUAN_BL2	Diésel	1332.28	US\$/Ton
CENIZAS	Diésel	1338.54	US\$/Ton
HORCONES_DIE	Diésel	1339.51	US\$/Ton
NUEVA_RENCA-TG+TV_DIE	Diésel	1340.18	US\$/Ton
RENCA_U1	Diésel	1340.18	US\$/Ton
RENCA_U2	Diésel	1340.18	US\$/Ton
ZOFRI_1	Diésel	1341.84	US\$/Ton
ZOFRI_13	Diésel	1341.84	US\$/Ton
ZOFRI_2-5	Diésel	1341.84	US\$/Ton
ZOFRI_6	Diésel	1341.84	US\$/Ton
ZOFRI_7-12	Diésel	1341.84	US\$/Ton
DIEGO_DE_ALMAGRO	Diésel	1342.26	US\$/Ton
EL_SALVADOR	Diésel	1342.26	US\$/Ton
LOS_VIENTOS	Diésel	1345.54	US\$/Ton
LOS_VIENTOS-CNAVIA	Diésel	1345.54	US\$/Ton
TALTAL_1_DIE	Diésel	1346.09	US\$/Ton
TALTAL_2_DIE	Diésel	1346.09	US\$/Ton
SANTA_LIDIA	Diésel	1350.22	US\$/Ton
MAULE	Diésel	1360.60	US\$/Ton
CONSTITUCION-EGEN	Diésel	1360.60	US\$/Ton
COLIHUES_U1_DIE	Diésel	1365.20	US\$/Ton
COLIHUES_U2_DIE	Diésel	1365.20	US\$/Ton
ESPERANZA_DS1	Diésel	1365.90	US\$/Ton
ESPERANZA_DS2	Diésel	1365.90	US\$/Ton
ESPERANZA_TG1	Diésel	1365.90	US\$/Ton
ANDES_U1_DIE	Diésel	1366.28	US\$/Ton
ANDES_U2_DIE	Diésel	1366.28	US\$/Ton
ANDES_U3_DIE	Diésel	1366.28	US\$/Ton
ANDES_U4_DIE	Diésel	1366.28	US\$/Ton
AGUAS_BLANCAS	Diésel	1367.92	US\$/Ton
HUASCO-TG_U1_DIE	Diésel	1372.32	US\$/Ton
HUASCO-TG_U2_DIE	Diésel	1372.32	US\$/Ton
HUASCO-TG_U3_DIE	Diésel	1372.32	US\$/Ton
ATA-TG1A_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG1A+0.5TV1C_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG1B_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG1B+0.5TV1C_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG2A_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG2A+0.5TV2C_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG2B_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
ATA-TG2B+0.5TV2C_DIE	Diésel	1372.93	US\$/Ton
CALLECALLE	Diésel	1373.97	US\$/Ton
NEWEN_DIE	Diésel	1384.70	US\$/Ton
CHUYACA	Diésel	1387.75	US\$/Ton
COLMITO_DIE	Diésel	1396.39	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U1	Diésel	1399.05	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U2	Diésel	1399.05	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U3	Diésel	1399.05	US\$/Ton
TRINCAO	Diésel	1407.61	US\$/Ton
ESPINOS_BL1	Diésel	1434.34	US\$/Ton
ESPINOS_BL2	Diésel	1434.34	US\$/Ton
OLIVOS_BL1	Diésel	1434.34	US\$/Ton
OLIVOS_BL2	Diésel	1434.34	US\$/Ton
CARDONES	Diésel	1465.80	US\$/Ton
MANTOS_BLANCOS	Diésel	1469.39	US\$/Ton
LOS_GUINDOS	Diésel	1473.10	US\$/Ton
LOS_GUINDOS_2	Diésel	1473.10	US\$/Ton
TRAPEN	Diésel	1476.85	US\$/Ton
CONCON	Diésel	1480.19	US\$/Ton
EL_PENON	Diésel	1480.89	US\$/Ton
PLACILLA	Diésel	1480.97	US\$/Ton

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
QUINTAY	Diésel	1483.17	US\$/Ton
EL_TOTORAL	Diésel	1485.39	US\$/Ton
LA_PORTADA	Diésel	1488.77	US\$/Ton
TENO	Diésel	1489.88	US\$/Ton
LAS_VEGAS	Diésel	1491.46	US\$/Ton
LINARES	Diésel	1497.77	US\$/Ton
SAN_GREGORIO	Diésel	1497.77	US\$/Ton
PUNTA_COLORADA_DIE	Diésel	1512.58	US\$/Ton
YUNGAY_U1_DIE	Diésel	1516.32	US\$/Ton
YUNGAY_U2_DIE	Diésel	1516.32	US\$/Ton
YUNGAY_U3_DIE	Diésel	1516.32	US\$/Ton
YUNGAY_U4_DIE	Diésel	1516.32	US\$/Ton
SAN_JAVIER_1	Diésel	1529.52	US\$/Ton
SAN_JAVIER_2	Diésel	1529.52	US\$/Ton
DEGAN_2_NAV4	Diésel	1574.12	US\$/Ton
DEGAN_2_NAV5	Diésel	1574.12	US\$/Ton
DEGAN_NAV12	Diésel	1574.12	US\$/Ton
DEGAN_NAV5	Diésel	1574.12	US\$/Ton
ANTILHUE_U1	Diésel	1578.09	US\$/Ton
ANTILHUE_U2	Diésel	1578.09	US\$/Ton
INACAL	Diésel	1578.26	US\$/Ton
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	Diésel	1581.16	US\$/Ton
CHAGUAL	Diésel	1609.00	US\$/Ton
COMBARBALA	Diésel	1637.83	US\$/Ton
EMELDA_U1	Diésel	1654.15	US\$/Ton
EMELDA_U2	Diésel	1654.15	US\$/Ton
LLANOS_BLANCOS	Diésel	1671.22	US\$/Ton
PAJONALES	Diésel	1683.36	US\$/Ton
TERMOPACIFICO	Diésel	1727.00	US\$/Ton
CHILOE	Diésel	1786.09	US\$/Ton
HUASCO-TG_U1_IFO	Fuel Oil	568.20	US\$/Ton
HUASCO-TG_U2_IFO	Fuel Oil	568.20	US\$/Ton
HUASCO-TG_U3_IFO	Fuel Oil	568.20	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL5	Fuel Oil	708.64	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL3	Fuel Oil	712.50	US\$/Ton
COLIHUES_U1_HFO	Fuel Oil	734.25	US\$/Ton
COLIHUES_U2_HFO	Fuel Oil	734.25	US\$/Ton
CELCO_BL2	Fuel Oil	742.85	US\$/Ton
VALDIVIA_BL4_EUCA	Fuel Oil	748.48	US\$/Ton
VALDIVIA_BL4_PINO	Fuel Oil	748.48	US\$/Ton
UJINA_U1_HFO	Fuel Oil	757.95	US\$/Ton
UJINA_U2_HFO	Fuel Oil	757.95	US\$/Ton
UJINA_U3_HFO	Fuel Oil	757.95	US\$/Ton
UJINA_U4_HFO	Fuel Oil	757.95	US\$/Ton
UJINA_U5_HFO	Fuel Oil	757.95	US\$/Ton
UJINA_U6_HFO	Fuel Oil	757.95	US\$/Ton
PUNTA_COLORADA_IFO	Fuel Oil	772.79	US\$/Ton
ANDES_U1_FO6	Fuel Oil	780.75	US\$/Ton
ANDES_U2_FO6	Fuel Oil	780.75	US\$/Ton
ANDES_U3_FO6	Fuel Oil	780.75	US\$/Ton
ANDES_U4_FO6	Fuel Oil	780.75	US\$/Ton
CEMENTOS_BIOBIO_FO6	Fuel Oil	966.94	US\$/Ton
NEWEN_PRO	Gas Propano	564.03	US\$/dam3
CERRO_PABELLON_U1	Geotérmica	0.00	US\$/Ton
CERRO_PABELLON_U2	Geotérmica	0.00	US\$/Ton
NUEVA_RENCA-FA_GLP	GLP	838.77	US\$/Ton
TENO_GAS_GLP	GLP	884.62	US\$/Ton
ATA-TG1A_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG1B_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG2A_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG2B_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
TALTAL_1_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
TALTAL_2_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3
CMPC_CORDILLERA_GN_A	GN	283.83	US\$/dam3
NEWEN_GN_A	GN	302.95	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GN_A	GN	356.44	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GN_A	GN	356.44	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GN_A	GN	356.44	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GN_A	GN	356.44	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GN_A	GN	356.44	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GN_A	GN	356.44	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_B	GN	364.99	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GN_A	GN	367.88	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GN_A	GN	369.29	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GN_A	GN	369.29	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_A	GN	369.85	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GN_A	GN	369.85	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GN_A	GN	379.31	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GN_A	GN	379.31	US\$/dam3
COLMITO_GN_A	GN	436.12	US\$/dam3
CORONEL_GN_A	GN	590.09	US\$/dam3
YUNGAY_U1_GN_A	GN	590.35	US\$/dam3
YUNGAY_U2_GN_A	GN	590.35	US\$/dam3
YUNGAY_U3_GN_A	GN	590.35	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ENAP_ACONCAGUA	GNL	0.00	US\$/dam3
COLMITO_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GN_A	GNL	174.38	US\$/dam3
NEWEN_GNL_B	GNL	211.89	US\$/dam3
COLMITO_GNL_B	GNL	265.98	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_E	GNL	286.87	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_C	GNL	314.09	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_C	GNL	349.60	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
NEHUENCO_9B_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_C	GNL	372.62	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_INF	GNL	372.62	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_INF	GNL	377.50	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_INF	GNL	377.50	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_INF	GNL	377.50	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_INF	GNL	377.50	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_INF	GNL	377.50	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_B	GNL	377.50	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
ATA-TG2B_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_A	GNL	381.86	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_B	GNL	381.86	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_G	GNL	383.19	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_G	GNL	383.19	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_D	GNL	392.83	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	GNL	397.96	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GNL_A	GNL	397.96	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_C	GNL	404.29	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_C	GNL	404.29	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_C	GNL	404.29	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_C	GNL	404.29	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_C	GNL	404.29	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_D	GNL	404.40	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_E	GNL	413.08	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_A	GNL	438.05	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_D	GNL	439.22	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_C	GNL	440.70	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_C	GNL	440.70	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_C	GNL	440.70	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_C	GNL	440.70	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_C	GNL	440.70	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_C	GNL	440.70	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_E	GNL	441.19	US\$/dam3
COLMITO_GNL_A	GNL	458.61	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_C	GNL	464.40	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_C	GNL	464.40	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_E	GNL	465.69	US\$/dam3
CMPC_CORDILLERA_GNL_B	GNL	474.46	US\$/dam3
CORONEL_GNL_B	GNL	479.08	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_P	GNL	484.05	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GNL_P	GNL	484.05	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_D	GNL	489.71	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_D	GNL	489.71	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_D	GNL	489.71	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_D	GNL	489.71	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_D	GNL	489.71	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_D	GNL	489.71	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_E	GNL	492.26	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_E	GNL	492.26	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_E	GNL	492.26	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_E	GNL	492.26	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_E	GNL	492.26	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_E	GNL	492.26	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_D	GNL	513.41	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_D	GNL	513.41	US\$/dam3
CORONEL_GNL_A	GNL	516.33	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_A	GNL	518.51	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_A	GNL	518.51	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_A	GNL	518.51	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_A	GNL	518.51	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_A	GNL	518.51	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_A	GNL	518.51	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_A	GNL	542.21	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_A	GNL	542.21	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_B	GNL	546.99	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_B	GNL	546.99	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_E	GNL	548.29	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_INF	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida
SAN_ISIDRO-FA_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_A	GNL	586.93	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_F	GNL	605.96	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_X	GNL	605.96	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_F	GNL	605.96	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_X	GNL	605.96	US\$/dam3
NEWEN_GNL_A	GNL	641.07	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_F	GNL	662.51	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_B	GNL	685.07	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GNL_B	GNL	685.07	US\$/dam3
CMPC_CORDILLERA_GNL_A	GNL	701.75	US\$/dam3
YUNGAY_U1_GNL_A	GNL	904.16	US\$/dam3
YUNGAY_U2_GNL_A	GNL	904.16	US\$/dam3
YUNGAY_U3_GNL_A	GNL	904.16	US\$/dam3
ERSA_BIOBIO	Petcoke	0.00	US\$/Ton